

Prix du pétrole

Rapport

Joël Maurice

Commentaires

Michel Didier

Guy de Monchy

Compléments

Arnaud Buissé, Jean-Paul Depecker et Bruno Tissot

Denis Babusiaux

Xavier Burucoa et Didier Houssin

Olivier Appert

Patrick Criqui et Pierre-Noël Giraud

Frédéric Lasserre

Jean-Marie Chevalier

Stéphane Gallon

François Moisan

*Réalisé en PAO au Conseil d'Analyse Économique
par Christine Carl*

© La Documentation française. Paris, 2001 - ISBN : 2-11-004990-9

« En application de la loi du 11 mars 1957 (article 41) et du Code de la propriété intellectuelle du 1er juillet 1992, toute reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans l'autorisation expresse de l'éditeur.

Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre. »

La création du Conseil d'Analyse Économique « répond à la nécessité pour un gouvernement trop souvent confronté à l'urgence, de pouvoir se référer à une structure de réflexion qui lui permette d'éclairer ses choix dans le domaine économique. J'ai souhaité aussi créer un lien entre deux mondes qui trop souvent s'ignorent, celui de la décision économique publique et celui de la réflexion économique, universitaire ou non.

J'ai pris soin de composer ce Conseil de façon à tenir compte de toutes les sensibilités. Le Conseil d'Analyse Économique est pluraliste. C'est là un de ses atouts principaux, auquel je suis très attaché. Il doit être un lieu de confrontations sans a priori et les personnes qui le composent doivent pouvoir s'exprimer en toute indépendance. Cette indépendance — je le sais — vous y tenez, mais surtout je la souhaite moi-même.

Ces délibérations n'aboutiront pas toujours à des conclusions partagées par tous les membres ; l'essentiel à mes yeux est que tous les avis puissent s'exprimer, sans qu'il y ait nécessairement consensus.

...

La mission de ce Conseil est essentielle : il s'agit, par vos débats, d'analyser les problèmes économiques du pays et d'exposer les différentes options envisageables. »

*Lionel Jospin, Premier Ministre
Discours d'ouverture de la séance d'installation
du Conseil d'Analyse Économique, le 24 juillet 1997.
Salle du Conseil, Hôtel de Matignon.*

Sommaire

Introduction	7
<i>Jean Pisani-Ferry</i>	
Prix du pétrole	11
<i>Joël Maurice</i>	
 <i>Commentaires</i>	
<i>Michel Didier</i>	73
<i>Guy de Monchy</i>	81
 <i>Compléments</i>	
A. Le marché pétrolier à l'horizon 2000-2002	83
<i>Arnaud Buissé, Jean-Paul Depecker et Bruno Tissot</i>	
B. Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut	93
<i>Denis Babusiaux</i>	
C. Évolution de l'offre de pétrole à court terme	107
<i>Xavier Burucoa et Didier Houssin</i>	
D. Prospective énergétique mondiale à l'horizon 2020 : une présentation du World Energy Outlook	121
<i>Olivier Appert</i>	
E. Une exploration des stratégies de prix de l'OPEP à l'aide du modèle énergétique mondial POLES	135
<i>Patrick Criqui et Pierre-Noël Giraud</i>	
F. Le rôle de l'État dans la gestion du risque de prix du pétrole	141
<i>Frédéric Lasserre</i>	
G. Détermination du prix du gaz naturel	147
<i>Jean-Marie Chevalier</i>	

H. Les perspectives du marché du gaz en Europe	151
<i>Stéphane Gallon</i>	
I. Les actions structurelles dans le domaine des transports	171
<i>François Moisan</i>	
 Résumé	181
Summary	189

Introduction

Au tournant du millénaire, la hausse du prix du pétrole est venue rappeler aux économies avancées qu'elles avaient eu tendance à oublier au cours des quinze années précédentes : leur dépendance pétrolière et leur vulnérabilité aux fluctuations du prix du brut. Certes, cette dépendance a fortement diminué. Mais dans le même temps, notre tolérance à l'inflation a, elle aussi, beaucoup baissé, et en Europe au moins, du fait de gains annuels de productivité par tête nettement plus faibles que dans les années soixante-dix, une dégradation des termes de l'échange implique plus rapidement une perte de pouvoir d'achat. Enfin, les usages du pétrole sont aujourd'hui concentrés sur les transports, ce qui limite les possibilités de substitution entre énergies – au moins à court terme. Nous sommes donc à la fois moins dépendants du pétrole et plus sensibles aux fluctuations de son prix.

Au cours des dernières années, le prix du brut est passé de 25 dollars par baril (\$/b) au début de 1997 à 10 \$/b à la fin de 1999, pour remonter à 35 \$/b à l'automne 2000 et enfin redescendre à 25 \$/b. Pourquoi cette instabilité ? Les fluctuations de la croissance mondiale n'expliquent pas tout. Le rapport de Joël Maurice étudie longuement cette question centrale. Les réponses qu'il apporte ne sont pas rassurantes : il dépeint un marché sophistiqué par les instruments qu'il mobilise, mais primitif dans son fonctionnement – le prix répond largement à l'écart instantané entre offre et demande mondiales, et défaillant dans sa capacité à produire une information fiable – celle qui concerne les stocks est, selon le rapport, « lacunaire et imprécise » ; il rappelle le caractère fortement oligopolistique de ce marché, souligne qu'au terme d'un cycle d'un quart de siècle, l'OPEP a retrouvé son contrôle du marché, et montre en même temps combien l'organisation des pays producteurs a été maladroite dans la gestion de sa poli-

tique de quotas. Deux des graphiques les plus saisissants du rapport sont ainsi celui de la page 37, qui montre comment quinze ans de prix bas ont reconstitué le pouvoir de marché de l'OPEP, et celui de la page 40, qui met en évidence ses fausses manœuvres dans la période récente. Au total, l'instabilité du prix du pétrole paraît bien être en partie liée à des déficiences dans l'organisation et le fonctionnement de ce marché.

Ces questions sont d'autant plus actuelles que le rapport envisage à horizon de dix ans un net renforcement du pouvoir de marché de l'OPEP, et plus spécifiquement du Moyen-Orient. Après une longue éclipse, le retour des producteurs serait donc durable, avec pour conséquence des prix nettement plus fermes que dans les quinze dernières années – mais éloignés des sommets atteints en 1980 – et une modification substantielle du partage du revenu mondial. Si cette perspective se concrétise, les pays consommateurs n'auront plus, comme par le passé, la possibilité de faire recours à des énergies de substitution : se replier sur le charbon serait, le rapport le montre bien, contradictoire avec les objectifs de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre qui invitent plutôt à substituer du pétrole au charbon ; il n'est plus aujourd'hui réaliste de miser sur un développement important du nucléaire ; le prix du gaz reste indexé sur celui du pétrole ; les autres énergies n'auront pas de contribution très significative à horizon de dix ans. Il n'y a donc pas, cette fois, d'échappatoire au tête-à-tête entre producteurs et consommateurs.

Sur la base de cette analyse, Joël Maurice concentre logiquement ses propositions sur l'organisation et le fonctionnement du marché pétrolier. Ses recommandations visent principalement à réduire la volatilité du marché en accroissant sa transparence et à protéger les utilisateurs des conséquences des fluctuations de prix en développant les techniques de couverture. C'est apparemment modeste, mais important et difficile, compte tenu de l'état du dialogue entre producteurs et consommateurs. Il rappelle aussi que le respect des objectifs de Kyoto nécessite que les prix pour l'utilisateur final reflètent correctement le coût pour la collectivité des consommations d'énergie, ainsi que des actions structurelles (notamment dans les transports). La forte sensibilité au prix des combustibles qui s'est manifestée à l'occasion de la hausse du prix du pétrole ne retire rien à la pertinence de cette recommandation.

Le rapport est accompagné de commentaires de Michel Didier et Guy de Monchy. Le premier résume le fonctionnement du marché pétrolier en une formule saisissante : les évolutions structurelles sont lentes, les mouvements conjoncturels sont brutaux. Il relativise le risque de pénurie de pétrole mais, comme Joël Maurice, souligne celui des contraintes environnementales. Le second marque son accord avec l'analyse et les recommandations du rapport et souligne la situation spécifique de l'Europe quant à ses approvisionnements énergétiques.

Le rapport de Joël Maurice est accompagné de neuf compléments rédigés par des experts des questions énergétiques et pétrolières, qui explorent différents volets de la question traitée.

Le rapport préliminaire a été discuté à la séance plénière du Conseil d'analyse économique du 21 décembre 2000, puis, en présence du Premier ministre, le 18 janvier 2001.

Jean Pisani-Ferry
Président délégué du Conseil d'analyse économique

Prix du pétrole :

quelles perspectives à court terme et à moyen terme ?^(*)

Joël Maurice

Conseil d'Analyse Économique

Introduction

Le prix du pétrole⁽¹⁾ est passé de 9,5 dollars par baril (\$/b) en décembre 1998 à 37,4 \$/b en septembre 2000, soit une multiplication par 3,9 (graphique 1). En moyenne annuelle, il a été porté de 12,8 \$/b en 1998 à 17,9 \$/b en 1999, puis à 28,4 \$/b en 2000 (AIE, 2001) ; soit deux augmentations successives de 40 et 59 %.

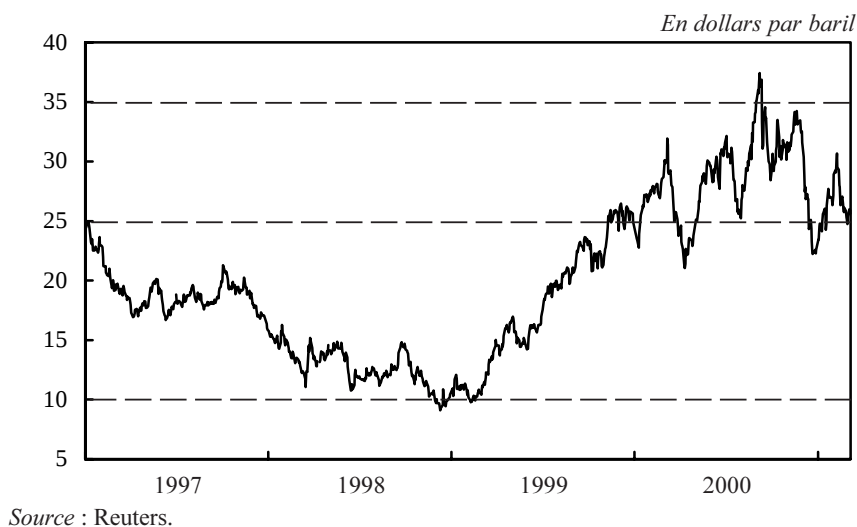
Ce mouvement de hausse a surpris par son ampleur. Il n'avait pas été anticipé. Pour ne citer qu'un exemple, le prix du pétrole pour l'année 2000 avait été estimé par l'OCDE successivement à 14,2 \$/b, 15,3 \$/b, 22,1 \$/b, et 25,2 \$/b dans ses prévisions décembre 1998, juin 1999, décembre 1999 et juin 2000.

En fait, on n'avait pas davantage vu venir le mouvement précédent de baisse, au cours duquel le prix du pétrole est passé de 25 \$/b au début de janvier 1997 à 9,5 \$/b en décembre 1998 soit une division par 2,6. En moyenne annuelle, ce prix qui était de 19,1 \$/b en 1997 est tombé à 12,8 \$/b en 1998, soit une réduction de 33 %.

(*) L'auteur du rapport adresse ses plus vifs remerciements aux membres du groupe de travail qui s'est réuni au Conseil d'analyse économique, auprès desquels il a puisé tous les éléments d'information, d'analyse et de réflexion, dont le rapport propose une synthèse. Il reste bien entendu seul responsable des erreurs éventuelles qui pourraient subsister dans le rapport, ainsi que du point de vue qui y est exprimé.

(1) Il s'agit ici du pétrole de qualité *brent daté*, provenant de la mer du Nord (Agence Reuters et DIMAH).

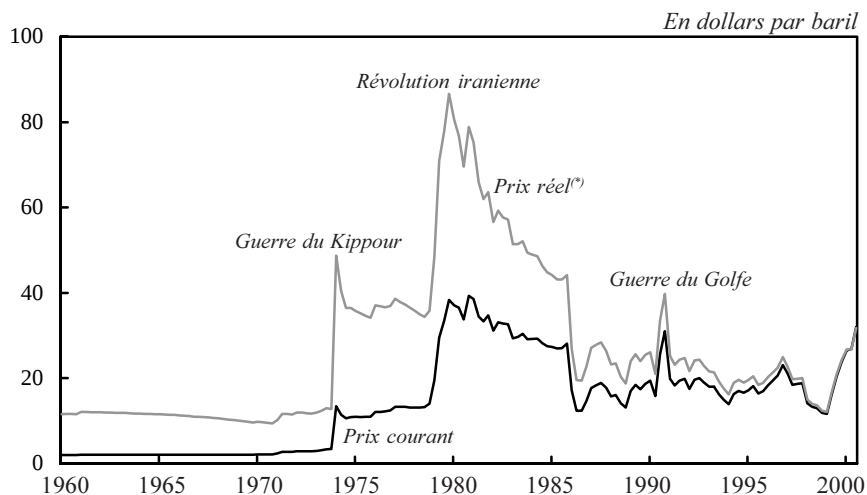
1. Évolution des cours quotidiens du Brent daté



Regard rétrospectif sur le prix du brut

Il est vrai que ces oscillations de grande amplitude tranchent avec une décennie de relative stabilité du prix du pétrole autour de 20 \$/b, entre 1987 et 1997 (si l'on excepte la brève pointe à 40 \$/b lors de la Guerre du Golfe) (graphique 2).

2. Évolution du prix du baril de pétrole



Note : (*) Prix courant déflaté par l'indice des prix à la consommation des États-Unis, base 2000.

Sources : FMI et calculs de la Direction de la prévision.

Le renchérissement du baril qui s'est produit depuis le début de l'année 1999 a suscité la crainte d'un troisième choc pétrolier, analogue à ceux de 1973 et de 1979. En fait, en termes réels, c'est-à-dire compte tenu de l'érosion monétaire, le prix du pétrole brut constaté en 2000 reste inférieur à celui qui prévalait avant le second choc pétrolier de 1979 ou avant le contre-choc pétrolier de 1986 (*cf.* complément A, Buissé, Depecker et Tissot, 2001).

De plus, les économies des pays industriels ont substantiellement réduit leur dépendance vis-à-vis du pétrole par rapport aux années soixante-dix. La trace la plus visible de cette évolution se trouve dans les importations nettes de pétrole en pourcentage du PIB ; cette part avait culminé en 1980 (lendemain du second choc pétrolier) à 2,8 % pour les États-Unis, 5,2 % pour le Japon, 4,2 % pour la France ; dans tous ces pays, elle était tombée au-dessous de 1 %, voire de 0,7 %. Le tableau 1 montre comment a évolué la facture énergétique extérieure des États-Unis, du Japon et de la France, en pourcentage du PIB. Il apparaît ainsi que la facture énergétique de la France a été augmentée de 2,6 points de PIB lors du premier choc pétrolier, de 1,22 point de PIB lors du second choc pétrolier, qu'elle a été allégée de 1,71 point du PIB lors du contre-choc pétrolier, qu'elle s'est alourdie de 0,23 point de PIB en 1999, puis d'environ 0,86 point de PIB en 2000. L'incidence du renchérissement du pétrole sur les pays industrialisés s'est donc, relativement, atténuée.

1. Facture énergétique extérieure

En % du PIB

	Premier choc		Second choc		Contre-choc		Période récente		
	1973	1974	1979	1980	1985	1986	1997	1998	1999
États-Unis	0,52	1,61	2,34	2,76	1,07	0,79	0,81	0,55	0,68
Japon	1,60	4,51	3,76	5,46	3,00	1,24	0,95	0,67	0,71
France	1,31	3,91	2,78	4,00	3,05	1,34	0,93	0,63	0,86

Source : Institut français du pétrole (IFP).

Les augmentations récentes du prix du pétrole ont beau apparaître plus faibles que lors des deux chocs pétroliers, elles n'en ont pas moins déclenché un mouvement de protestation spectaculaire en France comme dans la plupart des autres pays européens et soulevé un débat sur le niveau des taxes – débat sur lequel s'appuie l'OPEP pour tenter de déplacer à son profit le partage entre prix brut, marge des raffineurs et prélèvements obligatoires. Les réactions des transporteurs routiers et des automobilistes trouvent sans doute une explication dans la place considérable prise par le camion dans le transport des marchandises et par l'automobile dans les déplacements individuels, y compris entre domicile et lieu de travail. Ces moyens de transport apparaissent dès lors comme non substituables à court terme, voire à moyen terme (notamment compte tenu du phénomène de

péri-urbanisation), de sorte que toute augmentation des prix du carburant est ressentie comme une ponction sur le pouvoir d'achat. Un effet du même type affecte les ménages ou services qui utilisent pour leur chauffage du fioul domestique, lui aussi peu substituable à court terme. On peut estimer que le budget hydrocarbures représente en France environ 5,7 % dans le panier de consommation des ménages⁽²⁾.

Implications macroéconomiques

Une augmentation du prix du pétrole met en jeu, dans les pays consommateurs, des mécanismes macroéconomiques non dénués de risques. Elle se répercute directement sur le prix des carburants à la pompe, mais aussi sur les coûts de production des biens et services dont les produits pétroliers sont une consommation intermédiaire et entraîne donc soit une augmentation du prix de vente de ces biens, soit une détérioration de la marge des entreprises. L'indice des prix à la consommation subit ainsi un choc « de premier tour » qui a pu être estimé (INSEE, 2000) à 0,7 % de glissement annuel au cours de l'année 1998. La conséquence en est une réduction (ou une moindre progression) du pouvoir d'achat des ménages, lesquels freinent leur consommation, sauf à réduire leur taux d'épargne ; si au contraire l'épargne de précaution augmentait, le freinage de la consommation serait accentué.

Certes, le ralentissement de la demande des ménages peut être compensé par une augmentation des exportations à destination des pays producteurs de pétrole, dont les revenus se trouvent accrus ; mais le « recyclage des pétrodollars » demande des délais et de plus, il semble que désormais les pays producteurs étalent davantage dans le temps leur consommation (en adoptant un comportement de « revenu permanent ») et donnent la priorité au remboursement de leur dette. L'effet conjoncturel d'un renchérissement du pétrole est donc celui d'un transfert de revenu vers des agents économiques ayant une moindre propension à consommer ; c'est-à-dire un freinage de la demande globale, donc de l'activité économique et par conséquent de l'emploi.

Au « second tour » interviennent les phénomènes de diffusion des hausses de prix sur les évolutions nominales des revenus et notamment des salaires. Les modalités de détermination des salaires nominaux jouent en la matière un rôle déterminant. Lors des deux chocs pétroliers, le degré élevé d'indexation des salaires sur les prix, en France mais aussi ailleurs en Europe, avait amplifié l'augmentation des prix et reporté le poids du prélèvement extérieur principalement sur la marge des entreprises. La situation actuelle est très différente, comme le montrent Bouscharain et Ménard (2000). En effet, « l'élasticité à deux ans des salaires aux prix de consommation est

(2) Toutes taxes comprises (INSEE, 2000). On reviendra plus loin sur la taxation des produits pétroliers.

passée en France de 0,8 (entre 1975 et 1986) à 0,4 (entre 1986 et 1998) », réduisant ainsi considérablement le multiplicateur d'inflation. La maîtrise de ces effets de second tour n'en reste pas moins une question cruciale, dans la mesure où l'enclenchement d'une boucle prix-salaires provoquerait certainement un durcissement de la politique monétaire confiée à la Banque centrale européenne et accentuerait par contre-coup le freinage de la croissance, en réduisant le rythme de l'investissement des entreprises et celui de l'investissement logement des ménages.

Au total, les hausses de prix du pétrole ont conduit l'INSEE, dans sa note de conjoncture de décembre 2000, à réviser sa prévision pour le second semestre de l'année 2000, à la baisse de 0,4 point pour la croissance du PIB (glissement du PIB semestriel en volume ramené de 1,8 à 1,4 %) et à la hausse de 0,6 point pour l'inflation (glissement semestriel des prix à la consommation porté de 1,2 à 1,8 %).

Certes, lorsqu'elles se produisent (1986 et 1998), les baisses du prix du pétrole bénéficient aux consommateurs, qui n'en ont pas toujours conscience ou en tout cas ne manifestent pas leur satisfaction sur la voie publique. Mais elles entraînent bien entendu des pertes de recettes pour les pays producteurs de pétrole, dont certains connaissent alors des difficultés financières qui pèsent fortement sur le niveau de vie de leur population (cas notamment des pays peuplés comme l'Indonésie, le Nigeria, le Mexique, l'Algérie, etc.).

Les variations inopinées du prix du pétrole ont donc des conséquences qui ne sont pas anodines. Cela pousse à s'interroger sur les causes de ces écarts de grande ampleur et sur les perspectives d'évolution des prix du pétrole.

Mais si un tel besoin se fait sentir, il n'est pas pour autant aisé d'y répondre et la tentative d'actualisation des prévisions reste exposée aux mêmes risques d'erreurs de prévision que par le passé. La démarche doit rester modeste et consciente de sa fragilité, tout en s'efforçant de réunir les éléments susceptibles d'éclairer les réflexions.

Dans cet esprit, on se propose dans le présent rapport d'examiner les perspectives concernant le prix du pétrole, en considérant deux horizons temporels. Celui du court terme (6 à 18 mois), où les capacités des productions sont exogènes. Celui du moyen terme (5 à 10 ans), où les capacités de production redeviennent endogènes (à la marge) et où, en outre, la structure de la demande peut évoluer, sous l'effet, non seulement du prix du baril, mais aussi de politiques orientant la demande ; à cet horizon, il s'agit notamment de savoir comment prendre en compte les engagements de Kyoto, consistant à continger les émissions de gaz carbonique dans l'atmosphère. On ne fera qu'évoquer dans ce rapport l'horizon de long terme (vingt ans et au-delà), qui requiert des moyens plus considérables, tant d'investigation que de simulation (voir à cet égard notamment, AIE, WEO 2000 et IEPE, 2000).

On jettera ensuite un regard sur les perspectives d'évolution du prix du gaz naturel, qui est jusqu'à maintenant largement indexé sur celui des produits pétroliers. On s'attachera à examiner dans quelle mesure on pourrait aller vers une certaine « déconnexion ».

Les déterminants du prix du pétrole

Le marché du pétrole est mondial. Cette mondialisation est largement facilitée par le fait que le pétrole, étant un liquide, se transporte et se stocke assez aisément, à un coût relativement faible par rapport à son prix. Dans ces conditions, toute réflexion sur le prix du pétrole requiert une analyse de l'évolution de la demande et de l'évolution de l'offre de pétrole, à l'échelle mondiale, en prêtant une attention particulière à la variation des stocks, laquelle assure l'équilibre des flux physiques. Cependant il est clair que le marché mondial du pétrole n'est pas en situation de concurrence parfaite et qu'il faut tenir compte de la structure de marché. Ce n'est qu'au terme de ce tour d'horizon que l'on pourra tenter de faire le point sur les perspectives d'évolution du prix du baril.

Analyse de la demande mondiale de pétrole

La demande de pétrole, telle que définie par exemple par l'Agence internationale de l'Énergie (AIE), est constituée par les livraisons⁽³⁾ à partir des raffineries et/ou des stocks primaires, ainsi que par les quantités de brut ou de pétrole non conventionnel faisant l'objet d'une combustion directe. Il s'agit donc de la demande hors stocks⁽⁴⁾ (sur lesquels on reviendra).

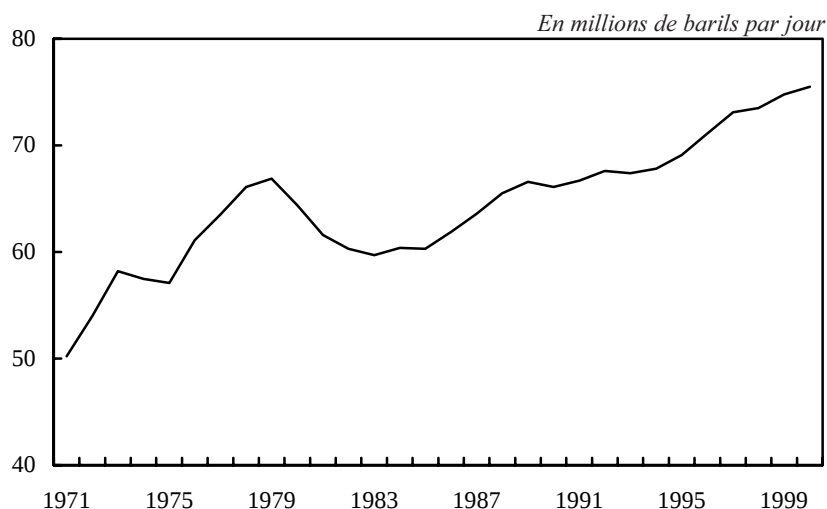
Regard rétrospectif sur la demande mondiale

La demande mondiale de pétrole augmentait rapidement avant le premier choc pétrolier (WEO 2000) : entre 1965 et 1973, elle est passée de 31 millions de barils par jour (Mb/j) à 58 Mb/j, soit un taux moyen de progression de 8,2 % par an et une augmentation annuelle moyenne de 3,4 Mb/j. Après une légère régression en 1974 et 1975, elle a ensuite recommencé à augmenter jusqu'au second choc pétrolier, atteignant ainsi 67 Mb/j en 1979, soit un taux moyen de progression de 3,1 % par an et une augmentation annuelle moyenne de 1,9 Mb/j. Elle a ensuite reflué jusqu'à 60 Mb/j en 1983. Depuis, elle n'a cessé d'augmenter, atteignant 75,5 Mb/j en 2000, soit un taux moyen de progression de 1,4 % par an et une augmentation annuelle moyenne proche de 1 Mb/j (graphique 3).

(3) Comprenant les livraisons intérieures ainsi que les soutes des navires de transport international et le fioul consommé par les raffineries elles-mêmes.

(4) La demande comprend toutefois la variation des stocks réalisés par les consommateurs finals et par les distributeurs.

3. Demande mondiale de pétrole



Source : AIE.

Cette évolution rétrospective de la demande de pétrole résulte de plusieurs phénomènes :

- le premier est le profil de la croissance économique mondiale, dont le rythme a temporairement fléchi à la suite des deux chocs pétroliers ;
- le deuxième concerne l'intensité énergétique, mesurant la consommation mondiale totale d'énergie primaire (convertie en équivalent pétrole) par unité de volume du PIB mondial. Cette intensité a constamment diminué de 1970 à nos jours, au rythme moyen de 1,1 % par an (WEO 2000), sous l'effet combiné de l'augmentation du prix relatif de l'énergie, du progrès technique et de la déformation structurelle de l'activité économique (montée du tertiaire) ;
- le troisième phénomène est relatif à la part du pétrole dans la consommation mondiale totale d'énergie primaire, qui a été ramenée de 49 % en 1971 à 41 % en 1997, sous l'effet du renchérissement du prix relatif du pétrole par rapport aux autres formes d'énergie. L'utilisation du pétrole s'est ainsi concentrée sur les usages pour lesquels il reste difficilement substituable, comme la pétrochimie et les transports à moteurs thermiques : c'est ainsi qu'entre 1971 et 1997, la part du pétrole dans la consommation d'énergie est passée de 94 à 96 % dans les transports, alors qu'elle a baissé de 22 à 9 % dans la production d'électricité, de 35 à 27 % dans l'industrie, de 38 à 26 % dans les autres secteurs (WEO 2000).

La structure géographique de la demande de pétrole a connu, elle aussi, une évolution sensible. Entre 1971 et 1997, par rapport à la consommation mondiale de pétrole, la part des pays de l'OCDE a été ramenée de 72 à 45,6 % (dont celle de l'OCDE-Amérique du Nord du 34 à 26,4 %, celle de

l'OCDE-Europe de 28,2 à 19,4 % et celle de l'OCDE-Pacifique de 9,8 à 8,8 %). Pendant la même période, la part des pays en transition (dont la Russie) a régressé de 13,3 à 6,4 %. Mais la part des pays en développement a bondi de 14,5 à 35,2 %. Celle de la Chine notamment est passée de 1,8 à 5,7 % et celle de l'Inde de 0,9 à 2,5 %.

Cette augmentation de la part des pays en développement dans la demande mondiale de pétrole tient à leur rythme de croissance rapide, du moins pour les pays émergents. Ces derniers ont, de plus, une intensité énergétique relativement élevée et qui n'a pas encore amorcé la réduction qu'ont connue les pays de l'OCDE (tableau 2).

2. Intensité énergétique

En tonnes d'équivalent pétrole/PIB (1 000 dollars de 1999)

	1973	1979	1986	1998
OCDE-Amérique du Nord	0,40	0,37	0,30	0,27
OCDE-Pacifique	0,14	0,13	0,11	0,12
OCDE-Europe	0,24	0,23	0,20	0,17
dont France	0,18	0,17	0,16	0,15
Asie	0,25	0,26	0,24	0,26

Sources : AIE et IFP.

Une demande mondiale de pétrole très sensible à la croissance économique et peu sensible au prix

Au total, la demande de pétrole se trouve fortement corrélée à la croissance économique. Utilisant le PIB de l'OCDE comme variable « proxy », la Direction de la prévision (Buissé, Depecker et Tissot, 2001) trouve qu'une variation de 1 % du taux de croissance entraîne une variation de la demande de pétrole de 0,9 % à court terme et de 1 % à long terme⁽⁵⁾. Cette équation économétrique à pas trimestriel retrace les évolutions passées de la demande mondiale avec une erreur moyenne de 0,5 Mb/j.

La demande de pétrole se révèle en revanche très peu sensible au prix, en tout cas à court terme. Les chocs pétroliers de grande amplitude sur le prix du pétrole, anciens ou récents, n'ont entraîné sur la demande de pétrole que des chocs (de sens opposé) d'un ordre de grandeur inférieur. L'élasticité de la demande par rapport au prix est faible : les estimations (*cf.* complément B, Babusiaux, 2001) vont de 0,03 à 0,1. A titre d'exemple, l'augmentation de 40 % du prix annuel moyen du pétrole enregistré en 1999 par rapport à 1998 aurait entraîné (toutes choses égales par ailleurs) sur la demande une réduction comprise dans une fourchette de 0,7 à 2,5 Mb/j.

(5) Étant entendu que, comme on l'a vu, à long terme se manifeste par ailleurs une réduction tendancielle de l'intensité énergétique, estimée à 1,26 % par an par la Direction de la prévision.

Cela ne préjuge pas, bien entendu, des conséquences que pourrait avoir un tel choc à moyen terme, s'il était maintenu, car il entraînerait alors de multiples effets de substitution, d'adaptations structurelles et d'enchaînements macroéconomiques, semblables (avec une ampleur moindre) à ceux qui se sont produits à la suite des deux chocs pétroliers.

Saisonnalité

La demande de pétrole varie avec les saisons. À la sortie de l'hiver, elle connaît un point bas au deuxième trimestre (plus précisément, mois de mai), pour augmenter ensuite, connaître un léger ralentissement en août et novembre et culminer à la fin du quatrième trimestre. L'écart entre le maximum et le minimum dépend des aléas météorologiques et peut se situer entre 2 et 4 Mb/j.

Ces variations saisonnières sont induites par celles qui affectent les produits raffinés : la demande finale dominante est celle de fioul de chauffage en hiver (hémisphère Nord), celle de carburant pour les transports pendant le reste de l'année avec une pointe pendant l'été (*driving season*).

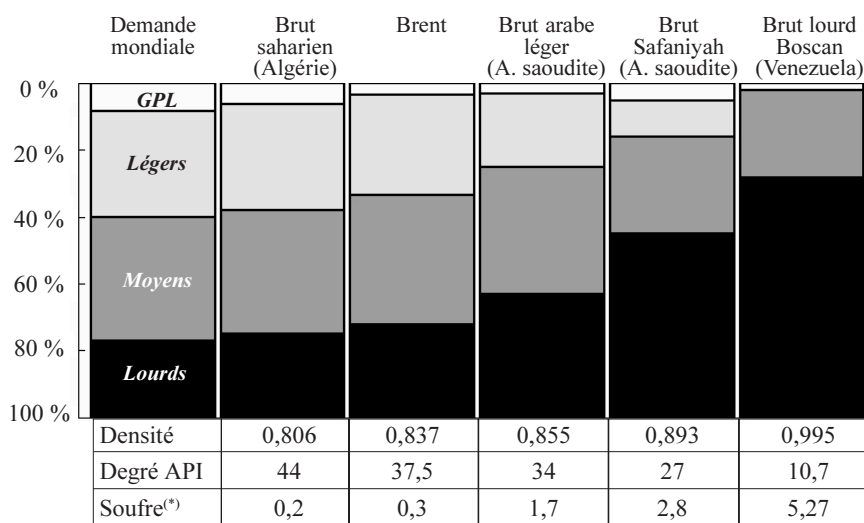
Plus généralement, la structure de la demande finale en produits raffinés influence la structure de la demande en bruts de qualités différentes et donc de provenances différentes (graphique 4). La demande finale des pays de l'OCDE est constituée pour une large part de produits raffinés légers (essence) ou moyens (gazole, kérosène), qui de plus sont soumis à des normes évolutives concernant la protection de l'environnement ; les pétroles légers tels que le *West Texas Intermediate* (WTI) ou le *brent* de la mer du Nord fournissent des distillats légers correspondant bien à ce type de demande, sans avoir à recourir à une conversion coûteuse des résidus lourds. Les autres zones géographiques ont une demande finale comportant davantage de fioul domestique ou de fiouls lourds et s'accommodent mieux de bruts plus lourds, qui constituent l'essentiel de la production du Moyen-Orient. La teneur en soufre est un autre facteur de différenciation des bruts.

La demande n'étant pas identique selon les qualités de brut, il en découle entre les prix du baril des écarts non négligeables, fluctuant eux-mêmes au cours du temps. Ainsi, le prix du baril de l'*Arab Heavy* par rapport au *brent* a subi une décote qui a culminé à 4,2 \$/b en octobre 2000, avant de s'atténuer.

Deux chocs inattendus sur la croissance mondiale

Le profil conjoncturel de la demande mondiale de pétrole résulte du jeu combiné de ces différents facteurs explicatifs. Il fournit une image directe du profil de l'activité économique, combinée avec une image inversée et atténuée du profil du prix du baril. Il est sensible à la rigueur des hivers. Il n'affecte pas homothétiquement toutes les qualités de brut, mais se ventile différemment entre celles-ci selon les priorités du moment en termes de produits raffinés.

4. Rendement en coupes pétrolières pour divers pétroles bruts



Note : Teneur en % du poids.

Sources : CEG-IFP, juillet 2000 et ENSPM Formation Industrie.

Sous cet angle, il peut être utile d'analyser l'évolution de la demande mondiale de pétrole, telle qu'elle s'est manifestée au cours des années récentes. Cette demande avait fortement accéléré, une première fois en 1994 sous l'influence de la croissance américaine, une seconde fois en 1996, sous l'influence de la croissance asiatique. À la fin de 1996, les stocks étaient bas et en 1997 la croissance économique semblait devoir se poursuivre, malgré l'éclatement de la crise financière en Thaïlande au milieu de l'année.

Cependant en 1998, la crise financière s'est propagée aux pays d'Asie (le Japon a connu une récession : le PIB a chuté de 2,5 %), puis au Brésil et à la Russie. Au lieu d'augmenter, la demande mondiale de pétrole est restée quasi-stationnaire (73,5 Mb/j en 1998, après 73,1 Mb/j en 1997) (AIE, 2001). Et les perspectives de croissance économique pour 1999 ont été revues sensiblement à la baisse.

Mais les prévisions ont été à nouveau déjouées. La reprise économique a été plus précoce et plus vigoureuse que prévu, y compris au sein des pays émergents. Si bien que la demande mondiale de pétrole a augmenté de 1,2 Mb/j en 1999, puis de 2 Mb/j en 2000. De plus, des modifications en série concernant les normes environnementales applicables à l'essence ont été introduites aux États-Unis, ce qui a augmenté la part des bruts légers (*WTI*, *brent*) dans la structure de la demande de pétrole.

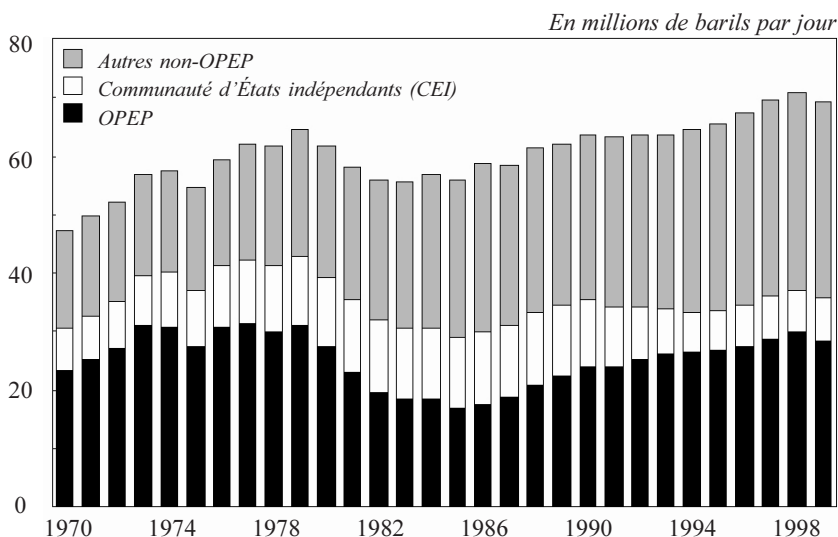
On verra plus loin comment ces à-coups non anticipés de la demande de pétrole ont interféré avec l'évolution de l'offre et quelles en ont été les contreparties en termes de variation des stocks.

Analyse de l'offre de pétrole

Production

Depuis 1970, la production de pétrole a suivi une évolution très proche de celle de la demande présentée ci-dessus (graphique 5). L'écart entre les deux est comblé par la variation des stocks (sur laquelle on reviendra plus loin) et n'excède jamais quelques pour-cent.

5. Production mondiale de pétrole



Sources : BP-Amoco Statistical Review, DGEMP et ENSPM Formation Industrie.

L'origine géographique de cette production a notablement varié (graphique 6). La part du Moyen-Orient a enflé jusqu'à près de 40 % lors des deux chocs pétroliers, avant de redescendre à 20 % en 1984 et de se reconstituer progressivement. La part de l'Amérique du Nord est passée de 32 à 19 %, avec un rebond entre 1979 et 1987. La part de l'ex-URSS a d'abord augmenté, de 15 à 22 %, avant de redescendre à 10 %. La part d'Amérique centrale et du Sud a baissé de 14 à 10 %. Celle de l'Afrique a fluctué autour de 10 %. Celles de l'Asie non-OCDE et de l'Europe ont augmenté, pour se situer aujourd'hui à près de 10 %.

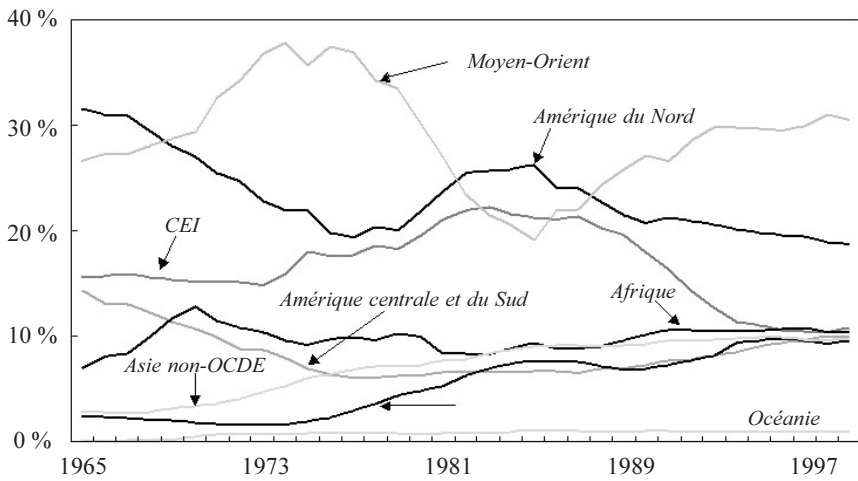
Le graphique 7 fournit la répartition géographique de l'offre mondiale de pétrole en 1999 (où elle a été de 74,1 Mb/j). On y remarque que la part de loin la plus importante, avec 42 %, est détenue par l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole), sur le rôle majeur de laquelle on reviendra plus loin.

3. Demande, production et variation mondiales des stocks de pétrole

	1997				1998				1999				2000			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
<i>Demande mondiale</i> (Variation)	73,7 (-1,3)	72,4 (-1,3)	73,5 (1,1)	75,6 (2,1)	75,0 (-0,6)	73,0 (-2,0)	73,9 (0,9)	75,3 (1,4)	75,8 (0,5)	72,9 (-2,9)	74,0 (1,1)	76,5 (2,5)	75,5 (-1,0)	73,9 (-1,6)	75,9 (2,0)	76,8 (0,9)
<i>Production mondiale</i> (Variation)	73,9 (-0,1)	73,8 (-0,1)	74,6 (0,8)	75,7 (1,1)	76,7 (1,0)	75,8 (-0,9)	74,3 (-1,5)	75,1 (0,8)	75,2 (0,1)	73,1 (-2,1)	73,6 (0,5)	74,4 (0,8)	75,2 (0,8)	76,2 (1,0)	77,1 (0,9)	78,2 (1,1)
• Non-OPEP (Variation)	44,3 (-0,1)	44,2 (-0,1)	44,5 (0,3)	45,1 (0,6)	45,4 (0,3)	44,7 (-0,7)	44,1 (-0,6)	44,8 (0,7)	44,6 (-0,2)	44,0 (-0,6)	44,6 (0,6)	45,5 (0,9)	45,9 (0,4)	45,5 (-0,4)	45,8 (0,3)	46,3 (0,5)
– OCDE Amérique du Nord	14,5	14,5	14,8	14,8	14,9	14,7	14,2	14,3	14,1	13,9	13,9	14,1	14,3	14,4	14,3	14,2
– OCDE Europe	6,9	6,5	6,5	7,0	6,9	6,6	6,3	6,8	6,8	6,5	6,7	7,1	7,1	6,6	6,6	6,9
– OCDE Pacifique	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,9	0,9	0,8	0,8
– Autres non-OPEP	22,2	22,5	22,5	22,6	22,9	22,7	22,8	23,1	23,1	23,0	23,3	23,6	23,6	23,6	24,1	24,4
• OPEP (Variation)	29,6 (0,0)	29,6 (0,0)	30,1 (0,5)	30,6 (0,5)	31,3 (0,7)	31,1 (-0,2)	30,2 (-0,9)	30,3 (0,1)	30,6 (0,3)	29,1 (-1,5)	29,0 (-0,1)	28,9 (-0,1)	29,3 (0,4)	30,7 (1,4)	31,3 (0,6)	31,9 (0,6)
– OPEP brut (y compris Irak)	26,9	26,9	27,3	27,8	28,5	28,3	27,4	27,5	27,8	26,3	26,2	26,1	26,5	27,8	28,4	29,0
– OPEP GNL	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9
<i>Variation mondiale des stocks</i>	0,2	1,4	1,1	0,1	1,7	2,8	0,4	-0,2	-0,6	0,2	-0,4	-2,1	-0,3	2,3	1,2	1,4
Rappel : prix du brent (en \$/b)	21,1	18,1	18,6	18,8	14,1	13,3	12,5	11,5	11,3	15,5	20,6	24,1	26,9	26,7	30,2	29,6

Source : AIE, *Oil Market Report*, février 2001.

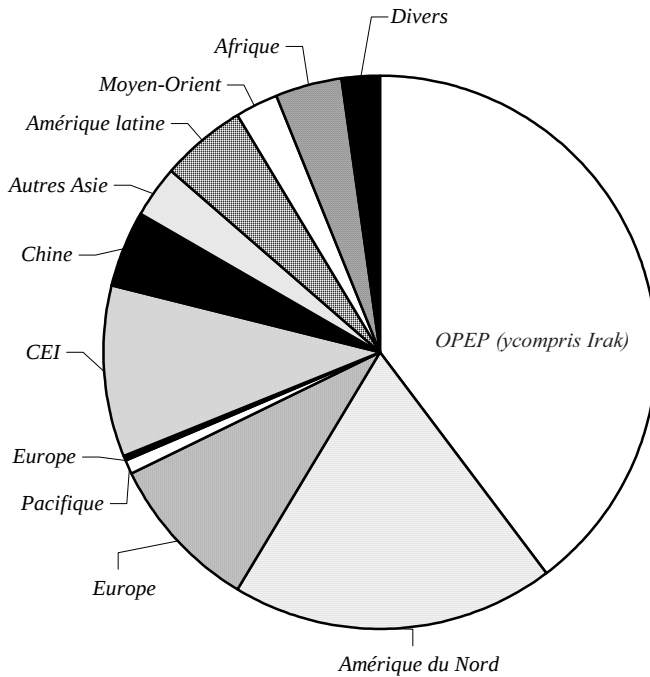
6. Production de pétrole brut(*)



Note : (*) Hors Asie OCDE : 3,5 GT pour 1999.

Sources : BP-Amoco Statistical Review, CEG-IFP, juillet 2000 et ENSPM Formation Industrie.

7. Production mondiale de pétrole en 1999

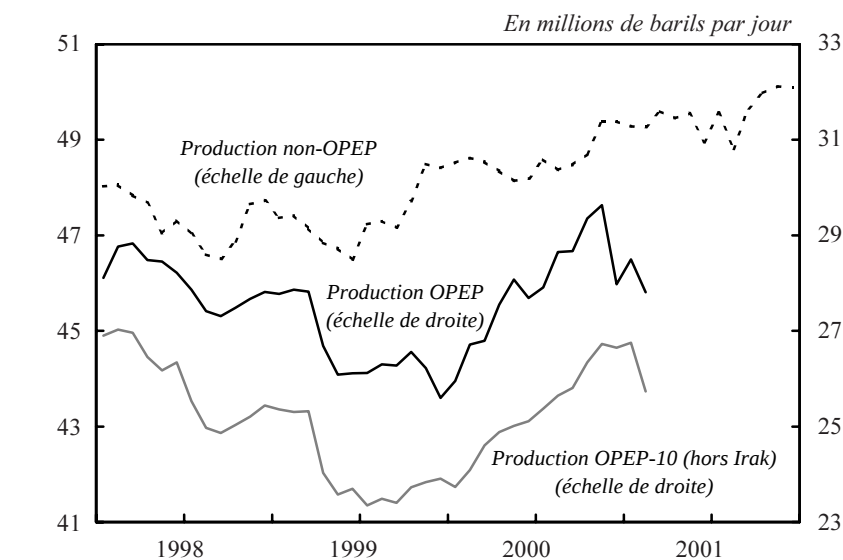


Source : AIE, OMR.

Au sein de l'ensemble non-OPEP, l'usage conduit⁽⁶⁾ à distinguer les pays de l'OCDE, répartis en trois zones géographiques (Amérique du Nord, Europe et Pacifique) et les autres pays, au sein desquels la Russie et les anciennes républiques soviétiques d'Asie centrale, ainsi que d'autres pays producteurs non négligeables comme le Mexique.

Le tableau 3 retrace l'évolution trimestrielle de la production mondiale de pétrole au cours de la période récente. Le graphique 8 visualise sous une forme plus frappante encore la différence de comportement entre les deux grands ensembles. La production non-OPEP a un profil beaucoup moins heurté que la production OPEP. L'OPEP apparaît ainsi comme le *swing producer*, le producteur qui assure l'essentiel de l'ajustement de l'offre globale sur la demande globale.

8. Évolution comparée des productions OPEP et non-OPEP



Source : AIE, World Energy Outlook 2000.

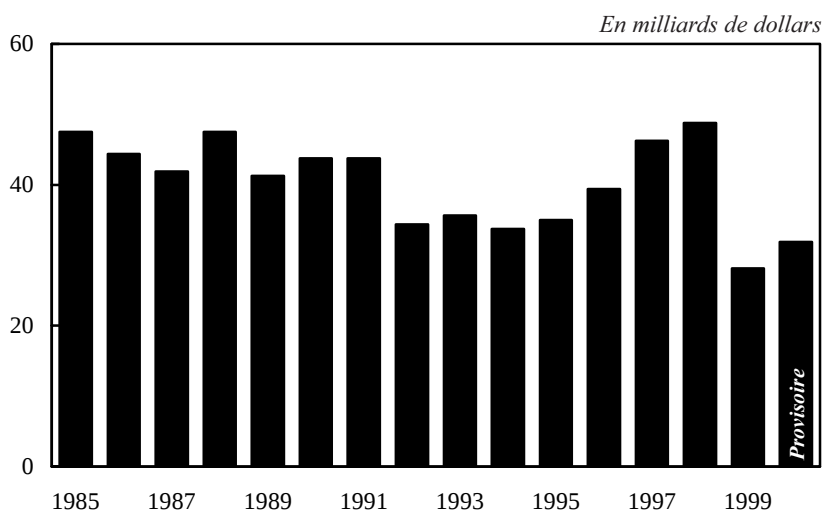
Capacités de production disponibles

Dans l'immédiat, la production mondiale de pétrole est plafonnée par les capacités de production disponibles. Il n'est en effet pas possible de forcer la production au-delà d'une limite, propre à chaque champ d'exploitation, fonction de la configuration du gisement, de la technologie installée et de l'historique de l'extraction. Aller au-delà risquerait d'endommager le champ et de compromettre son avenir.

(6) Suivant en cela l'AIE.

Les capacités disponibles, leur renouvellement et leurs perspectives d'extension dépendent des efforts d'exploration et d'investissement réalisés dans le passé. Le graphique 9 donne la chronique des dépenses d'exploration et d'investissement réalisées par les grandes compagnies pétrolières (« les majors ») de 1985 à 2000. On y voit un net fléchissement à partir de 1992, à l'exception d'un rebond en 1997 et 1998. Cette courbe a suivi celle du prix du baril, avec un retard de quelques années, temps nécessaire pour passer de la décision à la réalisation. Les opérations pétrolières ont en effet des temps de réponse élevés, même s'ils paraissent en voie de réduction (*cf.* notamment Babusiaux, 2001).

9. Dépenses d'exploration et de production des « majors »



Source : Salmon Smith Barney.

Ce ralentissement passé des investissements, conjugué avec le dynamisme de la demande depuis fin 1998, s'est traduit au cours du second semestre 2000 par une tension sur les capacités de production. Les sites étaient exploités à pleine capacité dans la quasi-totalité des pays producteurs non-OPEP, l'incitation à produire étant forte, avec un prix du baril largement supérieur au coût d'exploitation⁽⁷⁾ et même au coût de développement des différents champs (voir plus loin). Il en allait pratiquement de même dans la zone OPEP, où, en octobre 2000, seuls deux pays disposaient

(7) Les producteurs non-OPEP produisent en règle générale à pleine capacité. Toutefois le Mexique, la Norvège et la Russie ont réduit leur production lorsque le prix du baril est descendu à 10 dollars (voir plus loin).

4. Quelques données physiques et financières des principales compagnies pétrolières

	Production ^(*)		Réserves ^(*)		Brut raffiné ^(*)	Chiffre d'affaires ^(**)	Capitalisation boursière ^{(**)(3)}
	Liquides	Gaz	Liquides	Gaz			
Exxon Mobil ⁽¹⁾	125,9	96,3	1 531	1 448	298,9	182,5	280,3
Royal Dutch Shell ⁽¹⁾	113,4	66,6	1 329	1 493	156,9	105,3	221,8
BP Amoco ⁽¹⁾	103,1	56,7	888	862	127,1	83,5	—
Arco ⁽¹⁾	31,2	22,2	400	252	21,2	12,5	—
Chevron ⁽¹⁾	56,4	23,5	650	231	71,2	35,4	64,0
Texaco ⁽¹⁾	46,0	20,1	473	206	74,6	34,9	37,2
Total Fina ⁽¹⁾	35,9	19,8	732	520	77,7	37,8	—
Elf ⁽¹⁾	100,7	11,3	410	162	31,2	44,9	—
Aramco ⁽²⁾	440,2	39,9	35 569	5 717	97,7	—	—
KPC ⁽²⁾	95,3	8,3	13 123	1 333	57,3	—	—
Pemex ⁽²⁾	153,5	44,8	6 336	1 585	83,3	29,3	—
PVDSA ⁽²⁾	164,0	37,1	10 350	3 746	154,8	25,6	—
Petrobras ⁽²⁾	52,5	10,3	1 020	222	91,7	25,3	—
Pertamina ⁽²⁾	50,5	46,9	544	2 728	44,6	—	—

Notes : (*) En millions de tonnes équivalent pétrole. Pour les compagnies nationales, il s'agit de la capacité de raffinage et non de la quantité du brut raffiné. Rappel : 1Mb/j = 50 Mtep/an ; (**) En milliards de dollars.

Sources : (1) Rapport annuel 1999 de compagnies ; (2) PIW, Special Supplement, December 20, 1999 : « PIW's Top 50: How The Firm's Stack Up » (données fin 1998) ; (3) « The Changing World Petroleum Industry-Bigger Fish in a Larger Pond », *Communication présentée au British Institute of Energy Economics Conference*, St-John's College Oxford, 21 septembre, 1999.

de marges de capacité (tableau 5) : l'Arabie saoudite, à hauteur de 1,57 Mb/j et les Émirats arabes unis, à hauteur de 0,11 Mb/j. A titre indicatif, le taux d'utilisation des capacités de production en octobre 2000 était estimé à 97,5 %⁽⁸⁾.

En fait, même si c'est avec une amplitude moindre que la demande, la production connaît elle aussi des fluctuations en cours d'année. Des tempêtes maritimes peuvent perturber la production *off shore* et les hivers rigoureux la production des régions nordiques (Alaska). La belle saison est souvent mise à profit pour les opérations de gros entretien.

En outre, comme le souligne l'AIE, il peut toujours se produire des événements imprévus, tels que « des accidents, des pannes, des grèves, des troubles politiques, des actions de guérilla ou des guerres ».

Les risques de chocs négatifs sur les capacités de production ne doivent donc pas être oubliés. Ils peuvent avoir des conséquences d'autant plus graves que la production est plus proche de la pleine capacité théorique.

À l'horizon de court terme de l'ordre d'une année, les capacités de production disponibles évoluent avec, d'une part, l'amortissement physique des champs actifs, voire leur épuisement et, d'autre parts la mise en exploitation de nouveaux champs qui ont fait l'objet d'investissements récents. C'est ainsi que la capacité de production nette de l'ensemble non-OPEP devrait augmenter de 0,8 Mb/j en 2001 (après 1,2 Mb/j en 2000) (cf. complément C, Burucoa et Houssin, 2001). Une part notable (un tiers en 2001) de ces augmentations devrait provenir de la réhabilitation des champs de production de l'ex-URSS.

A l'horizon de moyen terme de l'ordre de 5 à 10 ans, les perspectives de capacité de production dépendent pour une large part de l'exploration et des investissements à entreprendre ou à mener à bien. Cette question est au confluent d'enjeux complexes. D'un côté, il faut apprécier les perspectives de la demande mondiale de pétrole. De l'autre, il faut traiter le pétrole en tant que ressource non renouvelable, avec cette difficulté supplémentaire que les réserves sont imparfaitement connues.

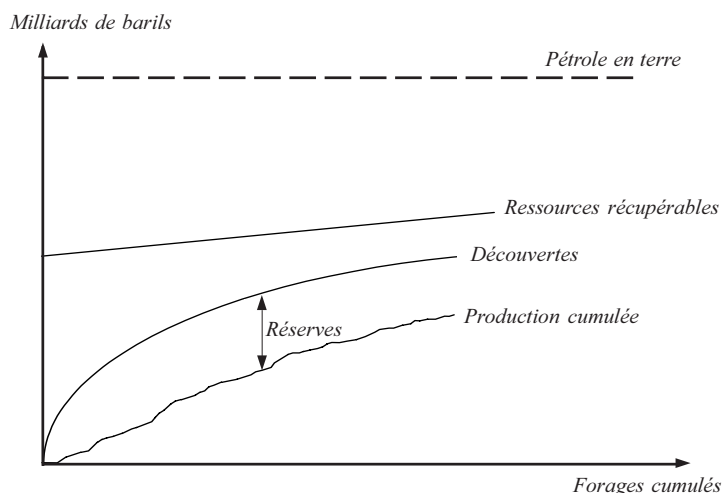
Les réserves de pétrole

On appelle « pétrole en place » la somme de toutes les quantités de pétrole qui existaient dans l'écorce terrestre, avant tout début d'extraction. Il ne peut s'agir bien entendu que d'une estimation, qui relève entièrement des scientifiques, notamment des géologues et des spécialistes des sciences de la terre, mais aussi climatologues, biochimistes, etc.

On en tire les « ressources ultimes récupérables », en multipliant par un « taux de récupération », qui dépend des prévisions du progrès technologique, applicable dans des conditions économiques raisonnables (graphique 10).

(8) Production mondiale : $(29,52 + 46,16) = 75,68$ Mb/j ; Marge : 1,92 Mb/j ; Taux d'utilisation : $75,68 / 77,60 = 97,5$ %.

10. La dynamique du développement pétrolier dans le modèle POLES



Source : Modèle POLES-IEPE.

Les « découvertes » constituent la somme des quantités de pétrole effectivement identifiées et délimitées depuis l'origine. Elles augmentent avec le linéaire cumulé de forages, selon la loi des rendements décroissants. Il convient de souligner que, depuis les deux chocs pétroliers, l'augmentation des découvertes a été constituée par la réévaluation de gisements déjà connus, beaucoup plus que par l'identification de gisements nouveaux.

Les « réserves » récupérables s'obtiennent alors en retranchant aux découvertes (y compris réévaluation) la production de pétrole cumulée depuis l'origine.

Le ratio « réserve /production » s'exprime en nombre d'années : il indique la durée pendant laquelle on pourrait maintenir le rythme annuel actuel de production avant d'épuiser les réserves, à supposer que l'on interrompe toute activité d'exploration. Bien entendu, ce ratio doit être révisé chaque année pour intégrer les nouvelles découvertes ou réévaluations et de fait, comme l'horizon, il se déplace lorsqu'on avance.

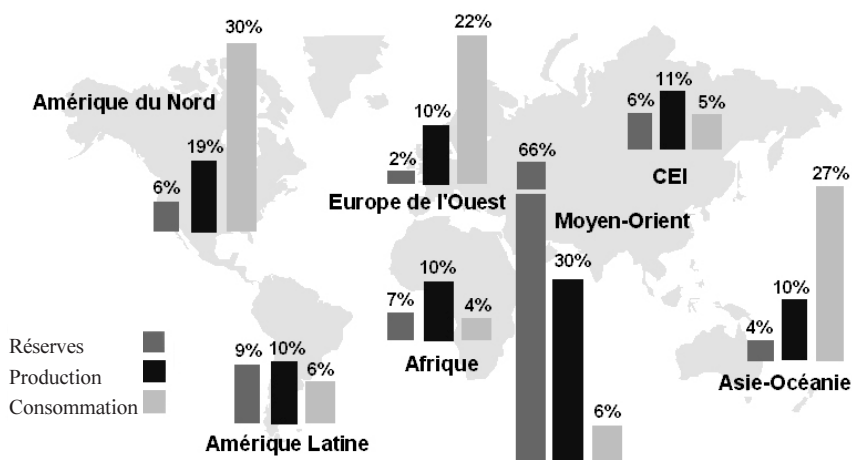
Les réserves prouvées s'élèveraient actuellement à environ 1 000 milliards de barils (Gb)⁽⁹⁾ selon l'AIE (2000). Sur la base d'une consommation de 27,56 Gb/an⁽¹⁰⁾, le ratio de réserve serait donc actuellement de trente-six ans (au minimum).

(9) Plus précisément : 960 Gb.

(10) $75,5 \text{ Mb/j} \times 365 \text{ jours} = 27,56 \text{ Gb en 2000.}$

Le graphique 11 représente la répartition géographique des réserves prouvées, ainsi que celle des productions et consommations de 1999. Il met en lumière le décalage considérable entre ces trois structures. Le fait massif est que le Moyen-Orient, qui actuellement représente seulement 6 % de la consommation, mais assure 30 % de la production, concentre 66 % des réserves prouvées de pétrole brut.

11. Pétrole brut



Sources : OGJ, BP-Amoco Statistical Review, CEG-IFP, janvier 2001 et ENSPM Formation Industrie.

À ces réserves prouvées, il convient toutefois d'ajouter, selon le *US Geological Survey* (juin 2000), des réserves de 700 Gb restant à découvrir et un potentiel supplémentaire de réserves non conventionnelles de 800 Gb (dont 300 Gb de brut ultra-lourd de l'Orénoque, au Venezuela, 300 Gb de sables asphaltiques sur le site d'Athabasca, dans le centre du Canada, et 100 Gb de la zone arctique ou en eau profonde⁽¹¹⁾).

Un autre élément important à considérer est celui des coûts de production. Le coût technique total peut se décomposer en trois parts : le coût d'exploration (environ 17 %), le coût de développement (environ 33 %), le coût d'exploitation (environ 50 %). Le coût technique total a sensiblement baissé ; en moyenne pondérée pour les grands groupes pétroliers, il serait passé au cours de la dernière décennie de 14 \$/b à un peu moins de 8 \$/b. La réduction a surtout concerné la composante coût de développement. Elle résulte des progrès technologiques accomplis, en particulier dans la mise

(11) Enfin, 100 Gb par conversion « gas to liquid ».

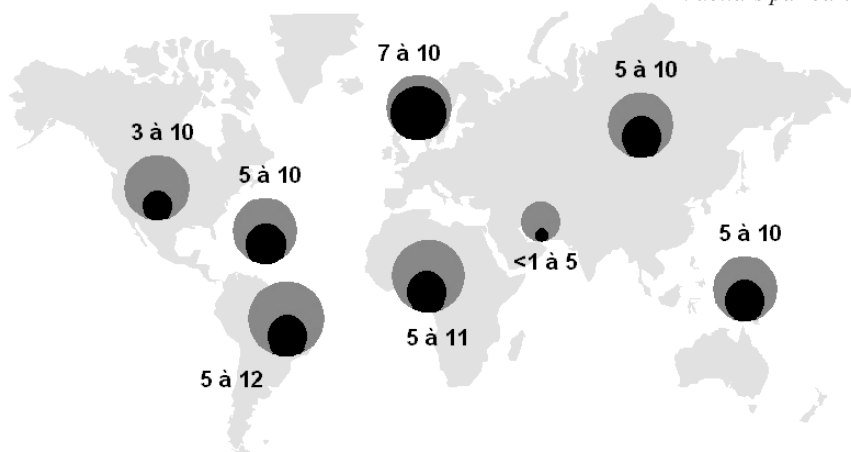
en place de puits horizontaux, de puits multidrains ou multibranches, qui permettent de réduire les forages dans les structures géologiques complexes, ou dans la réalisation de forages marins en eau profonde (jusqu'à 2 600 m au large du Brésil).

Cependant, le coût total de production est loin d'être le même partout. Le graphique 12 fournit la fourchette actuelle dans laquelle ce coût s'inscrit, selon les régions. De ce point de vue encore, le Moyen-Orient possède un avantage considérable : le coût total de production y est au moins deux fois plus faible que dans les autres régions.

Quant à l'estimation du coût de développement des pétroles non conventionnels, qui était naguère de 30 \$/b, elle tourne actuellement autour de 15 \$/b.

12. Coût technique d'un baril de brut^(*)

En dollars par baril



Note : Exploration + développement + exploitation.

Sources : CEG-IFP, octobre 1999 et ENSPM Formation Industrie.

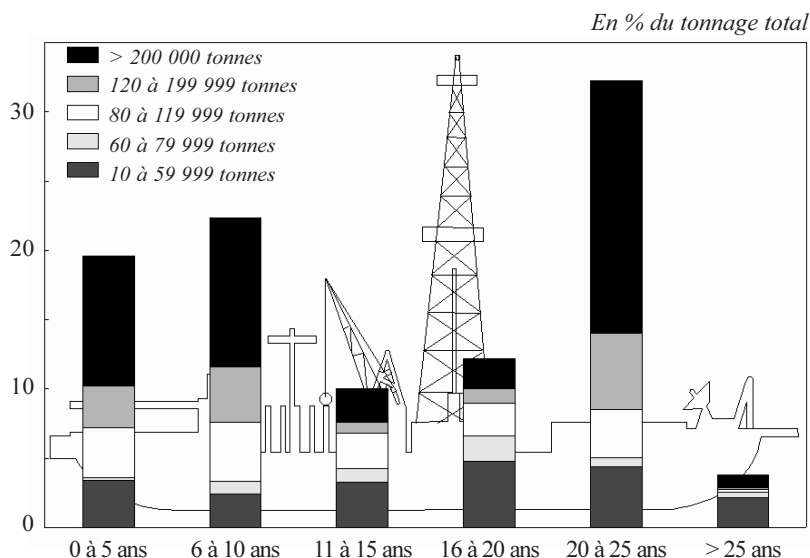
Les capacités de raffinage

Après une période de surcapacité, qui a longtemps prévalu après les deux chocs pétroliers et qui a pesé sur les marges d'exploitation, les raffineries ont maintenant des taux d'utilisation très élevés. L'adoption, notamment aux États-Unis de nouvelles normes concernant les produits raffinés, a entraîné des délais d'adaptation des raffineries et accentué les tensions, qui se sont propagées au reste du monde, à travers une augmentation des importations américaines. Les marges de raffinage sur le *WTI*, qui s'étaient repliées de 1,4 \$/b en 1998 à 0,3 \$/b en 1999, sont remontées à 2,3 \$/b en 2000, et les marges de raffinage sur le *brent* ont suivi un mouvement analogue, quoique moins accentué. Ces marges restent cependant très volatiles.

Les capacités de transport

Le graphique 13 donne la répartition de la flotte pétrolière par âge et par tonnage. Il fait apparaître qu'une proportion importante des capacités de transport est constituée de navires ayant 20 à 25 ans d'âge. Il paraît donc exister un net besoin de renouvellement. Il convient toutefois de distinguer les *tankers* de brut, généralement de grande taille et âgés, et ceux de produits finis, plus petits et moins anciens.

13. Âge et taille de la flotte pétrolière



Sources : Clarkson Tanker Register, CEG-IFP, mars 2001 et ENSPM Formation Industrie.

Analyse concernant les stocks

La variation des stocks comble les écarts entre le flux de la production et celui de la demande. Cependant les stocks se décomposent en plusieurs catégories.

Une première catégorie est liée aux contraintes de type « industriel », tout au long du circuit qui va de la production du brut à la sortie du raffinage. Il existe ainsi des stocks dans les pays producteurs pour assurer la compatibilité entre l'extraction, qui est (relativement) continue et l'enlèvement, qui est discontinu, par exemple lorsqu'il se fait par chargement de *tankers*. Les quantités de pétrole en cours de transport (sur les *tankers* ou dans les oléoducs) peuvent aussi s'analyser comme des stocks. Sur les lieux de livraison, dans les pays consommateurs, il faut également des stocks de

brut, pour assurer la compatibilité entre le déchargement (discontinu) des *tankers* et le fonctionnement (relativement) continu des raffineries. Ces dernières détiennent en outre des produits pétroliers en cours de transformation. Enfin, il faut, « en aval », des stocks de produits raffinés pour assurer la compatibilité entre la production des raffineries, qui s'étale sur l'année ou en tout cas sur une période assez longue, et la demande qui est beaucoup plus saisonnière⁽¹²⁾. Par définition même, ces divers stocks industriels fluctuent au cours de l'année.

Une deuxième catégorie de stocks répond à des motifs de précaution. C'est le cas pour les stocks stratégiques constitués par les différents États, notamment ceux qui appartiennent à l'OCDE. Ils visent à répondre à des situations de crise, par exemple d'origine politique, sur la scène internationale. Mais c'est aussi le cas pour une partie des stocks de brut et de produits raffinés constitués par les raffineries en prévision d'aléas climatiques, tout particulièrement à l'approche de la saison froide ; si l'hiver est doux, les stocks inutilisés peuvent être résorbés à l'approche du printemps.

Enfin, une troisième catégorie de stocks répond à des préoccupations d'arbitrage, en fonction des anticipations de prix. Il est intéressant d'acheter du pétrole maintenant pour le revendre à la période suivante (par exemple, le trimestre) si l'on peut (ou l'on pense pouvoir) le revendre à un prix suffisamment élevé pour compenser le coût financier des sommes ainsi immobilisées dans l'intervalle. Le développement de contrats *forwards* ou *futures* de pétrole, qui a pris un certain développement, fournit précisément une indication sur les prix à terme. Lorsque les prix à terme sont inférieurs au prix courant (situation dite de « déport » ou de *backwardation*), il y a incitation au déstockage ; lorsque les prix à terme sont supérieurs aux prix courants (situation de « report » ou de *contango*), il y a incitation au stockage.

Au total, la connaissance des stocks est très imparfaite : elle est lacunaire, imprécise et – par nature – fugace. L'AIE suit l'évolution mensuelle des stocks au sein de l'OCDE.

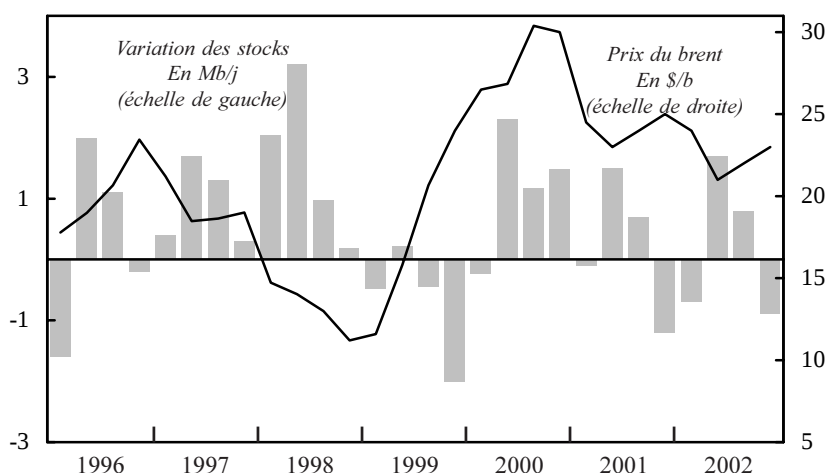
On observe (Caisse des dépôts et consignations, 2000) que les stocks totaux de l'OCDE (y compris réserves stratégiques) ont quelque peu augmenté en volume, passant entre 1984 et 2000 de 3,3 à 3,7 milliards de barils, mais qu'ils ont diminué si on les exprime en nombre de jours par rapport à la demande, passant de 85 à 78 jours. Les stocks industriels de l'OCDE ont évolué avec la diffusion de la « gestion à flux tendus » ; leur volume continue à tourner autour de 2,5 milliards de barils depuis 1984, malgré l'augmentation de la consommation de pétrole enregistrée dans la zone OCDE depuis cette date, si bien qu'en termes de jours de consommation, les stocks industriels de pétrole sont passés de 66 jours en 1984 à 52 jours en 2000.

(12) Rappelons qu'en aval des stocks des raffineurs, les autres variations de stocks (circuits de distribution, consommateurs finals) sont incluses dans la demande.

Quant aux stocks non-OCDE, ils sont très mal connus, en particulier ceux de l'OPEP ou les stocks « sur l'eau »⁽¹³⁾. On en est donc réduit à estimer la variation de tous ces « autres stocks » comme assurant le solde de la balance ressources-emplois des flux de pétrole, ce qui concentre les erreurs et omissions sur cette variable résiduelle.

Sans oublier cette imprécision, l'examen de la variation des stocks au cours des années récentes permet un rapprochement instructif avec l'évolution des prix (tableau 3 et graphique 14).

14. Prix du Brent et variation des stocks



Sources : AIE et Société générale.

Le cycle annuel comporte habituellement un déstockage important au premier trimestre, suivi d'un restockage aux deuxième et troisième trimestres, puis un déstockage (modéré) au quatrième trimestre (*cf.* Buruoca et Houssin, 2001).

Cependant, l'année 1998 a été marquée par des flux de stockage (+ 1,9 Mb/j) plus importants que la normale, qui ont été concomitants de l'effondrement du prix du brut.

À l'inverse, en 1999 la reconstitution des stocks a été anormalement faible au deuxième trimestre et un déstockage totalement atypique a eu lieu au quatrième trimestre, symptôme d'une insuffisance caractérisée de l'offre par rapport à la demande, s'accompagnant d'une envolée du prix du brut ; en moyenne sur l'année, la variation des stocks a été négative (- 0,7 Mb/j).

(13) C'est-à-dire sur les navires (*tankers*).

La nécessité de reconstituer les stocks, tombés au plus bas, explique sans doute que la variation des stocks ait été plus nettement positive que la normale en 2000, alors même que le prix du brut poursuivait son ascension.

D'une façon générale, un bas niveau des stocks réduit la possibilité d'amortir les variations de prix et accroît donc les risques de volatilité.

La structure du marché du pétrole

Le marché mondial du pétrole s'écarte sensiblement du modèle d'un marché concurrentiel, dans lequel chaque agent serait *price taker*. La preuve en est que le marché ne conduit pas à exploiter les gisements de pétrole en commençant par les moins coûteux et en poursuivant sans l'ordre croissant des coûts, comme l'exigeraient les critères d'efficacité relatifs à l'optimum de premier rang. Il faut donc rechercher les causes de cette imperfection dans l'organisation du marché, ainsi que dans la structure des marchés.

L'organisation des marchés

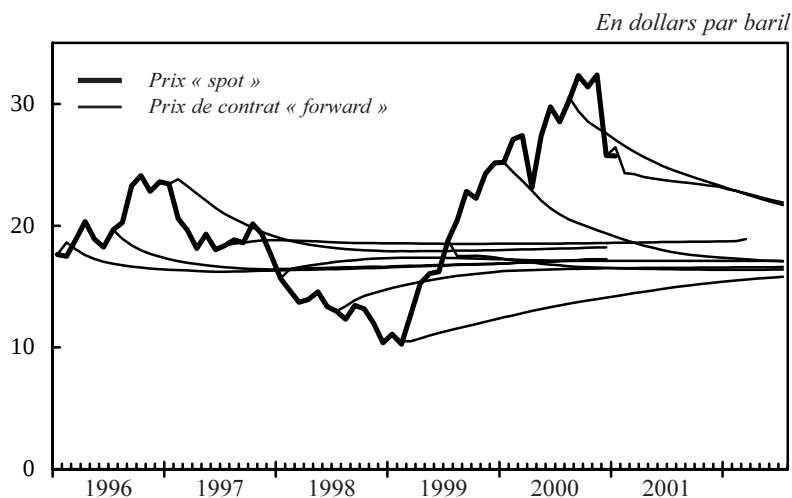
Les quantités physiques de pétrole se négocient essentiellement dans le cadre de contrats de gré à gré et seule une partie se traite sur le marché, mais c'est néanmoins le marché qui sert de référence à toutes les transactions. La recherche de couverture contre le risque de variation des prix a entraîné un important développement des contrats à terme, sous la forme de *futures* qui s'échangent sur les marchés ou de *forwards* qui portent sur la livraison différée de quantités physiques. Le marché du pétrole est le plus grand marché de matières premières (*commodities*) du monde ; il représente 10 % des flux du commerce mondial, avec 4 milliards de dollars échangés chaque jour (moyenne 1999) entre plus de 3 000 intervenants (*traders*). Les grandes places de ces échanges sont le *New York Mercantile Exchange (NYMEX)* et le *London International Petroleum Exchange (IPE)*. Les échanges « papiers » représentent environ quatre fois la production ou la consommation physique mondiale.

Les transactions à terme sont en fait très concentrées sur les échanges les plus proches dans le temps : leur volume décroît très rapidement avec la « maturité ». Ainsi, sur le *brent*, la maturité va jusqu'à six ans, mais porte alors sur des volumes infimes. L'examen des courbes à terme du *brent* montre qu'elles ont évolué jusqu'ici de façon contra-cyclique : lorsque le prix *spot* était élevé, le prix futur lui était inférieur (déport) (graphique 15). À la fin de l'année 2000, la tendance qui paraissait se dégager de cet examen était une convergence des échéances les plus éloignées vers un niveau de l'ordre de 18,5 \$/b (*brent*) à deux ans (20 \$/b pour le *WTI*).

La position nette des fonds d'investissement, exprimée en millions de barils *WTI*, a amplifié les cycles du prix du brut *WTI* entre juillet 1998 et juillet 2000 : elle a été négative lorsque les prix baissaient, positive lorsque les prix augmentaient. Toutefois, entre juillet et décembre 2000, elle tournait

autour de zéro. Cette neutralité recouvrait cependant des attitudes opposées entre macro-fonds qui sont en position nette positive (ils se protègent des effets à long terme d'une inflation qui serait liée à la hausse des cours du pétrole) et les fonds d'arbitrage qui sont en position nette négative (ils prévoient une baisse des prix à la sortie de l'hiver et à l'horizon d'un an).

15. Prix du baril de brent



Source : Société générale.

La volatilité du prix du brut est plus forte que pour la plupart des autres actifs (autres matières premières, obligations, actions), à l'exception du NASDAQ. On observe depuis 1992 un certain parallélisme entre l'augmentation du poids des fonds sur le marché et un accroissement de la volatilité du prix du pétrole. Les fonds s'intéressent aussi aux produits raffinés et on trouve dans la volatilité des prix la trace de leurs entrées et sorties. Néanmoins, dans l'ensemble, les fonds ne semblent pas jouer contre les fondamentaux des marchés physiques ; ils cherchent seulement à anticiper les points de retournement de tendance.

On constate une recherche d'amélioration de la couverture contre la volatilité. Les entreprises qui achètent des produits pétroliers et vendent des biens ou des services peuvent, si elles ont une certaine taille (par exemple, compagnies aériennes), s'assurer contre ces variations en s'adressant aux marchés à terme pétroliers. Les instruments financiers dérivés, tels que les options ou les *swaps*, apportent une certaine protection aux producteurs ou aux consommateurs. Le problème est plus aigu pour les petites entreprises qui n'ont pas la surface financière nécessaire pour pouvoir accéder aux marchés à terme ou aux autres instruments existants de couverture (*cf.* complément F, Lasserre, 2001).

Structure du marché du pétrole

La structure de la demande mondiale de pétrole est, à première vue, suffisamment éclatée pour être considéré comme concurrentielle.

Certes, on pourrait se demander si les grandes compagnies pétrolières internationales (« les majors ») ne détiennent pas en fait un pouvoir de marché, en tant qu'acheteurs, au travers des raffineries et des réseaux de distribution qu'elles contrôlent (tableau 4). Aussi la compagnie Exxon-Mobil représente à elle seule 6 Mb/j de capacité de raffinage et six parmi les sept plus importantes compagnies raffinent beaucoup plus de pétrole qu'elles n'en produisent ; leurs achats de brut à ce titre représentent (ensemble) 7 Mb/j, à comparer à la demande globale de pétrole, de l'ordre de 75 Mb/j. Cependant, si les majors détiennent un pouvoir de marché qui leur permet de s'approprier une partie de la rente au détriment des producteurs, ces gains sont domiciliés dans les centres de profit que constituent leurs filiales de négoce et non dans les raffineries.

Il en va tout autrement pour la structure de l'offre. Comme on l'a vu, elle se répartit en deux ensembles, OPEP et non-OPEP. Les différences de stratégie de ces deux ensembles (dont la ligne de clivage est d'ailleurs à regarder de plus près) jouent un rôle important dans le fonctionnement concret du marché.

Créée en 1960, l'OPEP rassemble aujourd'hui onze pays, situés au Moyen-Orient (Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Iran, Irak, Koweït et Qatar), en Afrique (Algérie, Libye et Nigeria), en Amérique latine (Venezuela) et en Asie (Indonésie). Par définition même, sa « raison sociale » est de constituer une « organisation des pays exportateurs de pétrole », donc d'acquérir et d'exercer un pouvoir de marché, notamment en jouant sur les quantités produites.

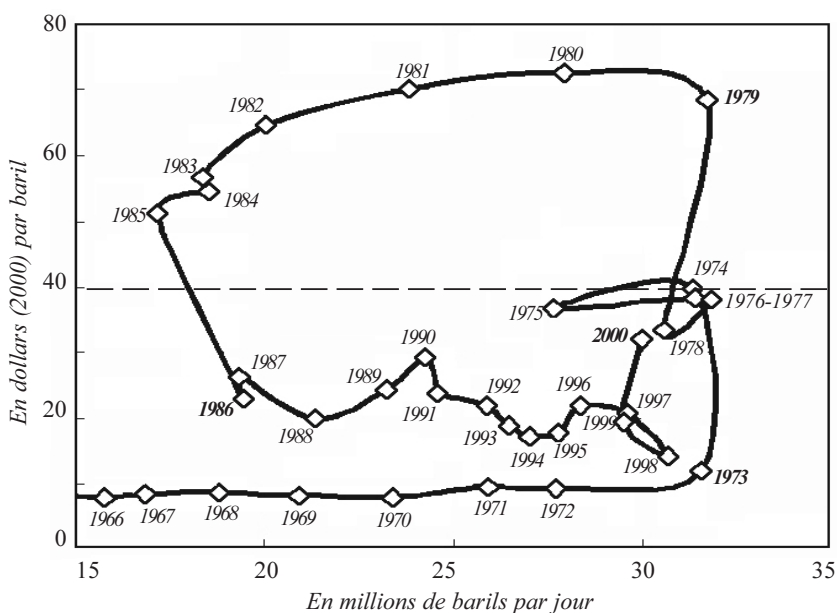
L'histoire de l'OPEP est longue et complexe. On ne tentera pas de la résumer. On s'en tiendra au graphique 16, dû à Patrick Criqui (IEPE) qui décrit la trajectoire « en escargot » suivie par le point ayant chaque année pour coordonnées la production de pétrole de l'OPEP (en Mb/j) et le prix du brut (en dollars constants de l'année 2000 par baril – \$2000/b). Plusieurs régimes apparaissent clairement :

- de 1964 à 1973, la production de l'OPEP augmente de 15 à 32 Mb/j et le prix est pratiquement stable à 9 \$2000/b ;
- de 1973 à 1979, la production de l'OPEP est stabilisée à 32 Mb/j et le prix augmente de 10 à 40 \$2000/b (premier choc pétrolier), puis à 70 \$2000/b (second choc pétrolier), avec un intermède : la production de l'OPEP diminue à 27,5 Mb/j en 1975, puis augmente à 32 Mb/j en 1976, alors que le prix est stabilisé à près de 40 \$2000/b ;
- de 1979 à 1985, l'OPEP réduit sa production de 32 à 17 Mb/j pour défendre le prix, qui néanmoins baisse progressivement de 71 à 51 \$2000/b ;

- de 1986 (contre-choc pétrolier) à 1992, l'OPEP augmente sa production de 19 à 26 Mb/j et le prix oscille autour de 22 \$2000/b (avec un pic en 1990 à 30 \$2000/b : Guerre du Golfe) ;
- de 1992 à 1998, l'OPEP augmente sa production de 26 à 31 Mb/j et le prix fluctue, puis descend à 12 \$2000/b. Le point 1998 coïncide presque avec le point 1973 (à la veille du premier choc pétrolier) ;
- de 1998 à 2000, l'OPEP réduit sa production de 31 à 27,5 Mb/j et le prix augmente de 12 \$2000/b à près de 30 \$2000/b.

Ce qui frappe à ce stade, c'est la résistance jusqu'ici de l'OPEP à dépasser une production de 32 Mb/j.

16. Production OPEP et prix du pétrole



Source : Patrick Criqui, IEPE.

Après cette rétrospective succincte, il est utile d'examiner de plus près la situation de l'OPEP au cours de la période récente. La répartition de la production interne à l'OPEP, en octobre 2000, est donnée dans le tableau 5 qui indique également les capacités de production installées disponibles et, par différence, les marges d'augmentation possible de la production.

L'Irak est traité à part. En effet, dans le cadre des sanctions qui ont été imposées à ce pays en août 1990 par la résolution 661 de l'ONU, consécutivement à l'invasion du Koweït, les exportations de pétrole irakiennes sont régies par le programme « pétrole contre nourriture » mis en place à la fin de 1996 à la suite d'un accord entre l'ONU et les autorités irakiennes. Ce programme est constitué de phases de 180 jours chacune, renégociées à chaque échéance. La phase 8 s'est achevée le 5 décembre 2000 ; elle autorisait des exportations qui ont atteint 2,38 Mb/j, à quoi s'est ajoutée la production de 0,65 Mb/j en principe destinée aux usages intérieurs de l'Irak (mais en partie dirigée vers la Jordanie, la Turquie et la Syrie). À l'approche des négociations de la phase 9, l'Irak a interrompu ses exportations de brut, pour appuyer ses revendications, à un moment où le prix du pétrole dépassait 30 \$/b. Les craintes que l'on pouvait nourrir quant aux conséquences de cette décision ne se sont pas concrétisées, pour deux raisons. La première est que l'Arabie saoudite a aussitôt déclaré qu'elle suppléerait aux exportations irakiennes et que ce signal (appuyé par le Koweït, ainsi que par les États-Unis et l'AIE) a apaisé le marché. La seconde est que l'Irak a rapidement repris ses exportations, non sans avoir obtenu une reconduction de ses exportations et diverses améliorations, y compris la constitution d'un fonds de réserve de liquidités de 528 millions de dollars dans les six prochains mois, pour financer directement la maintenance de son industrie pétrolière. La production irakienne reste néanmoins une source d'incertitude.

5. Production de brut de l'OPEP (situation d'octobre 2000)

En millions de barils par jour

	Production	Capacité disponible	Marge d'augmentation
• Algérie	0,84	0,90	0,06
• Arabie saoudite	8,93	10,50	1,57
• Émirats arabes unis	2,29	2,40	0,11
• Indonésie	1,28	1,35	0,07
• Iran	3,72	3,73	0,01
• Koweït	2,22	2,20	-0,02
• Libye	1,44	1,45	0,01
• Nigeria	2,13	2,20	0,07
• Qatar	0,71	0,75	0,04
• Venezuela	2,94	2,95	0,01
Sous-total	26,48	28,43	1,95
• Irak	3,03	3,00	-0,3
Total	29,52	31,43	1,92

Source : AIE, *Oil Marker Report*, décembre 2000.

Au sein des dix autres membres de l'OPEP, il faut mentionner le rôle joué par le Venezuela. Élu à la fin de 1998, le Président Hugo Chavez a en effet profondément réorienté la politique pétrolière de son pays, qui cherchait jusqu'alors à accroître ses parts de marché. Prônant un retour de l'OPEP à une politique de production tournée vers le soutien du prix du pétrole et des revenus du cartel, il a montré l'exemple de la discipline en respectant ses quotas.

Cependant, au sein de l'OPEP, le pays dominant est bien entendu l'Arabie saoudite, du fait du volume et du faible coût de sa production, ainsi que de l'importance de ses réserves. Elle a donc toujours été et reste le leader de l'OPEP (cf. notamment Babusiaux, 2001). Mais son influence s'étend bien au-delà. En 1998, après avoir laissé s'effondrer le prix du baril pour montrer jusqu'où pouvait conduire l'indiscipline, c'est elle qui a défendu une politique de régulation de l'offre et qui a su rallier à cette stratégie non seulement les pays de l'OPEP, mais aussi trois producteurs non-OPEP importants : le Mexique, la Russie et (plus surprenant) la Norvège.

Il faut ici retracer la succession des décisions récentes de l'OPEP, car elles fournissent l'une des clés principales pour expliquer les retournements du prix du brut. L'instrument essentiel d'intervention à court terme de l'OPEP est la fixation de quotas de production pour les membres de l'organisation. À moyen et long termes, l'influence de l'OPEP dépend en outre de sa politique d'investissement de capacité.

Le difficile phasage de la régulation par les quotas

L'instauration des quotas au sein de l'OPEP date de 1987. Jusqu'en 1998, la politique de l'OPEP a privilégié les gains de part de marché et les quotas ont été augmentés pour s'ajuster à la demande (cf. Caisse des dépôts et consignations, 2000).

Ainsi, à la fin de 1997, constatant une croissance économique mondiale vigoureuse et escomptant une poursuite de celle-ci (malgré l'éclatement de la crise thaïlandaise), l'OPEP a décidé d'anticiper et d'augmenter les quotas (hors Irak) en les portant de 23,8 à 26,2 Mb/j.

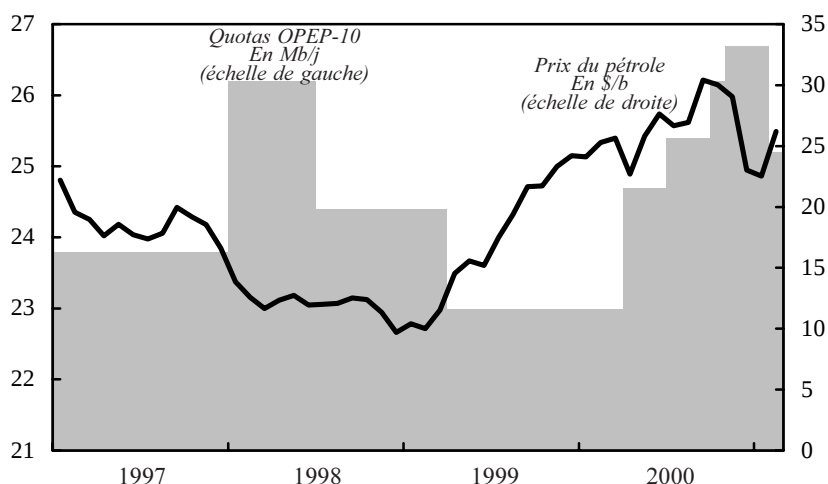
Cette décision est venue à contretemps, puisqu'elle a accru l'offre de brut au moment même où la demande fléchissait. D'où l'effondrement du prix du brut (graphique 17).

L'OPEP a réagi à cet effondrement des cours en deux étapes, en décidant de ramener ses quotas⁽¹⁴⁾ d'abord à 24,4 Mb/j à partir de juillet 1998, puis à 23 Mb/j (soit au-dessous des quotas de 1997 !), alors que le prix du brut avait déjà amorcé son redressement⁽¹⁵⁾. Lors de cette dernière décision, substituant à la stratégie antérieure de part de marché une stratégie de soutien des cours, l'OPEP invoquait un objectif de prix dans la fourchette de 16 à 20 \$/b.

(14) Hors Irak.

(15) Dans ce cas comme dans le précédent, les marchés avaient anticipé sur la décision de l'OPEP.

17. Prix du baril de Brent et quotas de l'OPEP-10^(*)



Notes : (*) OPEP sans l'Irak.

Sources : Platt's et Pétrole et gaz arabes, 2001.

Comme on l'a dit, cette restriction de la production s'est trouvée en opposition de phase avec la reprise plus rapide que prévue de la croissance économique mondiale. Pour assurer l'équilibre en quantités physiques, il a fallu tirer sur les stocks. Le prix du brut non seulement a effacé entièrement sa chute de 1998, mais a atteint (en pointe) 32 \$/b en février 2000.

C'est dans ce contexte que l'OPEP a pris, en mars 2000, deux décisions importantes. La première a été d'augmenter dans l'immédiat ses quotas de 1,7 Mb/j, les portant ainsi à 24,7 Mb/j⁽¹⁶⁾ ; de plus, hors OPEP, le Mexique et la Norvège ont consenti à accompagner le mouvement, en augmentant leur plafond de production de 0,5 Mb/j à eux deux. La seconde décision de l'OPEP a été l'annonce d'une stratégie de prix du brut consistant à viser la fourchette de 22 à 28 \$/b, et à moduler les quotas de $\pm 0,5$ Mb/j chaque fois que le prix sortirait de cette fourchette pendant trois semaines consécutives.

L'augmentation des quotas n'a provoqué qu'une brève diminution du prix du brut qui, sous l'effet de la demande toujours dynamique et de la nécessité de reconstituer les stocks industriels, sont répartis de plus belle à la hausse. En application de la stratégie annoncée en mars, l'OPEP a alors augmenté ses quotas à trois reprises, les portant à 25,4 Mb/j en juillet 2000, puis à 26,2 Mb/j en octobre, enfin à 26,7 Mb/j à partir de novembre⁽¹⁷⁾ (AIE, 2000). À noter aussi l'intervention des autorités américaines qui ont décidé en septembre 2000 de puiser sur leurs stocks stratégiques pour mettre sur le

(16) Hors Irak.

(17) Toujours hors Irak.

marché 1 Mb/j pendant 30 jours (et de constituer une réserve stratégique de 2 Mb de fioul domestique, pour mieux faire face aux risques de l'hiver).

De fait, à partir de 5 décembre 2000, le prix du brut a commencé à baisser et à entrer dans la fourchette visée par l'OPEP.

Ce chassé-croisé entre les chocs de demande et les quotas de l'OPEP a eu des conséquences notables sur les revenus de l'organisation. En dollars courants, les revenus pétroliers annuels de l'OPEP⁽¹⁸⁾ sont en effet passés de 203 milliards de dollars (G\$) en 1997 à 138 G\$ en 1998, remontant autour de 188 G\$ en 1999 et s'élevant à 310 G\$ en 2000⁽¹⁹⁾.

Ainsi, par rapport à un revenu annuel moyen d'environ 200 G\$ par an, l'OPEP aurait subi des pertes, 62 G\$ en 1998 et 12 G\$ en 1999, récupérées en 2000. Son revenu réel de 2000 se situe toutefois à peine au niveau de 1985, c'est-à-dire aux trois quarts environ de son revenu au lendemain du premier choc pétrolier et à la moitié à peine de son revenu au lendemain du second choc pétrolier.

Interrogation sur la stratégie des acteurs

Depuis l'effondrement du prix du baril en 1998, l'OPEP a resserré les rangs, sous l'impulsion de l'Arabie saoudite et du Venezuela d'Hugo Chavez. Elle a aussi mis en place un dispositif de suivi et de décision plus rapproché.

Cette unité de vue au sein de l'OPEP sera-t-elle durable ? Il faut, effectivement, distinguer le cœur de l'oligopole, constitué des pays du Golfe, et au premier chef de l'Arabie saoudite, qui disposent des réserves les plus fortes et des coûts les plus faibles, alors qu'ils sont (relativement) peu peuplés, et d'autres pays membres, tels que l'Algérie, l'Iran ou le Nigeria, qui ont des réserves plus faibles et des coûts moins favorables, alors qu'ils sont nettement (voire considérablement) plus peuplés⁽²⁰⁾.

Le cœur de l'oligopole, s'il visait à préserver ses parts de marché et son influence, devrait éviter que le prix du baril n'atteigne des niveaux trop incitatifs à la mise en exploitation de nouveaux gisements non-OPEP.

Quant à eux, les pays membres de l'OPEP appartenant à la seconde catégorie ont intérêt à un prix du pétrole élevé, qui leur permette de valoriser le plus possible leur production, dont la durée est limitée. Pour les mêmes raisons, ils sont exposés à la tentation de produire à pleine capacité (comme le font les pays non-OPEP) et de reporter sur le cœur de l'oligopole l'effort de réduction de la production, nécessaire au soutien du prix du baril.

(18) Y compris Irak.

(19) Revenus de l'OPEP en 2000 : production, y compris Irak : pétrole 27,9 Mb/j + condensat 2,9 Mb/j = 30,8 Mb/j, soit 11,242 Gb/an ; prix : 27,57 \$/b ; revenus : 310 G\$/an. Estimation analogue pour les autres années citées.

(20) Arabie saoudite : 22 millions d'habitants (Mh), + 3,4 % par an ; Algérie : 32 Mh, + 2,4 % par an ; Iran : 78 Mh, + 1,7 % par an ; Nigeria : 112 Mh, + 2,4 % par an.

Concurrence imparfaite : quelques éléments

L'offre de pétrole présente notoirement une structure de concurrence imparfaite, ne serait-ce qu'en raison de l'existence de l'Organisation des pays producteurs et exportateurs de pétrole (OPEP).

Équilibre de Cournot

Un cas classique de concurrence imparfaite est l'équilibre de Cournot dans lequel chaque producteur i fixe le volume Q_i de sa production en considérant la production Q_j de chaque autre producteur j comme exogène.

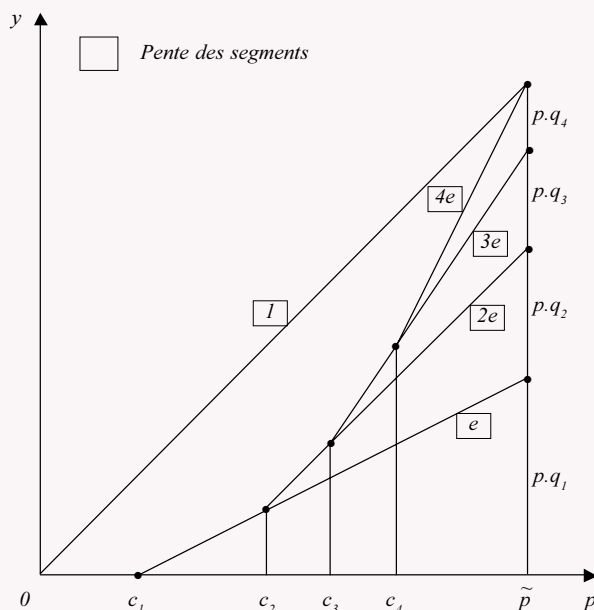
On suppose que le coût marginal de développement de la production Q_i vaut c_i et (pour simplifier) qu'il est constant. Hypothèse analogue pour chaque autre producteur.

On suppose que la demande mondiale de pétrole D varie en fonction du prix p du pétrole selon la relation $D = D_0 \cdot p^{-e}$ avec D_0 facteur d'échelle et e élasticité-prix du pétrole, ($0 < e < 1$ en fait, très petite, en tout cas à court terme).

On montre que dans ce cas, le prix d'équilibre $\tilde{p}$ est donné par la figure 1, où les productions sont classées par ordre croissant de coût.

Sur cette même figure, $p \cdot q_j$ représente la part de marché détenue par le producteur j .

1. Équilibre de Cournot



Équilibre de Stackelberg simplifié

Un autre cas classique est l'équilibre de Stackelberg dans lequel il existe sur le marché un leader, qui sait que ses concurrents prennent sa propre décision comme exogène.

Considérons ce leader. Soit c son coût de production. Il prend comme inconnue le prix p .

On supposera pour simplifier que son profit est donné par :

$$B = (p - c) \cdot (D_o \cdot p^{-e} - Q_o \cdot p^{\theta})$$

Dans cette formule, $Q_o \cdot p^{\theta}$ est censé représenter la production de l'ensemble de ses concurrents : leur production (égale aux capacités de production mises en exploitation) croît en fonction du prix du brut, avec l'élasticité θ , positive.

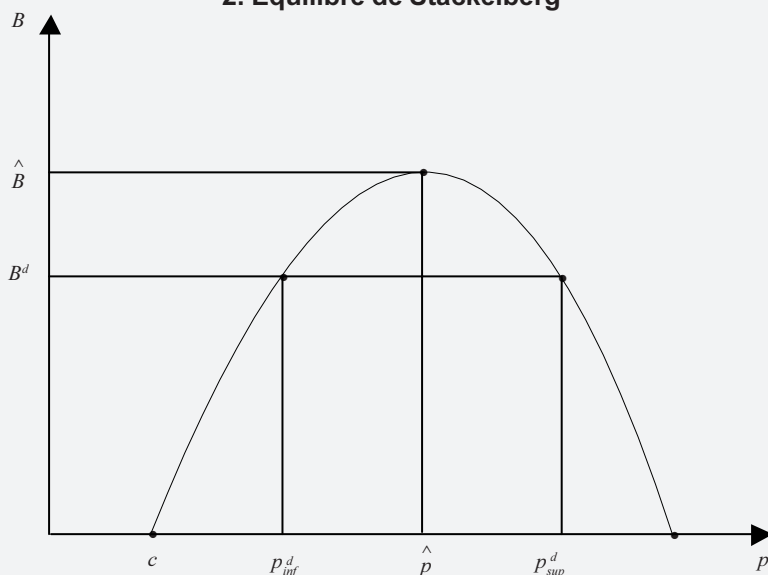
La figure 2 représente la variation du profit B du leader en fonction du prix p .

Le profit passe par un maximum $\hat{B}$, pour le prix $\hat{p}$, qui est solution (dépendant du coût c) de l'équation :

$$\frac{(1+\theta) \cdot \hat{p}^{e+\theta} - (1-e) \cdot (D_o / Q_o)}{\theta \cdot \hat{p}^{e+\theta} + e \cdot (D_o / Q_o)} = c$$

Cependant, le leader pourrait éventuellement viser un profit B^d inférieur à $\hat{B}$. Dans ce cas, la figure indique qu'il aurait le choix entre deux prix $p_{\inf}^d$ et $p_{\sup}^d$. On peut penser que $p_{\sup}^d$ est préférable pour le leader, qui valorise mieux sa ressource naturelle et retarde le moment de l'épuisement.

2. Équilibre de Stackelberg



Le respect de la discipline, qui conditionne la force du cartel, est de ce fait plus exigeant lorsqu'il s'agit de réduire les quotas que lorsqu'il s'agit de les augmenter.

Il paraît donc exister des forces de rappel du prix du brut vers des niveaux moins élevés.

Au demeurant, même les pays de la première catégorie ont aujourd'hui des revenus pétroliers nettement inférieurs à ceux de 1979, alors que, leur population ayant pratiquement doublé depuis lors et continuant à augmenter rapidement, ils ont aujourd'hui des besoins de financement nettement accrus.

Il ne faut donc pas exagérer les divergences d'intérêt susceptibles de miner rapidement la cohésion de l'OPEP, ni exclure que les pays du cœur du cartel adoptent désormais une stratégie axée sur un objectif de revenu plutôt que sur un objectif de part de marché (on y reviendra à propos des perspectives de prix à long terme).

Quelles perspectives de prix du pétrole en 2001 ?

Le tour d'horizon qui précède fournit un ensemble de points de repère et d'éléments d'analyse sur la formation du prix du pétrole à court terme, mais on est loin de disposer d'un modèle complet et précis.

Pour ces conditions, certains travaux soutiennent que le prix du pétrole suit une marche au hasard et que le meilleur prédicteur est en conséquence le prix du moment (Direction de la prévision, 2000a). L'on peut d'ailleurs se demander si ce n'est pas ainsi qu'ont été formulées les prévisions citées en introduction, qui affichaient le plus souvent un prolongement inerte du prix de la période immédiatement antérieure.

Si néanmoins on pense que le prix résultera de l'interaction et la demande et l'offre, on est conduit à examiner de plus près les perspectives de l'activité économique mondiale et celle du jeu des pays producteurs.

Perspectives en début d'année 2001

Selon la note de conjoncture internationale de décembre 2000 de la Direction de la prévision, la croissance économique au sein de la zone OCDE, qui aura été de 3,9 % en 2000, devrait être un peu plus modérée au cours des deux années à venir, en raison notamment du ralentissement de l'économie américaine, ainsi que des répercussions macroéconomiques du renchérissement du prix du pétrole lui-même : la croissance serait de 3 % en 2001 et de 2,7 % en 2002. Les *Perspectives de l'OCDE* de décembre 2000 font état de prévisions un peu supérieures : 3,3 % en 2001 et 3,1 % en 2002.

Dans ces conditions, selon la relation économétrique mentionnée plus haut, la consommation mondiale annuelle de pétrole estimée par la Direction de la prévision augmenterait de 2,5 % en 2001, où elle serait de 77,6 Mb/j, puis de 1,5 % en 2002, où elle serait de 78,7 Mb/j (*cf.* Buissé, Depecker et Tissot, 2001). Pour l'année 2001, cette prévision coïncide avec celle publiée par l'AIE en décembre 2000⁽²¹⁾.

Du côté de l'offre, dans la zone non-OPEP, on a déjà mentionné plus haut les augmentations nettes de capacité de production cohérentes avec les investissements actuellement en cours de réalisation : la production annuelle de cette zone devrait en conséquence augmenter de 0,8 Mb/j en 2001, où elle serait de 46,7 Mb/j, puis de 0,9 Mb/j en 2002, où elle serait de 47,6 Mb/j.

Dans le cas d'école d'un maintien des quotas de l'OPEP (hors Irak) au niveau de 26,7 Mb/j, en vigueur au début de l'année 2001, sa production annuelle totale, en intégrant 3 Mb/j de gaz naturel liquéfié en 3 Mb/j (au total) de pétrole irakien, serait de 32,7 Mb/j. La production annuelle mondiale totale s'élèverait ainsi à 79,4 Mb/j en 2001 et 80,3 Mb/j en 2002 (tableau 6).

Dans ces conditions, la variation annuelle des stocks serait de 1,8 Mb/j en 2001 et de 1,6 Mb/j en 2002. Ce sont là des montants proches de l'augmentation annuelle des stocks de 1,9 Mb/j enregistrée en 1998, année de l'effondrement des prix. Encore faudrait-il tenir compte du profil saisonnier de la demande, qui comporte, comme on l'a vu, un creux sensible de février à mai ; le gonflement des stocks risquerait donc d'être plus élevé encore au cours de cette période.

Or, la production a dépassé la demande à partir du deuxième trimestre 2000. Cette situation de surproduction n'a pas empêché la hausse du prix, pour deux raisons essentielles. La première est que la qualité de pétrole la plus demandée (*WTI, brent*) n'est pas celle dont la production a le plus augmenté (pétroles plus lourds de la zone OPEP). La seconde raison est que les industriels ont dû impérativement reconstituer leurs stocks, sur lesquels ils avaient été contraints de tirer fortement en 1999. La reconstitution des stocks d'arbitrage est, quant à elle, restée au point mort, à cause du « déport » persistant des prix à terme. Si bien que la production excédentaire n'a eu qu'une destination possible : le gonflement des stocks des pays producteurs eux-mêmes. On dit à ce sujet qu'au début de l'année 2000, il y avait 60 Mb de « stocks sur l'eau » au Moyen-Orient. Cela a certainement contribué au reflux déjà mentionné du prix entamé le 5 décembre 2000.

Dans ces conditions, le maintien des quotas à leur niveau actuel n'aurait été cohérent ni avec la volonté manifestée par l'OPEP de tout faire pour sortir de la dépression des prix de 1998 et pour ne pas y retomber, ni avec le plan d'action qu'elle a adopté en mars 2000.

(21) À ce jour, l'AIE n'a pas publié de prévisions pour 2002.

Les prévisionnistes s'attendaient donc à ce que l'OPEP, lors de la réunion programmée le 17 janvier 2001, réduise ses quotas, d'au moins 1 Mb/j⁽²²⁾.

Avec cette hypothèse, le profil trimestriel tel que prévu pour 2001 est indiqué au tableau 6. Les stocks augmenteraient légèrement au premier trimestre (0,5 Mb/j), nettement au deuxième trimestre (2,5 Mb/j) et encore sensiblement au troisième trimestre (1 Mb/j), avant de diminuer au quatrième trimestre (– 1,5 Mb/j).

6. Perspectives ressources-emplois en 2001 et 2002 et scénario central 2001

	Scénario central 2001				Perspectives	
	T1	T2	T3	T4	2001	2002
<i>Production</i>	78,4	78,1	78,1	78,8	79,4	80,3
• Non-OPEP (AIE)	46,7	46,4	46,4	47,1	46,7	47,6
• OPEP	31,7	31,7	31,7	31,7	32,7	32,7
– quotas fin 2000 (hors Irak)	25,7	25,7	25,7	25,7	26,7	26,7
– gaz naturel liquéfié	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
– pétrole irakien	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>Demande</i>	77,9	75,6	77,1	79,8	77,6	78,7
<i>Variation des stocks</i>	0,5	2,5	1,0	– 1,0	1,8	1,6

Sources : Direction de la prévision et AIE.

En 2002, la demande suivant en première approximation le même profil trimestriel qu'en 2001 avec une majoration de l'ordre de 1,1 Mb/j, il paraîtrait logique que l'OPEP revienne aux quotas de 26,7 Mb/j⁽²³⁾.

Le prix du pétrole semblait ainsi ne pas devoir dépasser 25 \$/b en 2001, voire en 2002.

C'est plutôt, en sens inverse, une pression à la baisse sur les prix qui paraissait plausible vers mai 2001, dans la mesure où la production excéderait de 2,5 Mb/j la demande *ex ante* au cours du second semestre. Un excédent de 1,6 Mb/j serait plus proche des cycles habituels ; il faudrait pour cela que la demande soit majorée *ex post* sous l'effet d'une baisse des prix. Avec la plage précitée d'élasticité-prix, la chute correspondante du prix peut être estimée entre 11 et 29 %, ce qui ramènerait le prix du brut dans une fourchette de 17 à 22 \$/b.

Au total, on pouvait pronostiquer au début de l'année 2001 que le prix du brut pourrait passer de 25 \$/b en décembre 2000 à 20 \$/b (± 2 \$/b) en mai 2001, puis se redresser à 25 \$/b (± 2 \$/b) d'ici décembre 2001, et pourrait suivre en 2002 une évolution comparable, tant en profil qu'en niveau⁽²⁴⁾.

(22) Scénario central élaboré par la Direction de la prévision (cf. Buissé, Depecker et Tissot, 2001).

(23) Hors Irak.

(24) Les perspectives sont très proches de celles présentées par Lasserre dans *Economic Focus*.

Une gestion resserrée des quotas de l'OPEP

En fait, lors de sa réunion du 17 janvier 2001, l'OPEP a réduit ses quotas⁽²⁵⁾ non pas de 1 Mb/j, mais de 1,5 Mb/j, les ramenant de 26,7 à 25,2 Mb/j.

Le prix du *brent*, qui était descendu vers 23 \$/b quelques jours avant la réunion, s'est d'abord redressé autour de 25 \$/b. Les marchés ont semblé prendre acte de la fermeté de l'OPEP dans la mise en œuvre de sa stratégie.

Puis le baril est monté, jusqu'à 31 \$/b au début de mars 2001. Cette tension s'explique par une diminution inopinée de la production irakienne, tombée à 1,2 Mb/j, l'Irak ne livrant que les compagnies acceptant de payer une commission⁽²⁶⁾ ; il semble aussi que l'écoulement du brut irakien ait été réduit par des avaries. La production irakienne est cependant remontée par la suite, sans atteindre complètement le plafond autorisé⁽²⁷⁾, mais suffisamment pour que la tension se résorbe et que le prix du *brent* redescende à 25 \$/b.

Une autre source d'incertitude, concernant cette fois le demande de pétrole, est apparue avec le ralentissement plus brutal que prévu de l'activité économique aux États-Unis et les interrogations sur l'effet d'entraînement qui pouvait en résulter sur le reste du monde. L'AIE (2001) a ainsi ramené son estimation de la demande mondiale de pétrole pour l'année 2001 de 77,6 à 77 Mb/j.

La remontée de la production irakienne et la crainte d'un choc restrictif sur la demande ont certainement influencé fortement l'OPEP dans la décision qu'elle a prise lors de sa réunion du 16 mars 2001, de réduire encore ses quotas de 1 Mb/j, les ramenant ainsi à 24,2 Mb/j⁽²⁸⁾.

L'OPEP émet ainsi le signal que non seulement elle maintient sa stratégie consistant à encadrer l'évolution du prix du brut dans la fourchette de 22 à 28 \$/b, mais qu'elle vise le milieu de cette fourchette et s'engage dans une politique de stabilisation des variations saisonnières du prix. Elle confirme d'ailleurs son intention d'exercer un suivi rapproché, en fixant sa réunion suivante au 5 juin 2001, en vue d'ajuster ses quotas à la hausse ou à la baisse, selon l'évolution et les perspectives du marché qui apparaîtront d'ici-là.

La décision du 16 mars de l'OPEP contrecarre la baisse saisonnière du prix du brut vers le bas de la fourchette qui était pronostiquée par les prévisionnistes pour le mois de mai 2001. Le prix du *brent* pourrait donc rester aux alentours de 25 \$/b, sans chute sensible au printemps, sans accélération sensible ensuite pour autant que la gestion resserrée des quotas de l'OPEP sera effective, à la baisse comme à la hausse.

(25) Hors Irak.

(26) Cette commission était de 0,5 \$/b mais semble avoir été réduite depuis.

(27) Voir plus haut, programme « pétrole contre nourriture ».

(28) Toujours hors Irak.

Une exposition au risque de volatilité

Cependant, le maintien du prix du *brent* autour de 25 \$/b prolonge la situation de déport et risque de retarder la reconstitution des stocks. Si tel était le cas, des tensions pourraient apparaître sur le marché de l'essence aux États-Unis à l'approche de la *driving season* et se répercuter ensuite sur le reste de l'année 2001, selon les enchaînements observés en 2000. Ces tensions pourraient être fortes si l'économie américaine rebondissait à brève échéance.

Outre les inconnues de la croissance américaine et l'imprévisibilité du comportement de l'Irak, il peut survenir nombre d'autres aléas. On n'aurait garde d'oublier les risques géostratégiques, par exemple dans le cas où la crise des relations israélo-palestiniennes se transformerait en conflit impliquant directement les pays producteurs de pétrole du Moyen-Orient et plus largement du monde musulman. Mais il peut aussi, matériellement, se produire des pannes du système de production de pétrole, de transport ou de raffinage.

Or la maîtrise du marché pétrolier par l'OPEP est rendue malaisée par l'inertie qui tient aux délais successifs de constatation des désajustements, de décision, de mise en œuvre sur les sites de production et d'acheminement vers les pays consommateurs. Ces délais sont difficiles à comprimer. Ils impliquent inévitablement un retard dans l'effectivité des réactions de l'OPEP. Il n'est pas certain, par exemple, que la réunion du 5 juin de l'OPEP vienne à point nommé dans le calendrier.

Enfin, comme tout cartel, l'OPEP est exposée – comme on l'a vu – à la tentation permanente de comportements « déviants » de la part de ses membres, consistant à gonfler subrepticement les quantités produites pour majorer leurs recettes, ce qui ne peut évidemment se faire qu'au détriment des autres membres et mine l'intérêt commun. Cette tentation est plus forte en période de diminution des quotas qu'en période d'augmentation.

Le prix du pétrole reste donc exposé à un fort risque de volatilité.

Quelles perspectives pour le prix du pétrole à moyen-long terme ?

Quelques éléments de cadrage

On dispose pour explorer l'avenir de plusieurs travaux élaborés au cours des années récentes, souvent sous forme de scénarios. On citera notamment : le rapport *Energy in Europe: European Energy to 2020* publié par la Commission européenne en 1996 ; le rapport *Énergie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre* du Commissariat général du Plan (1998) et notamment le rapport de l'atelier *Trois scénarios pour la France* ; les scénarios *POLES 3 : 1999*, élaborés par l'Institut d'économie et de politiques de l'énergie (IEPE) et qui feront prochainement l'objet d'une actualisation ; enfin dernièrement le *World Energy Outlook 2000* de l'Agence internationale de l'énergie (cf. complément D, Appert, 2001).

Demande mondiale de pétrole

Dans le *WEO 2000*, le scénario de référence repose sur l'hypothèse d'un rythme de 3,1 % de la croissance économique mondiale, en moyenne de 1997 à 2020, soit un certain ralentissement par rapport au taux de 3,4 % l'an enregistré entre 1971 et 1997⁽²⁹⁾. Une ventilation par grande catégorie de pays est fournie dans le tableau 7.

7. Hypothèses de croissance économique (taux de croissance annuel moyen du PIB)

En % par an

	1971-1997	1997-2020
OCDE	2,7	2,0
Économies en transition	- 5,3 ^(*)	3,1
Chine	8,3	5,2
Inde	4,8	4,9
Pays en développement	5,3	4,3
Monde	3,4	3,1

Note : (*) 1992-1997.

Sources : AIE, WEO 2000, OCDE, Banque mondiale et FMI.

La demande mondiale d'énergie passerait de 8,7 milliards de tonnes d'équivalent pétrole⁽³⁰⁾ (Gtep) en 1997 à 11,7 Gtep en 2010 – taux de croissance annuel moyen (TCAM) : 2,3 % l'an –, puis à 13,7 Gtep en 2020 (TCAM : 1,6 % l'an).

La répartition sectorielle de la demande serait marquée par la progression des transports (surtout hors de la zone OCDE), dont la part passerait de 44,5 à 50,4 %, alors que la part de tous les autres usages diminuerait.

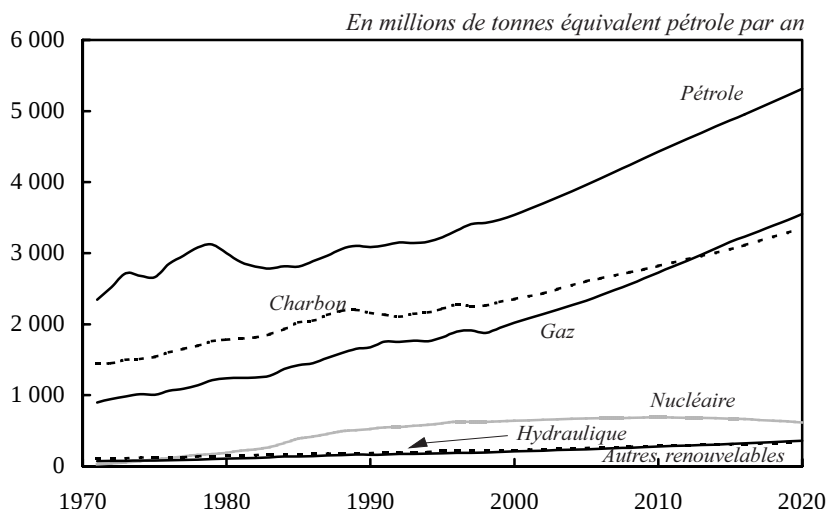
Offre mondiale de pétrole

Dans ce scénario de référence *WEO 2000*, l'offre d'énergie primaire évoluerait comme le montre le graphique 18. La production mondiale de pétrole passerait de 74,4 Mb/j en 1997 à 95,8 Mb/j en 2010 (TCAM : 2 % l'an), puis à 114,7 Mb/j en 2020 (TCAM : 1,8 % l'an), c'est-à-dire croîtrait comme la demande globale d'énergie, à peu de choses près. Le pétrole maintiendrait donc sa part (40 %) du marché mondial de l'énergie et resterait la forme d'énergie la plus utilisée. Dans la demande mondiale de pétrole, entre 1997 et 2020 la part de la zone OCDE se contracterait, passant de 54 à 45 %, cependant que la part de l'Asie passerait de 19 à 28 % (à elle seule, la part de la Chine augmentant de 6 à 10 %).

(29) Ce ralentissement s'explique par la démographie peu dynamique des pays de l'OCDE et par l'arrivée à un niveau proche de la maturité économique de nombre des pays émergents actuellement en phase de rattrapage.

(30) 1 Mb/j est approximativement équivalent à 50 tep/an.

18. Offre mondiale d'énergie primaire par catégorie d'énergie 1971-2020



Note : 1 tonne équivalent pétrole par an = 1/50 million de barils par jour.

Source : AIE, World Energy Outlook 2000.

Les parts du marché pétrolier détenues par les différentes zones de production se modifieraient sensiblement (tableau 8). La part des pays de l'OCDE serait ramenée de 24,2 % en 1997 à 16,4 % en 2010, puis à 11,3 % en 2020 (soit au total une division par plus de 2)⁽³¹⁾. La part de l'OPEP serait portée de 40 % en 1997 à 46 % en 2010, puis à 53,9 % en 2020 (devenant ainsi majoritaire). Le Proche-Orient, à lui seul, passerait de 26,2 % des parts du marché pétrolier en 1997 à 31,8 % en 2010, puis à 40,7 % en 2020.

Le volume annuel de la production de l'OPEP est donc censé augmenter substantiellement dans ce scénario. Il passerait (y compris Irak) de 29,8 Mb/j en 1997 à 44,1 Mb/j en 2010 et 61,8 Mb/j en 2020 (soit une multiplication par plus de 2 au total). C'est le Moyen-Orient qui serait appelé à faire l'essentiel du chemin, en portant sa production de 19,5 Mb/j en 1997 à 30,5 Mb/j en 2010 et 46,7 Mb/j en 2020 (soit une multiplication par 2,4).

Hypothèse de prix du pétrole

Les hypothèses de prix du pétrole du *WEO 2000* sont basées sur une poursuite du *trend* de prix observé en moyenne sur plus de dix ans, ce qui conduit à supposer un niveau moyen de 21 \$2000/b jusqu'en 2010. À terme, le prix du baril augmenterait par suite de l'épuisement progressif des gisements de pétrole conventionnel, conduisant à recourir à des ressources plus coûteuses, et par suite du pouvoir de marché grandissant de l'OPEP ; au total, le prix est supposé s'élever graduellement, pour atteindre en 2020 environ 28 \$2000/b.

(31) Le taux de dépendance pétrolière s'aggraverait entre 1997 et 2020 : il passerait de 45 à 58 % pour l'OCDE-Amérique, de 52 à 79 % pour l'OCDE-Europe, de 88 à 92 % pour la zone OCDE-Pacifique.

8. Perspectives de production de pétrole par région

	1997	2010	2020
Production mondiale	74,5	95,8	114,7
Non OPEP	42,0 (56,4)	46,9 (49,0)	46,1 (40,2)
• OCDE	18,0 (24,2)	15,7 (16,4)	13,0 (11,3)
– Amérique	10,6 (14,2)	9,9 (10,3)	9,0 (7,8)
– Europe	6,7 (9,0)	5,2 (5,4)	3,5 (3,1)
– Pacifique	0,7 (0,9)	0,6 (0,6)	0,5 (0,4)
• Autres non-OPEP	24,0 (32,2)	31,2 (32,6)	33,1 (28,9)
– Russie	6,1 (8,2)	7,1 (7,4)	7,9 (6,9)
OPEP	29,8 (40,0)	44,1 (46,0)	61,8 (53,9)
• Moyen-Orient	19,5 (26,2)	30,5 (31,8)	46,7 (40,7)
• Autres OPEP	10,3 (13,8)	13,6 (14,2)	15,1 (13,2)
Divers	2,7 (3,6)	4,8 (5,0)	6,8 (5,9)

Note : Production en millions de barils par jour ; Entre parenthèses : parts de marché en %.

Source : AIE, WEO 2000.

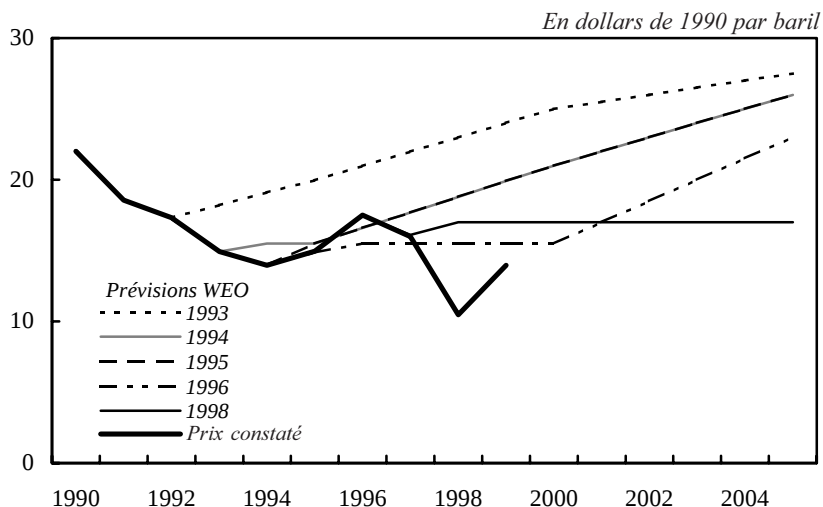
Cet exercice de prévision du prix de pétrole à l'horizon de dix ans (et, *a fortiori*, vingt ans) est particulièrement difficile et périlleux. C'est ce que montre le graphique 19, qui retrace les hypothèses retenues par l'AIE pour le prix anticipé du pétrole à moyen terme, dans les *World Energy Outlook* successifs. On y voit nettement que les anticipations au début des années quatre-vingt-dix privilégiaient un renchérissement progressif du pétrole. Les dernières projections s'attendent plutôt à une stabilisation du prix du baril – à un niveau plus bas que le prix courant actuel – et à un renchérissement ultérieur dont le démarrage a d'ailleurs été repoussé de l'an 2000 à l'an 2010 entre les deux exercices.

Émissions de CO₂

La dynamique de la consommation de pétrole et la dynamique plus rapide encore de la consommation de gaz naturelle (voir plus loin), que décrit le scénario de référence *WEO 2000*, auraient pour conséquence une crois-

sance des émissions de CO₂ à un rythme annuel moyen de 2,1 % par an, entre 1997 et 2020. Le tableau 9 met en regard les objectifs de Kyoto et les émissions des différentes zones de « l'annexe B »⁽³²⁾, à l'horizon 2010.

19. Hypothèses successives concernant le prix du pétrole



Source : AIE, WEO 2000.

9. Émissions de CO₂ projetées, dans le protocole de Kyoto et le scénario de référence

En millions de tonnes de CO₂

	2010 Objectif Kyoto	Scénario de référence	Écart en % ^(*)
OCDE-Amérique du Nord	4 935	6 995	41,7
OCDE-Europe ^(**)	3 664	4 323	18,0
OCDE-Pacifique	1 307	1 682	28,7
Russie	2 357	1 670	- 29,1
Ukraine et Europe de l'Est	150	867	- 24,6
Total	13 413	15 537	15,8

Notes : (*) Pourcentage d'émissions au-dessus de l'objectif ; (**) Hors Turquie.

Source : AIE, WEO 2000.

(32) Pays de l'annexe B : Australie, Autriche, Belgique, Bulgarie, Canada, Croatie, République tchèque, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Hongrie, Islande, Irlande, Italie, Japon, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Nouvelle-Zélande, Norvège, Pologne, Portugal, Roumanie, Russie, Slovaquie, Slovénie, Espagne, Suède, Suisse, Ukraine, Royaume-Uni et États-Unis d'Amérique.

Dans ce scénario, les trois sous-ensembles de l'OCDE dépasseraient largement le plafond des émissions de CO₂ ; ensemble, ils émettraient 13 000 millions de tonnes (Mt) de CO₂ en 2010, pour un plafond de 9 906 Mt de CO₂, soit un dépassement de 3 094 Mt de CO₂ (31 %). La Russie et les autres pays de l'Est de l'Europe en revanche émettraient 2 537 Mt de CO₂ pour un plafond de 3 507 Mt de CO₂, soit une marge inutilisée de 970 Mt de CO₂ (- 27 %). Mais il est clair que cette marge est loin de compenser la dérive de l'OCDE.

Au total, il se dégage donc deux interrogations principales de ces éléments de cadrage : la première concerne la concentration croissante de la production pétrolière dans la région du Moyen-Orient ; la seconde porte sur la dérive des émissions de CO₂ par rapport aux objectifs de Kyoto.

La concentration de la production de pétrole au Moyen-Orient

Comme on l'a souligné (graphique 16), l'Arabie saoudite et, avec elle, l'ensemble de l'OPEP n'ont jamais accepté jusqu'à maintenant de pousser leur production au-delà de 32 Mb/j, même lorsque la demande exerçait une forte pression, conduisant à une envolée des prix. En ira-t-il différemment à l'avenir ?

Certes dans les déclarations récentes de l'OPEP, aucun plafonnement quantitatif n'a été évoqué et la désignation d'une cible de prix laisse penser que l'Arabie saoudite et l'OPEP s'attacheront à viser cette cible, c'est-à-dire augmenteront leur production et pour cela développeront progressivement leurs capacités de production, aujourd'hui presque entièrement saturées. Le prix du baril leur permettrait largement de disposer des moyens de financement couvrant les investissements à réaliser.

Cependant une première interrogation concerne l'évolution de la structure de l'industrie pétrolière au sein même des pays producteurs. Actuellement, trois pays tiennent eux-mêmes en main leur appareil de production, au travers d'entreprises nationales : la *PEMEX* au Mexique, la *Koweït Petroleum Company* au Koweït et l'*Aramco* en Arabie saoudite. On peut se demander si la considérable extension des capacités de production que suppose le scénario de référence de *WEO 2000* est compatible avec le maintien de tels monopoles nationaux de production, en tout cas dans deux pays clés du Moyen-Orient.

En attendant les signes d'une ouverture de l'Arabie saoudite aux grandes compagnies pétrolières, une interrogation plus déterminante encore concerne, comme on l'a vu plus haut, la stratégie poursuivie par l'OPEP en matière de revenus.

Ainsi, selon le scénario central du *WEO 2000*, les revenus de l'OPEP en dollars actuels passeraient de 280 milliards de dollars (G\$) en 2000 à 630 G\$ en 2020 ; ils seraient donc considérables, tout en restant à cette date inférieurs d'environ 25 % à leur maximum, atteint au lendemain du second choc pétrolier.

À cet égard, « une exploration des stratégies de prix de l'OPEP, à l'aide du modèle énergétique mondial POLES » (cf. complément E, Cricqui et Giraud, 2001), examine le niveau du brut qui maximiserait le revenu actualisé de l'OPEP et conduit aux conclusions suivantes : « une stratégie optimale, ou du moins satisfaisante, pour l'OPEP serait :

- d'afficher un objectif de 24 \$/b ;
- d'être crédible dans la poursuite de cet objectif, en corrigeant des écarts durables (plus de douze mois) par rapport à ce prix ;
- mais d'accepter (en cas de hausse) ou de provoquer (en cas de « baisse disciplinaire ») des fluctuations qui peuvent être amples autour de ce prix objectif.

Le niveau du prix serait ainsi proche de l'hypothèse adoptée par l'AIE dans le *WEO 2000*, en moyenne sur les vingt prochaines années, mais il serait plus élevé dans la première décennie.

Il reste que les ressources financières les pays de l'OPEP doivent être mises en rapport avec les besoins de ces pays. Si elles devenaient supérieures à leur demande globale interne, on peut se demander s'ils ne préféreraient pas garder leur pétrole en réserve dans leur sous-sol, plutôt que de le convertir en actifs financiers placés à l'étranger.

L'arbitrage dépend du taux d'évolution anticipée du prix du brut à l'avenir (net des coûts de production) par rapport à la rémunération anticipée du capital financier (y compris prime de risque et risque de change). Il y aurait neutralité si la loi d'Hotelling relative aux ressources épuisables s'appliquait. Cela n'a guère été le cas jusqu'à présent, parce que les réserves mondiales de pétrole ne sont pas connues une fois pour toute, mais évoluent au cours du temps en fonction du progrès technique, lequel tend en outre à réduire la consommation de pétrole par unité de PIB, en renforçant l'efficacité énergétique et/ou en favorisant une substitution d'autres formes d'énergie. Il y a donc « course poursuite » entre l'épuisement des ressources et le progrès technique⁽³³⁾. Il en résulte des problèmes de cohérence intemporelle dans la formation des anticipations concernant le prix du pétrole.

Face à ces incertitudes, les pays de l'OPEP pourraient envisager une stratégie de gestion prudente de leurs ressources pétrolières, consistant à ne pas les troquer trop rapidement, au-delà des besoins de financement nécessaires à leur croissance économique, contre des actifs financiers aux rendements tout aussi aléatoires.

Dans une telle hypothèse, il faudrait s'attendre à un accroissement des capacités de production au Moyen-Orient moins rapide que dans le scénario de référence *WEO 2000*, qui devrait être remplacé par un accroissement des capacités de production ailleurs, c'est-à-dire en faisant d'avantage appel à des pétroles plus coûteux, voire (mais sans doute au-delà de 2010) à des pétroles non conventionnels. Le prix du baril serait-il pour autant plus

(33) A. Adelman, cité par Babusiaux (2001)

élevé que prévu ? On peut penser qu'un contingent plus serré que prévu de la production de l'OPEP, dans une perspective de long terme, contribuerait bien à une augmentation du prix du baril.

Il peut en outre apparaître soit une accélération de la demande de pétrole, notamment avec l'essor économique des grands pays en développement, soit un abaissement moins rapide que prévu des coûts d'exploitation et/ou un développement moins rapide que prévu de la mise en valeur de nouveaux gisements, soit à une politique de l'OPEP jouant plutôt sur l'augmentation du prix que sur celle de sa production pour s'assurer le niveau de revenu dont elle a besoin.

Par rapport au scénario de référence *WEO 2000*, tous ces facteurs conduiraient à une production de l'OPEP moins rapidement croissante et à un niveau de prix du baril pouvant atteindre, en dollars d'aujourd'hui, entre 30 et 35 \$/b à l'horizon 2020⁽³⁴⁾.

La question du contingentement des émissions de CO₂

Le Protocole de Kyoto (novembre 1997) a du mal à se concrétiser, comme viennent de le montrer la Conférence de La Haye (novembre 2000) et les décisions récentes (mars 2001) de George W. Bush, le nouveau Président des États-Unis, de ne pas ratifier cet accord. On est actuellement dans l'incertitude sur les mesures qui seront prises concernant une limitation des émissions de gaz à effet de serre. Pourtant, les travaux les plus récents du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) conduisent à une évaluation plus sévère des risques⁽³⁵⁾. Il paraît donc important de trouver des modalités concrètes pour limiter les émissions qui créent une externalité négative planétaire et de longue durée.

À cet égard, les principes adoptés à Kyoto ne consistent pas à ajouter au prix de marché des produits responsables de ces émissions une taxe pigouvienne qui serait égale à la somme actualisée des désutilités marginales inhérentes à l'externalité négative ; pour la bonne raison que l'estimation de ces désutilités est hors de portée et que le taux d'actualisation pertinent est extrêmement discutable (Henry, 2000). À une telle approche de type « coût-avantages » a donc été substituée (Blanchard et Criqui, 1999) une approche de type « coût-efficacité », consistant à fixer un contingent pour les émissions de gaz à effet de serre. Les pays de l'annexe B se sont engagés à réduire globalement ces émissions 5,2 % à l'horizon 2008-2012, par rapport à l'année quatre-vingt-dix, avec des modulations pour tenir compte des spécificités nationales. Ainsi l'Union européenne s'est engagée sur un taux de réduction de 8 % et la France, à retrouver en moyenne, au cours de la période 2008-2012, le niveau de ses émissions de 1990.

(34) Voir le scénario de référence POLES-GEO 2001.

(35) Voir ses récentes déclarations, *Le Monde*, 3 novembre 2000.

Tout contingentement des quantités se traduit théoriquement par une variable duale de rareté, qui devrait entrer en ligne de compte dans le prix final payé par l'utilisateur du produit, de telle sorte que, par le jeu des effets revenus et des effets substitution, la demande s'ajuste et que les émissions qu'elle implique ne dépassent pas le plafond.

La combustion du pétrole dégage du CO₂ (celle du gaz naturel aussi, mais dans la proportion de trois quarts seulement, pour un même pouvoir énergétique)⁽³⁶⁾. Ces émissions contribuent à l'effet de serre. Le prix du pétrole (ou plutôt des produits raffinés) pour l'utilisateur devrait donc, lui aussi, intégrer la variable duale de contingentement, souvent désignée sous le nom de « taxe sur le carbone ».

Si les contingentements restaient fixés par pays, la taxe sur le carbone serait variable d'un pays à l'autre. La recherche de l'efficacité, c'est-à-dire de la possibilité de respecter au moindre coût « global » la limitation « globale » des émissions, plaiderait pour une mise en place d'une taxe sur le carbone unique pour l'ensemble des pays de l'annexe B, ou d'un système équivalent (par exemple un système d'échange de droits d'émission). Les estimations disponibles de cette taxe tournent autour de 100 dollars d'aujourd'hui par tonne de carbone (100 \$/tC), ce qui, appliqué au pétrole, représenterait sensiblement 10 \$/b⁽³⁷⁾.

Reste à discuter l'interférence du protocole de Kyoto et du prix du pétrole. L'objectif même du protocole est de réduire les émissions de CO₂, notamment celles dues à la combustion d'hydrocarbures, parmi lesquels le pétrole. On dispose pour mesurer cet enchaînement de divers travaux modélisés. On se référera ici aux résultats obtenus à l'aide du modèle POLES 99 déjà cité. Ils indiquent que, par rapport à un scénario « sans Kyoto », proche du scénario de référence *WEO 2000* présenté ci-dessus, la prise en compte de l'accord de Kyoto, par l'introduction d'une taxe carbone applicable à tous les pays de l'annexe B, induirait sur la demande mondiale de pétrole un décrochage modéré : l'écart relatif entre scénario « avec » et « sans » Kyoto serait de – 3 % en 2010 et également de – 3 % en 2020.

La modestie de cette contraction s'explique essentiellement par la substitution de pétrole au charbon. En effet, pour une même performance énergétique, le charbon émet 34 à 43 % de CO₂ de plus que le pétrole⁽³⁸⁾. Avec l'introduction d'une taxe sur le carbone, la demande mondiale de charbon subirait alors, en comparant les scénarios « avec » et « sans » carbone, un écart relatif de beaucoup plus grande amplitude : – 12 % en 2010 et – 11 % en 2020.

(36) Selon l'AIE, pour un pouvoir énergétique de 1 TJ (téra-joule), le pétrole brut contient 20 tC (tonnes de carbone) et le gaz naturel sec 15,3 tC.

(37) La taxe sur le carbone applicable au sein des pays de l'annexe B est estimée à 92 \$/tC par l'IEPE et à 117 \$/tC par l'AIE (*WEO 2000*). L'extension d'une formule de permis négociable aux pays en développement dans le cadre du mécanisme de « développement propre » réduirait sensiblement ce coût (*cf.* Blanchard, Criqui, Trottemer et Viguier, 2000).

(38) Selon l'AIE, pour un pouvoir énergétique de 1 TJ, l'antracite contient 26,8 tC et la tourbe 28,6 tC (AIE, 2000).

Selon la même source, entre les scénarios « avec » et « sans » Kyoto, il pourrait se produire un écart relatif du prix du baril de -4% en 2010 et -2% en 2020. L'élasticité-prix implicite est ainsi proche de 1 (voire supérieure), c'est-à-dire beaucoup plus élevés qu'à court terme (voir plus haut), cela en raison des phénomènes multiples de substitution qui se manifesteraient sur le moyen-long terme.

Il ressort de ces travaux que la mise en œuvre du Protocole de Kyoto (à l'échelle de l'ensemble des pays de l'annexe B) modifierait le marché mondial du pétrole dans les proportions certes sensibles, mais qui resteraient marginales (contrairement au marché du charbon qui subirait une modification beaucoup plus radicale). Ainsi, les recettes des pays producteurs de pétrole enregistreraient, entre les scénarios « avec » et « sans » Kyoto, un écart relatif de -7% en 2010 et de -6% en 2020. C'est très inférieur aux écarts de revenus, en plus ou en moins, enregistrés par ces pays en 1998 ou 2000, lors des à-coups sur le prix du baril. Mais il est vrai que l'écart dont il s'agit ici serait « structurel », c'est-à-dire permanent.

En outre, il se pose la question de « l'après Kyoto ». La lutte contre le changement climatique pourrait bien n'en être qu'à ses débuts. De nouveaux objectifs d'émission devraient prendre le relais, à partir de 2010. Ne seront-ils pas plus contraignants ? Dans ce cas, les conséquences de cet éventuel Kyoto II sur le marché du pétrole serait à cumuler, à l'horizon 2020 et au-delà, avec les conséquences de Kyoto I estimées ci-dessus.

Marginales ou pas, les conséquences du contingentement des missions de CO_2 préoccupent les pays producteurs et au premier chef ceux de l'OPEP. Frappés par les réactions des consommateurs occidentaux lors de l'envolée du baril à l'automne 2000, ils ont entamé une campagne de déclarations tirant argument du niveau élevé des taxes prélevées sur les produits raffinés dans les pays consommateurs, pour demander aux pouvoirs publics de ces pays de réduire leurs taxes. Ils critiquent ensuite la conception des plans de lutte contre l'effet de serre qui ne se traduisent pas par une véritable taxe sur le carbone, laquelle devrait frapper chaque source d'énergie en fonction de sa teneur réelle en carbone.

L'analyse économique conduit à cet égard à distinguer les deux aspects.

S'agissant des taxes sur les carburants consommés dans les transports (tableau 10), il est logique d'un point de vue économique que les taxes permettent, d'une part, de financer le coût marginal de développement des infrastructures de transport (si elles ne sont pas payées par un péage) et, d'autre part, d'internaliser les externalités négatives induites par ces transports (pollution atmosphérique locale, bruit, insécurité routière, etc.). C'est à juste raison que ces taxes s'ajoutent aux prix de vente des produits raffinés vendus par les raffineries ou les réseaux de distribution⁽³⁹⁾. On ne voit pas

(39) À cet égard, on peut en revanche demander quelle est la justification économique des taxes sur le fioul domestique, si ce n'est la pollution atmosphérique locale.

pourquoi les pays producteurs seraient fondés à en revendiquer les recettes. On ne voit pas non plus au nom de quelle logique ces taxes devraient être modulées en fonction du prix du pétrole. Sauf pour amortir les recettes de TVA engendrées par les à-coups dans le prix du brut.

10. Prix de l'essence et taxes en 1999

	Essence sans plomb 95		Gazole	
	Prix de vente(*)	Taxes(**)	Prix de vente(*)	Taxes(**)
France	165,0	79	118,5	73
Allemagne	157,0	74	106,5	67
Italie	175,2	73	138,9	70
Pays-Bas	183,9	73	126,5	65
Espagne	121,5	67	98,0	62
Royaume-Uni	195,4	82	202,2	81

Notes : (*) En dollars par baril ; (**) Taxes sur le prix de vente en %.

Sources : AIE, WEO 2000 et calculs CAE.

Il en va théoriquement autrement pour la taxe sur le carbone. Pour être transparente, elle devrait effectivement se répercuter sur les produits énergétiques proportionnellement à leur teneur en carbone. Quant à son montant, il devrait être calculé de façon à porter le prix final payé par les utilisations au niveau requis pour respecter les plafonds d'émission. Devant combler l'écart entre ce prix dual et le prix courant du marché, la taxe sur le carbone devrait ainsi être « différentielle » et absorber les écarts, en plus ou en moins, observés sur le prix des produits raffinés, au départ de la raffinerie.

Qui devrait se l'approprier ? Par assimilation avec l'analyse des effets externes⁽⁴⁰⁾, les ressources fournies par cette taxe devraient en principe contribuer au dédommagement des victimes de la pollution... c'est-à-dire à l'humanité tout entière. Et donc, en première approximation, aux budgets publics.

On ne perçoit pas les raisons qui justifieraient sur ce point une revendication des pays producteurs. On peut se demander néanmoins si le cartel des producteurs ne pourrait pas tenter d'exproprier cette taxe en relevant le prix du brut. Mais cette rente supplémentaire inciterait certainement les producteurs hors cartel à développer leur production.

En définitive, l'introduction d'une taxe sur le carbone ne devrait donc pas contribuer à élévation durable du prix du brut, mais plutôt à une diminution, consécutive à la réduction (qui est sa raison d'être) de la demande mondiale de pétrole.

(40) Bien que ce ne soit pas la logique adoptée par le protocole de Kyoto : voir plus haut.

Prix du pétrole et prix du gaz

L'évolution du prix du pétrole a-t-elle une incidence sur l'évolution du prix du gaz et laquelle ? C'est cette question que l'on va aborder ici. On ne s'engagera pas dans une analyse détaillée du marché du gaz, qui mériterait un rapport en soi ; on se limitera à quelques points de repère.

Un marché du gaz régionalisé

La demande mondiale de gaz naturel, exprimée en tonnes d'équivalent pétrole, représente à peu près 56 % de la demande de pétrole⁽⁴¹⁾.

Globalement, les réserves prouvées ou probables de gaz naturel sont relativement plus importantes que celles de pétrole, puisqu'elles sont équivalentes à 62 ans de consommation annuelle actuelle (au lieu de 36 ans, comme on l'a vu, pour le pétrole).

Mais à la différence du marché du pétrole, qui est mondial, le marché du gaz se subdivise en grands marchés régionaux (Amérique du Nord, Europe, Asie...), à cause essentiellement du transport, beaucoup plus malaisé et coûteux pour le gaz que pour le pétrole.

Or la répartition régionale des consommations, des productions et des réserves de gaz naturel, bien que différente de celle du pétrole, est elle aussi très contrastée (tableau 11).

11. Répartition géographique du gaz naturel, en 1999

	En %		
	Consommation	Production	Réserves
Amérique du Nord	32	32	5
Amérique centrale et du Sud	4	4	4
Europe de l'Ouest	19	12	3
Ex-URSS	23	28	39
Moyen-Orient	8	8	34
Afrique	2	5	8
Asie-Océanie	12	11	7
Total	100	100	100

Sources : OGP et BP, ENSPM.

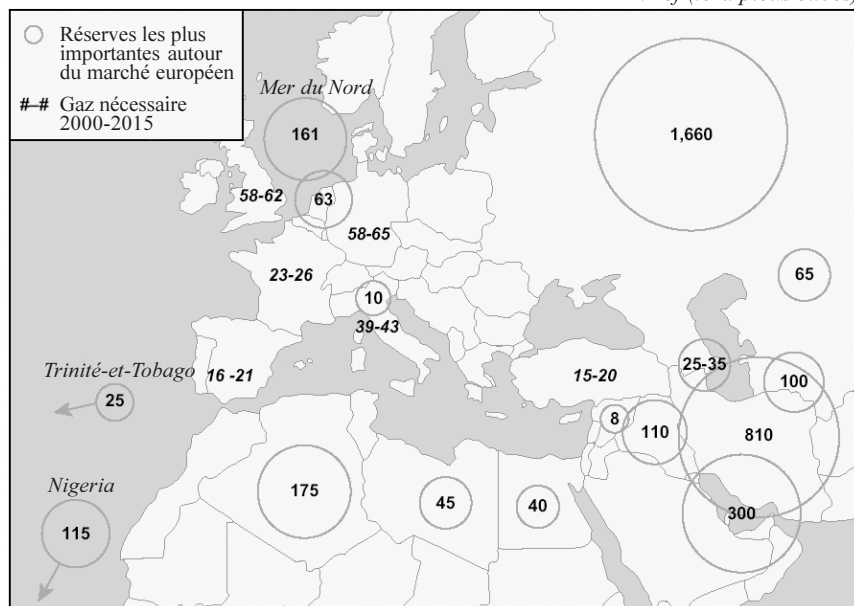
(41) En 1997, la demande mondiale de gaz naturel a été de 1 911 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) et celle de pétrole de 3 409 Mtep (AIE, 2000).

Le prix du gaz peut donc sensiblement différer d'une région à l'autre, du moins tant que le progrès technique ne rendra pas le gaz naturel aussi peu coûteux à transporter que le pétrole⁽⁴²⁾.

Des tensions commencent d'ailleurs à apparaître sur le marché du gaz en Amérique du Nord, dont la part de consommation est forte, mais la part de réserves faible. L'Europe paraît beaucoup mieux lotie, étant « entourée d'une mer de gaz naturel » qui rassemble 80 % des réserves mondiales, situées principalement en Russie et dans d'autres Républiques anciennement soviétiques, au Proche-Orient et en Afrique du Nord (graphique 20).

20. Europe : entourée par une mer de gaz

En Tcf (téra pieds cubes)



Source : CERA.

Des contrats à long terme indexés sur les produits pétroliers

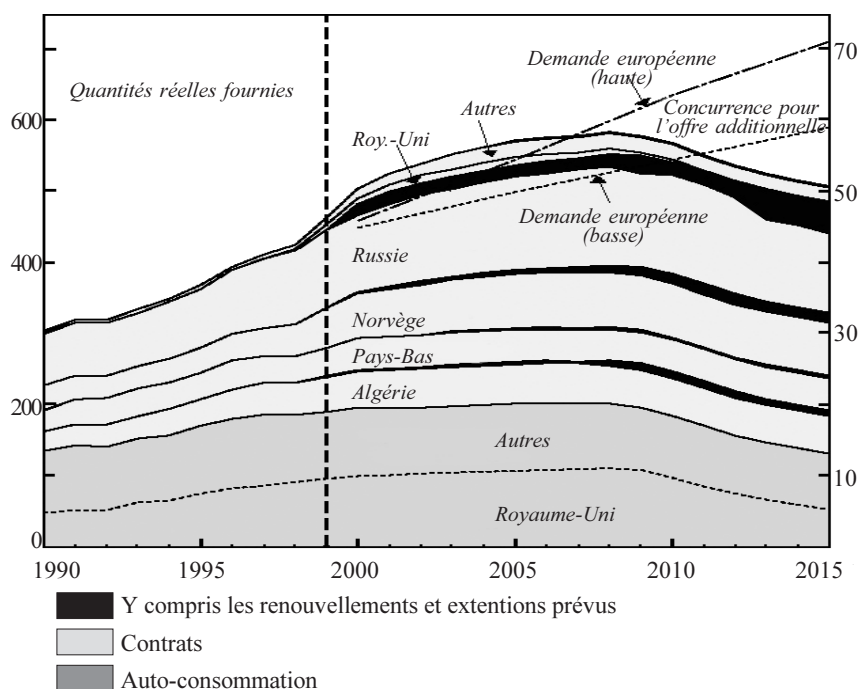
Si on limite le propos à l'Europe, la fourniture de gaz s'inscrit pour l'essentiel dans le cadre de contrats dont le graphique 21 indique la répartition, ainsi que les volumes couverts actuellement et livrables à l'avenir.

La plupart de ces contrats comportent une clause d'indexation du prix du gaz sur le prix des produits raffinés, avec un retard de l'ordre de six

(42) On peut imaginer que les progrès dans les techniques de liquéfaction, navires méthaniers et re-gazéification permettent à l'avenir de réunifier le marché mondial du gaz naturel.

mois. Le prix du gaz tend donc à suivre les mouvements du prix du pétrole, à la hausse ou à la baisse, mais avec un long décalage, qui peut être gênant lorsque les oscillations du prix du brut sont amples, comme au cours des deux années écoulées. En France, le prix du gaz en France a été revalorisé en 2000 de 6,5 % le 1^{er} mai et de 13 % le 1^{er} novembre⁽⁴³⁾ ; les ajustements de prix pour 2001 restent à venir.

21. Contrats d'approvisionnement des pays européens de l'OCDE par les pays exportateurs



Le prix de base des contrats d'approvisionnement est couramment calculé selon la méthode *net back* (cf. complément H, Gallon, 2001), qui consiste à parvenir sur le marché final à un prix de vente du gaz égal au prix de vente des produits pétroliers substituables : on déduit de ce prix objectif les coûts notamment de transport et de distribution du gaz, et on obtient ainsi le prix d'acquisition stipulé par le contrat d'approvisionnement. Dans ces conditions, le producteur de gaz peut bénéficier d'une rente d'autant plus élevée que le coût réel de production du gaz est inférieur au prix du contrat.

(43) Selon Gaz de France, ces hausses de prix de vente ne reflèteraient que partiellement les hausses de prix d'achat.

Le prix du gaz naturel destiné à l'Europe s'est ainsi établi à environ 1,88 dollar par million de *British thermal unit* (\$/MBtu)⁽⁴⁴⁾ en moyenne au cours de l'année 1999 et s'est élevé à 2,65 \$/MBtu en moyenne sur les six premiers mois de l'année 2000.

Les contrats actuels comportent en outre sauf exception une clause *take or pay*, qui garantit au fournisseur les recettes à long terme nécessaires au remboursement de ses coûts fixes, relatifs notamment aux infrastructures de transport. Cette clause dissuade l'acquéreur de ne pas enlever les quantités prévues au contrat, sauf s'il rencontrait en cours de contrat d'autres opportunités d'acquisition beaucoup moins coûteuses.

La libéralisation du marché du gaz

La structure interne du marché du gaz dans les pays européens a longtemps été très monopoliste et intégrée verticalement. Cette organisation est aujourd'hui en pleine mutation, sous l'impulsion de la directive européenne, adoptée en 1998 et entrée en application le 10 août 2000, qui introduit la concurrence en donnant à certains utilisateurs, dits « éligibles », le droit de choisir librement leur fournisseur de gaz. La libéralisation des industries de réseau, dont l'accélération a été décidée par le Conseil européen de Lisbonne (mars 2000), n'a pour le moment pas été assortie d'une date butoir (Conseil européen de Stockholm, mars 2001).

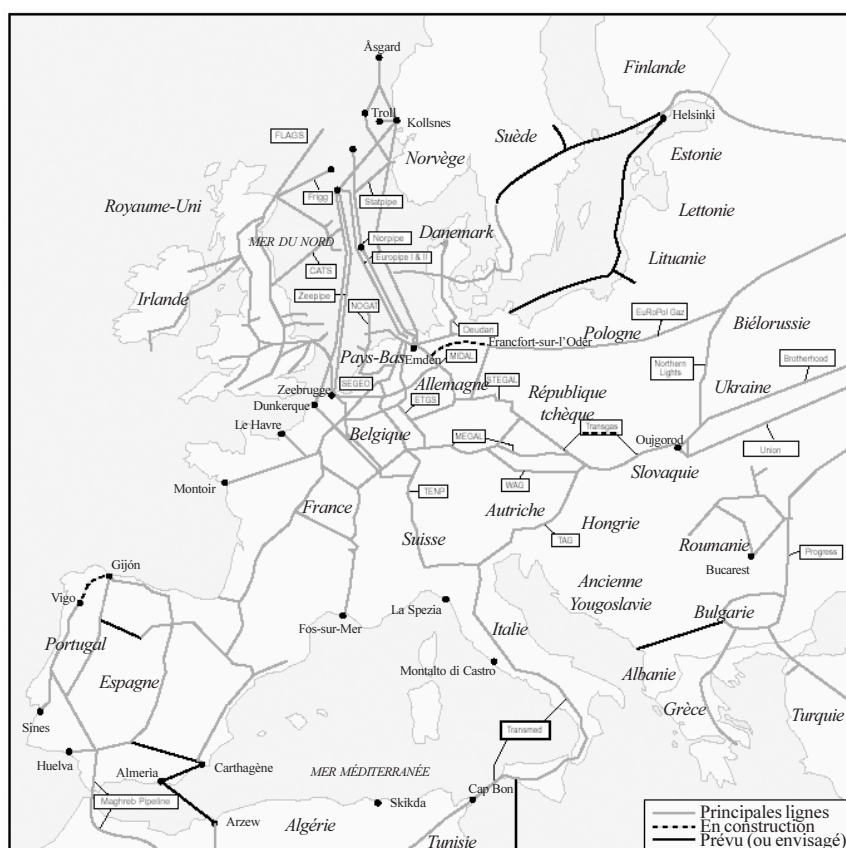
La libéralisation qui se met progressivement en place vise à permettre un libre accès des tiers au réseau de transport. Pour y parvenir, l'objectif est de séparer les fonctions de transport, de distribution, de stockage, sous le contrôle d'autorités de régulation nationales (qui se retrouvent au sein du « Club de Madrid »). Le réseau de transport du gaz apparaît comme une « facilité essentielle », il constitue un monopole naturel qu'il s'agit de réguler, notamment pour en préciser le coût d'accès. Le transport devrait en outre être facilité à terme par l'existence d'au moins deux jonctions entre deux points données du réseau⁽⁴⁵⁾, qui est déjà dense (graphique 22).

Les contrats existants (en 1999) assureront une capacité de livraison croissante jusqu'en 2005, décroissante ensuite (graphique 21). Ces contrats seraient insuffisants à partir de 2005, si la consommation européenne de gaz naturel croissait au rythme de 3,5 % l'an, à partir de 2010 si cette consommation croissait au rythme de 2,5 % l'an. Au-delà, il y aura donc place à un renforcement de la concurrence pour les livraisons nouvelles.

(44) 1 MBtu est sensiblement équivalent à environ 1/40 tonne d'équivalent pétrole, ou 0,184 baril de pétrole.

(45) La pose de gazoducs enterrés ne paraît soulever aucune opposition de la part des écologistes.

22. Gazoducs européens : situation à l'hiver 2000



Source : CERA.

La libéralisation commencera par les plus gros consommateurs, qui eux-mêmes sont en concurrence dure sur le marché de leurs produits et qui s'attacheront donc à obtenir le prix le plus bas possible pour leur consommation de gaz naturel. Leur action devrait ainsi faire émerger des *benchmarks* sur le prix du gaz. Le développement de *hubs* (entre différentes livraisons de gaz) à Bacton (Royaume-Uni) et à Zeebrugge (Belgique) entraînera l'établissement d'un système de cotation *spot*, qui servira certainement d'indicateur au marché.

La demande de gaz pourrait augmenter notamment sous l'effet du progrès technique, les turbines à gaz à cycle combiné permettant de produire de l'électricité de façon économique (lorsque les surcapacités existantes auront été résorbées) et de façon décentralisée, proche du lieu d'utilisation.

Cependant, les contraintes d'environnement introduites par le protocole de Kyoto, conduisant à taxer, sous une forme ou sous une autre, les émissions de CO₂, auront un effet ambivalent sur l'usage du gaz. D'un côté, induisant des émissions moins fortes que le pétrole et *a fortiori* que le charbon, le gaz devrait évincer ces deux combustibles pour la production d'électricité. De l'autre, il entrera en compétition avec le nucléaire, dont les émissions de CO₂ sont nulles, mais qui pose la question de la sécurité et celle du stockage des résidus radioactifs de longue durée de vie (*cf.* Charpin, Dessus et Pellat, 2000).

Quelles sont les perspectives du prix du gaz naturel en Europe ?

On peut concevoir deux scénarios (*cf.* complément G, Chevalier, 2001) :

- un scénario de la concurrence accentuée, rendu plausible par l'apparition de nouveaux producteurs (Libye, Moyen-Orient ou Nigeria), par l'existence d'un grand nombre d'entrants potentiels sur le marché intérieur (y compris les grandes compagnies comme, par exemple, Air Liquide), par le développement des transactions rapides (Internet : 10 % des transactions aux États-Unis), par la possibilité de constituer des stocks (notamment en France). Ce scénario pourrait conduire à la déconnexion du prix du gaz par rapport à celui du pétrole et à un alignement sur le prix de substitution de l'énergie électrique (concurrence gaz-nucléaire). Le prix final du gaz descendrait, aux alentours de 2 \$/MBtu ;

- un scénario de résistance à la libéralisation intérieure et, surtout, de cartellisation des pays fournisseurs, qui sont peu nombreux (moins nombreux que les pays membres de l'OPEP) et qui, pour certains d'entre eux, ont des besoins considérables de financement (Russie ou Algérie). Le prix du gaz destiné à l'Europe pourrait dans ce cas s'élever au-dessus de 3 \$/MBtu.

Certes, le maillage des gazoducs paraît suffisant pour diversifier les sources d'approvisionnement et mutualiser les risques d'embargo ou de panne. Il semble en outre possible de réduire les risques au moyen d'instruments financiers tels que des accords de *swaps*.

Il reste que la demande de gaz va augmenter et que, s'il n'existe pas de menace de pénurie, une part croissante du gaz sera importée à partir de sources de plus en plus lointaines (Sibérie, Moyen-Orient). De ce double mouvement pourrait résulter une pression à la hausse sur le prix du gaz.

En conclusion

L'analyse du marché du pétrole à court terme fait ressortir le retour de l'OPEP sur les devants de la scène, avec l'affirmation d'une stratégie de prix et la mise en place d'un pilotage resserré des quotas ; elle souligne en même temps l'extrême difficulté de la stabilisation du prix du brut, en raison tant de sa très faible élasticité-prix à court terme que de l'inertie inévitable dans le guidage de la production. On reste donc exposé à une assez grande volatilité des prix, qui a de forts inconvénients pour l'ensemble des agents économiques.

Dans ce contexte, que pourrait-on faire à court terme ?

Tout d'abord, développer le dialogue avec l'OPEP, précisément pour parvenir à un diagnostic aussi partagé que possible sur l'état et les perspectives du marché mondial du pétrole, découlant notamment des évolutions de l'activité économique mondiale. Il se pourrait cependant que l'intérêt propre du cœur du cartel soit de maintenir l'incertitude, de façon à accroître le risque affectant les décisions d'investissement de ses concurrents.

Améliorer la collecte des données pertinentes indispensables pour suivre en temps utile l'état du marché pétrolier mondial. Il s'agit notamment des données concernant le niveau des stocks, à commencer par les stocks hors OCDE qui sont très mal connus, mais aussi concernant l'exploitation des gisements existants et les perspectives de mise en exploitation de gisements nouveaux.

Resserrer au sein de l'Union européenne la concertation concernant les politiques pétrolières, les politiques de normes concernant les produits raffinés (le cas échéant, en concertation également avec les États-Unis), les politiques de taxation des hydrocarbures, y compris les instruments à mettre en place pour lutter contre le réchauffement climatique.

Étendre les dispositifs destinés à lisser pour l'utilisateur final les à-coups à court terme du prix des produits pétroliers, non seulement par le mécanisme de stabilisation de la fiscalité qui a été mis en place par le Gouvernement français, mais aussi en incitant au développement de mécanismes financiers de couverture à terme, comme le font déjà les grandes entreprises publiques ou privées (Lasserre, 2001). L'amélioration de la protection des utilisateurs contre la volatilité à court terme, qui leur est très dommageable, des prix des produits pétroliers doit cependant être menée de pair avec une action visant à orienter leurs anticipations sur l'évolution de ces prix dans une perspective de moyen-long terme (voir plus loin).

Le cas échéant, utiliser une partie des réserves stratégiques des pays consommateurs pour intervenir lorsque les prix du brut sortent d'une plage donnée. Les précédentes tentatives de stabilisation des prix des matières premières ayant toutes échouées, la piste à explorer serait celle d'une intervention non pas fine et en continu, mais déclenchée en cas de franchissement d'un plancher ou d'un plafond⁽⁴⁶⁾.

(46) Comme l'ont fait récemment les États-Unis, pour lutter contre l'envolée du prix du brut, comme rappelé plus haut.

Que pourrait-on faire à plus long terme ?

L'analyse des perspectives à plus long terme met en lumière une augmentation tendancielle des parts de marché de l'OPEP, qui n'a d'autre alternative qu'un recours progressif aux pétroles non conventionnels (notamment ceux du Canada)⁽⁴⁷⁾, dont le coût d'exploitation est sensiblement plus élevé, même s'il peut diminuer grâce à des progrès techniques rapides. Sauf si la reprise en cours des investissements hors OPEP conduisait à la découverte inattendue de gros gisements de pétrole conventionnel, on doit donc s'attendre à ce que le prix du brut connaisse une tendance à la hausse, sans exclure des oscillations autour de cette tendance.

Le second trait majeur qui ressort de l'analyse à long terme est un écart grandissant de l'évolution effective des émissions de gaz carbonique provenant des pays industrialisés, par rapport aux objectifs du protocole de Kyoto. Il n'y a donc aucun espoir de respecter le protocole de Kyoto (ni *a fortiori* de mettre en place ensuite des mesures plus protectrices) sans la mise en œuvre d'une politique de grande ampleur.

Dans ces conditions, que pourrait-on faire pour faire face aux défis à long terme ?

D'abord, certainement, inscrire dans un cadre durable les préconisations déjà formulées à propos du court terme, concernant l'élaboration de diagnostics partagés entre pays consommateurs et pays producteurs.

Mais aussi, se préparer activement à la perspective d'élévation progressive du prix du pétrole et à la maîtrise indispensable des émissions de CO₂.

Il importe *a priori* que le signal prix oriente correctement les anticipations des agents décentralisés, pour leur permettre de faire des choix d'investissement à long terme cohérent avec les objectifs collectifs à atteindre. Comme on l'a dit, le nécessaire lissage des fluctuations de court terme du prix des produits pétroliers n'est nullement en contradiction avec l'indispensable prise de conscience que ces produits devraient devenir progressivement plus coûteux.

En particulier, la lutte contre le changement climatique passera du stade des bonnes intentions à celui de l'action le jour où le prix de vente final des combustibles sera porté à un niveau permettant de respecter les plafonds d'émission de gaz à effet de serre sur lesquels on croyait s'être mis d'accord à Kyoto.

Cependant, pour conforter ou suppléer un signal prix qui risque d'être insuffisant ou défaillant, il paraît tout aussi important d'engager ou de développer des actions structurelles de grande ampleur (*cf.* complément I, Moisan, 2001).

(47) Car ceux du Venezuela se situent aussi dans la zone OPEP.

Ces actions devraient passer par des normes ambitieuses en matière de consommation énergétique ou de rejets. Elles devraient aussi viser à renforcer les transports collectifs, à promouvoir le ferroutage, à améliorer l'isolation thermique des bâtiments, voire à revoir les règlements d'urbanisme pour que la dispersion de l'habitat intègre bien le coût collectif complet de ses conséquences en termes de déplacements.

Au-delà de l'incitation par les prix et par les normes, il est certainement souhaitable de soutenir l'effort de recherche⁽⁴⁸⁾ de façon à accélérer le progrès technique permettant de réduire l'intensité énergétique de la croissance et de réduire les émissions polluantes dans tous les domaines, qu'il s'agisse des transports, de l'agriculture, de l'industrie, du tertiaire ou du résidentiel.

Dans la perspective du long terme comme dans celle du court terme, une coordination des diverses mesures au sein de l'Union européenne apparaît comme une nécessité, le cas échéant en tant qu'objet de coopération renforcée.

(48) Il serait également souhaitable de renforcer la recherche économique concernant l'énergie. Il existe certes dans ce secteur un important courant de recherche, où la France figure fort honorablement. Mais il paraîtrait utile de relancer les investigations dans certains domaines spécifiques : économétrie (que sait-on des élasticités ?), économie industrielle (structure des marchés, jeux des acteurs), régulation des marchés, etc. L'évolution heurtée du prix du pétrole depuis 1998 fournit certainement l'occasion et justifie l'intérêt d'une activation des recherches dans ces domaines.

Références bibliographiques

- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2000) : *Oil Market Report (OMR)*, décembre.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2000) : *World Energy Outlook 2000 (WEO 2000)*.
- Agence internationale de l'énergie (AIE) (2001) : *Oil Market Report (OMR)*, février.
- Appert O. (2001) : « Perspectives énergétiques mondiales à l'horizon 2020 : une présentation du World Energy Outlook », Complément D in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Babusiaux D. (2000) : « Les recherches d'hydrocarbures », *IFP*, novembre.
- Babusiaux D. (2001) : « Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut », Complément B in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Blanchard O. et P. Criqui (1999) : « Le concept de la valeur carbone », *IEPE*, juin.
- Blanchard O., P. Criqui, M. Trottemer et L. Viguié (2000) : « Au-delà de Kyoto : enjeux d'équité et d'efficacité dans la négociation sur le changement climatique », *Économie et Prévision*, n° 143-144, avril-juin.
- Boisson P. (1998) : *Énergie 2010-2020. Les chemins d'une croissance sobre*, La Documentation Française, septembre.
- Bouscharain L. et L. Ménard (2000) : « L'inflation européenne est-elle moins sensible aux variations du prix du pétrole ? », *Note de Conjoncture*, juin.
- Buissé A., J-P. Depecker et B. Tissot (2001) : « Le marché pétrolier à l'horizon 2000-2002 », Complément A in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Buruco X. et D. Houssin (2001) : « Évolution de l'offre de pétrole à court terme », Complément C in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Caisse des Dépôts et Consignations (2000) : *Flash CDC*, 17 octobre.
- CEPII (2000) : « Contrôler l'effet de serre : l'enjeu de politique publique internationale », *Économie Internationale*, n° 82, 2^e trimestre.
- Charpin J-M., B. Dessus et R. Pellat (2000) : *Étude économique prospective de la filière nucléaire*, rapport au Premier ministre, La Documentation Française, juillet.

- Chevalier J-M. (2000) : *Prix et marchés du gaz naturel en Europe*, Miméo CAE, novembre.
- Chevalier J-M. (2001) : « Détermination du prix du gaz naturel », Complément G in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Commission Européenne (1996) : *Energy in Europe-European Energy to 2020. Executive Summary*, DG XVII.
- Criqui P. et P-N. Giraud (2001) : « Une exploration des stratégies de prix de l'OPEP à l'aide du modèle énergétique mondial POLES », Complément E in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Dasgupta P.S. et G.M. Heal (1978) : *Economic Theorie et Exhaustible Resources*, Cambridge Economic Handbooks.
- Direction de la Prévision (2000a) : « Les forwards aident-ils à prévoir les cours du pétrole ? », *Ministère de Économie, des Finances et de l'Industrie*, octobre.
- Direction de la Prévision (2000b) : « Modélisation des prix du pétrole. Résultats d'une analyse économétrique sur une série temporelle », *Ministère de Économie, des Finances et de l'Industrie*, novembre.
- Direction de la Prévision (2000c) : « Perspectives du marché européen d'un gaz et stratégie de Gaz de France », *Ministère de Économie, des Finances et de l'Industrie*, novembre.
- Gallon S. (2001) : « Les perspectives du marché du gaz en Europe », Complément H in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- Henry Cl. (2000) : « Orientation du progrès technique et développement durable », *Annales d'Économie et de Statistique*, n° 57.
- Henry Cl. et L. Tubiana. (2000) : « Instruments économiques dans la perspective du changement climatique », *Économie et Prévision*, décembre.
- INSEE (2000) : « Note de conjoncture », *INSEE Conjoncture*, mars, juin, juillet et décembre.
- Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (IEPE) (2000) : *World Energy Scenary 2020*.
- Jacquet P. et F. Nicolas (1991) : *Pétrole : crises, marchés, politiques*, Dunod.
- Kousnetzoff N. (2000) : *Croissance mondiale à l'horizon 2010*, Miméo CEPII, décembre.
- Lasserre F. (2000) : « Les cinq questions qu'il fait se poser sur le marché du pétrole », *Economic Focus-Société Générale*, décembre.
- Lasserre F. (2001) : « Le rôle de l'État dans la gestion du risque de prix du pétrole », Complément F in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.

- Malinvaud E. (1981) : *Théorie macroéconomique*, Dunod
- Mission Interministérielle de Lutte contre l'Effet de Serre (2000) : *Programme national de lutte contre le changement climatique. 2000-2010*.
- Moisan F. (1998) : *Énergie 2010-2020. Trois scénarios énergétiques pour la France*, Rapport au Commissariat Général au Plan.
- Moisan F. (2001) : « Les actions structurelles dans le domaine des transports », Complément I in *Prix du pétrole*, Rapport du Conseil d'Analyse Économique, n° 32, La Documentation Française, 2001.
- OCDE : *Perspectives économiques de l'OCDE*, décembre 1997, juin 1998, décembre 1998, juin 1999, décembre 1999 et juin 2000
- Ould Aoudia J. (2000) : « Comportements d'importations des pays de l'OPEP », *Direction de la Prévision, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie*, septembre.
- Tirole J. (1993) : *Théorie de l'organisation industrielle*, Coll. Économie et statistiques avancées, Economica.

Membres du groupe de travail

Olivier Appert

Agence internationale de l'énergie

Denis Babusiaux

Institut français des pétroles

Jean-Pierre Berthier

Direction des Études économiques et de l'évaluation environnementale

Arnaud Buissé

Direction de la prévision

Xavier Burucoa

Direction des matières premières et des hydrocarbures

Jean-Marie Chevalier

Université de Paris IX-Dauphine

Agnès Chevallier

Centre d'études prospectives et d'informations internationales

Patrick Criqui

Institut d'économie et de politiques de l'énergie

Olivier Davanne

DPA-Conseil

Jean-Paul Depecker

Direction de la prévision

Stéphane Gallon

Direction de la prévision

Pierre-Noël Giraud

Université de Paris IX-Dauphine (CERNA)

Claude Henry

Laboratoire d'économétrie de l'École polytechnique

Didier Houssin

Direction des matières premières et des hydrocarbures

Moncef Kaabi

Caisse des dépôts et consignations

Nina Kouznetsoff

Centre d'études prospectives et d'informations internationales

Frédéric Lasserre

Société générale

Gérard Maarek

Rexecode

Béatrice Majnoni d'Intignano

Université de Paris XII-Créteil

Michel Matheu

Commissariat général du Plan

Joël Maurice

Conseil d'analyse économique

François Moisan

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Guy de Monchy

Direction de la prévision

Jacques Percebois

Université de Montpellier-I

Commentaire

Michel Didier

Directeur de Rexecode

Le rapport de Joël Maurice montre deux caractéristiques de ce marché : les évolutions structurelles sont très lentes, les évolutions conjoncturelles sont, en revanche, très brutales. Nous reviendrons sur ces deux caractéristiques. On proposera en outre un bref éclairage de la question en termes de politique économique en se limitant à deux questions : à long terme allons-nous manquer de pétrole et y a-t-il quelque chose à faire dès maintenant ? Peut-on apprécier l'impact des hausses récentes sur la répartition du revenu national ?

Les évolutions structurelles sont lentes

Du côté de la demande, la consommation mondiale totale d'énergie primaire par unité de volume de PIB mondial diminue régulièrement, mais lentement, depuis 1970. La part du pétrole dans la consommation mondiale d'énergie primaire diminue aussi lentement. Elle passe de 49 % en 1971 à 41 % en 1997. Enfin le stock nécessaire pour assurer le fonctionnement du marché diminue (de 85 à 78 jours en quinze ans pour la zone OCDE).

Du côté de l'offre, l'histoire du marché pétrolier fait apparaître une redistribution entre zones géographiques, le rôle du Moyen-Orient tendant désormais à augmenter structurellement.

Au début des années soixante-dix, la réduction de la production américaine de pétrole a été compensée par une augmentation de la production du

Moyen-Orient dont le poids économique et, par conséquent, le « pouvoir de marché », se sont de ce fait renforcés, créant ainsi les conditions du premier choc pétrolier. La forte restriction de l'offre du Moyen-Orient, non compensée à court terme (ou insuffisamment) par les autres zones de production a débouché ensuite sur le second choc pétrolier.

Ces chocs de prix ont suscité, d'une part, l'apparition de nouveaux producteurs en Europe et en Asie et, d'autre part, l'augmentation de la production russe et américaine, ce qui au total aboutit au contre-choc et à la forte baisse de prix de 1986. On observera au passage qu'au milieu des années quatre-vingt, la production russe comme la production américaine sont, chacune des deux, supérieures à la production du Moyen-Orient.

Enfin, une nouvelle période de restriction de l'offre américaine et la désorganisation de l'offre russe ont été compensées par une remontée de la production du Moyen-Orient dans les années quatre-vingt-dix, de sorte que le Moyen-Orient est redevenu de loin la première zone productrice mondiale à la veille du troisième choc pétrolier (celui de 1999-2000).

On a un peu le sentiment d'un jeu de balancier géopolitique. Lorsque la demande tend à se reporter trop fortement sur l'OPEP, elle finit par déboucher sur une réaction de l'OPEP et une augmentation des prix.

Les mouvements conjoncturels sont brutaux

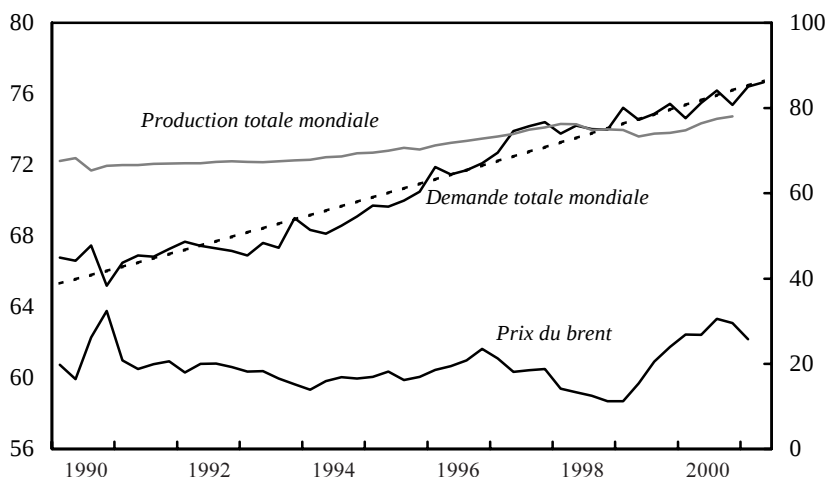
Le rapport rappelle aussi une réalité cruelle pour les prévisionnistes, qui est la grande constance avec laquelle ils se sont trompés sur le prix du pétrole. Cela est vrai pour le court terme, comme le montrent les prévisions successives du prix du pétrole pour l'année 2000 proposées par l'OCDE (les prévisions pour 2000 de 1999 se sont avérées trop basses de moitié). Cela est vrai aussi pour le moyen terme, comme le montre le graphique 19 qui rappelle les prévisions successives de l'Agence internationale pour l'énergie. Le paradoxe est que la prévision formulée en 1993 pour l'année 2000 était bien meilleure que celle réalisée en 1997.

La raison principale de ces erreurs est claire. Le marché est caractérisé par une courbe d'offre et une courbe de demande toutes les deux très peu élastiques au prix (au moins à court-moyen terme), de sorte qu'un tout petit déplacement de l'une ou de l'autre provoque des fluctuations de prix extrêmement violentes.

Le graphique qui rapproche l'offre et la demande sur le marché mondial (graphique 1) confirme *ex post* la sensibilité du prix à la position relative des quantités produites et des quantités consommées à un moment donné. Par exemple, lorsqu'en 1996 la production dépasse la demande mondiale, le prix s'effondre (à partir de 1997, avec un retard qui s'explique par des ajustements de stocks). On observe ensuite un ciseau inverse à partir du début 1999. La demande dépasse la production et le prix bondit. La situation actuelle du couple offre-demande suggère la réapparition d'un excé-

dent de production qui devrait déboucher sur un retournement du prix du pétrole en 2001. L'incertitude tient surtout au fait que l'on peut difficilement prévoir l'évolution de l'offre, car elle dépend de décisions politiques, donc discrétionnaires.

1. Marché du pétrole : production, demande et prix



Sources : AIE et CVS Rexecode.

Existe-t-il un risque de manquer de pétrole ?

Contrairement aux prophéties pessimistes qui dominaient au début des années soixante-dix, le pétrole ne s'est pas comporté jusqu'ici comme une ressource rare, pas plus d'ailleurs que les autres matières premières. La théorie économique enseigne, en effet, que le prix des ressources rares doit augmenter à un rythme annuel égal au taux d'intérêt. Or, la tendance du prix des matières premières (en dollars) depuis 1973 a été non pas une hausse au rythme de l'intérêt, mais une baisse de 3,8 % par an pour les produits alimentaires, une baisse de 2,4 % par an pour les métaux communs et une hausse de moins de 2 % par an pour le pétrole (ce qui est bien inférieur au taux d'intérêt).

En fait, il s'avère à peu près impossible de fixer un horizon éventuel d'épuisement du pétrole. Le ratio de réserve (réserves sur production) serait actuellement de 35 à 40 années au minimum et en fait plutôt de 85 ans si l'on tient compte des réserves à découvrir mais très probables. L'OPEP évalue même ce ratio à plus d'un siècle. Or cent ans, c'est long. À l'horizon d'un siècle, la vision que l'on peut avoir de la réalité future est plus que floue. Peut-on par exemple imaginer ce qui se serait passé si Waldeck Rousseau, qui était Premier ministre en 1901, avait eu l'idée de créer un Conseil d'analyse économique et de lui confier un rapport sur le prix du pétrole ? Il y aurait eu Alfred Marshall, Wilfrido Pareto, etc. Mais qu'auraient donc pu dire ces illustres prédécesseurs sur le prix du pétrole en l'an 2000 alors que

Monsieur Daimler venait de lancer la première Mercedes et que la course au pétrole commençait à peine.

Cela ne nous dispense certes pas pour autant d'être actifs et imaginatifs pour limiter le contenu en pétrole de la croissance économique. Or l'énergie peut s'économiser et se recycler de diverses façons et le pétrole peut aussi s'économiser (ce qu'a fait la France grâce au programme nucléaire). Une recherche pour économiser le pétrole reste donc à l'ordre du jour mais sa mise en œuvre doit de plus en plus être conçue à l'échelle mondiale car l'essentiel de la hausse de consommation vient maintenant des pays émergents. Le plus probable reste aujourd'hui que les barrières viendront plutôt des contraintes de l'environnement que de limites sur les quantités de pétrole.

Qui a payé la hausse du pétrole de 1999-2000 ?

La dernière question concerne l'impact des hausses de 1999-2000 sur la répartition du revenu national. Y aurait-il eu des distorsions anormales dans la répartition des revenus qui mériteraient une intervention de la politique économique ?

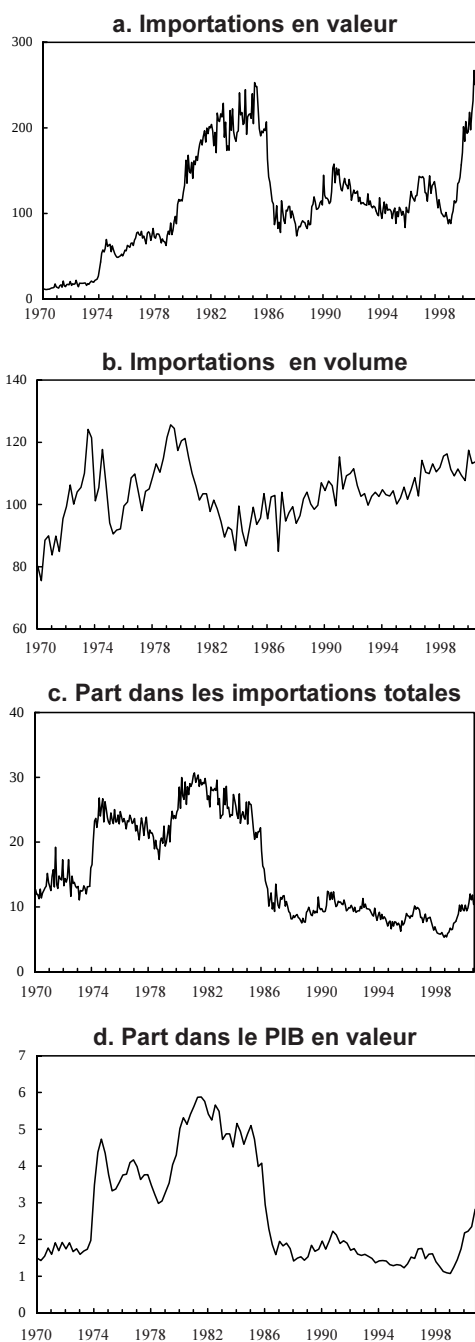
Sans entrer dans une analyse d'ensemble des conséquences de la hausse du pétrole sur l'équilibre macroéconomique, il peut être intéressant d'examiner l'évolution des catégories de revenus et de leur pouvoir d'achat au cours des deux années de hausse 1999 et 2000.

L'impact d'un choc pétrolier sur l'économie d'un pays importateur est d'augmenter mécaniquement le prix moyen des biens utilisés dans le pays (dont la production nécessite directement ou indirectement de l'énergie). C'est vrai des biens de consommation achetés par les ménages et c'est vrai aussi des consommations intermédiaires et des biens d'équipement achetés par les entreprises.

Une façon de faire est de regarder dans les comptes nationaux (encore très provisoires et estimés par Rexecode, pour le dernier trimestre 2000) comment ont évolué en 1999 et en 2000 le revenu disponible des ménages et le revenu disponible des entreprises (l'autofinancement brut). Voici les résultats : en valeur, le revenu disponible des ménages a augmenté de 3,1 % en 1999 et de 3,8 % en 2000, soit 2,5 et 2,1 % en pouvoir d'achat. La masse des frais de personnels en pouvoir d'achat a augmenté quant à elle d'un peu plus de 3,3 % puis de 2,8 %, avec assez peu de hausse du salaire moyen mais beaucoup de créations d'emploi. Le pouvoir d'achat de l'autofinancement des entreprises a de son côté diminué de 3,9 % en 1999 et de 0,5 % en 2000.

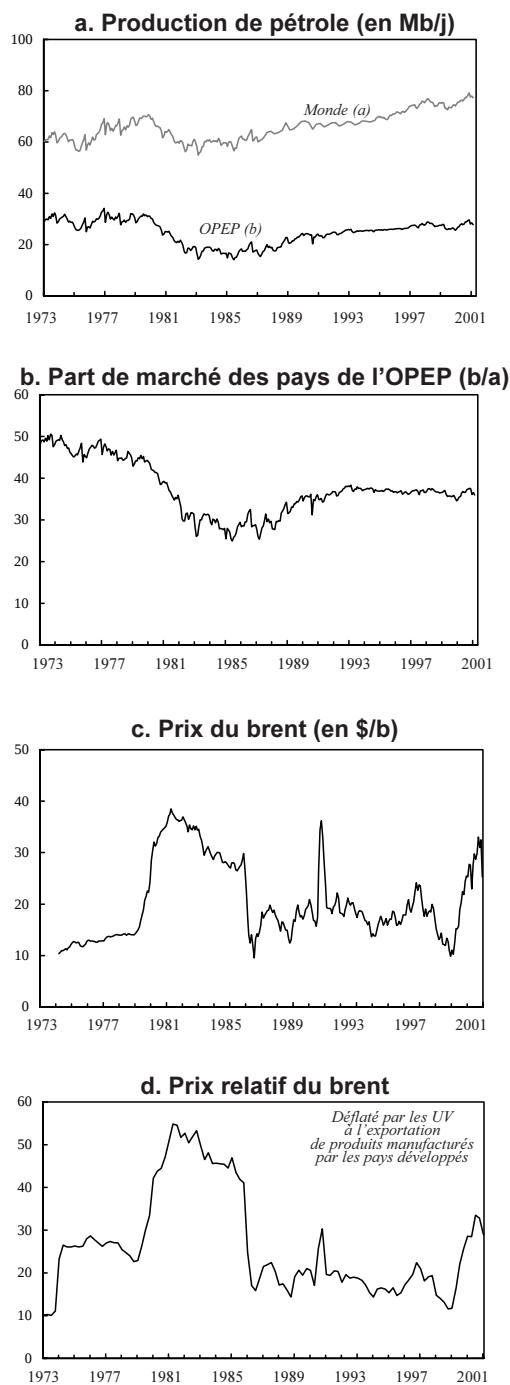
Sans entrer dans trop de détails, il semble que les entreprises ont subi moins fortement l'effet négatif du pétrole qu'en 1973 ou en 1980. Elles ont appris à résister un peu mieux qu'auparavant au choc de coût du pétrole, mais elles n'en sont pas sorties indemnes. L'autofinancement a baissé et le partage du revenu national a évolué en faveur de la masse salariale. On notera que celle-ci s'est elle-même partagée plus en faveur de l'emploi que vers le salaire moyen, ce qui est aussi un changement par rapport aux chocs antérieurs, mais n'est pas lié à l'effet du prix du pétrole.

2. France : importations de produits énergétiques

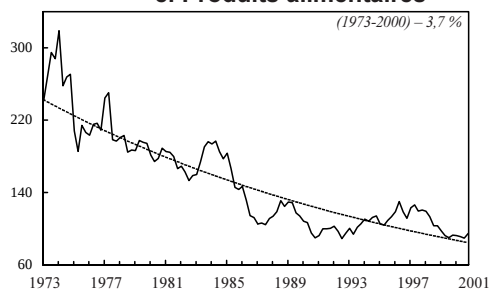


Source : Rexecode.

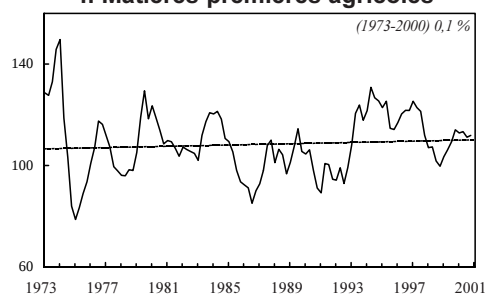
3. Marchés mondiaux des produits de base : tendances longues



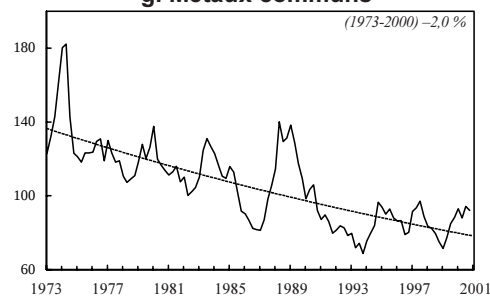
e. Produits alimentaires



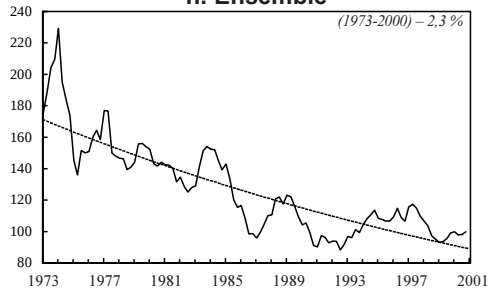
f. Matières premières agricoles



g. Métaux communs



h. Ensemble



Source : Rexecode.

Commentaire

Guy de Monchy

Direction de la prévision

Faire des prévisions est toujours un exercice difficile, voire périlleux si l'on veut s'assurer d'une certaine crédibilité, notamment quand il s'agit d'une variable comme le prix du pétrole, qui a connu des variations de très grande ampleur sur les trente dernières années. Les travaux du groupe de travail réuni par le CAE, repris dans le rapport et ses compléments, proposent des prévisions chiffrées pour ce début d'année et jusqu'à un horizon très lointain. Les objectifs de production affichés lors de la réunion de l'OPEP du 17 janvier 2001 devraient conforter l'un des scénarios pour 2001 présenté dans le rapport à savoir une fluctuation du prix autour de 25 dollars, si la discipline est respectée, voire autour d'une bande de prix plus basse si elle ne l'était pas ou si la demande mondiale apparaissait moins soutenue.

Sans insister plus sur des prévisions chiffrées, par nature incertaines, il me semble qu'il faut retenir du rapport les informations qu'il tire de la lecture du passé sur les mécanismes de formation des prix.

Le premier point est que, même si la formation de l'offre est dominée par le cartel de l'OPEP et, en son sein, par l'Arabie saoudite, les considérations sur l'état relatif de l'offre et de la demande permettent d'analyser de façon à peu près satisfaisante l'évolution du passé récent et restent le mode de réflexion fondamental pour élaborer des scénarios de prix tant pour le court que le long terme.

Ce raisonnement de marché est cependant inopérant pour expliquer les trois grands chocs qui ont affecté le prix du pétrole depuis trente ans. Le

rapport relève l'importance qu'il faut accorder au comportement des acteurs dans la formation de ce qui pourrait être une cible de prix et qui est bien difficile à appréhender, tant les intérêts sont divergents entre une Arabie saoudite qui a une population faible, les ressources les plus élevées et les coûts de production les plus bas et un Nigeria, un Venezuela ou un Iran qui ont des besoins financiers très élevés pour assurer leur développement.

L'intérêt de l'OPEP est de garder la maîtrise du prix du pétrole en régulant l'entrée de nouveaux producteurs. Compte tenu de la longueur du processus de mise en production de nouveaux gisements, l'instabilité des prix et l'incertitude sur leur évolution pourraient devenir pour l'OPEP une nouvelle manière de créer des barrières à l'entrée.

Pour la politique économique, au sens où elle doit orienter nos modes de vie en assurant leur durabilité, deux données majeures sont à retenir du rapport pour le moyen-long terme :

- l'activité de transports va devenir assez rapidement l'utilisateur presque exclusif de la production pétrolière, et c'est donc sur elle que porteront les risques futurs de fluctuation des prix. L'été 2000 nous a montré la sensibilité des usagers quand les choix alternatifs sont limités à court terme. Le développement de la recherche sur de nouvelles motorisations pourrait être d'autant plus nécessaire que l'évaluation des ressources pétrolières disponibles, au rythme actuel de consommation, n'est que de 35 ans ;
- la discordance géographique entre l'origine de l'offre et celle de la demande, tant pour le pétrole que pour le gaz, est source de risques géopolitiques particulièrement pour nous, Européens. En effet, l'intensification de l'usage du gaz, notamment en cas d'abandon du nucléaire, nous rendrait très dépendants de deux gros producteurs, Russie et Algérie, sauf si à terme le progrès technique permet de s'affranchir de la seule circulation par gazoduc, créant ainsi les conditions nécessaires à la mise en place d'un vrai marché mondial du gaz.

En conclusion, je voudrais partager la justification, présentée dans le rapport, des taxes sur les produits pétroliers contestée l'été dernier par les pays de l'OPEP, qui font notamment partie du dispositif destiné à répondre aux engagements pris à Kyoto. Elles devraient peu inquiéter les producteurs de pétrole. En effet, si j'en crois le scénario à long terme, présenté ici, la mise en place d'une taxation sur le carbone déplacerait une forte partie de la consommation de charbon sur le pétrole compensant ainsi les économies sur l'utilisation de ce produit. Cette taxation constituerait par ailleurs une puissante incitation au développement d'énergies alternatives.

Complément A

Le marché pétrolier à l'horizon 2000-2002

Arnaud Buissé, Jean-Paul Depecker et Bruno Tissot

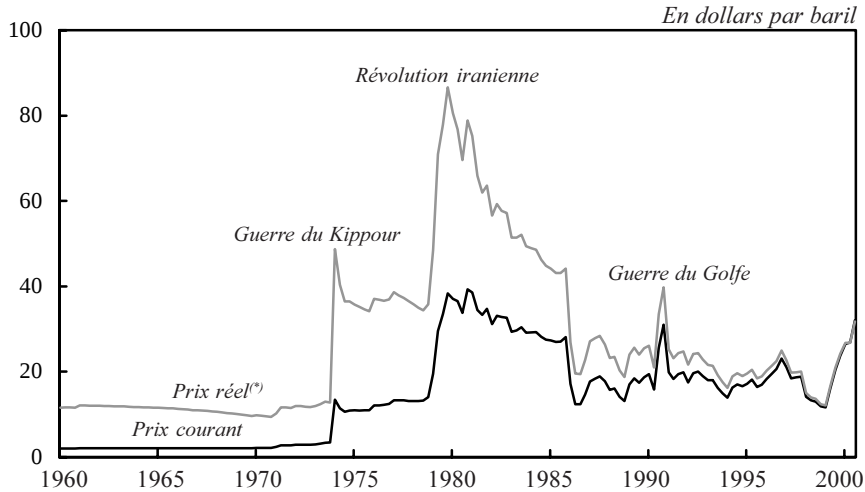
Direction de la Prévision

Retour sur les évolutions de long terme

Les tensions sur les marchés du pétrole brut en 1999 et en 2000 ont conduit son prix à dépasser à nouveau le seuil de 30 dollars par baril ce qui ne s'était pas produit depuis le second choc pétrolier et la Guerre du Golfe. Cette hausse du prix du brut doit cependant être appréciée au regard de celle du niveau général des prix intervenue depuis ces deux événements. En termes réels, le prix du pétrole brut constaté en 2000 reste inférieur en fait à celui qui prévalait avant le choc pétrolier de 1979 et avant le contre-choc pétrolier de 1986.

De fortes incertitudes entourent les données statistiques sur les échanges internationaux de pétrole. Les données disponibles montrent néanmoins que la demande et l'offre avaient diminué conjointement après les deux premiers chocs pétroliers sous l'effet de la forte hausse des prix du brut. Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, offre et demande croissent à un rythme voisin de 1,5 % par an bien inférieur à celui du PIB mondial proche de 3,5 % par an. Cette évolution modérée de la demande de pétrole s'explique par la forte réduction de la dépendance des pays de l'OCDE à l'égard de cette source d'énergie.

1. Évolution du prix du baril de pétrole

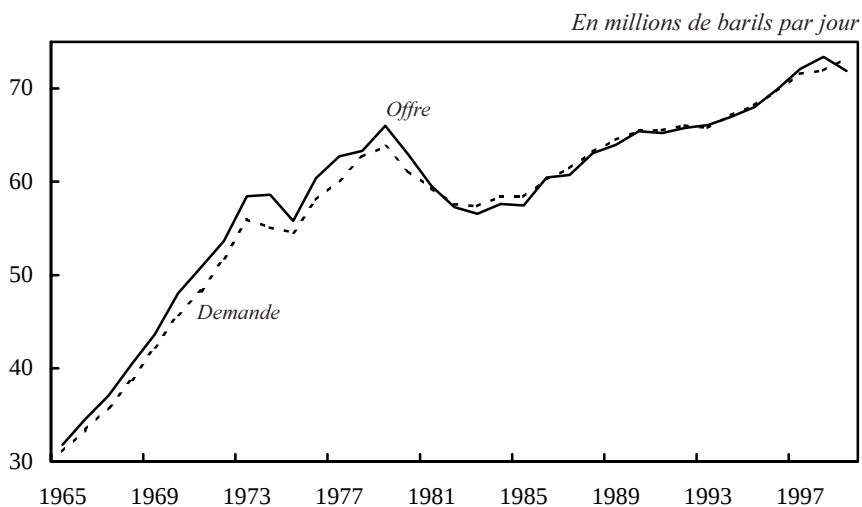


Note : (*) Indice des prix à la consommation des États-Unis, base 2000.

Sources : FMI et calculs de la Direction de la prévision.

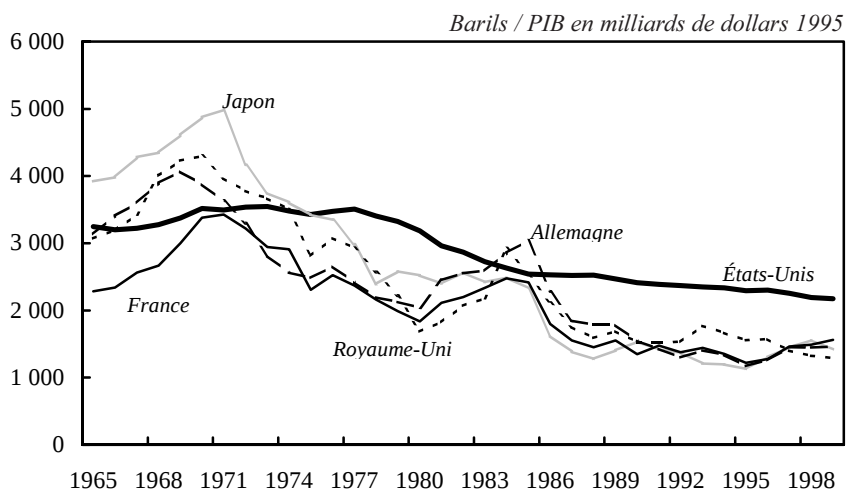
L'évolution des prix du pétrole est particulièrement difficile à modéliser. Certaines études économétriques montrent qu'ils suivent une marche aléatoire. La meilleure prévision serait dès lors le cours du jour. Cependant le graphique ci-dessous illustre la forte corrélation entre stocks et prix : les niveaux des stocks et des prix du pétrole brut évoluent généralement en sens opposés et la volatilité des prix apparaît élevée.

2. Évolution de l'offre et de la demande mondiales de pétrole



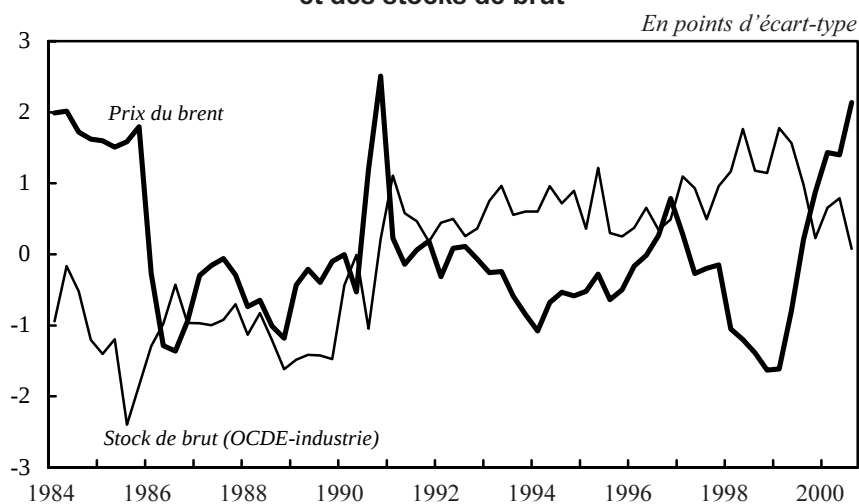
Source : BP.

3. Dépendance du PIB réel par rapport au pétrole



Sources : BP, Comptes nationaux et calculs Direction de la prévision.

4. Évolution de la volatilité comparée du prix du pétrole et des stocks de brut



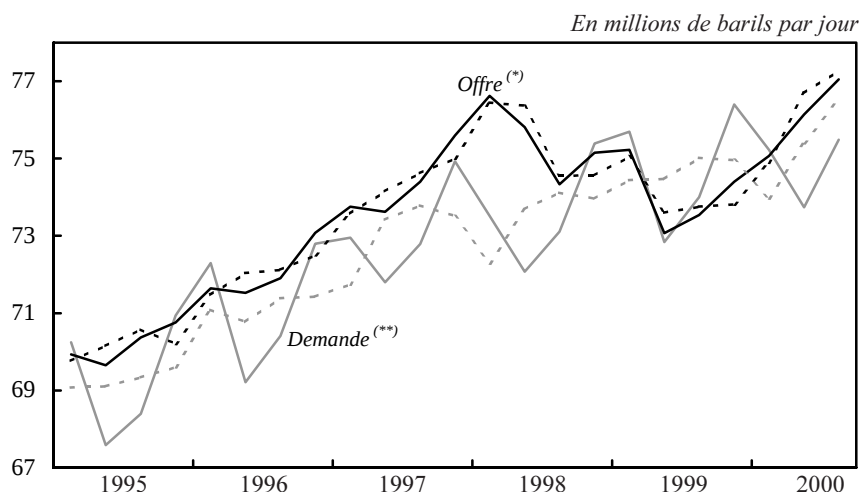
Sources : AIE et Financial Times.

Les tensions de l'année 2000 sur le marché pétrolier font suite à la faiblesse importante des prix de 1998 et 1999 et reflètent l'incapacité de l'OPEP à piloter les prix avec efficacité

La hausse du prix du pétrole intervenue en 1999 et 2000 a été induite par la restriction de l'offre imposée courant 1999 par l'OPEP. Il s'agissait à cette époque pour le cartel de contrecarrer la chute du prix du baril observée dans le courant de l'année 1998. L'OPEP avait en effet sous-estimé l'accroissement de l'offre induit par l'augmentation continue de la production non-OPEP et le retour de l'Irak sur le marché et surestimé la demande, en raison d'une mauvaise appréciation des effets de la récession du Japon et de la crise asiatique ainsi que d'hivers particulièrement cléments. L'augmentation des quotas décidée par l'OPEP en décembre 1997 avait alors induit un fort accroissement des stocks et une baisse marquée des prix.

L'OPEP a restreint sa production en trois étapes (avril 1998, juillet 1998, puis avril 1999). Le cartel a cependant attendu mars 2000 pour relever ses quotas alors que la croissance mondiale se révélait plus forte que prévu en raison de la poursuite inattendue du dynamisme de l'économie américaine et de la vivacité de la reprise en Asie. Ces décalages entre les décisions de l'OPEP et l'évolution de l'économie mondiale ont contribué à induire la remontée des prix

5. Offre et demande de pétrole



Notes : En pointillés : données cvs ; (*) Inclut le pétrole brut et certains gaz naturels liquides. La production est évaluée comme la consommation des pays producteurs plus leurs exports et ne tient donc pas compte de la variation des stocks de brut domestique ; (**) Consommation finale (en équivalent pétrole brut) plus la variation des stocks secondaires (des centrales électriques, des grossistes...) et tertiaires (consommateur final). Elle exclut donc la variation des stocks dits primaires détenus par les raffineries.

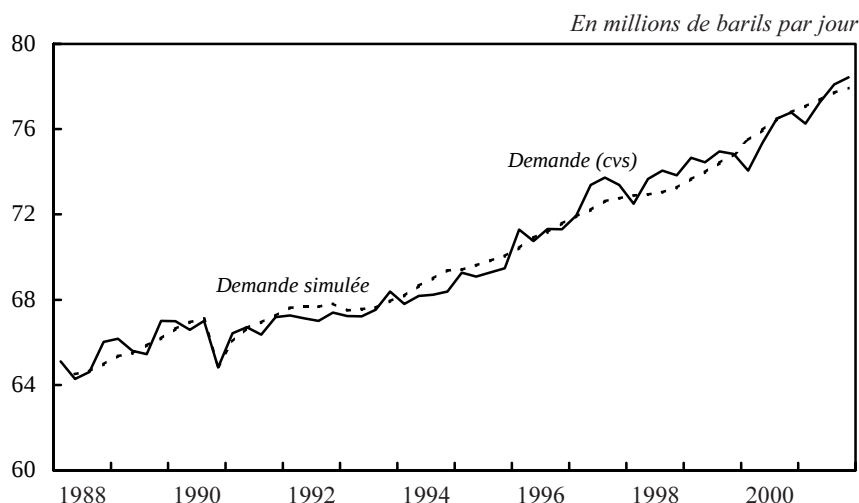
Sources : AIE et Direction de la prévision pour les données cvs.

Depuis le premier trimestre 2000, l'offre serait, d'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), repassée au-dessus de la demande, ce qui n'avait pas été observé depuis le début de 1999. Cette évolution a résulté de la croissance de l'offre OPEP (suite aux accords de mars et juin) et d'une demande relativement faible en raison d'un hiver exceptionnellement clément aux États-Unis. Le niveau historiquement bas des stocks, la faiblesse des capacités de production disponibles, les incertitudes relatives à la politique de l'OPEP et l'évolution de la situation politique au Proche-Orient ont contribué à maintenir les prix du pétrole brut à des niveaux élevés tout au long de l'année. De plus, la mise en œuvre de nouvelles normes environnementales aux États-Unis a accru la demande de pétrole brut léger alors que les augmentations de production ne pouvaient porter que sur des pétroles lourds. Ce changement de structure de la demande a induit des écarts de prix inédits entre les différentes qualités de pétrole brut et a généré des tensions en aval dans l'industrie du raffinage.

L'activité mondiale conduirait à une augmentation de la demande de pétrole de 2,4 % en 2001 et de 1,5 % en 2002

Faute de disposer de données trimestrielles pour le PIB mondial, il est possible de simuler la demande mondiale de pétrole à partir de l'évolution trimestrielle passée et prévue du seul PIB OCDE.

6. Simulation rétrospective de la demande mondiale de pétrole



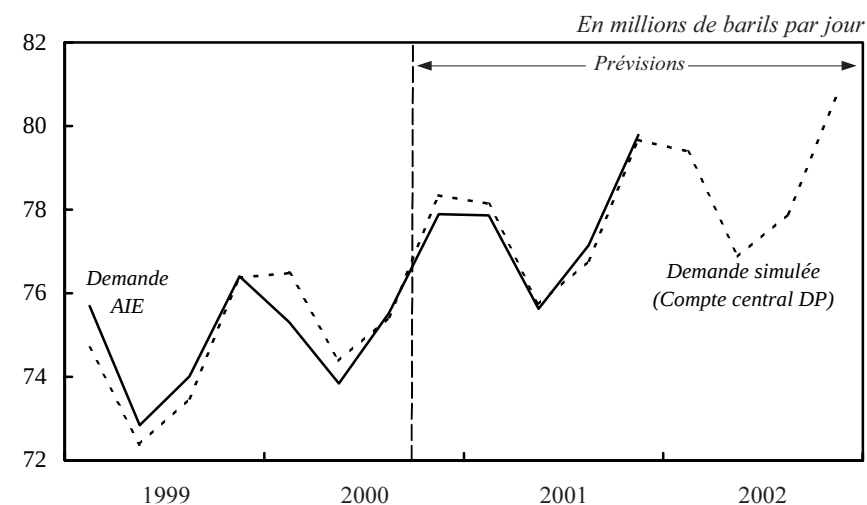
Notes : Élasticité de long terme de la demande de pétrole au PIB contrainte à 1 ; Trend de long terme : - 1,2 % ; Élasticité de court terme : 0,9 ; Erreur moyenne : 500 000 barils par jour.

Sources : AIE et calculs Direction de la prévision.

Au regard de cette simulation effectuée entre le premier trimestre 1988 et le deuxième trimestre 2000, les données communiquées par l'AIE pour le premier semestre 2000 sont particulièrement faibles. En l'absence de révisions, elles pourraient s'expliquer par un hiver très clément. Le caractère exceptionnel de cette période est confirmé par les données du troisième trimestre de l'AIE qui sont très proches du niveau simulé par l'équation.

Avec une hypothèse de croissance de l'activité au sein de l'OCDE de 3,9 % en 2000, 3 % en 2001 et 2,7 % en 2002, la croissance de la demande mondiale de pétrole serait de l'ordre de 1,3 % en 2000, de 2,5 % en 2001 puis de 1,5 % en 2002. Les prévisions disponibles de l'AIE pour 2000 et 2001 sont du même ordre de grandeur. La croissance de la demande de pétrole pourrait atteindre 3 % en 2001 et 2,4 % en 2002 si l'on fait l'hypothèse « haute » d'une croissance mondiale aussi soutenue en 2001-2002 qu'en 2000. Cette variante est cependant peu probable, une croissance très forte étant incompatible avec un maintien, voire une augmentation, des prix de l'énergie à un haut niveau.

7. Projection de la demande mondiale de pétrole



1. Demande de pétrole selon divers scénarios

En millions de barils par jour

	2000	2001	2002
DP « compte central »	75,8	77,6	78,7
DP « variante haute »	75,8	78,1	80,0
AIE	75,6	77,6	nd

Source : Direction de la prévision.

L'accroissement programmé de l'offre non-OPEP en 2001 et 2002 associé à la reconstitution en cours des stocks est en mesure de détendre le marché

L'accord de septembre de l'OPEP a augmenté les quotas de 0,8 million de barils par jour (Mb/j), soit un total de 26,2 Mb/j. Or, en octobre, la production effective de l'OPEP a été de 26,5 Mb/j (hors Irak). L'annonce à la fin octobre du déclenchement du mécanisme de régulation automatique augmentant encore les quotas de 0,5 Mb/j risque donc en pratique de ne mettre sur le marché que 0,2 Mb/j. Cette offre paraît cependant, au niveau global, suffisante pour couvrir la demande.

Néanmoins, la qualité de pétrole fournie n'est pas celle demandée par les marchés : l'OPEP est incapable de fournir plus de brut léger (seule l'Arabie saoudite est d'ailleurs encore capable de fournir une quantité conséquente de brut et il s'agit de brut lourd). La dernière augmentation paraît donc n'avoir été justifiée que par un souci d'affichage – ne pas affoler les marchés en diminuant les quotas – plutôt que par un souci de réelle efficacité.

Au contraire, le risque est maintenant que l'offre OPEP soit trop élevée dans un contexte de ralentissement de la croissance mondiale et que l'épisode de 1997 se répète, faisant plonger les prix. Les pays membres sont appelés à se réunir début janvier 2001. Une réduction des quotas, compatible avec l'équilibre entre l'offre et la demande et la réduction saisonnière de la demande sera très certainement envisagée comme l'ont déjà indiqué les porte-parole du cartel. L'ampleur de cette réduction sera cependant délicate à déterminer, puisqu'elle devra transmettre un signal « complexe » aux marchés, à savoir une baisse contrôlée des prix.

L'offre non-OPEP fait l'objet de peu d'incertitudes à l'horizon 2002. Cette offre, d'ores et déjà programmée, et quasi-inélastique aux prix à ce terme, augmenterait de l'ordre de 0,8 Mb/j en 2001 et de 0,9 Mb/j en 2002.

Face à la difficulté d'apprécier le comportement de l'OPEP, deux scénarios peuvent être retenus, à titre illustratif des équilibres possibles du marché :

- une offre OPEP gelée à son niveau actuel à compter du quatrième trimestre de 29,5 Mb/j, soit, avec l'offre non-OPEP, une moyenne de 79,1 Mb/j en 2001 et de 80,1 Mb/j en 2002 ;
- une diminution de l'offre OPEP de 1 Mb/j à partir de janvier 2001, soit avec l'offre non-OPEP une moyenne de 78,1 Mb/j en 2001 et 79,1 Mb/j en 2002.

L'équilibre offre demande autoriserait une reconstitution des stocks qui permettrait une retombée des prix

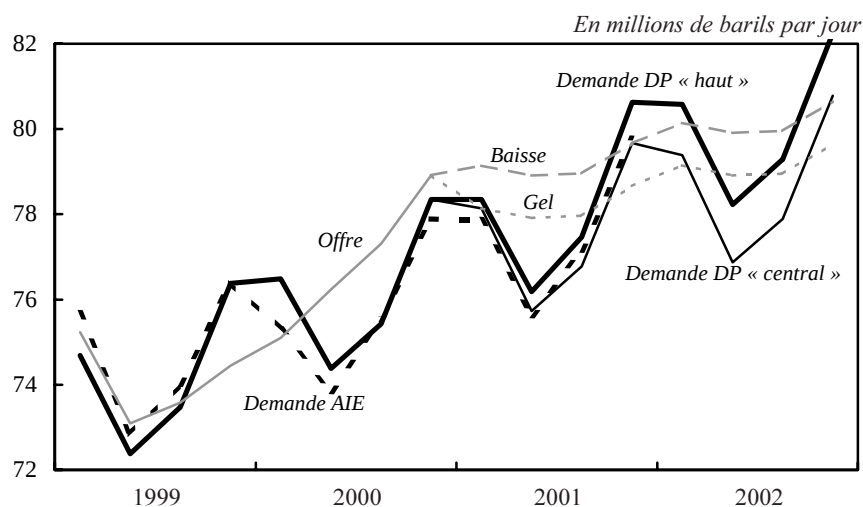
2. Écart en l'offre et la demande

En millions de barils par jour, en moyenne annuelle

	Quotas 2001		Quotas 2002	
	Gel	Baisse	Gel	Baisse
DP « central »	1,5	0,5	– 0,6	– 1,6
DP « haut »	1	0	– 1,9	– 2,9
AIE	1,5	0,5	nd	nd

Source : Direction de la prévision.

8. Demande et scénarios d'offre

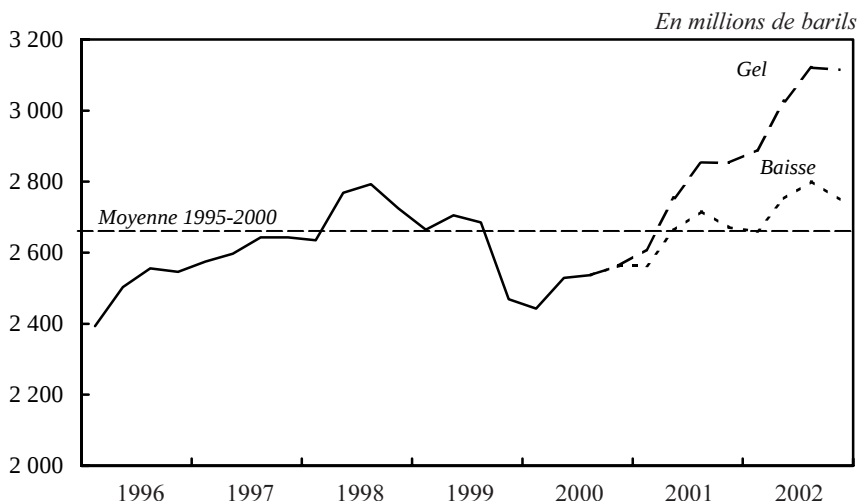


Sources : AIE et Direction de la prévision.

De ces scénarios, il ressort les éléments suivants :

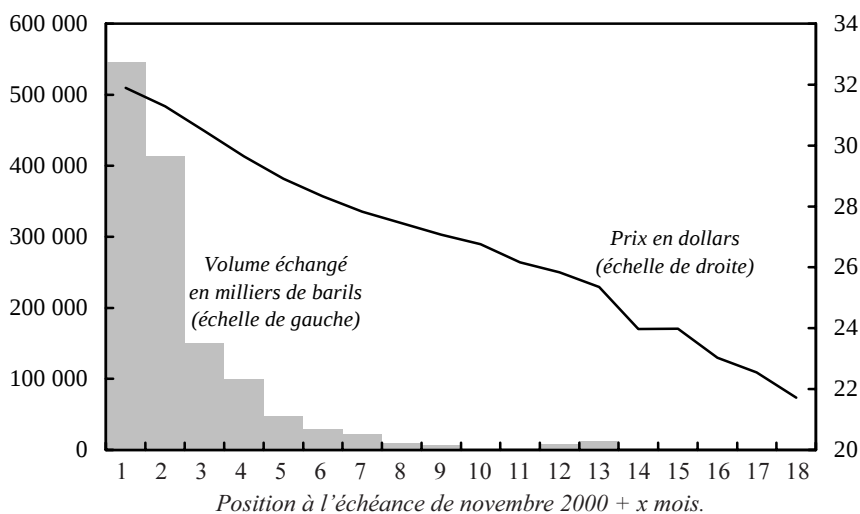
- le niveau actuel de production paraît plus que suffisant pour équilibrer le marché en moyenne sur l'année et aboutir à une détente des cours en 2001 et 2002. Bien que leur pouvoir prédictif soit relativement limité (ce qui se comprend intuitivement par la faiblesse des volumes échangés à plus de quelques mois), les *futures* suggèrent une telle évolution (cf. graphique 10) ;

9. Stocks industriels selon l'OCDE



Sources : AIE et calculs Direction de la prévision.

10. Marché futur du Brent IPE (novembre 2000)



Source : Direction de la prévision.

• l'équilibre du marché dans l'hypothèse d'une diminution des quotas OPEP de 1 Mb/j est à nouveau tendu au cours des hivers 2001 et 2002. Tout dépendra donc de la reconstitution des stocks en quantité comme en qualité au cours du reste de la période. Le niveau des stocks industriels de l'ensemble des produits pétroliers était en effet fin septembre de 2 537 millions de barils, pour un niveau moyen de 2 650 millions sur la période 1995-2000.

Les stocks industriels de brut étaient à 896 millions à la fin de juillet, soit environ 11,5 jours de consommation ;

- la volatilité des prix pourrait être accrue compte tenu de la multitude actuelle de rumeurs pouvant déstabiliser le marché (situation de l'Irak, tensions au sein de l'OPEP, situation au Proche-Orient, etc.) et des impondérables (aléas climatiques, problèmes techniques à la production) ;

- pour que la « nouvelle OPEP » arrive à gérer un pilotage fin du marché, il faudra qu'elle réussisse dans un premier temps à faire disparaître les tensions actuelles puis à permettre une reconstitution maîtrisée des stocks sans faire plonger les prix. Ceci suppose qu'elle parvienne à s'entendre pour réduire à nouveau, peut-être significativement, sa production ;

- les risques à la hausse des prix ne sont pas négligeables, mais relèvent plus de problèmes géopolitiques (Irak, Proche-Orient). Le risque d'une baisse brutale des prix pourrait, lui, venir d'une incapacité de l'OPEP à piloter le marché ce qui engendrerait une reconstitution très rapide des stocks comme en 1997.

Complément B

Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut^(*)

Denis Babusiaux

*Institut français de pétrole,
École nationale supérieure du pétrole et des moteurs*

L'objectif de ce complément est de présenter les mécanismes de formation des prix du pétrole brut. Dans une première partie, nous analysons les facteurs d'évolution sur longue période (coûts et progrès techniques). La deuxième est consacrée au mode de régulation à moyen terme, la troisième aux fonctionnements à court terme. Nous essayons enfin d'en dégager quelques enseignements pour éclairer les futurs possibles.

Les éléments fondamentaux

Le pétrole ressource épuisable

Après le premier choc pétrolier, les économistes, à la suite à Solow (1974), ont redécouvert la loi d'Hotelling, selon laquelle le prix d'une ressource épuisable, net des coûts d'exploitation, doit croître à un taux égal au taux d'actualisation⁽¹⁾. On peut en effet considérer que les réserves de pétrole « conventionnel » sont limitées, que leur « renouvellement » au cours des dernières décennies est dû essentiellement à une réévaluation de découvertes

(*) Achevé de rédiger le 21 décembre 2000.

(1) En effet, si le prix de la ressource était stable (ou croissant en prévision à un taux inférieur au taux d'actualisation), les producteurs auraient intérêt à produire le plus rapidement possible, ce qui ferait chuter les cours. S'il devait croître à un taux supérieur, les producteurs retarderaient l'exploitation pour bénéficier d'une valeur actualisée plus élevée. La seule évolution permettant un équilibre de marché est donc celle qui rend stable la valeur actualisée des recettes unitaires.

anciennes. Jusqu'au début des années quatre-vingt, les ressources de substitution (« *Backstop Technologies* »), incluant les hydrocarbures non conventionnels, apparaissaient accessibles seulement à des coûts nettement supérieurs aux prix du pétrole brut.

Le modèle d'Hotelling pouvait alors constituer une assez bonne représentation de la réalité. Depuis, la situation a changé. La conviction d'une croissance inéluctable des prix a stimulé d'importants efforts de recherche et développement. Les progrès techniques ainsi réalisés ont permis de trouver des gisements plus difficiles à découvrir, ont conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération et à un développement du pétrole « non-OPEP ». Après le contre-choc de 1986, ils se sont poursuivis et ont conduit à une forte diminution des coûts d'exploration et de production. La frontière entre pétrole « conventionnel » et « non conventionnel » est régulièrement repoussée. Le problème de la tranche d'eau en offshore profond est résolu au moyen de techniques en constante amélioration. La différence entre les coûts de production de pétrole en mer et à terre diminue. Les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années quatre-vingt-dix considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé du baril de brut (30 dollars ou plus. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de 15 dollars par baril (\$/b), voire inférieur.

Il existe en fait un *continuum* de ressources pétrolières (gisements plus difficiles d'accès, pièges plus complexes, couches sous sel, offshore profond et très profond, huiles extra-lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux...). Ce *continuum* n'est pas limité aux hydrocarbures d'origine pétrolière. Nombreuses sont les recherches sur le développement des procédés Fischer-Tropsch de production de carburants liquides à partir du gaz naturel. Shell, qui a eu un rôle de pionnier avec l'usine de Bintulu (Malaisie), a fait un certain nombre de communications montrant que progrès technique et économies d'échelle conjugués devraient permettre au « *Gas to Liquids* » d'atteindre les seuils de rentabilité nécessaires dans des conditions semblables à celles de la liquéfaction du gaz naturel. Plusieurs projets sont à l'étude (Shell en Indonésie, au Bangladesh, en Égypte, Exxon en Alaska et au Qatar).

À plus long terme, il peut être fait appel à la liquéfaction (gazéification puis transformation en carburants liquides) du charbon. En schématisant, il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures, mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes au fur et à mesure de l'épuisement des gisements à faibles coûts.

La « rente » d'Hotelling ne nous paraît donc plus pouvoir constituer une référence pour l'analyse de la formation des prix. Mais il n'y a pas unanimité sur ce point et la théorie des ressources non renouvelables est encore à l'origine d'affirmations récentes sur le caractère « juste » de prix élevés du brut, de l'ordre de 30 \$/b, aussi bien par des représentants de l'OPEP (Ali Rodriguez, ministre de l'Énergie du Venezuela, Président de l'OPEP), que par des économistes des pays consommateurs (Artus et Kaabi, 2000).

Les coûts de production

Les coûts techniques

En l'absence de rente de rareté, les coûts marginaux de production sont la première référence. Comme indiqué précédemment, les coûts de production ont fortement baissé au cours des deux dernières décennies, passant de 14 \$/b environ en 1990 à moins de 8 \$/b en 1999. Si la diminution est moins rapide depuis quelques années, on n'observe cependant pas, ou du moins pas encore, de remontée. Au contraire, Total-Fina-Elf⁽²⁾ s'est donné l'objectif d'abaisser son coût moyen de 8 \$/b environ en 1999 à 6,5 \$/b en 2003. La non-croissance des coûts vient conforter la thèse selon laquelle il n'y a pas de risque de raréfaction des ressources à court terme. Qu'en sera-t-il dans le futur ? Les ressources en hydrocarbures constituant le *continuum* mentionné ci-dessus pourraient être aujourd'hui classées par coûts croissants. On ne peut cependant pas en déduire que les coûts et les prix seront en augmentation dans le futur. Ils sont en effet le résultat des aléas d'une course, selon les termes d'Adelman, entre le progrès technique, d'une part, et l'épuisement des ressources connues, d'autre part. Depuis le début des années quatre-vingt, le premier a été en tête de la course. C'est l'objectif de la R&D (et particulièrement de l'Institut français du pétrole – IFP) de maintenir et développer cette position. Mais s'il est un domaine dans lequel la prévision est un art particulièrement difficile, c'est bien celui des évolutions technologiques. Les exemples en sont nombreux. En témoignent dans le secteur de l'énergie, les améliorations de rendement des centrales de production électrique à cycle combiné. Les compagnies internationales ont montré leur capacité à abaisser les coûts et les points morts et à saisir de nouvelles opportunités. Les gisements en mer très profonde pourraient représenter un potentiel important : Exxon, qui n'avait pas semblé considérer cette cible comme prioritaire tant que les prix du brut étaient bas, aurait, dit-on, une dizaine de projets de taille importante prêts à être lancés rapidement.

Pour ce qui concerne les volumes de ces pétroles « difficiles » qui devront être mobilisés à moyen terme, ils seront en partie fonction de l'ouverture (ou des modalités d'ouverture) aux compagnies internationales de l'amont des pays qui gardent un monopole des activités exploration-production : Arabie, Mexique, Koweït. Les facteurs géopolitiques naturellement peuvent également être déterminants dans certaines zones (Russie, Caspienne, pays soumis à embargo).

Les coûts sociaux

Les options à prendre dans le secteur de l'énergie doivent tenir compte des préoccupations concernant le changement climatique et les engagements pris à Kyoto pour limiter les émissions de gaz à effet de serre. Quelles que soient les modalités retenues (réglementation, taxation, mise en place de marchés de droits d'émission), le respect de ces engagements se traduira par un coût qui devra être affecté aux émissions de gaz carbonique.

(2) Thierry Desmarest, Conférence AFTP (Association française des techniciens du pétrole), 11 octobre 2000.

La récupération assistée par injection de vapeur, la production de pétrole extra-lourd de la ceinture de l'Orénoque, l'exploitation de sables et schistes bitumineux et la conversion de gaz ou de charbon en hydrocarbures liquides demandent des autoconsommations élevées. L'internalisation des coûts externes correspondants peut modifier la hiérarchie des coûts directs et constituer un frein au développement de pétrole « non conventionnel ». Dans ce domaine également, les évolutions techniques seront déterminantes.

Le mode de régulation des marchés et son évolution

Le cartel

Depuis le premier choc pétrolier, les augmentations de prix du pétrole brut sont souvent interprétées comme le résultat d'un comportement de cartel⁽³⁾ des pays de l'OPEP. Parmi ceux-ci, l'Arabie saoudite a toujours eu une position primordiale.

En dehors des périodes de chocs et contre-choc, elle a joué un rôle de régulateur des prix, en acceptant d'être le (ou le principal) producteur d'appoint. Pour s'adapter à la demande, elle a accru ses ventes en 1977-1978. En 1979-1980, limitée par ses capacités de production, elle ne peut faire face à l'augmentation de la demande en partie liée à des comportements de spéculation (suite à la révolution iranienne). Elle laisse « filer les prix ». Pour les maintenir ensuite à leur nouveau niveau, elle diminue sa production de 1981 à 1985. On observe d'ailleurs ici une situation inhabituelle : les gisements du golfe Persique, à coût très bas, devraient être exploités avant ceux de coût marginal plus élevé s'il y avait une gestion économique mondiale centralisée ou sous un régime de concurrence. C'est le contraire qui s'est produit : lorsque la demande s'est contractée à la suite des substitutions énergétiques et des politiques d'économie d'énergie, l'offre non-OPEP, grâce aux progrès techniques cités précédemment, a poursuivi sa croissance tandis que chutait la production OPEP et principalement celle de l'Arabie. En 1985 elle est à son plancher : 2,5 millions de barils par jour (Mb/j) contre 11 en 1980). La chute des revenus entraîne des tensions au sein de l'Organisation. L'Arabie décide de restaurer ses parts de marché. C'est le début du contre-choc et de la baisse des prix.

Lorsque l'Arabie a la volonté et la capacité d'actions de régulation, quel est alors le rôle du marché ? Selon une boutade attribuée à Robert Mabro, l'Arabie et le marché se partagent, pour moitié chacun la détermination du prix du brut : au premier les deux premiers chiffres avant la virgule, au second les deux chiffres suivants.

(3) Plus précisément d'un oligopole dominant avec frange concurrentielle. Les pays arabes peu peuplés, à fortes réserves (Arabie, Koweït, Émirats), dont les moyens financiers sont moins pressants, qui peuvent plus facilement limiter leurs productions, constituent le cœur de l'oligopole (cf. par exemple Giraud, 1995).

Notons encore, à la suite de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), que le problème du cartel n'est pas seulement de fixer des quotas de production mais aussi d'investir à temps pour disposer des capacités permettant de satisfaire la croissance de la demande.

Les forces de rappel du marché

En fait, on peut considérer comme Giraud (1995) qu'il n'y a pas un seul prix d'équilibre (ou un seul sentier de l'évolution du prix d'équilibre), mais une plage, une fourchette, aux bornes difficiles à quantifier. À l'intérieur de cette fourchette, l'Arabie et ses partenaires peuvent maintenir durablement un prix. Mais si le prix est trop élevé (période 1980-1985), les forces de rappel du marché retrouvent leur efficacité : substitutions, économies d'énergie, investissements en zones non-OPEP notamment. De plus, parmi les membres du cartel, la tentation de ne pas respecter les quotas s'accroît quand les prix augmentent. La tentation devient encore plus vive quand les excédents de capacité sont importants. Ces derniers rendent d'ailleurs également plus difficile la conclusion d'accords consistant à répartir, entre les membres de l'oligopole, des gels supplémentaires de capacités.

D'un autre côté, quand les prix sont bas, les investissements des opérateurs en exploration-production sont ralentis, d'une part, à cause de la dégradation de la rentabilité des projets et, d'autre part, en raison d'une limitation des capacités de financement. Les prix bas favorisent également une augmentation des consommations qui peut alors devenir plus rapide que l'accroissement des capacités de production : c'est la situation que l'on a pu observer entre 1998 et 2000. De plus, une forte dégradation des rentrées de fonds pourrait, dans certains pays, conduire à des mouvements sociaux et à une instabilité politique que l'ensemble des acteurs cherche à éviter.

Les évolutions récentes

La baisse des prix à la fin de 1997 et leur faible niveau jusqu'au printemps 1999 sont dus à différents facteurs : augmentation de production de l'Irak, annonce par le Venezuela d'un ambitieux programme de développement de ses ressources pétrolières, croissance de la demande freinée par la crise asiatique, hivers doux, hausse à contre-temps des quotas de l'OPEP (+ 2,5 Mb/j, hausse effective au 1^{er} janvier 1998).

Contrairement à ce qui s'était passé de 1980 à 1985, l'Arabie n'a pratiquement pas modulé sa production pour éviter la baisse des prix. Elle ne peut pas, ou ne souhaite plus, supporter seule la charge de régulation du marché. Le redressement des prix de 1999, de façon plus marquée que par le passé, est clairement le résultat d'accords de cartel et du respect des accords de réduction de production, respect auquel l'action du Président vénézuélien nouvellement élu, Hugo Chavez, a contribué. Remarquons que la composition du cartel a changé. Aux pays de l'OPEP, Arabie, Venezuela, Iran, se sont joints des producteurs non-OPEP, Mexique, Norvège, Russie.

Mais l'élément nouveau, peut-être le plus important, semble être l'inertie du système. Pour les pays producteurs, la leçon de 1986 a porté ses fruits : mieux vaut sans doute pour maintenir les recettes participer à une réduction de production avec l'Arabie plutôt que de tenter d'augmenter les volumes, politique préjudiciable à tous mais moins lourde de conséquences pour le royaume saoudite (et les pays arabes peu peuplés) qui a (ont) les marges de manœuvre les plus larges, en capacité de production comme, même si c'est un peu moins vrai que par le passé, en matière de ressources financières. Mais pour arriver à des accords associant plusieurs partenaires et avant que l'impact sur les prix soit satisfaisant, il a fallu en 1999 de longs mois. De même, malgré la volonté affichée par l'Arabie, au cours de l'été 2000, de voir les prix revenir à des niveaux « raisonnables », il lui est sans doute difficile d'augmenter sa production sans l'accord de ses partenaires. De façon schématique, on peut donc observer le passage d'une régulation relativement rapide, par un seul acteur, (même si l'Arabie est aidée par ses voisins, Koweït, Émirats Arabes Unis) à un réel mode de régulation de cartel qui implique des processus de décision et de mise en application beaucoup plus longs. Si ce nouveau mode de régulation devait se maintenir dans le futur, il risquerait d'introduire des mouvements de prix très contrastés, avec des intervalles de temps relativement longs pendant lesquels les prix pourraient s'écarter d'une moyenne d'équilibre à long terme.

L'objectif de prix de l'Arabie

Les responsables saoudiens indiquent clairement qu'ils souhaitent des prix modérés. Conscients de leurs responsabilités, ils affichent leur volonté que la croissance mondiale ne soit pas remise en question. Ils savent que des prix trop élevés conduiraient à moyen terme à un développement des productions non-OPEP et par conséquent à une baisse de la part de marché de l'OPEP, accéléreraient le recours aux énergies de substitution et en particulier aux énergies renouvelables, pourraient même favoriser un redémarrage du nucléaire aux États-Unis et en Europe, bref risqueraient de « tuer la poule aux œufs d'or ». Enfin, ils ne sont pas insensibles aux souhaits de leur allié américain, qui doit importer 60 % environ de ses besoins en pétrole. Un prix soutenable à moyen terme est alors celui qui assure les ressources nécessaires au financement du budget de l'État saoudien. C'est ainsi qu'en 1998, Boussena, en partant d'un objectif de production de 8 Mb/j environ, obtenait une évaluation de 17 à 19 \$/b. Adelman (1999) présentait des valeurs très voisines. Enfin, le budget saoudien 2000 a été préparé sur une hypothèse de 15 à 16 \$/b, alors que le prix du brut atteignait 25 \$/b à la fin de 1999.

Le temps nécessaire à la remontée du prix du brut, à partir du début 1999, peut alors donner lieu à une double interprétation. La difficulté à obtenir un accord de cartel a été mentionnée ci-dessus. Mais il n'est pas impossible qu'un autre facteur ait joué un certain rôle : le souhait de récupérer la « perte » subie depuis le début de la chute des cours, perte calculée

par rapport à ce niveau de 17 à 19 \$/b. Si l'on considère un objectif de 17 \$/b, le prix du brut s'est trouvé inférieur à cette valeur de décembre 1997 à juillet 1999. La « perte » correspondante peut être évaluée à une vingtaine de milliards de dollars. Pour la compenser, grâce à des prix plus élevés, il a fallu attendre le mois de juillet 2000. Le même raisonnement effectué avec une valeur de 19 \$/b conduit à estimer que le prix du brut devrait se maintenir à 30 \$/b jusqu'au début de l'année 2001, pour assurer le retour à l'équilibre financier. Ce raisonnement peut paraître un peu théorique. À l'appui de celui-ci, on peut cependant remarquer que l'Arabie aurait contracté en 1998 un prêt de 5 milliards de dollars auprès d'Abu Dhabi, d'État à État, complété par un second prêt de montant voisin par l'Aramco. Les responsables saoudiens – il s'agit naturellement seulement d'une hypothèse – prévoyaient un délai nécessaire pour redonner cohésion au nouveau cartel (incluant des pays non-OPEP) et la possibilité de rembourser ces prêts ensuite, mais ils étaient confiants dans leur capacité à obtenir le relèvement des cours voulu. Il n'est pas impossible aussi qu'une période de prix bas relativement longue, dont ont souffert les pays producteurs, ait été considérée comme un élément souhaitable de pédagogie.

À l'automne 2000, l'objectif de prix de l'Arabie n'est pas très clairement défini. Il semble qu'apparaissent deux courants de pensée, le premier correspondant à des prix ne dépassant pas sensiblement les 17-19 \$/b cités précédemment, ceci pour préserver sur longue période les parts de marché de l'OPEP. Le second a conduit à l'accord sur la fourchette des 22-28 \$/b. C'est celui des partisans du maintien des bénéfices d'un effet d'aubaine, un prix moyen de 25 \$/b pouvant vraisemblablement être soutenu à court-moyen terme sans entraîner de trop vives réactions des grands pays consommateurs.

Le fonctionnement des marchés à court terme

Les marchés à terme

L'apparition vers 1980 des contrats à terme sur les bourses de New York (NYMEX) et Londres (IPE) et des produits dérivés (options et swaps) a considérablement augmenté la transparence et la fluidité des marchés. Compte tenu des prix relativement bas des transports pétroliers, des différences de prix de bruts de qualité semblable, disponibles en des lieux différents, conduisent les « traders » à effectuer des arbitrages très rapides puisque les informations sur les prix s'établissant sur les différents marchés sont immédiatement disponibles sur tous les terminaux informatiques de notre planète. C'est à l'existence des marchés à terme que de nombreux analystes ont attribué la relative stabilité des prix au moment de la Guerre du Golfe en 1990-1991 ou plus exactement la rapidité du retour aux cours antérieurs. Les possibilités d'achats à terme ont en effet rendu inutile la constitution de stocks de spéculation qui, en 1979-1980, avait été un facteur déterminant du deuxième choc pétrolier.

L'amélioration de la fluidité des marchés contribue ainsi, dans une certaine mesure, à une sécurité qui peut cependant, comme le fait remarquer Bellec (2000), être plus psychologique que réelle.

Les marchés à terme constituent un révélateur des anticipations des opérateurs. Notons à ce propos que depuis quelques années, ils sont en report (« contango », i.e. prix à terme supérieur au prix spot) lorsque les prix sont inférieurs à 17 \$/b. Ils sont en déport (« *backwardation* ») dans le cas contraire.

Mais, sur ces marchés « papier », le comportement de spéculation peut amplifier des mouvements de prix liés à des aléas climatiques, des niveaux de stocks, etc. De façon plus générale, un écart relativement faible entre offre et demande, mais surtout de simples annonces, peuvent entraîner une forte réaction des prix, comme cela a été le cas au cours de l'année 2000.

Stocks et marges de manœuvre

Les stocks

Comme dans de nombreuses autres industries, les opérateurs pétroliers essaient de diminuer leurs coûts d'immobilisation de stock et de travailler en flux tendus. Pour Bellec (2000), les pertes enregistrées sur stocks au moment de la chute des prix de 1986 ont constitué une incitation particulière à une réduction des stocks de l'industrie, qui ont sensiblement baissé au cours des années quatre-vingt-dix. De plus, le développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication facilite les opérations en « juste à temps ». Cette politique ne peut que conduire à augmenter la volatilité des prix. Par ailleurs, l'AIE, dont nous allons ci-dessous reprendre certaines observations, a mis en évidence le fait que les fusions conduisent également à une baisse des stocks. Par exemple, le total des stocks de BP, Amoco et Arco étaient sans doute supérieurs à ceux définis par le nouveau groupe BP après intégration d'Amoco et Arco. L'AIE estime ainsi à une centaine de millions de barils la réduction des stocks liée aux quatre grandes fusions de ces dernières années.

Les excédents de capacité

La recherche du « juste à temps » peut expliquer aussi la baisse des excédents de capacité de production dont certains pays producteurs souhaitent disposer. Minimiser les coûts du capital immobilisé en capacités inemployées est un objectif économique justifié, mais réduit les marges de manœuvre en cas d'imprévu politique (décision iraquienne de diminuer les exportations par exemple) ou économique (rebond plus rapide que prévu de la croissance et de la demande de consommation des pays de l'Asie du sud-est). Enfin, opérer en flux tendus conduit également à ralentir le renouvellement de la flotte des pétroliers, qui n'est plus surdimensionnée, alors que les besoins en tankers à doubles-coques peuvent aller croissant.

Éclairages complémentaires : situation présente et évolutions possibles

La situation de l'automne 2000 a été caractérisée par un problème d'ajustement de l'offre et de la demande qui devrait être passager. Mais avant toute tentative d'analyse, rappelons que la plupart des prévisions en matière de prix du brut ont été démenties par les faits. Ceci ne veut pas nécessairement dire que les économistes s'étaient trompés puisque certaines prévisions sont autodestructrices : la baisse des cours de 1985 a été due aux économies et substitutions d'énergie, mais celles-ci ont elles-mêmes été liées non seulement aux prix élevés, mais aussi au fait que tous les scénarios de prix antérieurs étaient à la hausse.

Au cours de cette dernière partie, nous ne reviendrons pas sur l'analyse du long terme qui a été présentée en première partie. Nous mettrons l'accent sur les éléments qui peuvent paraître spécifiques de la période actuelle.

L'offre OPEP

En novembre 2000, les excédents de capacité de production des pays de l'OPEP sont bas, à un niveau jamais atteint jusqu'à présent. Seule l'Arabie saoudite dispose d'excédents significatifs, estimés à 1,8 million de barils par jour (Mb/j). Mais l'interprétation de ces chiffres est délicate.

La production soutenable sans dommage pour les gisements sur des périodes de quelques semaines est différente de celle qui peut être maintenue plusieurs mois, elle-même différente de celle soutenable plusieurs années. Les délais de mise en œuvre ne sont pas connus avec précision. Le gisement « tampon » d'Arabie est celui de Safanya (brut lourd). Les opérations sur ce champ (*work over*) nécessaires à des augmentations de production imposent des délais de quelques semaines (pour quelques centaines de milliers de barils supplémentaires par jour) à quelques mois (plusieurs centaines de milliers de barils par jour). Les « réactions » du champ ne sont pas toujours conformes aux prévisions.

En résumé, il convient de considérer avec précaution le qualificatif « immédiatement disponible » associé à certaines données relatives aux excédents de capacité.

Par contre, les stocks flottants des pays producteurs sont au plus haut. Début décembre, ils sont estimés par « Oil movements » à 60 millions de barils. Leur accroissement explique en partie l'écart observé depuis plusieurs mois entre production et consommation. Les quotas OPEP étant des quotas de production et non de ventes, ces stocks pourraient être mis sur le marché indépendamment des diminutions de quotas.

À moyen terme, les capacités de production devraient être développées. Les prix élevés donnent aux pays producteurs, qui n'ont pas ouvert leur amont aux compagnies internationales, les moyens d'investir. Ils sont incités à le faire, soit simplement pour maximiser leur revenu, soit dans le but

de conserver les marges de manœuvre indispensables pour garder sur longue période un certain contrôle de la situation.

Les investissements des compagnies internationales

En 1997 et 1998, les investissements de l'industrie pétrolière ont atteint des niveaux élevés. Ils sont ensuite réduits en 1999, principalement en raison de la baisse des prix.

Au cours de l'été 2000, tous les majors (à l'exception de Total-Fina-Elf, mais ce dernier n'avait pas réduit ses budgets tant que la plupart de ses confrères) ont annoncé des augmentations notables de leurs budgets d'exploration-production⁽⁴⁾. Le maintien de prix élevés depuis lors ne peut que renforcer ce mouvement. Par ailleurs, les effets défavorables des fusions devraient s'estomper.

À moyen terme, le déclin des gisements anciens devrait donc être plus que compensé par les découvertes et mises en production résultant des investissements réalisés, même si les effets sont moins rapides (ou moins forts ?) que ce qui avait été prévu ces dernières années.

Il faut toutefois mentionner un facteur défavorable à l'investissement des compagnies internationales : le prix élevé actuel est un signal à considérer avec précaution. L'amplitude des variations de prix récentes nourrit la crainte de voir revenir des prix bas pendant plusieurs années et explique la réticence des opérateurs à relever, au-dessus d'une quinzaine de dollars par baril, l'objectif de prix assurant la rentabilité de leurs projets.

En freinant ainsi les investissements en zone non-OPEP, la variabilité des prix est un atout pour l'OPEP (ce que reconnaissent volontiers certains responsables de l'Organisation).

La demande

Malgré la faible élasticité-prix de la demande, il est clair que les prix élevés vont entraîner une baisse de la croissance de la demande pétrolière mondiale. Prenons l'exemple d'un prix de 25 \$/b au lieu de 17 \$/b, prix reflétant l'évolution légèrement baissière de la décennie quatre-vingt-dix. Une élasticité de l'ordre de 0,1, souvent citée, conduit à une baisse de la demande de 3 à 4 Mb/j par rapport à la tendance que l'on observerait à prix constants (+ 2 % par an environ). Avec une élasticité de 0,03 (observée aux États-Unis par le DOE – Department of Energy), on obtient encore une réduction supérieure à 1 Mb/j. Avec un prix de 33 \$/b, toutes ces valeurs sont à multiplier par deux. Enfin, l'effet sur la croissance économique est moindre qu'au moment des chocs pétroliers, puisque la part des importations dans le PIB des pays consommateurs a fortement diminué (de 4 à 1 % en 1999). Mais cet effet ne peut être négligé.

(4) L'augmentation pour 2000 par rapport à 1999 serait de l'ordre de 12 % environ. Selon une étude de Salomon Smith Barney, la progression en 2001 par rapport à 2000 serait de 14 % (33 % pour Shell).

En résumé, à l'horizon de deux ou trois ans, il est probable que réapparaissent des excédents de capacité de production. Comme le fait remarquer John Mitchell, les économies des pays producteurs sont très dépendantes des marchés pétroliers, ce qui permet de penser que le retour à terme à une certaine concurrence est plus probable que le maintien des conditions de cohésion d'un cartel.

Les goulets d'étranglement du raffinage

Au début de l'année 2000 apparaît une tension sur le marché des carburants de la côte ouest des États-Unis. Elle est due à la difficulté de produire des essences soumises à des spécifications de qualité toujours plus sévères avec un outil de raffinage utilisé à pleine capacité. À la fin du printemps, les stocks de carburant sont au plus bas. Les marges de raffinage s'envolent aux États-Unis mais aussi en Méditerranée et à Singapour en réponse à la demande d'importation de carburants, nourrissant les tensions sur le marché du brut. En juillet, les raffineurs américains continuent à mettre l'accent sur la production de carburant, à une période à laquelle d'habitude commencent à se constituer des stocks de fuel de chauffage. C'est sur ce dernier produit, dont les stocks sont très bas, que sont reportées les craintes de pénurie. Les analystes anticipent une forte volatilité des prix liée aux incertitudes climatiques et la plupart considère que la tension sur le gazole maintiendra les prix du brut à un niveau élevé (30 \$/b ou plus) au moins jusqu'en janvier 2001.

Mais les données sur les stocks doivent être interprétées avec précaution. Les prévisions concernant le fuel de chauffage ont été faites assez longtemps à l'avance. Il n'est pas impossible que les opérateurs aient pris les dispositions nécessaires et que les stocks apparaissent brutalement comme satisfaisants. Il existe des excédents de capacité de raffinage en Asie, et l'on observe des mouvements de tankers chargés de gazole en provenance d'Asie (d'Inde en particulier) à destination des marchés occidentaux. Par ailleurs, on peut également noter que la production de fioul de chauffage ne devrait pas poser des problèmes de respect des spécifications tels que ceux qu'avaient rencontré les raffineurs américains pour répondre à la demande de carburant.

Les stocks stratégiques

Les règles de l'AIE prévoient des obligations de stockage stratégique dans les pays membres correspondant à quatre-vingt-dix jours de production. L'Union européenne considère que le recours à ces stocks doit être en principe limité aux situations de pénurie physique et ne doit pas constituer un instrument de régulation du marché. Les États-Unis, qui disposent de quantités plus importantes représentant cent vingt jours de production environ, ont par contre décidé en septembre d'en mettre sur le marché 1 Mb/j pendant trente jours. L'annonce a entraîné une baisse immédiate de 3 à 4 \$/b du prix du brut. Ces quantités représentent un faible pourcentage de la

demande mondiale (1,3 %) et même des besoins des États-Unis (deux jours de consommation). Mais comme le fait remarquer Lasserre (2000), ces volumes ne sont pas à rapprocher de la demande américaine (15 Mb/j environ) mais plutôt aux importations non couvertes par des contrats à terme et qui représentent environ 4 Mb/j.

Notons avec Appert (2000) et Boussena (2000) que, à l'effet souhaité sur les marchés, ont pu s'ajouter des motivations autres : les stocks ont été constitués par achat de brut à 27 \$/b, alors que les prix se sont en général maintenus ensuite à un niveau inférieur. Par ailleurs, il peut être souhaitable de les « faire tourner » pour éviter les problèmes que peut poser le traitement d'un brut ayant séjourné longuement en cavité saline.

Pour ce qui concerne les produits finis, le Président Clinton a décidé en juillet 2000 de créer une réserve stratégique de fioul de chauffage (Northeast Heating Oil Reserve), mise en place en octobre. Constituée par échange avec la réserve de brut, d'un volume maximum de 2 millions de barils, elle a pour but de faire face aux pénuries qui pourraient survenir dans la région de New York, comme celles des hivers 1996 et 1999, à la suite d'aléas climatiques compte tenu des délais de transport par tanker à partir du golfe du Mexique (une dizaine de jours). Elle devrait permettre d'éviter les fortes hausses de prix observées au cours de l'hiver 1999.

En résumé pour le court terme

De nombreux analystes observant des stocks bas en déduisaient que la baisse des cours ne pouvait intervenir avant la fin de l'hiver. Mais les stocks en question sont les stocks répertoriés. Or, en conséquence de l'augmentation des quotas OPEP, la production a été supérieure à la demande depuis la fin du printemps 2000. Nous avons mentionné ci-dessus que les stocks flottants de brut des pays producteurs sont très élevés. Nous avons également cité le fait que les capacités excédentaires en raffinage en Asie permettent d'alimenter les marchés occidentaux en produits finis. Par ailleurs, l'augmentation inhabituelle des ventes sur la côte est des États-Unis ou en Allemagne laissent supposer que les stocks des consommateurs ont été reconstitués plus tôt que prévu, dès le mois d'août 2000 et tournent très vite. Il paraît par conséquent difficile d'exclure une chute des prix, éventuellement brutale, avant même la fin janvier 2001. Les pays producteurs se retrouvent confrontés à nouveau à un problème de baisse des quotas. Les incertitudes vont se reporter sur la capacité de l'industrie du raffinage à assurer au printemps 2001 la production de carburants, mais l'expérience de l'an 2000 devrait permettre de mettre en place les solutions adaptées.

Références bibliographiques

- Adelman M. (1999) : *Conférence au MIT*.
- Agence Internationale de l'Énergie (2000) : *Oil Market Report*, novembre, décembre.
- Alba P. et J-M. Bourdairé (2000) : « Le prix du pétrole », *Revue de l'Énergie*, n° 516, mai.
- Appert O. (2000) : « Demande, stocks et prix », *Conférence au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières*, Université Paris IX-Dauphine.
- Artus P. et M. Kaabi (2000) : « Le pétrole n'est pas trop cher », *Flash CDC Marchés*, n° 2000-179, 3 octobre.
- Babusiaux D. et X. Boy de la Tour (1999) : « Technology Improvements in the Petroleum Industry and the Impact on Costs, Energy Exploration and Exploitation », *Multi-Science Publishing Co. Ltd*, vol. 17, n° 2, Reserves Issue, pp. 111-121.
- Bellec G. (2000) : « Pétrole, une nouvelle ère de turbulences », *Conférence au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières*, Université Paris IX-Dauphine.
- Boussena S. (1998) : *Conférence au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières*, Université Paris IX-Dauphine.
- Boussena S. (2000) : *Conférence au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières*, Université Paris IX-Dauphine
- Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (2000) : « Le prix du pétrole », *Conférence Université Paris IX-Dauphine*, 23 octobre.
- Giraud P-N. (1995) : « The Equilibrium Price Range of Oil. Economics, Politics and Uncertainty in the Formation of Oil Prices », *Energy Policy*, vol. 23, n° 1.
- Hotelling H. (1931) : « The Economics of Exhaustible Resources », *Journal of Political Economy*, vol. 39, n° 2.
- Lasserre F. (2000) : « Rôle et influence de la spéculation sur le marché du pétrole », *Conférence au Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières*, Université Paris IX-Dauphine.
- Mitchell J. (2000) : « Middle East Oil: Dependence and Stability », *Conférence à l'Institut Français de l'Énergie*.
- Solow R.M. (1974) : « The Economics of Resources or the Resources of Economics », *American Economics Review*, n° 64.

Complément C

Évolution de l'offre de pétrole à court terme

Xavier Burucoa et Didier Houssin

Direction des matières premières et des hydrocarbures

L'évolution de la demande de pétrole est fortement liée, à court terme, au rythme de la croissance économique et aux variations des conditions climatiques. De ce fait, elle connaît une saisonnalité marquée, la période hivernale de l'hémisphère nord entraînant un pic de la demande pétrolière,

Face à cette demande, qui peut donc connaître des à-coups significatifs du fait d'aléas climatiques ou d'évolutions conjoncturelles, l'offre de pétrole peut être divisée en deux composantes : OPEP et non-OPEP.

Le présent complément a pour objet de préciser les évolutions possibles à un horizon de court terme de ces deux éléments de l'offre de pétrole, en insistant sur le lien existant entre les variations de ces offres et les prix. Le rôle des stocks et des marges de raffinage sera incidemment et succinctement abordé.

Offre non-OPEP

L'évolution de l'offre non-OPEP peut être appréciée avec une certaine précision sur un horizon de court terme

Le rythme d'entrée en production des nouveaux gisements est connu avec une certaine précision.

La phase de développement d'un champ de pétrole est rarement inférieure à dix-huit mois et se caractérise par une très forte intensité

capitalistique. Lorsque les opérations de développement sont initiées, l'intérêt économique dicte donc de les mener à bien rapidement afin de lancer au plus tôt la production. La visibilité sur l'entrée en production de nouveaux gisements est donc bonne à cet horizon de dix-huit mois. L'apparition de problèmes techniques lors de la phase de développement, de tensions sur la disponibilité des appareils de forages ou d'éventuels retards de livraison d'une plate-forme de production peut évidemment induire des glissements de quelques mois des plannings de mise en production.

Le mouvement d'accélération des processus de mise en production des gisements, constaté sur les années passées, ne devrait pas remettre en cause cette analyse. En effet, la croissance future de la production non-OPEP est en partie assurée par le développement de gisements de taille importante et/ou caractérisés par une complexité plus grande. Le développement de champs en « mer profonde » est une illustration de cette tendance. Les délais de mise en production de telles structures présentent donc un minimum incompressible.

Les augmentations de production liées à des accroissements marginaux de capacités sur des structures existantes ou au développement de gisements de petites tailles sont plus difficiles à apprécier dans le détail. Ces phénomènes peuvent être appréhendés globalement en tendance, l'évolution du taux d'utilisation des appareils de forage et des budgets d'investissements des compagnies privées constituant notamment des indicateurs utiles pour leurs estimations.

Une fois installées, les capacités de production situées dans les zones non-OPEP sont utilisées à leur niveau maximum.

D'une part, les opérateurs ont intérêt à maintenir leur production tant que la recette enregistrée par baril produit est supérieure au coût de production du dernier baril produit. Or, la part des frais fixes est prépondérante dans la structure des coûts de production constatée hors OPEP, le coût marginal de production des gisements les plus coûteux à exploiter étant aujourd'hui couvert pour un prix de *brent* supérieur à 10 dollars par baril (\$/b). Cette situation a incité les opérateurs à utiliser au maximum leur outil de production, quels que soient les niveaux de prix enregistrés.

D'autre part, aucune compagnie privée ne dispose d'une capacité de production suffisante pour pouvoir, en faisant varier son flux de production, influencer à elle seule sur les cours pétroliers de manière à en tirer avantage. Avec une production d'hydrocarbures liquides égale à 2,5 millions de barils par jour (Mb/j), Exxon-Mobil, première compagnie pétrolière privée en termes de production, représente moins de 4 % de l'approvisionnement pétrolier mondial.

L'intérêt économique des opérateurs les conduit à maximiser la production des gisements développés, dont l'évolution à court terme est bien cernée. Ceci explique que la flexibilité attendue de l'offre non-OPEP est, à court

terme, limitée. Les incertitudes relatives à la durée et au calendrier des opérations de maintenance, des mouvements de grèves, des accidents ou des conflits armés locaux peuvent bien entendu présenter ponctuellement un impact important sur le niveau de la production non-OPEP.

La croissance nette de production en provenance de la zone non-OPEP pourrait atteindre 0,8 Mb/j en 2001

Selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) publiées en 2001, la Russie, à hauteur de 0,3 Mb/j, et le Mexique, pour 0,2 Mb/j, seront les principaux acteurs de cette hausse.

Ces deux pays se sont associés, en 1999, aux efforts de réduction volontaire de l'offre de pétrole organisée par l'OPEP. Cet élément incite à relativiser la seule utilisation de l'usage du ratio OPEP/non-OPEP comme indicateur de la dépendance du marché pétrolier vis-à-vis d'un cartel. Il prouve également qu'il peut exister une flexibilité, à la baisse, de l'offre non-OPEP. Celle-ci ne s'est cependant manifestée qu'en 1998 et 1999, alors que les prix du pétrole brut atteignaient, en termes constants, leur point bas depuis le premier choc pétrolier.

Ce mouvement de hausse de la production non-OPEP est significatif au regard de la tendance enregistrée sur la dernière décennie.

Selon les estimations de l'AIE, la croissance de l'offre non-OPEP pourrait en effet atteindre 0,8 Mb/j en 2001, après une hausse de 1,2 Mb/j en 2000. Ce développement de la production non-OPEP constitue une illustration indirecte des progrès technologiques réalisés par l'industrie pétrolière. La réduction des coûts unitaires complets de production du pétrole brut, elle a permis d'accroître de manière économique le rythme de développement d'exploitations situées dans la zone non-OPEP. Les écarts de coût de production constatés entre les producteurs du cartel et les autres pays se sont ainsi fortement réduits durant les quinze dernières années.

La structure géographique de l'accroissement de l'offre non-OPEP évolue.

Ainsi, la croissance de la production russe intervient après une longue période de déclin interrompue grâce à la reprise des investissements dans la zone. La mise en production des gisements en Angola devrait, en 2002, accroître la contribution du continent africain à la croissance de l'offre non-OPEP. De même, certains organismes, comme le consultant américain CERA, anticipent une accélération de la hausse de production en Amérique du Nord (voir tableau).

Le développement de la production nette nécessite la mise en service d'une capacité de production « brute » bien plus importante, pour compenser le déclin des gisements matures.

C'est ainsi qu'en mer du Nord et aux États-Unis, les nouvelles mises en production sont, en volumes, les plus importantes. Pour la seule mer du

Nord, ces nouveaux développements devraient représenter plus de 2 Mb/j entre 2000 et 2002, alors que la production de la zone s'est établie à environ 6 Mb/j en 2000. Cette évolution, pourtant significative, devrait simplement permettre de maintenir la production de la mer du Nord.

Principaux développements de gisements dans la zone non-OPEP entre 2000 et 2002

En millions de barils par jour

	Projet	Capacité
Golfe du Mexique	Ursa, Marlin, Brutus, Hoover	1,00
Alaska	Alpine, Northstar	0,14
Ouest canadien	Mineable oil sands	0,13
Est canadien (Offshore)	Terra Nova, Hibernia	0,16
Mexique	Cantarell	0,60
Brésil	Roncador, Marlim, EMV	0,49
Équateur	Villano	0,04
Venezuela	Orénoque (Petrozuata, Cerro Negro)	0,20
Norvège	Troll C, AsgarB, Oseberg S, Visund, Balder	1,17
Royaume-Uni	Captain, Shearwater, Elgin/Franklin, Bittern, Blake	0,83
Italie	Val D'Agri Area Development	0,05
Algérie	Berkine Basin Fields	0,24
Égypte	Nile Delta Condensate	0,03
Nigeria	Shelf Development (Eni, Soku, Ima)	0,17
Guinée équatoriale	La Ceiba, Jade (Zafiro phase 2)	0,18
Angola	Kuito, Girrasol	0,11
Soudan	Heglig, Unity	0,20
Libye	En Naga, Elephant	0,04
Azerbaïdjan	Chirag	0,03
Kazakhstan	Tengiz, Karachaganak	0,10
Malaisie et Thaïlande	Maliwan, Jamjuree, Yala, Planuk, JDA	0,10
Philippines	Malampaya condensate/oil	0,03
Australie	Legendre, Griffin	0,03
Total		6,02

Source : CERA.

L'évolution est à un horizon postérieur à 2002 est plus incertaine.

En dépit des évolutions des cours pétroliers, les hypothèses d'environnement économique, sur lesquelles les compagnies pétrolières privées bâtissent leurs perspectives de développement et étudient la rentabilité de leurs projets, restent remarquablement stables, proches de 15 \$/b. Les va-

riations des prix influent cependant sur les capacités d'investissement des opérateurs et donc sur le rythme de développement des projets. La faiblesse des cours enregistrée il y maintenant deux ans a conduit de nombreux opérateurs à réduire leurs investissements, notamment dans l'exploration, et a contribué à alourdir l'endettement des compagnies de taille moyenne, grevant leurs capacités d'investissement pour les périodes suivantes. Par ailleurs, les restructurations en cours chez plusieurs opérateurs majeurs, suite aux méga-fusions récentes qu'a connues le secteur, semblent avoir provoqué le report de certaines décisions de développement, les portefeuilles amont des nouveaux ensembles devant être expertisés.

Ces deux événements ont contribué à ralentir, en 1998 et 1999, le niveau des investissements dans l'amont pétrolier. Seule une reprise limitée s'est fait jour dans la première moitié de 2000, en dépit du maintien de niveaux de prix élevés. La croissance des investissements privés dans l'activité d'exploration-production des hydrocarbures en 2000 devrait ainsi s'établir à 15 % selon les premières estimations de « Petroleum Intelligence Weekly », ce qui ne suffit pas à compenser la baisse enregistrée lors des dix-huit mois précédents.

Alors qu'une ouverture nouvelle, ou accentuée, aux capitaux étrangers de certaines zones OPEP pourrait modifier encore la répartition des investissements privés entre les zones, c'est l'évolution en cours du rythme des investissements qui conditionnera le niveau de l'offre non-OPEP à un horizon de deux ans. Les différentes études recensant les intentions des compagnies privées semblent indiquer, de manière convergente, une accélération de la reprise des investissements, qui pourraient croître au rythme de 20 % en 2001.

Le consultant anglo-saxon CERA évalue à 0,9 Mb/j pour l'année 2002 l'augmentation de la composante non-OPEP de l'offre de pétrole. L'entrée en production progressive, lors du milieu de cette décennie, des gisements de mer profonde, récemment découverts dans le Golfe du Mexique, au Brésil ou en Angola et des gisements de la mer Caspienne, devrait alimenter la poursuite de la croissance de la production non-OPEP, à un horizon plus lointain.

Offre OPEP

L'incertitude sur le niveau de l'offre OPEP est d'une toute autre nature. L'organisation des pays exportateurs développe et utilise la souplesse de son offre dans le but, affiché, de réguler les cours.

Les perspectives d'évolution de l'offre non-OPEP pour 2001 et 2002, précédemment évoquées, sont inférieures aux perspectives de croissance de la demande pétrolière. Cet écart laisse apparaître un potentiel de développement pour l'offre OPEP, sans garantir pour autant le maintien de la part de marché de l'organisation.

*L'OPEP remplit, avec les stocks, un rôle d'ajustement
(« swing producer ») de l'offre à la demande*

L'OPEP a mis en place un système de quotas de production, qui s'applique aujourd'hui à l'ensemble de ses onze membres, à l'exception de l'Irak.

Le poids de l'organisation, qui contrôle 40 % de la production et une proportion bien plus considérable encore des échanges internationaux, est suffisant pour qu'une variation de la production de quelques « pour-cent », relayée par l'ensemble de ses membres, exerce un impact très important sur les cours.

Facilitant cette régulation, l'OPEP dispose d'une capacité de production excédentaire.

Cette capacité, inégalement répartie et mobilisable en l'espace de quelques mois, est aujourd'hui fortement concentrée dans la zone du Moyen-Orient et plus spécialement en Arabie saoudite. Le niveau de cet excédent varie à court terme, en fonction notamment des quotas définis par l'organisation et du taux de respect des quotas. Cette capacité de production « inemployée » atteignait ainsi près de 6 Mb/j au début de 1998, alors qu'elle ne représentait plus qu'environ 2 Mb/j au dernier trimestre 2000, soit un niveau inférieur à celui des exportations irakiennes.

Paradoxalement donc, sur le marché pétrolier, c'est le niveau de la production issue des zones les moins coûteuses à exploiter qui est déterminant dans le processus de formation des prix et non le coût de production des gisements « marginaux ».

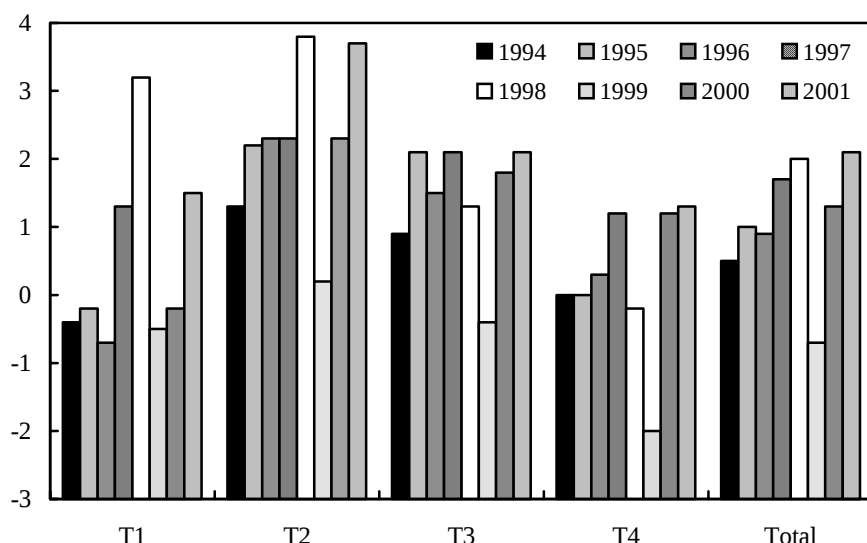
Les stocks ont un rôle de régulateur de la saisonnalité que ne peut assurer l'OPEP (graphique 1).

« L'appel au pétrole brut OPEP », qui s'obtient en retranchant aux prévisions de demande pétrolière les estimations de la production non-OPEP et de la production de liquides de gaz naturel (LGN) de l'organisation, présente bien entendu une forte saisonnalité. Cet indicateur évalue le niveau de production que devrait théoriquement fournir l'organisation pour équilibrer la demande, sans variation de stocks.

L'organisation n'a que rarement dans le passé fait varier sa production au gré des saisons. Ce sont les stocks pétroliers qui assurent la respiration saisonnière. Lors d'une année au profil « normal », la production pétrolière est inférieure à la demande lors de la saison froide de l'hémisphère nord et supérieure le reste de l'année. Les stocks, dont le niveau décroît aux quatrième et premier trimestres et se « reconstitue » aux deuxième et troisième trimestres, assurent donc l'ajustement. Ce mouvement saisonnier est particulièrement net lorsque l'on considère les variations des seuls stocks OCDE.

1. Évolution saisonnière des stocks pétroliers mondiaux

En Mb/j



Note : L'estimation 2001 repose sur l'évaluation de l'appel au brut OPEP réalisée par l'AIE et sur l'hypothèse d'une production de l'organisation égale à son niveau de novembre 2000.

Sources : AIE et DIMAH.

Le renforcement de la politique de la restriction volontaire de l'offre explique le niveau élevé des prix pétroliers

Les pays de l'OPEP se sont en effet engagés en 1998 dans la voie d'un durcissement de la politique de réduction volontaire de leur offre.

Un premier objectif de réduction de 1,25 Mb/j est appliqué en avril 1998 ; une nouvelle diminution de 1,35 Mb/j entre en vigueur en juillet 1998 ; enfin une dernière réduction (- 1,7 Mb/j) est appliquée en avril 1999, « effort » auquel s'associent quatre producteurs non-OPEP (Mexique, Norvège, Oman et Russie), qui baissent leur production de 0,4 Mb/j. Ce n'est qu'en mars 2000 que prendra place, à nouveau, une augmentation des quotas.

La réduction de production initiée en 1998 est une conséquence directe de la forte chute des prix pétroliers, provoquée par les effets combinés de la « crise asiatique » et de la hausse de 10 % des quotas de production de l'OPEP de décembre 1997. Elle a conduit les prix pétroliers à franchir à la baisse le seuil des 10 \$/b au début de 1999. L'impact désastreux de ce mouvement sur les finances des membres de l'organisation a contribué à les convaincre de la nécessité de respecter les nouveaux objectifs de production individuellement assignés. Le Venezuela notamment, sous l'impulsion nouvelle du président Chavez, a rompu avec la politique antérieure, aidant

ainsi à rétablir la crédibilité de l'organisation et contribuant à l'efficacité de la politique de durcissement des quotas.

Ce mouvement de restriction volontaire de l'offre a conduit à un creusement du niveau des stocks pétroliers qui ont atteint, en valeur absolue comme en valeur relative, le point bas de la décennie dans les pays de l'OCDE.

Ce n'est pas tant l'annonce des variations du niveau de production de l'OPEP qui influence le prix des produits pétroliers que les variations, constatées ou anticipées, des stocks pétroliers localisés dans les pays de l'OCDE⁽¹⁾. Ces deux éléments ont cependant été intimement liés sur la période récente, la politique de quotas développée par les pays de l'OPEP constituant l'élément déterminant de la baisse du niveau des stocks pétroliers de l'OCDE et de son maintien à un seuil historiquement bas.

Les stocks industriels localisés dans l'OCDE, qui atteignaient 2 635 millions de barils (Mb) à la fin du premier trimestre 1998, selon les estimations de l'AIE, ont chuté à 2 445 Mb deux ans plus tard. En termes relatifs, ces stocks se sont maintenus durant l'année 2000 à un niveau de 52 à 53 jours de couverture de la demande future, contre 58 jours, au début de l'année 1998, en dépit des hausses de production que nous évoquerons ci-après.

Ces données de « stocks industriels » intègrent dans leur périmètre les stocks outils, nécessaires au respect de la continuité de l'activité et qui constituent la majeure partie de ces réserves (près de 75 %). Ceci explique qu'un niveau de 52 jours de couverture de la demande, inférieur de 2 jours au précédent minimum de la décennie, enregistré en 1996, soit considéré comme faible et alimente la hausse des prix. Du fait de ce creusement, la flexibilité qu'offre le recours aux stocks pour faire face à la saisonnalité de la demande, mais aussi aux aléas climatiques et économiques, s'est ainsi considérablement amenuisée.

Les hausses de la production OPEP intervenues en 2000, n'ont permis qu'une reconstitution limitée des stocks OCDE.

La persistance d'un niveau des prix que même les membres de l'organisation ont considéré comme élevé a conduit l'OPEP à augmenter à quatre reprises son niveau de production. Le niveau global des quotas de l'organisation s'est ainsi élevé de 3,7 Mb/j durant l'année : + 1,7 Mb/j au 1^{er} avril⁽²⁾, + 0,7Mb/j au 1^{er} juillet, + 0,8 Mb/j au 1^{er} octobre, + 0,5 Mb/j au 1^{er} novembre.

(1) L'évolution du niveau des stocks OCDE, et notamment américains, est fondamentale dans la formation des prix pétroliers. Les cotations des index pétroliers sur le NYMEX, qui sont adossées à des marchés *spot* américains, constituent, par leur liquidité, la référence principale du commerce pétrolier mondial. L'information sur la zone est par ailleurs très transparente. Les chiffres officiels des stocks industriels sont diffusés sur des bases hebdomadaires.

(2) L'Iran n'a pas signé l'accord entérinant une hausse de 1,45 Mb/j. Il y a par la suite participé dans les faits en augmentant sa production dans des proportions comparables à celles des autres producteurs.

Ces augmentations sont intervenues pour partie trop tardivement pour permettre l'augmentation des stocks de l'OCDE qui eût été nécessaire pour détendre le marché à l'approche de l'hiver, avec ses risques de pic exceptionnel de demande. Une partie de ces flux, qui ne parviennent qu'après un délai de transport important⁽³⁾ sur les marchés occidentaux, ont été orientés vers l'Asie, où leur visibilité et leur impact sur les prix sont moindres. Par ailleurs, les nouvelles cargaisons proposées par l'OPEP lors de ses dernières augmentations de production étaient constituées de pétroles lourds, moins adaptés à la demande des pays de l'OCDE.

Les décisions de l'OPEP seront à nouveau le facteur déterminant des prix du pétrole pour 2001

Une réduction de l'offre OPEP est attendue, au premier semestre 2001.

La clémence relative de l'hiver a contribué à apaiser temporairement le marché en toute fin d'année 2000 ; d'autant que le niveau de production atteint par l'OPEP en novembre (29,3 Mb/j) excédait largement l'appel au brut OPEP envisagé pour l'année 2001. Le maintien, sur 2001, d'un tel rythme d'extraction aurait entraîné⁽⁴⁾ une hausse des stocks pétroliers de rythme de 2,1 Mb/j sur l'année. En termes relatifs, cette hausse se serait traduite par un accroissement des stocks mondiaux équivalent à neuf jours de demande... Les conséquences baissières d'une telle évolution étaient inacceptables pour l'OPEP et rendaient vraisemblable la réaction d'une organisation dont l'objectif affiché, rendu public en mars 2000 et constamment rappelé depuis, est de maintenir les variations des prix du panier OPEP dans une bande de prix « raisonnables » comprise entre 22 et 28 \$/b.

L'OPEP a donc consenti sans surprise une réduction de son offre dès sa première réunion de l'année, programmée le 17 janvier 2001. Le niveau des quotas de l'OPEP-10, applicables au 1^{er} février 2001, a ainsi été abaissé de 1,5 Mb/j. Les résultats de cette première rencontre ministérielle, qui incluent également la décision de tenir une nouvelle réunion dès le 16 mars 2001, ont témoigné de la détermination de l'OPEP à réguler finement des prix, en adaptant désormais partiellement son offre à la saisonnalité de la demande. L'amplitude de cette première réduction a été déterminante dans l'orientation haussière de la psychologie des marchés dans le mois suivant la réunion.

À la veille de la seconde réunion ministérielle de l'OPEP, les estimations de la production de l'Organisation de février montraient un maintien du degré de cohésion de l'OPEP, clef de la hausse des prix initiée en 1999. Mais, le déclin relatif des prix – le prix du Brent daté atteignait alors 23 \$/b – traduisait l'influence, alors prépondérante sur la psychologie du marché, de l'anticipation d'un ralentissement économique mondial, dans un contexte de rétablissement progressif du niveau des exportations irakiennes.

(3) Il faut 45 jours pour acheminer une cargaison de pétrole brut du Moyen-Orient vers les États-Unis.

(4) Au regard des estimations de « l'appel au brut OPEP » de l'AIE, telles que publiée en mars 2001.

Ces éléments ont pesé dans la décision, prise le 17 mars 2001 par l'Organisation, de réduire, dès le 1^{er} avril, de 1 Mb/j supplémentaire, le contingent de la production de l'OPEP-10, alors que de nombreux pays membres restent hantés par le souvenir de l'impact désastreux de la hausse des quotas décidée à la fin de 1997, à la veille de la crise asiatique. Une nouvelle réunion de l'organisation est prévue le 6 juin prochain.

La « régulation fine » des cours à laquelle souhaite se livrer l'organisation est un exercice délicat.

La chute des prix de plus de 10 \$/b enregistrée en décembre 2001 a prouvé la volatilité d'un « sentiment de marché », face aux aléas économiques et climatiques. La forte volatilité perceptible dans les prix du début d'année démontre l'incertitude des opérateurs face aux potentiels effets baissiers d'une récession économique aujourd'hui mal évaluée et à l'inconnue que constitue le niveau futur de l'offre l'OPEP. L'efficacité d'une régulation déclenchée essentiellement par des variations de prix est donc certainement discutable.

Plus précisément, on peut douter de l'efficacité de ce système de régulation à prévenir le franchissement du seuil de 28 \$/b dans le cas de tension accrue sur les stocks de produits. La régulation des cours mise en place par l'Organisation repose en effet sur une modification de sa production de brut, déclenchée par les variations de prix du brut. L'année 2000 a rappelé qu'une hausse des prix du brut pouvait être causée par une dégradation de l'état des stocks de produits. Or, la mise sur le marché de pétrole OPEP, en réponse à un tel signal de prix, n'aurait qu'un impact très différé sur l'état des stocks de produits finis du fait de l'inertie et des contraintes physiques liées au transport du pétrole brut et à sa transformation de produits finis. Cette action serait donc incapable de juguler instantanément cette hausse.

Alors que les stocks d'essence américains s'établissent fin mars 2001 à un niveau historiquement bas, comparable à celui enregistré l'année passée, un tel scénario ne peut être exclu, si la vision actuelle de l'évolution de la conjoncture américaine s'avérait trop pessimiste. La date de la prochaine réunion choisie par l'OPEP semble assez tardive pour envisager efficacement, le cas échéant, une éventuelle hausse de production de pétrole brut destinée à favoriser la reconstitution des stocks d'essence en prévision de la « *driving season* ».

La reconstitution de la capacité de production inutilisée constitue un facteur de détente.

Toute décision de baisse de ses quotas permet à l'organisation d'augmenter mécaniquement sa capacité de production inutilisée qui était à la fin de 2000 inférieure à 2 Mb/j, selon les estimations de l'AIE. De plus, les nouveaux développements en cours dans les pays de l'OPEP et que certains consultants estiment à plus de 1 Mb/j, devraient accélérer la reconstitution de cette source de flexibilité. Une telle évolution constituerait un facteur de détente, la réduction de la flexibilité de l'offre OPEP constatée en 2000

ayant contribué à exacerber la hausse des cours. Tous les pays membres devraient, individuellement, disposer à nouveau de marges de production inutilisées, au regard des quotas applicables au 1^{er} avril 2001 ; cette situation accentue le risque de dépassements de quotas pour l'organisation.

L'évolution de la situation en Irak, des marges de raffinage et de la structure des prix à terme pourrait également jouer un rôle significatif sur l'évolution des prix

L'inconnue irakienne

La contribution des exportations irakiennes est structurellement nécessaire à l'équilibre du marché. La production irakienne a connu une croissance rapide et continue depuis 1996. Elle aurait atteint, selon les estimations de l'AIE, un niveau moyen de 2,6 Mb/j en 2000, assurant ainsi 3,5 % des besoins mondiaux en pétrole. La capacité de production du pays s'élèverait aujourd'hui à 3 Mb/j.

Ces premiers éléments soulignent l'impact potentiel d'une interruption durable des exportations irakiennes. Ainsi, à la fin de l'année 2000, les pays de l'OPEP n'auraient pas été en mesure de compenser entièrement à eux seuls une interruption totale des exportations irakiennes. Elles atteignaient en effet 2,3 Mb/j en octobre 2000, soit un niveau supérieur à la capacité de production inutilisée de l'OPEP.

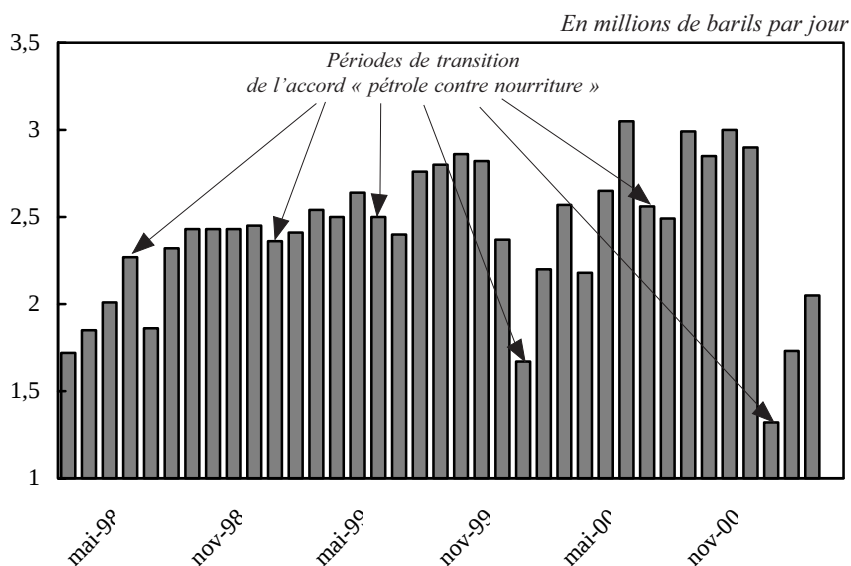
Le « risque irakien » doit être cependant relativisé. Plusieurs facteurs tempèrent en effet l'intérêt d'une interruption prolongée pour les autorités irakiennes :

- en utilisant ses capacités de stockage, dans l'hypothèse d'une interruption d'une durée limitée de ses exportations, l'Irak peut ne pas interrompre le flux de sa production pétrolière. Les quantités stockées peuvent être revendues par la suite, limitant ainsi le préjudice financier lié à cette interruption. Un arrêt des exportations sur une durée supérieure à trois semaines nécessite à l'inverse une interruption de la production de plusieurs gisements. Or, les opérations d'arrêt, puis de redémarrage d'un champ présentent toujours un risque important de dégrader sa productivité. Ce risque est d'autant plus fort en Irak que la détérioration constatée des conditions opératoires des gisements, liée à l'absence de maintenance efficace, pour cause notamment de manque de pièces détachées, a certainement déjà dégradé l'état des gisements ;
- la marge de manœuvre de l'OPEP devrait se reconstituer en 2001 ;
- une telle action viendrait probablement annihiler les effets des efforts diplomatiques déployés par l'Irak pour s'affranchir de l'embargo.

Ces éléments expliquent également en partie que les multiples interruptions d'exportation, intervenues lors des phases de transition de l'accord « pétrole contre nourriture », n'aient jamais excédé une période de

trois semaines. C'est en décembre 1999 qu'est intervenu le plus long arrêt des exportations irakiennes, qui traduisait alors le refus de l'Irak de prolonger de deux semaines la phase VI de l'accord « pétrole contre nourriture » proposée par la résolution 1275 de l'ONU. Suite à l'adoption de la résolution 1281 de l'ONU, la production irakienne avait repris, après 14 jours d'interruption (graphique 2).

2. Évolution des livraisons irakiennes



Source : AIE.

À l'inverse, l'offre irakienne pourrait proposer une offre additionnelle sur 2001. Une amélioration des opérations de maintenance et des conditions d'opération des gisements, permise par une intensification du flux d'importations de pièces détachées, pourrait permettre un accroissement significatif de l'offre irakienne excédant 0,2 Mb/j.

La volonté renforcée des autorités irakiennes de s'affranchir du contrôle que l'ONU exerce sur les flux financiers liés aux exportations pétrolières irakiennes et qui s'est traduite par une évolution plus erratique de ces exportations au début 2001, ne remet pas en cause l'objectif d'un accroissement, à court, moyen et long termes, de la production pétrolière du pays.

Le niveau des marges de raffinage et la structure des prix à terme détermineront également l'offre de produits pétroliers

La disponibilité en pétrole brut, bien que fondamentale, ne sera pas l'unique déterminant des prix du pétrole. Ainsi, si la faiblesse globale des stocks pétroliers a alimenté la persistance à des niveaux élevés des prix du pétrole, la faiblesse singulière des stocks d'essence à la fin du printemps ou celles des distillats à l'entrée de l'hiver a exacerbé le sentiment de crise sur les marchés pétroliers. Cet état de tension sur la disponibilité des produits pétroliers a contribué à accentuer la hausse des prix du brut. Il est en partie une conséquence de la faiblesse des marges de raffinage constatées sur une partie de 1999. Cette situation n'a en effet pas incité les raffineurs à utiliser pleinement leur capacité de production, au long de l'année, contribuant à la faiblesse spécifique des stocks de produits pétroliers. Les difficultés de fabrication liées aux changements de spécifications sur les produits pétroliers en 2000, couplées à une situation de déport⁽⁵⁾ (ou *backwardation*) des prix à terme, ont accentué le phénomène.

Deux facteurs militent pour que les marges de raffinage se maintiennent à court terme aux niveaux élevés qu'elles ont connu en 2000. Tout d'abord, la faiblesse « historique » des stocks de produits pétroliers de l'OCDE devrait persister durant au moins la première partie de l'année 2001, soutenant ainsi les marges. Par ailleurs, une détente des prix du pétrole brut entraînerait, mais avec retard, une baisse des prix des produits pétroliers, induisant donc mécaniquement, du fait du décalage temporel des deux mouvements, une appréciation des marges. Le phénomène inverse (effet d'hystérésis) s'était produit en 1999 et expliquait pour partie le « pincement » des marges.

Un niveau élevé des marges constitue une condition nécessaire pour inciter les raffineurs à accroître le niveau de leurs stocks de produits pétroliers. L'atténuation de la structure de déport des prix pétroliers est aussi nécessaire pour accélérer ce mouvement. Le maintien d'une structure en déport prononcé n'inciterait pas les opérateurs pétroliers à reconstituer leurs stocks, du fait notamment du fort risque de dévalorisation auquel ils sont alors exposés et qu'ils ne peuvent qu'imparfaitement couvrir. Cette structure en déport s'auto-entretient par ailleurs partiellement. La faiblesse des stocks alimente en effet la crainte d'une rupture physique, qui entretient un prix *spot* élevé, qui entretient le déport, qui entretient l'intérêt d'un fonctionnement en flux tendu.

Une détente des cours du pétrole brut contribuerait mécaniquement à réduire l'amplitude de la « *backwardation* » et à briser, en partie, ce cercle vicieux.

(5) Prix à terme inférieur au prix courant.

Complément D

Prospective énergétique mondiale à l'horizon 2020 : une présentation du *World Energy Outlook 2000*

Olivier Appert

Agence Internationale de l'Énergie

Introduction

Face aux défis du long terme que représente en particulier le changement climatique, les exercices de prospective énergétique semblent d'autant plus nécessaires. C'est d'ailleurs dans le contexte de la Conférence des parties qui s'est tenue en novembre dernier à La Haye, que l'Agence internationale de l'énergie a officiellement présenté l'édition 2000 du *World Energy Outlook* (WEO). Les résultats du WEO reposent sur l'utilisation du *World Energy Model*⁽¹⁾, modèle énergétique sectoriel représentant le monde en treize régions, simulant à la fois l'offre et la demande d'énergie. Ce modèle donne un cadre d'analyse assurant une vision cohérente par la prise en compte des contraintes et des interactions entre déterminants du monde énergétique. Il permet également la quantification des émissions de CO₂ associées à l'usage des énergies fossiles.

Le scénario de référence présenté ici prend en compte les politiques et mesures d'ores et déjà adoptées, à l'exclusion des mesures possibles ou même probables. Le WEO contient toutefois des scénarios alternatifs pour les pays de l'OCDE, qui quantifient les impacts, notamment au regard des objectifs de Kyoto, de mesures additionnelles dans les secteurs du transport et de la production d'électricité.

(1) Pour une description plus détaillée du modèle, voir appendice 2 du *World Energy Outlook 2000*.

Après avoir présenté les hypothèses utilisées dans le WEO, nous présenterons les grandes tendances d'évolution de la consommation d'énergies au niveau mondial, régional, par secteurs et par combustibles. Nous verrons les conséquences en termes d'émissions de CO₂.

Croissance économique et évolution démographique

La croissance économique reste le principal déterminant de la consommation d'énergie. Dans les trente dernières années, en dehors des variations climatiques, la demande mondiale ne s'est réellement dissociée de la croissance économique que lors des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Partant de ce constat, les hypothèses de croissance économique sont particulièrement importantes. Dans le WEO, les hypothèses de croissance sont établies à partir de projections de l'OCDE, complétées par des sources telles que la Banque mondiale ou le FMI. L'économie mondiale devrait croître de 3,1 % par an d'ici 2020⁽²⁾ (voir tableau 1). Ce taux agrégé masque en fait des disparités régionales. La plus forte croissance économique se produirait en Chine avec 5,2 %, suivie par l'Inde et les pays en développement d'Asie. La croissance en Amérique latine, pays en transition, Moyen-Orient et Afrique serait similaire à la moyenne mondiale. Enfin les pays de l'OCDE avoisineraient les 2 %. Ils constitueraient néanmoins la région la plus riche avec 42 % de la richesse mondiale en 2020.

1. Hypothèses de croissance économique : taux de croissance annuel moyen du PIB

	En % par an	
	1971-1997	1997-2020
OCDE	2,7	2
Économies en transition	- 5,3(*)	3,1
Chine	8,3	5,2
Inde	4,8	4,9
Pays en développement	5,3	4,3
Monde	3,4	3,1

Note : (*) 1992-1997.

Sources : OCDE, Banque mondiale et FMI.

Les hypothèses démographiques sont largement inspirées des Nations Unies (voir tableau 2). Avec un peu plus de 1 % de croissance par an, la population mondiale atteindrait 7,4 milliards d'individus en 2020. Malgré une croissance plus faible d'ici 2020 que par le passé, la population des pays en développement devrait s'accroître plus rapidement que celle de l'OCDE, ou celle des pays en transition, stable sur la période.

(2) En parité de pouvoir d'achat.

2. Hypothèses de croissance démographique : taux de croissance annuel moyen de la population

En % par an

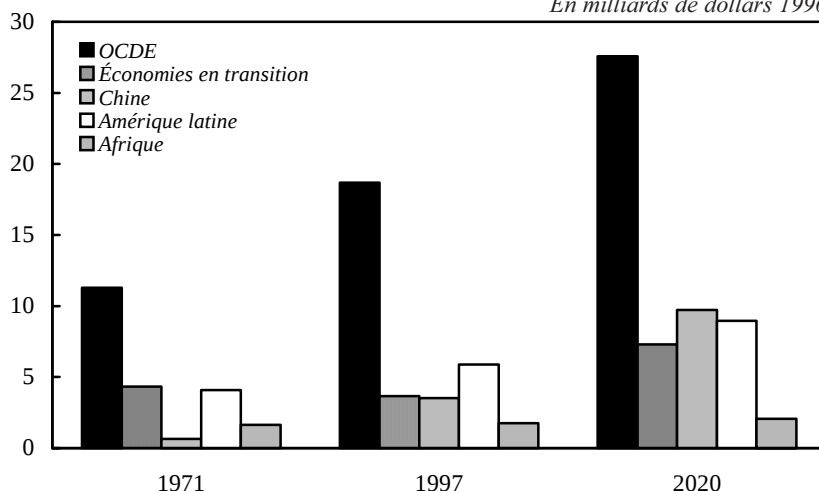
	1971-1997	1997-2020
OCDE	0,7	0,3
Économies en transition	0,6	0
Chine	1,5	0,7
Inde	2,1	1,2
Pays en développement	2	1,3
Monde	1,7	1,1

Sources : Nations Unies et OCDE.

Une personne sur quatre vit dans un pays de l'OCDE aujourd'hui, une sur cinq en 2020. Ces différences dans les taux de croissance des populations contrebalancent la croissance de leur économie. Ainsi, en termes de revenu par habitant, les écarts resteront forts, de l'ordre de un à dix, entre l'OCDE et l'Afrique en 2020⁽³⁾ (voir graphique 1).

1. Revenu par habitant

En milliards de dollars 1996



Sources : Nations Unies et OCDE.

Ces hypothèses macroéconomiques et en particulier le poids croissant des pays en développement se retrouvent dans les résultats en termes de consommation d'énergie comme nous allons le voir par la suite.

(3) En parité de pouvoir d'achat.

L'évolution des prix du pétrole et du gaz

Le prix international du pétrole est exogène dans le modèle. Les valeurs présentées ici n'ont donc pas valeur de prévision. Notre objectif dans le WEO est de décrire les évolutions à long terme du secteur énergétique. Il nous importe donc plus de donner la tendance globale de l'évolution du prix du pétrole que de vouloir décrire les fluctuations de court terme. Les deux dernières années écoulées, où le cours du pétrole a connu à la fois son plus bas et son plus haut niveau depuis dix ans, illustre la volatilité de ce prix sur de courtes périodes. Dans le WEO, il est davantage le reflet des conditions à long terme du marché pétrolier. Aucun problème de ressources n'étant envisagé à l'horizon 2020, le marché pourrait s'équilibrer à un prix stable, d'ici 2010, de 21 dollars par baril (\$/b)⁽⁴⁾ (dollars d'aujourd'hui), puis par la suite, pour refléter le recours à des ressources plus coûteuses, atteindre 28 \$/b (dollars d'aujourd'hui), en fin de période. Toutefois, cette évolution régulière du prix ne doit pas être interprétée comme la vision d'un marché sans fluctuations, mais plutôt comme l'absence de variations importantes et durables du prix. La concentration de l'essentiel de la production sur un nombre limité de pays pourrait même accentuer la volatilité du marché dans l'avenir.

Le prix du gaz naturel se caractérise par un aspect régional et une forte corrélation avec l'évolution du prix du pétrole. Dans les hypothèses retenues pour le WEO, ces deux aspects sont supposés perdurer, même s'ils sont atténués par :

- l'extension des marchés, qui devrait rendre les prix plus dépendants et conduire ainsi, si ce n'est à un prix de convergence, tout du moins à une réduction des écarts entre régions ;
- un découplage partiel par rapport au prix du pétrole. Ainsi, le prix du gaz devrait s'accroître plus rapidement, en particulier en Amérique du Nord, où le recours à des ressources non conventionnelles et au gaz naturel liquéfié devrait s'intensifier.

Le prix du charbon resterait constant sur la période de projection, en supposant une neutralisation des gains attendus de productivité, d'une part, et de l'accroissement des coûts (notamment de transport), d'autre part.

L'ensemble des hypothèses de prix est récapitulé dans le tableau 3.

(4) Correspond au prix moyen du pétrole sur la période 1987-1999.

3. Hypothèses de prix des combustibles fossiles

En dollars 1990

	1997	1998	1999	2010	2020
Pétrole (\$/baril)	16,0	10,5	13,9	16,5	22,5
Charbon (\$/tonne)	36,8	32,8	29,3	37,4	37,4
Gaz – Amérique du Nord (\$/millier de BTU(*))	1,9	1,6	1,7	2,5	3,5
Gaz – Europe (\$/tonne équivalent pétrole)	90,5	79,2	67,3	80,9	132,8
Gaz liquéfié – Pacifique (\$/tonne équivalent pétrole)	136,2	106,2	102,2	132	182,3

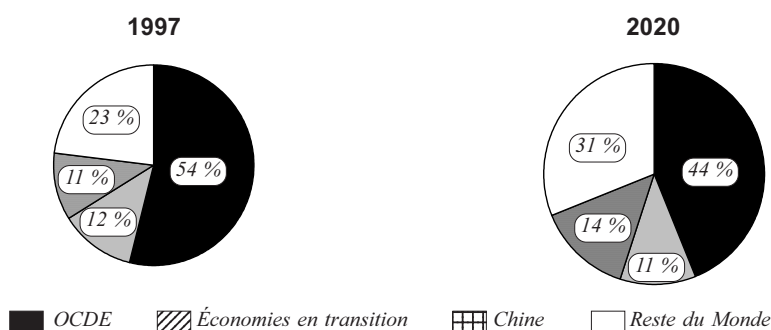
Note : (*) British Thermal Unit.

Source : WEO, 2000.

Évolution de la consommation mondiale : le poids grandissant des pays en développement

Les pays en développement contribueront à 68 % de la croissance de la demande (voir graphique 2). Leur consommation dépassera même celle des pays OCDE avant 2020.

2. Consommation mondiale d'énergie primaire



Source : WEO, 2000.

Parmi les facteurs expliquant la croissance des pays en développement, on retrouve bien entendu les fondamentaux macroéconomiques : forte croissance économique, entraînée souvent par un développement industriel soutenu, et croissance démographique, couplée à un plus large accès aux sources d'énergies. À cela s'ajoutent, dans nombre des pays en développement, une politique de bas prix de l'énergie et l'existence fréquente de subven-

tions⁽⁵⁾. Au sein des pays en développement, la demande d'énergie sera la plus forte pour les pays d'Asie, avec une croissance de 3,7 % par an sur la période de projection.

Les pays en transition verront quant à eux leur poids dans la demande mondiale diminuer. Malgré une dynamique économique retrouvée de l'ordre de 3 % par an d'ici 2020, la consommation d'énergie dans cette zone augmentera plus modérément (1,6 % par an). Les gains d'efficacité énergétique expliquent ce phénomène. La consommation d'énergie ne devrait cependant pas retrouver son niveau de 1990 avant 2020.

La consommation d'énergie devrait augmenter de 1 % par an dans la zone OCDE d'ici 2020. L'évolution est, en dépit des différences de croissance économique et démographique, semblable sur chacune des trois régions, Amérique du Nord, Europe et Pacifique. Il est à noter toutefois, dans ces trois régions et plus particulièrement en Europe, une croissance plus faible après 2010. L'apparition de phénomènes de saturation, dans le secteur des transports notamment, en est en partie la cause.

Les différences entre régions resteront cependant fortes. En 2020, l'Amérique du Nord, avec une population de 350 millions d'habitants, consommera toujours plus d'énergie que la Chine et l'Inde réunies, avec 2,7 milliards d'habitants.

L'évolution par secteur

La consommation finale devrait croître au même rythme que la consommation primaire, soit 2 % par an, entre 1997 et 2020 (voir tableau 4). Cette croissance sera plus forte dans le secteur des transports (2,4 %). La part des transports passerait ainsi de 28 % de la consommation finale mondiale en 1997 à 31 % en 2020. Ceci a pour conséquences une demande accrue de pétrole, qui reste le principal combustible utilisé dans les transports, une concentration de la demande sur les produits les plus légers (kérosène, essence et gazole) et, en corollaire, une spécialisation du pétrole dans les usages transports.

L'électricité connaîtrait la croissance la plus forte parmi les énergies finales. Cette croissance proviendrait de la substitution au charbon et aussi du pétrole. Elle serait également la conséquence du développement de technologies utilisant l'électricité dans l'industrie en général et d'un nombre croissant d'applications électriques dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

(5) Voir, International Energy Agency (1999) : *Looking at Energy Subsidies: Getting the Prices Right*, Paris.

4. Consommation finale mondiale par énergie et par secteur

En millions de tonnes équivalent pétrole

	1971	1997	2010	2020	1997-2020(*)
Consommation finale	3 627	5 808	7 525	9 117	2,0 %
• Charbon	620	635	693	757	0,8 %
• Pétrole	1 888	2 823	3 708	4 493	2,0 %
• Gaz	608	1 044	1 338	1 606	1,9 %
• Électricité	377	987	1 423	1 846	2,8 %
• Chaleur	68	232	244	273	0,7 %
• Renouvelables	66	87	118	142	2,2 %
Par secteur					
• Industrie	1 378	2 048	2 590	3 080	1,8 %
• Transport	846	1 646	2 291	2 870	2,4 %
• Autres	1 403	2 114	2 614	3 167	1,8 %

Note : (*) Taux de croissance annuel moyen.

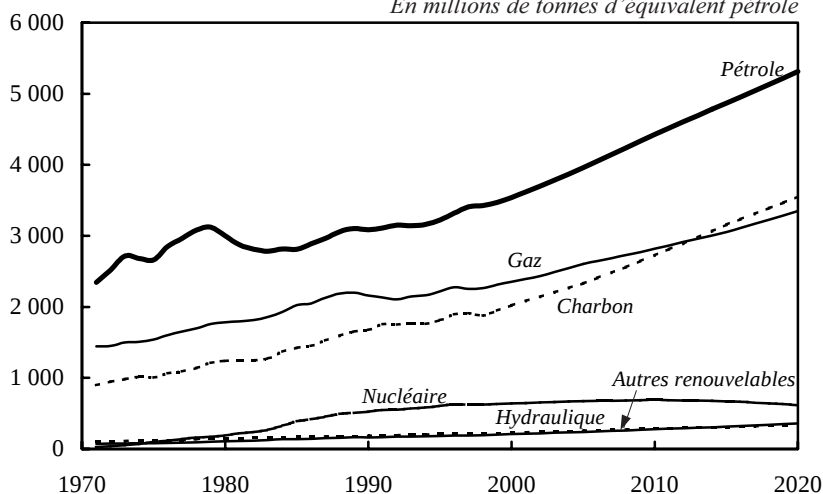
Source : WEO, 2000.

La prépondérance des énergies fossiles

La consommation primaire d'énergie devrait croître (voir graphique 3) de 2 % par an d'ici 2020 pour atteindre un peu plus de 13 700 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep).

3. Consommation primaire mondiale par énergie

En millions de tonnes d'équivalent pétrole



Source : WEO, 2000.

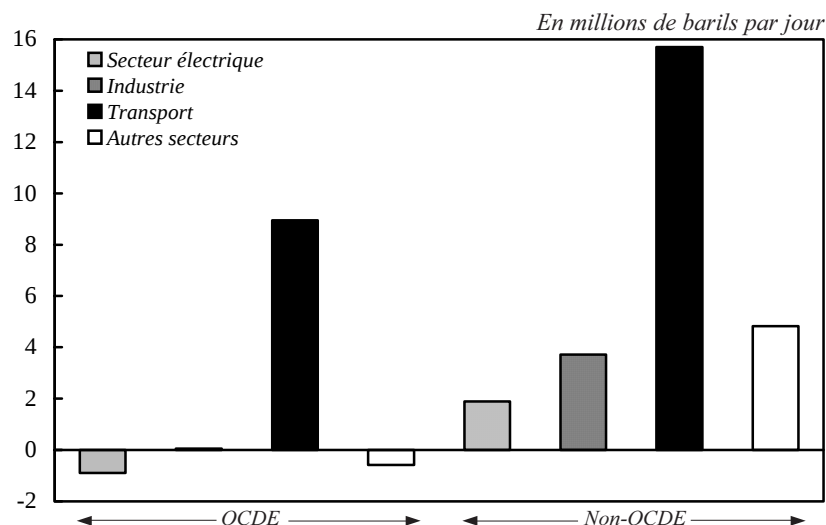
Cette croissance est légèrement inférieure aux 2,2 % observés entre 1971 et 1997. Mais compte tenu du différentiel de croissance économique entre ces deux périodes, l'intensité énergétique devrait s'améliorer au taux constant de 1,1 % par an.

Les énergies fossiles représenteront 90 % de la consommation d'énergie primaire en 2020. Dans ce scénario de référence, le pétrole reste l'énergie la plus utilisée. Il maintient sa part de marché actuelle de 40 %. Ce maintien du pétrole provient du secteur des transports dans les pays OCDE, auquel s'ajoute la consommation des autres secteurs dans les pays non-OCDE. Le gaz naturel devrait maintenir sa forte croissance et gagner une place encore plus importante dans la consommation primaire totale, passant de 22 % aujourd'hui à 26 % en 2020. L'essentiel de l'accroissement de la consommation de gaz viendra du secteur électrique, où les centrales à cycle combiné constitueront l'essentiel des nouvelles capacités installées. La consommation de gaz devrait même dépasser celle de charbon peu après 2010. Les contributions du nucléaire et de l'hydraulique au bilan énergétique mondial devraient baisser légèrement d'ici 2020. La production hydraulique n'augmentant que faiblement, celle du nucléaire baissant même légèrement en fin de période.

Le pétrole sera toujours la principale énergie utilisée

La consommation mondiale de pétrole devrait croître de l'ordre de 2 % par an entre 1997 et 2020. Cette croissance serait toutefois trois fois plus forte dans les pays non-OCDE que dans les pays OCDE (voir graphique 4).

4. Accroissement de la demande mondiale de pétrole, 1997-2020



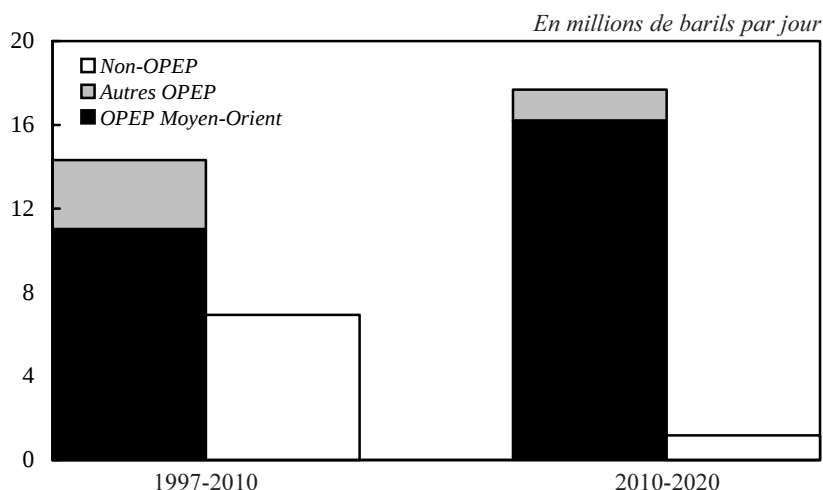
Source : WEO, 2000.

La demande mondiale atteindra 115 millions de barils par jour (Mb/j) en 2020 contre 75 Mb/j aujourd'hui. L'essentiel de l'accroissement de la demande de pétrole proviendra du secteur des transports. Dans les autres secteurs, la consommation de pétrole devrait se stabiliser, ou même baisser pour les pays de l'OCDE. Elle augmentera dans tous les secteurs pour les pays en développement mais plus modérément que dans les transports. La croissance du nombre de véhicules dans les pays tels que l'Inde ou la Chine explique en partie ce « boom » des transports. La Chine compte 3,2 véhicules pour 1 000 habitants actuellement, l'Inde 4,5, ce qui place ces pays loin des taux de possession des pays industrialisés (près de 500 véhicules pour 1 000 habitants, en Europe). Même si le modèle de développement de ces pays, en termes de transport et d'urbanisme, pourrait être sensiblement différent de celui des pays industrialisés, la croissance des parcs de véhicules devrait s'intensifier et contribuer ainsi à la croissance des consommations d'énergies.

Une dépendance accrue envers l'OPEP

Pour satisfaire la demande croissante de pétrole, la production des pays OPEP devra augmenter fortement d'ici 2020. En effet, compte tenu des ressources limitées des pays non-OPEP et malgré les ré-estimations à la hausse des ressources disponibles dans ces régions⁽⁶⁾, la demande de pétrole ne pourra être satisfaite sans un recours massif aux pays de l'OPEP et plus particulièrement à ceux du Golfe (voir graphique 5).

5. Accroissement de la production mondiale de pétrole



Source : WEO, 2000.

(6) Les données de ressources pétrolières et gazières utilisées dans le WEO sont basées sur les estimations 2000 de l'USGS (United States Geological Survey).

La production hors OPEP devrait passer de 42 Mb/j⁽⁷⁾ en 1997 à près de 47 Mb/j en 2010 et se stabiliserait ensuite. Le déclin de la production dans l'OCDE, et plus spécialement en Europe, sera compensé par l'émergence de nouveaux producteurs majeurs tels que le Brésil ou l'Angola, la reprise de la production dans les pays en transition comme la Russie, le Kazakhstan et l'Azerbaïdjan et par un recours croissant aux ressources non conventionnelles. La production de pétrole non conventionnel augmenterait de plus de 5 % par an d'ici 2020.

La part croissante des pays de l'OPEP se traduira par une augmentation du taux de dépendance, défini comme le rapport des importations nettes sur la consommation totale (voir tableau 5).

5. Taux de dépendance pétrolière

En %

	1997	2010	2020
Amérique du Nord	44,6	52,4	58,0
Europe	52,5	67,2	79,0
Pacifique	88,8	91,5	92,4
OCDE	54,3	63,3	70,0
Chine	22,3	61,0	76,9
Asie du Sud-Est	53,7	70,5	80,7
Inde	57,4	85,2	91,6
Asie du Sud	87,2	95,1	96,1

Source : WEO, 2000.

Ce taux passerait ainsi de 54 % aujourd'hui à 70 % en 2020 pour l'OCDE. L'Asie hors Chine, pour faire face à la croissance de la demande, verra sa dépendance pétrolière dépasser les 90 %. La Chine, exportateur net jusqu'en 1992, dépendra à 77 % des approvisionnements extérieurs en 2020.

La consommation de gaz progresse plus rapidement que les autres combustibles fossiles

La consommation mondiale de gaz naturel devrait augmenter de 2,7 % par an entre 1997 et 2020 (voir tableau 6). La demande sera plus forte dans les pays en développement avec un peu moins de 5 % de croissance annuelle, contre 1,9 % dans les pays OCDE. Cette croissance proviendra en particulier des pays d'Asie. La consommation de gaz en Chine devrait croître à plus de 7 % par an d'ici 2020. Dans les pays en transition, la part importante du gaz dans le bilan énergétique et, plus généralement, la faible croissance des besoins énergétiques conduisent à une expansion modérée

(7) Pétrole brut, gaz naturel liquéfié et pétrole non conventionnel.

de la consommation de gaz, de l'ordre de 1,7 % par an. Dans toutes les régions, l'augmentation de la consommation de gaz proviendrait en premier lieu du secteur électrique. Deux facteurs expliquent cette pénétration toujours plus forte du gaz : les hauts rendements énergétiques des cycles combinés, d'une part, et l'avantage incontestable du gaz naturel vis-à-vis des autres énergies fossiles d'un point de vue environnemental, d'autre part.

6. Consommation primaire de gaz dans le monde

En millions de tonnes équivalent pétrole

	1997	2010	2020	1997-2020(*)
OCDE	999	1 349	1 549	1,9 %
• Amérique du Nord	579	721	778	1,3 %
• Europe	344	522	650	2,8 %
• Pacifique	77	107	121	2,0 %
Non-OCDE	912	1 376	2 002	3,5 %
• Économies en transition	484	572	714	1,7 %
• Afrique	41	73	108	4,3 %
• Chine	21	56	111	7,5 %
• Asie de l'Est	88	176	286	5,2 %
• Asie du Sud	37	87	163	6,6 %
• Amérique latine	108	205	313	4,7 %
• Moyen-Orient	132	207	307	3,8 %
Monde	1 911,3	2 724,4	3 551,0	2,7 %

Note : ()* Taux de croissance annuel moyen.

Source : WEO, 2000.

Comme pour le pétrole, cette édition du WEO n'anticipe pas de contraintes majeures liées au niveau des ressources gazières d'ici 2020. Les réserves de gaz sont amplement suffisantes pour satisfaire une demande même fortement croissante. Le recours à des ressources de plus en plus éloignées, leur transport et les investissements qui en découlent constituent les principaux enjeux du marché gazier dans les prochaines années. La hausse du coût de mise à disposition des ressources pourra être en partie compensée par les avancées technologiques, en particulier dans le domaine du transport. Mais, compte tenu de la croissance de la demande et de la concurrence accrue qui en résulte entre régions importatrices, les hypothèses de prix retenues intègrent une augmentation progressive des prix, particulièrement après 2010. Les principales régions exportatrices de gaz en 2020 resteront les pays en transition, l'Afrique et le Moyen-Orient. Les autres régions, verront leur production augmenter, modérément pour l'Amérique du Nord et l'Europe, plus fortement en Asie, Amérique latine et OCDE Pacifique dont les parts dans le marché mondial augmenteront. Trois régions verront leur dépendance gazière augmenter : l'Europe, l'Asie et, dans une moindre mesure, l'Amérique du Nord (voir tableau 7).

7. Taux de dépendance gazière

En %

	1997	2020
OCDE	15	32
• Amérique du Nord	0	6
• Europe	31	62
• Pacifique	59	38
Non-OCDE	- 16	- 25
• Économies en transition	- 17	- 36
• Asie	- 18	10
• Amérique latine	6	4
• Afrique et Moyen-Orient	- 28	- 74

Note : Les valeurs négatives indiquent des exportations nettes.

Source : WEO, 2000.

Les émissions de CO₂ augmentent plus vite que la consommation d'énergie

Les projections de consommations présentées précédemment impliquent une augmentation de 2,1 % des émissions de CO₂ au niveau mondial entre 1997 et 2020. Ce taux est supérieur au taux de croissance de la consommation d'énergie (2 %) sur la même période. Il met en évidence une « re-carbonisation » de la consommation d'énergie et ce, contrairement à la tendance observée sur le passé. L'intensité en carbone (tonnes de carbone émises par tonne d'énergie consommée, exprimées en équivalent pétrole) qui était passée de 0,82 en 1971 à 0,73 en 1997, atteindra 0,74 en 2020. La contribution croissante du nucléaire avait permis cette réduction par le passé. Mais, comme nous l'avons vu, cette contribution devrait diminuer, à quoi s'ajoute la part plus faible de l'hydraulique. Il en résulte une part croissante des énergies fossiles et ce, malgré la progression des autres énergies renouvelables.

Les évolutions des émissions par secteurs reflètent l'évolution des consommations d'énergies. Ainsi, deux secteurs contribuent largement à l'accroissement des émissions, le transport et le secteur électrique. Dans les pays OCDE, 26 % de l'accroissement des émissions de CO₂ provient des transports et 48 % du secteur électrique. Les émissions du secteur électrique dans les pays en développement comptent pour un tiers des émissions totales.

Compte tenu de l'importance de ces deux secteurs, deux scénarios alternatifs ont été élaborés dans le cadre du WEO ; ils quantifient l'impact de politiques sectorielles additionnelles. Le scénario portant sur les transports prend en compte un effort accru d'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, des incitations à des changements de mode de transport et des politiques de taxation des combustibles. Les résultats de cette simulation font apparaître une stabilisation possible des émissions de CO₂ dans

les transports après 2010 pour les pays OCDE. Le scénario sur le secteur électrique, quant à lui, envisage quatre options :

- l'option « combustibles fossiles » qui favorise plus particulièrement le gaz naturel ;
- l'option « nucléaire » qui étend au maximum la durée de vie des centrales ;
- l'option « renouvelables », qui simule l'utilisation accrue de ces énergies ;
- l'option de production décentralisée considère l'utilisation renforcée de la co-génération.

Pour chacune de ces options et en dehors des implications environnementales, sociales ou économiques qui en résulteraient, la simulation de ce scénario permet de quantifier les réductions d'émissions de CO₂ qu'on peut en attendre.

La quantification des émissions de CO₂ est particulièrement intéressante dans le cadre des négociations sur le changement climatique. Il apparaît notamment que les engagements pris à Kyoto en termes d'émissions ne seraient pas respectés dans le scénario de référence (voir tableau 8). L'Amérique du Nord, l'OCDE-Pacifique et l'OCDE-Europe dépasseraient leur objectif d'émissions de 42, 29 et 18 % respectivement. Pour respecter ces engagements, le recours aux mécanismes de flexibilité prévus dans le protocole de Kyoto sera nécessaire. Parmi ceux-ci, l'établissement d'un marché de permis au sein des pays de l'annexe B⁽⁸⁾ fait l'objet d'un scénario particulier dans le WEO. Il ressort de cette simulation un prix d'équilibre pour ce marché qui s'établirait à 32 dollars par tonne de CO₂ (dollars d'aujourd'hui).

8. Émissions de CO₂ projetées, dans le protocole de Kyoto et le scénario de référence

En millions de tonnes de CO₂

	Objectif Kyoto 2010	Scénario de référence 2010	Écart (%)
Total	13 413	15 537	15,8
OCDE-Amérique du Nord	4 935	6 995	41,7
OCDE-Europe	3 664	4 323	18,0
OCDE-Pacifique	1 307	1 682	28,7
Russie	2 357	1 670	- 29,1
Ukraine et Europe de l'Est	1 150	867	- 24,6

Note : (*) Hors Turquie.

Source : WEO, 2000.

(8) Pays de l'Annexe B : Australie, Autriche, Belgique, Bulgarie, Canada, Croatie, République Tchèque, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Hongrie, Islande, Irlande, Italie, Japon, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Nouvelle-Zélande, Norvège, Pologne, Portugal, Roumanie, Russie, Slovaquie, Slovénie, Espagne, Suède, Suisse, Ukraine, Royaume-Uni, États-Unis.

Au-delà du protocole de Kyoto et des incertitudes qui pèsent toujours sur sa mise en œuvre, la croissance des consommations d'énergie, l'utilisation accrue des énergies fossiles et la croissance des émissions de carbone qui en résulte soulignent l'importance d'une réaction rapide, coordonnée et forte, si on veut lutter durablement contre le changement climatique.

Conclusion

Les projections présentées dans le WEO 2000 dressent un tableau du secteur énergétique pour les vingt prochaines années. Loin de vouloir prédire ou même prévoir quelle sera la situation énergétique mondiale, le WEO 2000 donne une image de cette situation et des incertitudes qui l'entourent. Parmi les questions les plus importantes soulevées par cette édition pour les vingt prochaines années, rappelons :

- la croissance régulière des consommations d'énergie et des émissions de carbone associées ;
- le rôle toujours prépondérant des énergies fossiles ;
- la part croissante des pays en développement dans le bilan mondial ;
- l'accroissement de la dépendance énergétique des pays OCDE et d'Asie plus particulièrement ;
- le rôle clé du secteur électrique et des transports ;
- la nécessité de la mise en œuvre de politiques et mesures additionnelles, si l'on veut atteindre les objectifs du protocole de Kyoto.

Complément E

Une exploration des stratégies de prix de l'OPEP à l'aide du modèle énergétique mondial POLES

Patrick Criqui

Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie

Pierre-Noël Giraud

CERNA^()*

Alors que l'OPEP était considérée comme moribonde dans les années quatre-vingt-dix, la remontée des prix en 1999 et 2000 a rappelé le poids de cet ensemble de pays – en particulier de ceux du Golfe arabo-persique – dans l'approvisionnement pétrolier mondial : l'OPEP représente aujourd'hui 30 millions de baril par jour (Mb/j) sur une production totale de 75 Mb/j et selon le *World Energy Outlook 2000* de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'*International Energy Outlook 2000* du Department of Energy (DOE, États-Unis), elle représenterait en 2020 de 55 à 60 Mb/j sur un total de 110 à 120 Mb/j.

On ne peut donc exclure un retour du pouvoir de marché de l'OPEP au cours des prochaines décennies, pouvoir de marché qui découlera d'ailleurs sans doute autant des politiques plus ou moins restrictives qui seront poursuivies en matière de développement des capacités de production que d'une action directe et à court terme sur les prix.

Il est alors utile d'explorer les stratégies de l'OPEP, en tenant compte de la sensibilité de la demande mondiale de pétrole et de l'offre non-OPEP aux trajectoires de prix.

C'est ce que propose cet exercice pour lequel il a été décidé de tester des hypothèses exogènes et contrastées de prix du pétrole, soit 15, 18, 24 et 32 dollars par baril (\$/b), à l'aide du modèle POLES, puis d'examiner leurs conséquences en termes de demande mondiale, d'offre non-OPEP et enfin d'exportations en volume et en valeur des pays de l'OPEP. Il est alors

(*) Aujourd'hui, le Centre d'Économie Industrielle.

possible d'identifier, en utilisant tout le contenu en information du modèle, des trajectoires de prix optimales – ou sans doute plutôt « satisfaisantes » – pour ces pays.

Le modèle énergétique mondial POLES

Le modèle POLES a été développé à l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE) dans les années quatre-vingt-dix pour la Direction générale recherche de l'Union européenne, en particulier afin d'analyser les politiques de lutte contre l'effet de serre. Mais il fournit aussi un cadre de cohérence pour d'autres exercices de prospective énergétique au plan mondial, puisqu'il simule l'ensemble du système énergétique à l'horizon 2030.

Les évolutions démographique et économique, pour chaque grand pays ou région du monde, constituent les principaux ensembles de variables exogènes ; en revanche, les évolutions de l'ensemble des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l'énergie sont endogènes au modèle.

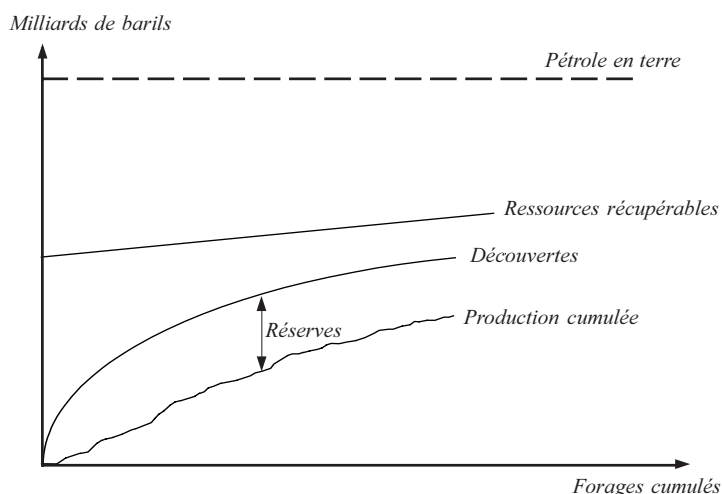
Le modèle procède par simulation récursive : la dynamique est donnée, à partir du point initial, puis d'année en année, par les ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part, de prix, d'autre part. L'horizon prospectif a été volontairement limité à une trentaine d'années, dans le souci de conserver dans le modèle des technologies « explicites » et non « génériques » : l'hypothèse est faite que les technologies qui pourront avoir un impact quantitatif significatif en 2030 doivent être au moins identifiées aujourd'hui.

Outre une modélisation complète de la demande d'énergie par secteur, du développement des technologies d'énergies nouvelles et renouvelables et du secteur de production d'électricité, le modèle offre une description détaillée du processus de découverte et de mise en production des énergies fossiles. Cette description tient compte des contraintes de ressource qui pèsent sur le développement à long terme du pétrole et du gaz, mais aussi de l'impact du progrès technique dans l'élargissement progressif de cette base de ressources (la dynamique de ces mécanismes est illustrée dans le graphique 1).

L'évolution des échanges résulte de la mise en rapport des consommations et de la production d'énergie primaire par pays ou région. Pour le pétrole, un seul marché mondial est considéré (concept du *one great pool*). À la demande de pétrole simulée est soustraite l'offre des pays non-OPEP, puis celle des pays OPEP hors Golfe. Enfin les pays du Golfe jouent dans le modèle le rôle de producteur d'appoint (*swing producer*), comme ils l'ont fait dans la réalité, de manière assez constante, au cours des trente dernières années.

Les variations du prix du pétrole dépendent alors d'une variable de long terme, correspondant à l'évolution du ratio réserves/production au plan mondial, et d'une variable de court terme, à savoir le taux d'utilisation des capacités de production des pays du Golfe.

1. La dynamique du développement pétrolier dans le modèle POLES



Source : Modèle POLES-IEPE.

L'ensemble du modèle permet ainsi de donner une image complète des systèmes énergétiques nationaux et internationaux, avec une description – sans doute non exhaustive, mais néanmoins détaillée – des technologies utilisées et la prise en compte des mécanismes fondamentaux des ajustements dynamiques de l'offre et de la demande d'énergie aux variations des prix.

Les résultats des simulations

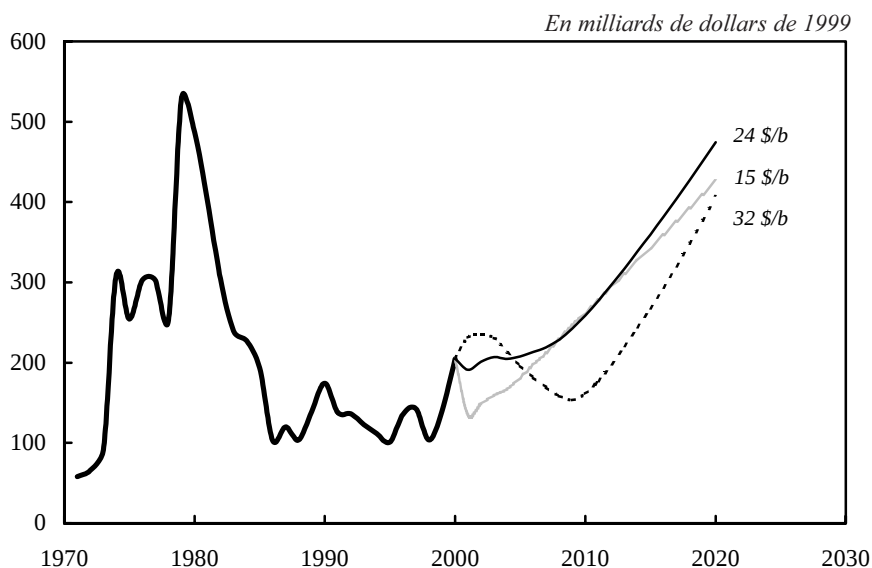
Le modèle est donc utilisé dans une démarche exploratoire et les prix, habituellement endogènes, sont ici fixés de manière exogène à un niveau constant. Les trajectoires obtenues pour les recettes d'exportation des pays du Golfe (quantités x prix, voir le graphique 2) se caractérisent tout d'abord par le fait qu'elles convergent sur le long terme, car les différences dans les niveaux de prix sont largement compensées par les effets de quantités : à un niveau de prix faible correspond une demande forte et une offre hors Golfe faible, donc des exportations importantes en volume, et inversement...

On constate cependant que les recettes d'exportation sont beaucoup plus différenciées à court-moyen terme :

- à la trajectoire 32 \$/b sont associées des recettes plus élevées à très court terme (cinq ans), mais qui diminuent rapidement à moyen terme (dix ans) du fait de la contraction de la demande et de l'essor de la production hors Golfe ; on a clairement à cet horizon les effets en retour du choc sur les prix, avant que les recettes n'augmentent à nouveau du fait d'un certain épuisement de l'offre hors Golfe ;

- pour la trajectoire 15 \$/b, les recettes à court terme sont faibles en raison du niveau de prix, mais elles augmentent à nouveau par la suite, du fait de la relance de la demande et du freinage de l'offre hors Golfe ;
- enfin, la trajectoire 24 \$/b est supérieure à toutes les autres à l'exception des cinq premières années de la trajectoire 32 \$/b ; ceci résulte d'une bonne combinaison du niveau de prix et d'effets quantitatifs modérés sur la demande totale et l'offre hors Golfe.

2. Recettes d'exportation du Golfe pour trois trajectoires de prix à 2020



Note : La trajectoire 18 \$/b n'est pas illustrée ici pour la clarté du graphique car elle se différencie peu de la trajectoire 15 \$/b.

Source : Modèle POLES-IEPE.

La stratégie optimale des producteurs du Golfe

Selon les résultats des simulations, les stratégies de prix à 15 et 18 \$/b sont donc surclassées en termes de revenus actualisés sur trente ans (2000-2030) par la stratégie à 24 \$/b et ce, quel que soit le niveau du taux d'actualisation.

La stratégie 32 \$/b ne l'emporte sur celle à 24 \$/b que pour des taux d'actualisation supérieurs à 30 %. Rappelons qu'avec un tel taux, la valeur actuelle du dollar reçu dans cinq ans n'est que de 27 cents et celle du dollar reçu dans dix ans, de 7 cents. Cette forte préférence pour le présent pourrait

cependant être, au moins temporairement, celle de gouvernements fragilisés par des menaces internes ou externes et donc soucieux de se renforcer par une forte augmentation des dépenses publiques.

Le modèle confirme ainsi que le prix d'équilibre de long terme du marché pétrolier, dont la structure est un oligopole avec frange compétitive, est autour de 24 \$/b (dollars d'aujourd'hui), prix qui maximise les recettes actualisées du cœur de l'oligopole.

C'est le chiffre qui est aujourd'hui largement admis, tant par l'OPEP que par les compagnies pétrolières occidentales (Shell a une évaluation un peu plus basse à 20 \$/b). On peut donc penser que les producteurs du Golfe, cœur de l'oligopole et au centre duquel figure l'Arabie saoudite, chercheront à éviter que le prix de marché ne s'installe durablement à des niveaux inférieurs ou supérieurs.

Mais on peut également soutenir que, même s'ils en avaient les moyens grâce à l'utilisation rapide et très flexible de « capacités poumons », les producteurs du Golfe n'ont par nécessairement intérêt à « verrouiller » le prix de marché dans une fourchette étroite autour de 24 \$/b. En effet, en cas de tension, laisser le prix partir pendant quelques mois au-dessus de 30 \$/b satisfait les producteurs à plus forte préférence pour le présent, sans pour autant enclencher une baisse significative de la demande mondiale et une forte augmentation des investissements de production hors du Golfe, tant que les autres producteurs restent convaincus que la hausse ne va pas durer. Réciproquement, laisser le prix plonger en dessous de 20 \$/b s'est avéré parfois nécessaire dans le passé pour discipliner les producteurs du cœur et ceux qui accompagnent leur stratégie (le reste de l'OPEP et de ses alliés).

En conséquence une stratégie optimale, ou du moins satisfaisante, pour l'OPEP serait :

- d'afficher un objectif de 24 \$/b ;
- d'être crédible dans la poursuite de cet objectif, en corrigeant des écarts durables (plus de douze mois) par rapport à ce prix ;
- mais d'accepter (en cas de hausse), ou de provoquer (en cas de « baisse disciplinaire ») des fluctuations qui peuvent être amples autour de ce prix objectif.

Complément F

Le rôle de l'État dans la gestion du risque de prix du pétrole

Frédéric Lasserre

Société Générale, Recherche Matières Premières

Parmi les nombreuses conséquences dommageables pour les pays consommateurs de la dernière flambée des cours du pétrole, l'exposition de certaines professions (transporteurs routiers, chauffeurs de taxis, patrons-pêcheurs, agriculteurs...) a sans aucun doute été la plus visible. En France, l'accroissement des coûts d'approvisionnement en produits pétroliers à des niveaux difficilement supportables a contraint l'État à imaginer dans l'urgence des réponses pour atténuer l'impact de la hausse des cours. La première réponse de l'État, parce que la plus évidente, a été de proposer un mécanisme de modulation de la fiscalité pour contrebalancer les variations de prix. Cette réponse était d'autant plus légitime que, d'une part, la TVA joue un rôle amplificateur sur les hausses en tant que taxe proportionnelle au prix et, d'autre part, qu'il pouvait apparaître choquant à plusieurs égards que l'État « tire profit » de la hausse à travers des rentrées fiscales en augmentation au détriment des consommateurs finals.

Pourtant, une autre voie qui n'a pas été explorée jusqu'à présent reste envisageable, à travers le recours aux nombreux instruments financiers (contrats à terme, swaps, options) permettant de fournir des garanties de prix d'achat fixe aux consommateurs. En effet, les interventions sur les marchés à terme pétroliers permettent de limiter l'impact négatif de la volatilité des cours du brut et des produits raffinés (essence, diesel, fioul domestique, jet-kérosène, fioul lourd). De fait, de nombreuses entreprises (entreprises industrielles, compagnies aériennes, compagnies de transport maritime, etc.) ont développé depuis longtemps des politiques de couverture et

de gestion du risque de prix sur leurs approvisionnements. Pour celles-là, la hausse des prix des produits pétroliers n'a eu qu'un faible impact sur leurs coûts d'approvisionnement, ce qui leur a évité d'avoir à répercuter sur leurs tarifs la hausse de la composante prix de l'énergie. Ce développement important des couvertures explique, en partie, que l'impact de la hausse du pétrole sur les indicateurs d'inflation soit resté beaucoup plus faible que lors des précédents « chocs pétroliers ».

Dans les conditions actuelles d'organisation des marchés à terme, tant pour les particuliers que pour les PME, ce recours aux instruments financiers pour se garantir un prix d'achat stable apparaît difficile pour au moins deux raisons évidentes. D'une part, leurs volumes de consommation individuelle sont trop faibles au regard du minimum unitaire requis pour intervenir sur ce type de marché. D'autre part, ces PME présentent pour les contreparties naturelles de marchés (essentiellement les banques) des risques de contrepartie inacceptables au regard des critères exigés. Face à cette double difficulté, l'État peut jouer un rôle important pour favoriser l'accès indirect de ces PME à ce type d'instruments (première partie). Mais le meilleur moyen pour l'État de sensibiliser ces PME à une gestion active de leur risque de prix est sans aucun doute de donner l'exemple. Sa propre consommation de produits pétroliers devrait d'autant plus faire l'objet de couvertures que son financement s'inscrit dans le cadre de budgets prévisionnels. Par principe, ces budgets seraient d'autant plus faciles à respecter que les coûts d'approvisionnement peuvent être figés par anticipation (seconde partie).

Favoriser une gestion active du risque de prix chez les PME les plus exposées

Globaliser les risques de prix

Pour remédier au problème de volumes de consommation unitaires incompatibles avec les minima requis pour intervenir sur les marchés organisés (à titre d'exemple, le minimum négociable par une contrepartie bancaire représente une consommation mensuelle de 120 000 litres de gazole), il faut naturellement agréger les consommations individuelles. Dans cette optique, l'État peut structurer une approche sectorielle en incitant les secteurs les plus sensibles à globaliser leurs risques à travers un organisme fédérateur (une émanation des interprofessions, une centrale d'achats, etc.). À charge pour ces organismes fédérateurs d'évaluer les besoins du secteur en termes de nombre d'entreprises concernées, volumes globaux à couvrir, niveaux de prix garanti souhaité, type d'indexations choisies, etc.

L'État pourrait responsabiliser les secteurs les plus exposés en les sensibilisant à la gestion du risque, favorisant le principe de l'assurance *a priori* plutôt que celui de la revendication *a posteriori*. La meilleure façon de motiver une démarche active de ces secteurs reste évidemment de proposer une incitation fiscale voire une subvention directe. Dans les deux cas, cette

approche serait une alternative moins coûteuse pour l'État qu'une réduction uniforme de la fiscalité sur les produits pétroliers (TIPP) en cas de hausse de plus de 10 % des cours du pétrole.

Éliminer les risques de contrepartie

Le second rôle déterminant de l'État devrait être d'éliminer le risque de contrepartie inhérent à ces secteurs. Il ne s'agit pas d'apporter sa caution, mais plutôt de s'interposer entre les organismes fédérateurs et les contreparties bancaires pour faire pleinement valoir la qualité de sa signature. Par ce biais, il conserverait l'initiative de cette gestion collective du risque, ce qui serait essentiel pour proposer une substitution entre le mécanisme de modulation fiscale et l'approche en termes de couverture du risque de prix.

La notion de risque de contrepartie dans les transactions de cette nature est directement liée aux instruments de couverture retenus. Dans le cas de l'achat d'une option d'achat, le risque est très faible puisque, une fois le versement de la prime effectué, plus aucun versement financier ne peut être demandé à l'acquéreur, quelle que soit l'évolution des cours dans le futur. La perte potentielle est donc limitée exclusivement à la prime versée si les cours venaient finalement à baisser.

En revanche, dans le cas d'un swap, c'est-à-dire la fixation d'un prix moyen garanti sans versement de prime, si le résultat net de l'opération globale (achat physique et transaction à terme) est par construction nul, la perte potentielle sur la transaction financière est conditionnée par l'amplitude d'une éventuelle baisse des cours. Dans ce cas, la contrepartie doit verser au vendeur la différence entre le prix fixé et le prix constaté sur le marché. En d'autres termes, elle doit rétrocéder le gain d'opportunité qu'elle réalise sur ses coûts d'approvisionnement plus faibles. Ce versement peut représenter des montants importants et partant, les swaps présentent un risque financier réel pour les contractants.

En première approche, dans l'optique retenue ici, les options d'achat représentent l'outil le mieux adapté, tant pour l'État que pour les utilisateurs finals. Mais d'autres types d'outils mériteraient d'être examinés en fonction des montants de prime acceptables, des degrés de protection souhaités, des anticipations de prix, etc., tels que les options sur options ou les options avec barrières désactivantes.

Favoriser une gestion active du risque de prix chez les administrations

L'exemple des grandes entreprises nationales

L'État pourrait d'autant plus facilement initier une politique de gestion du risque de prix des produits pétroliers pour ses administrations que la plupart des grandes entreprises nationales procèdent déjà à ce type de couvertures sur une base individuelle. Qu'elles appartiennent à la sphère

protégée des services publics (transport ferroviaire, transport urbain) ou qu'elles appartiennent à la sphère concurrentielle (transport aérien, transport de colis), ces entreprises ont compris depuis longtemps les bénéfices d'une politique de protection contre les fluctuations des coûts des approvisionnements.

Dans le cadre des services publics, de telles politiques autorisent notamment une maîtrise des dépenses et partant, un respect des budgets alloués en éliminant l'incertitude sur les coûts futurs d'approvisionnement. Pour celles qui opèrent en concurrence directe avec des acteurs privés, une telle politique revêt un caractère stratégique, puisqu'elle est une condition nécessaire, mais pas suffisante, de la compétitivité de l'entreprise.

La seule différence entre les deux catégories d'entreprises a trait au type d'instruments retenus. Dans le premier cas, l'objectif étant la maîtrise d'un poste de dépenses en vue du respect d'un budget, il s'agit de figer le prix d'achat une fois pour toutes. Ces entreprises se tournent logiquement vers des swaps. Ce type d'instruments a l'avantage de n'exiger aucun investissement au moment de la mise en place. En cas d'évolution défavorable des cours (une baisse des prix), les versements financiers ne font que compenser les économies réalisées sur le coût réel d'approvisionnement. En d'autres termes, au pire, l'entreprise ne subit qu'un coût d'opportunité, c'est-à-dire celui de ne plus pouvoir bénéficier de cette baisse des prix. Dans un environnement non concurrentiel, cela ne pose pas de problème.

En revanche, pour les entreprises dont la tarification doit tenir compte des stratégies des concurrents, les swaps présentent le danger de voir un concurrent qui n'avait pas figé ses coûts d'approvisionnement bénéficier à plein de la baisse des prix et ajuster ses tarifs en fonction. C'est pourquoi ces entreprises ont plutôt recours aux options qui permettent de bénéficier d'une évolution favorable des cours tout en étant protégées contre une évolution défavorable. Le seul inconvénient réside dans l'investissement nécessaire lors de la mise en place de la couverture.

Respect des budgets et coûts d'approvisionnement

L'expérience réussie de certaines grandes entreprises nationales en matière de protection contre les fluctuations des prix pétroliers pourrait profiter pleinement aux administrations. D'autant que cet exemple peut être complété par celui de plusieurs collectivités locales qui ont, elles aussi, engagé des politiques de maîtrise des coûts d'approvisionnement en produits pétroliers. Plusieurs municipalités et conseils généraux ont notamment couvert les achats en carburant des services de transports urbains ou départementaux. Il apparaît finalement qu'au sein de la sphère publique, les administrations sont aujourd'hui pratiquement les dernières à ne pas avoir engagé de politiques de maîtrise des coûts d'approvisionnement.

Or, d'évidence, certaines d'entre elles sont grandes consommatrices de produits pétroliers (armée, police, équipement, etc.), dont le coût s'inscrit

dans le cadre de budgets prévisionnels. Elles ont donc le profil idéal pour procéder à des couvertures de leurs risques, en particulier à travers la mise en place de swaps. Pour une administration, le mécanisme des swaps présente deux avantages essentiels. Le premier est la gratuité de sa mise en place puisqu'il ne s'agit que d'un accord de versements réciproques entre les contractants autour d'un prix fixe déterminé. Le second est la facilité de suivi et de valorisation de la position. Le suivi se fait par simple constat de la différence entre le niveau du swap (prix fixé) et le prix équivalent en maturité traité sur le marché de référence. La valorisation de la position à un moment donné n'est que la valeur actuelle nette de cet écart.

Conclusions

Il a souvent été dit qu'en matière de risque de prix sur le pétrole, l'État était son propre assureur. Cette assertion repose sur l'idée que les coûts supplémentaires (sur les consommations des administrations) sont compensés par des recettes supplémentaires (sur la fiscalité des produits pétroliers). Cette assertion est discutable pour au moins deux raisons qui sont liées sans être confondues.

La première est que le dernier « choc pétrolier » montre, qu'au-delà d'un certain niveau de prix, cette compensation naturelle ne fonctionne plus. Les consommateurs finals ayant atteint un seuil de coûts insupportable, l'État a dû consentir dans l'urgence une réduction uniforme de la fiscalité au moment où les coûts d'approvisionnement de ses administrations progressaient également. L'État ne bénéficie donc d'une couverture naturelle que lorsque les variations de prix restent modérées, c'est-à-dire finalement dans les cas où l'impact est le plus faible, soit l'inverse du principe même de l'assurance.

La seconde est que cette assertion ne repose que sur un argument purement financier qui néglige sa responsabilité vis-à-vis du reste de l'économie. Dans les situations de flambée des cours, le principal problème auquel l'État doit faire face n'est pas celui de l'augmentation du coût de ses approvisionnements, mais bien celui du mécontentement de certains secteurs très exposés. La mesure fiscale proposée par l'État n'était qu'une réponse aux difficultés de ces secteurs et non une mesure préventive, soit là encore, l'inverse du principe de l'assurance.

Évidemment, la récente chute des cours donne aujourd'hui le sentiment que le pic de la hausse est derrière nous et que les cours vont rapidement revenir dans une bande de fluctuations plus supportable pour l'ensemble des acteurs économiques. Loin de relativiser la pertinence d'une approche en termes de gestion du risque de prix, cette baisse offre au contraire une opportunité pour fixer des niveaux de prix plus attractifs. D'autant que, compte tenu de la structure à terme des prix en déport (structure en « *backwardation* », i.e. les cours pour les échéances éloignées sont

inférieurs aux cours des échéances rapprochées), il est possible aujourd'hui de fixer des niveaux d'achat pour l'année 2001 inférieurs de 25 à 30 % aux prix comptants qui prévalaient à la fin du mois de novembre.

Enfin, la baisse récente des cours doit surtout rappeler que la première caractéristique du marché du pétrole est sa volatilité et que la seconde est la très grande difficulté à anticiper l'évolution des cours à court et à moyen termes. Ces deux caractéristiques sont liées à la nature et la diversité des facteurs (économiques, climatiques, géopolitiques, environnementaux...) susceptibles d'influencer le prix du pétrole. Le développement impressionnant des volumes traités sur les marchés à terme de produits pétroliers n'est que la traduction de la prise de conscience d'un nombre grandissant d'entre-prises (et d'États) de la nécessité de gérer leur exposition au risque de fluctuations des prix.

En favorisant l'accès des PME des secteurs les plus exposés à ces techniques de couverture, l'État ne ferait que promouvoir une gestion responsable et active des risques par ces entreprises au niveau de chaque secteur. En favorisant une politique de couverture de ses propres risques, l'État ne ferait que renforcer sa maîtrise des dépenses en élargissant une approche dynamique de gestion qu'il a déjà décidée de développer pour d'autres composantes de son budget, sa dette par exemple.

Complément G

Détermination du prix du gaz naturel

Jean-Marie Chevalier

Université Paris-Dauphine et Cambridge Energy Research Associates

Les conditions d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel sont aujourd'hui soumises à de profondes transformations du fait de la libéralisation des marchés. La directive sur le gaz naturel – dans le même esprit que la directive sur l'électricité – impose aux pays de l'Union l'ouverture des réseaux de transport aux tiers éligibles, la dissociation comptable des activités de transport, de stockage et de distribution et la mise en place d'une autorité de régulation indépendante. La France est l'un des pays les plus en retard dans la transposition.

Avec l'ouverture des marchés, les mécanismes de détermination du prix du gaz naturel vont probablement changer. Jusqu'à présent le prix du gaz en Europe continentale suivait, avec quelques mois de retard, le prix du pétrole exprimé en dollars, cette évolution reflétant les formules d'indexation des prix contenues dans les grands contrats d'importation avec nos trois principaux fournisseurs extérieurs : la Russie, l'Algérie et la Norvège.

La libéralisation des marchés va introduire de nouvelles formes de marchés (marchés *spot*, développement de *hubs*) et de nouvelles formes de détermination des prix. D'un côté, on peut penser que des forces de résistance à la libéralisation peuvent entretenir durablement des prix élevés : trois dollars par million de *British Thermal Unit* (\$/MBTU), voire plus. D'un autre côté, on peut anticiper un renforcement de la concurrence qui pourrait contribuer à maintenir un prix concurrentiel bas (au-dessous de 2 \$/MBTU) pendant plusieurs années avant que le recours à des sources plus éloignées ne fasse remonter les prix.

Résistance à la libéralisation : prix au-dessus de 3 \$/MBTU

Plusieurs éléments de résistance peuvent se conjuguer pour que les prix restent durablement élevés :

- la production européenne de gaz naturel (Europe OCDE, y compris la Norvège) est très concentrée : cinq compagnies (Exxon-Mobil, Shell, Total-Fina-Elf, BP et l'ENI) comptent pour environ 55 % de la production de gaz naturel. Les tentations de collusion sur un marché de petit nombre sont assez fortes et difficilement contrôlables ;

- plus de 90 % des importations européennes (OCDE) de gaz naturel viennent de trois pays : la Russie (45 %), la Norvège (27 %) et l'Algérie (23 %) et de trois entités : Gazprom, le GFU norvégien (sorte de cartel d'exportation contrôlé par le gouvernement) et Sonatrach. Les autorités russes ont fait état récemment à Paris de la possibilité de créer une OPEG du gaz (OPEG) ;

- ces importations s'effectuent selon des contrats de long terme (dits contrats de *Take or Pay*), signés entre les exportateurs et un petit nombre de grandes sociétés gazières européennes, habituées à travailler entre elles depuis longtemps sans se faire concurrence : Ruhrgaz, Gaz de France, SNAM, Distrigaz, Enagas. Le « club » des grands gaziers a réussi à faire traîner en longueur la discussion de la directive gaz, qui reste très minimaliste. La directive précise que l'accès au réseau peut être refusé au cas où cet accès risquerait de bouleverser la structure d'approvisionnement à long terme et la sécurité de celle-ci. L'argument de la sécurité d'approvisionnement est fréquemment brandi par les compagnies gazières et leurs gouvernements.

Ces arguments tendent à montrer que la libéralisation des marchés gaziers se heurte à de fortes résistances qui pourraient avoir pour effet de ralentir l'ouverture, la concurrence et la baisse des prix. Pour l'électricité, le mouvement d'ouverture est plus rapide qu'on ne le pensait au départ ; pour le gaz, le mouvement pourrait être plus long. Les gaziers disposent d'armes de résistance (les contrats à long terme) que n'ont pas les électriciens.

Concurrence accentuée : prix inférieurs à 2 \$/MBTU

De nombreux arguments peuvent être avancés pour dire que, à l'encontre des arguments précédents, les pressions concurrentielles vont s'accroître, amenant un mouvement durable et significatif de baisse des prix.

Un premier marché spot pour le gaz naturel apparaît à Zeebrugge. Des quantités, encore faibles, sont échangées, mais elles constituent un premier signal de prix. Le marché va se développer et d'autres *hubs* gaziers vont apparaître, introduisant une concurrence potentielle pour des approvisionnements marginaux. C'est toujours à la marge que la concurrence démarre. La nouvelle économie et le développement de places de marché électronique pour le gaz naturel, l'électricité et les produits pétroliers devraient accélérer et approfondir le phénomène.

Des acteurs de plus en plus nombreux veulent intervenir sur le marché européen du gaz naturel : de nouveaux pays (Libye, Nigeria, États du Moyen-Orient), des compagnies privées, nouvelles venues dans des États où l'industrie était nationalisée (BP en Algérie, peut être bientôt la Russie). Tous souhaitent valoriser leurs ressources gazières (« monétiser leur gaz » i.e. transformer leur gaz en dollars) et prendre des parts de marché.

Dans une même optique, on peut penser que le GFU norvégien sera supprimé, du fait de la pression croissante de la Commission sur ce cartel. Chaque producteur, en zone norvégienne, sera tenté d'accroître ses exportations.

Les autorités de la Commission (la Direction générale transports et énergie et la Direction générale de la concurrence, en étroite coopération) souhaitent le renforcement de la concurrence et surveillent de près les possibles abus de position dominante. Elles cherchent à accélérer le processus de libéralisation (cf. le projet de nouvelle directive qui devait être présenté sous présidence française mais le sera en 2001) et trouvent des relais auprès des régulateurs nationaux.

La mise en place d'autorités nationales de régulation tend à accélérer le processus de libéralisation (cas de l'Italie, de l'Espagne, et même de la France pour l'électricité). Une dynamique des régulateurs européens a été introduite par les réunions de Madrid (comme les réunions de Florence pour l'électricité). C'est ainsi que le régulateur italien demande l'abrogation des lettres d'engagement de non-revente (*side letters*) qui accompagnent généralement les contrats à long terme et, d'autre part, oblige la SNAM (opérateur gazier italien) à remettre sur le marché une partie de ses contrats de long terme. Cette dernière mesure (*gas release*), envisagée par d'autres régulateurs, est évidemment un élément important pour accroître la liquidité du marché et pour rendre plus facile l'accès des tiers aux réseaux et plus difficile le refus :

- les consommateurs éligibles, de plus en plus nombreux, exercent une pression croissante pour que les marchés se libéralisent et s'ouvrent à la concurrence ;
- le gaz naturel liquéfié (GNL), sur des quantités *spot*, devient progressivement un concurrent nouveau pour l'alimentation du marché européen.

Volatilité, décrochage du pétrole et du dollar

Pour l'instant, le prix du gaz naturel est, pour la plus grande part des volumes concernés, un prix de contrat, mécaniquement lié au pétrole et au dollar.

Cette situation peut être modifiée, en partie, au cours de l'année 2001. En effet, une grande partie de la croissance de la demande européenne de gaz naturel est fondée sur la construction de nouvelles capacités de production d'électricité. Les contrats d'approvisionnement en gaz naturel de ces

unités ne peuvent se négocier que par rapport à un marché de l'électricité exprimé en euros et indépendant (ou partiellement indépendant) du prix du pétrole. À la marge, une partie des transactions gazières devrait ainsi échapper à la double liaison pétrole-dollars. Par ailleurs, sur le marché de la production électrique, le gaz se trouve en concurrence avec le charbon, *input* dont le prix est plus stable et plus concurrentiel.

En conclusion, on peut s'attendre à ce que le prix du gaz naturel décroche, pour une partie au moins des quantités livrées, du pétrole et du dollar. Les pressions concurrentielles et l'ouverture des marchés devraient plutôt aller dans le sens d'une baisse des prix. Seule ombre au tableau aujourd'hui : les prix très élevés du gaz sur le marché américain qui peuvent encourager des détournements (quelles quantités ? pour combien de temps ?). À plus long terme, vers la fin de la décennie, le prix du gaz pourrait remonter, cette hausse étant imputable aux coûts de transport s'il faut aller chercher plus loin les quantités dont l'Europe a besoin.

Complément H

Les perspectives du marché du gaz en Europe

Stéphane Gallon

Direction de la Prévision

Un marché apparemment prometteur

Pour les vingt prochaines années, le gaz semble doté d'un avenir brillant sur le marché énergétique européen, avec des consommations en forte croissance (tirées par la production d'électricité) et des réserves abondantes et accessibles. Mais la ruée vers le gaz⁽¹⁾ pourrait souffrir à terme d'une augmentation des prix : le gaz est en effet une ressource épuisable, dont la production est majoritairement aux mains de quelques pays et dont la consommation favorise l'effet de serre.

Une demande en forte croissance

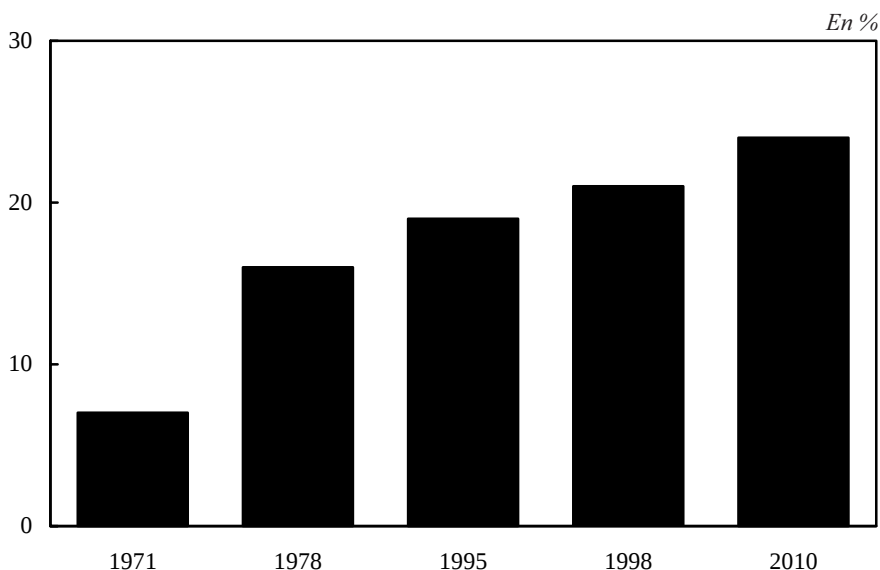
La consommation de gaz en Europe devrait croître annuellement d'environ 3,5 % d'ici 2020⁽²⁾. La moitié de cette croissance devrait provenir de l'usage de plus en plus important des centrales à gaz pour la production d'électricité. Ces dernières se substitueront à court terme aux centrales existantes à charbon ou au fioul (plus coûteuses et plus polluantes), puis assureront à moyen terme les besoins nouveaux en moyens de production d'électricité (le parc nucléaire et hydraulique devant quant à lui rester stable).

(1) Généralement désignée sous l'appellation anglaise de « *dash for gas* ».

(2) Prévisions concordantes de la Commission européenne et de l'Agence internationale de l'énergie.

L'essor très important du gaz sur le marché énergétique ne se limiterait pas à l'Europe. Les taux de croissance annuels prévus pour la consommation de gaz dans les autres régions du monde se montent par exemple à 8 % en Amérique centrale et du sud, 6 % dans la zone Asie-Pacifique et 2 % dans les pays de l'ex-Union soviétique. Bien que ce dernier taux de croissance puisse apparaître faible, il dénote un renversement de tendance (la consommation de gaz en ex-Union soviétique a baissé de 50 % entre 1990 et 2000) dont les conséquences peuvent être très importantes pour l'offre de gaz en Europe.

1. Part du gaz naturel dans la consommation énergétique européenne



Note : Prévisions pour 2010 et 2020.

Source : Commission européenne.

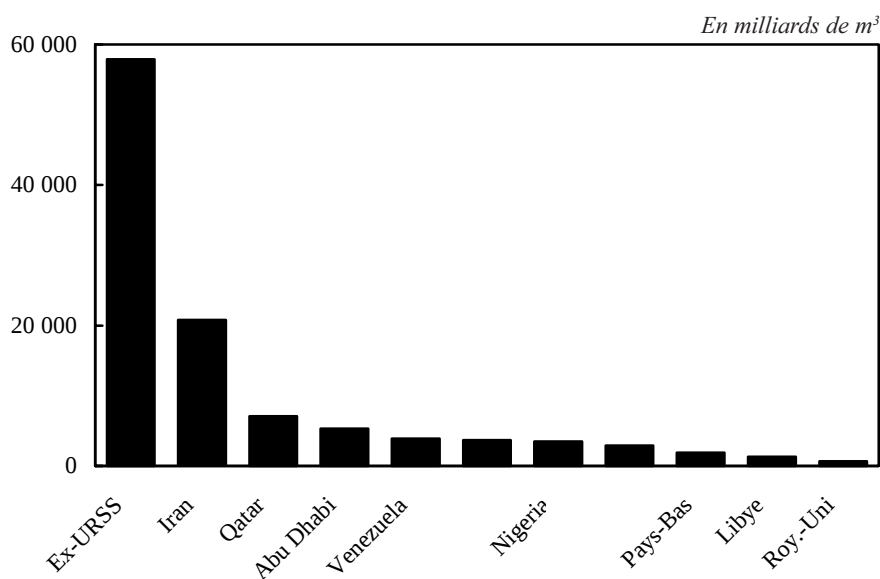
Des ressources physiquement abondantes

Les réserves mondiales actuellement prouvées se montent à environ à 145 000 milliards de mètres cubes. Ces réserves permettent d'assurer soixante années de consommation au niveau actuel. Mais l'expérience acquise dans le secteur pétrolier permet de supposer que les réserves seront régulièrement réestimées à la hausse et que l'épuisement physique des ressources est encore très éloigné.

Si les gisements de gaz sont globalement abondants, l'Europe ne dispose que de 5 % environ des réserves mondiales (Norvège, Pays Bas et Royaume-Uni).

De plus, l'exploitation des gisements est marquée par des rendements croissants, ce qui favorise l'utilisation en priorité des réserves dont la taille est la plus importante. Ce sont donc les pays de l'ex-URSS, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord qui seront appelés à jouer un rôle fondamental dans la fourniture de l'Europe en gaz. Le rôle primordial de la Russie dans ces approvisionnements pourrait être affecté par le redémarrage de l'économie russe. La réorientation vers la consommation intérieure de sa production pourrait limiter ses capacités d'exportation et, par conséquent, l'approvisionnement de l'Europe.

2. Réserves prouvées dans les pays proches d'Europe



Source : Congrès mondial du gaz, juin 2000.

L'accès aux ressources

Accéder aux gisements peut poser des problèmes de trois ordres : techniques (installations de transport), économiques (coût de transport) et géopolitiques. Les deux premiers ne devraient pas être trop prégnants pour l'Europe : 80 % des réserves mondiales se trouvent à « distance économique », que ce soit par l'intermédiaire des gazoducs (mer de Barents, Russie, mer Caspienne, Moyen-Orient, Algérie...) ou de la filière du gaz naturel liquéfié (GNL). Les coûts de cette dernière sont en très forte décroissance et elle semble très prometteuse (accès à des gisements plus éloignés géographiquement, comme ceux d'Amérique du Sud)⁽³⁾. La principale

(3) C'est déjà le cas avec des approvisionnements en provenance de Trinité-et-Tobago. Le Venezuela devrait suivre.

garantie de l'Europe contre la rupture d'approvisionnement proviendra sans doute de l'interconnexion croissante des réseaux de transport de gaz et du développement d'approvisionnements flexibles. La filière du GNL devrait jouer un rôle très important dans ce processus, avec la multiplication des points d'entrée sur le territoire.

Reste le risque géopolitique, dont l'évaluation semble plus délicate. Avec des ressources en gaz qui resteront concentrées au sein d'un nombre limité de pays, l'offre pourrait en effet être dominée par un cartel (le risque semble même *a priori* plus prégnant que dans le cas du pétrole, les pays assurant la production de gaz étant moins nombreux que ceux qui constituent actuellement l'OPEP). En particulier, la Russie et l'Algérie resteront sans aucun doute les fournisseurs majoritaires de l'Europe pour les vingt prochaines années. Toutefois un tel cartel serait sans doute considérablement affaibli par le fait que, contrairement au pétrole, le gaz est une énergie qui ne connaît aucun usage captif⁽⁴⁾ et qu'elle est totalement substituable (par l'électricité notamment)⁽⁵⁾. Toute tentative d'augmentation des prix par une restriction de l'offre déclencherait le développement d'énergies concurrentes chez les consommateurs. Malgré cela, de tels ajustements nécessitant du temps (changement de technologie), la menace de substitution ne pourrait jouer que sur le moyen terme. Des épisodes de tension passagère sur les prix du gaz semblent donc tout à fait possibles.

Un autre facteur favorable à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe proviendra sans doute de la dépendance mutuelle des pays consommateurs et producteurs : la nécessité de conserver des ressources en devises fortes devrait en effet inciter ces derniers à maintenir leurs flux d'exportations. La menace terroriste ou les conflits politiques semblent en fait constituer la principale menace pour les approvisionnements européens (blocage du gaz russe par l'Ukraine⁽⁶⁾, attentats contre les infrastructures gazières en Algérie, etc.). On peut toutefois constater que, même dans des périodes très troublées, la Russie et l'Algérie ont maintenu leurs livraisons dans le passé.

(4) À quelques exceptions près. Certaines industries utilisent en effet le gaz pour ses propriétés non pas énergétiques mais chimiques (hydrocarbures).

(5) Le développement de la production d'électricité à partir du gaz, dont on a vu qu'elle serait sans doute en plein essor durant les prochaines années, risque de réduire cette possibilité de substitution et de rendre l'Europe plus fragile face aux producteurs de gaz.

(6) Actuellement, l'Ukraine est un pays de passage obligé pour les exportations de gaz russe vers l'Europe (90 % des quantités transitent via l'Ukraine). Des tensions récurrentes agitent la Russie et l'Ukraine à ce sujet, la première accusant la seconde de ponctionner une partie du gaz en transit, de mal entretenir le réseau et de tirer une rente de sa situation d'intermédiaire. Des projets de gazoducs permettant à la Russie de court-circuiter l'Ukraine sont annoncés (notamment via la Turquie et la Mer Noire, projet « *Blue Stream* »).

Des innovations technologiques favorables en perspective

La filière du gaz naturel devrait bénéficier de progrès technologiques importants, favorisant tout à la fois son transport et un certain nombre d'usages finals.

1. Les perspectives d'innovations par secteur

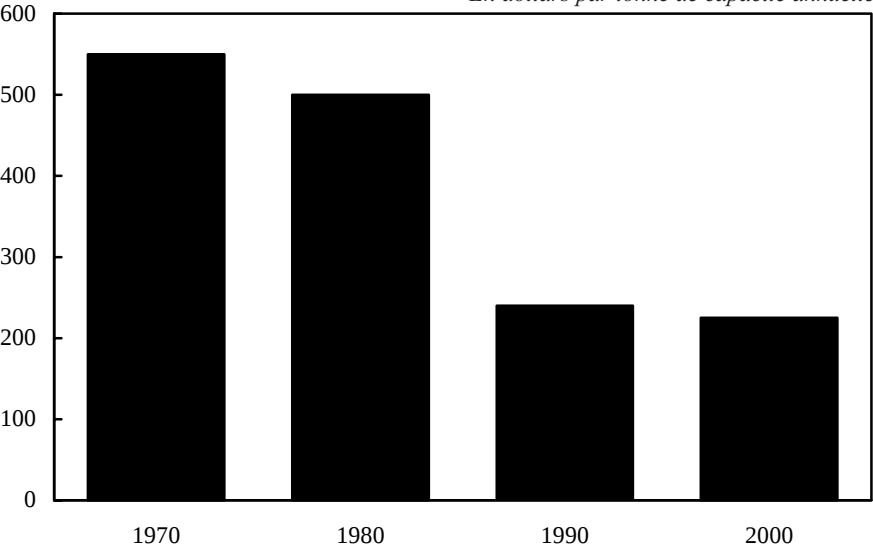
	Délai
Exploration-production • Exploitation des hydrates de méthane (fonds sous-marins)	Très long terme
Transport • Gaz naturel liquéfié (baisse des coûts) • Gazoducs (pipelines sous-marins à grande profondeur)	Moyen terme Court/Moyen terme
Consommation • Centrales électriques à cycles combinés (baisse des coûts) • Gaz carburant pour véhicule automobile (GNV) • Gaz carburant pour bateaux, avions • Climatisation	Court/Moyen terme Moyen terme Long/Très long terme Court/Moyen terme

Source : Congrès mondial du gaz, 2000.

Pour le transport, l'innovation majeure pourrait provenir d'une compétitivité accrue du GNL. Le prix des investissements nécessaires subit en effet une baisse drastique (cf. graphique 3).

3. Coût moyen des usines de liquéfaction de gaz naturel

En dollars par tonne de capacité annuelle



Source : BP-Amoco.

Du côté des consommations finales, les centrales à gaz à cycles combinés (CGCC), dont la diminution des coûts a permis l'essor de la production d'électricité à partir du gaz, sont susceptibles de voir encore leur compétitivité améliorée. Les piles à combustible (utilisant de l'hydrogène extrait du gaz naturel) pourraient également, à plus long terme, se développer.

Un optimisme à modérer

L'avenir prometteur du gaz naturel sur le marché européen doit être nuancé, surtout à moyen et long termes.

Des doutes sur la compétitivité du gaz pour la production d'électricité à moyen et long termes

Le coût complet des centrales à gaz (0,18 franc/kWh actuellement) reste très largement supérieur au coût variable de nombreuses centrales existantes, par exemple au coût variable des centrales nucléaires (0,07 franc/kWh). Il sera beaucoup plus rentable pour un producteur d'électricité de prolonger le fonctionnement de certaines de ses centrales existantes (et notamment de ses centrales nucléaires – si une telle extension est autorisée) plutôt que de passer à des centrales à gaz. Plus généralement, ces dernières risquent de se faire concurrencer à moyen et long termes par de nouveaux moyens de production, plus respectueux de l'environnement. Le gaz est certes moins polluant que d'autres combustibles fossiles (comme le charbon et le fioul), qu'il remplacera sans doute avantageusement à court terme. Mais à long terme son usage sera plus polluant que celui de nouvelles centrales nucléaires ou de centrales utilisant les sources d'énergie renouvelable (éoliennes...), si toutefois ces dernières atteignent une compétitivité suffisante pour concurrencer le gaz.

Des risques de hausse passagère du prix hors taxe du gaz

Le prix du gaz pourrait être victime de l'essor de cette énergie : la forte hausse de la demande et le poids croissant du gaz dans l'économie européenne (avec des usages, comme la production d'électricité, pour lesquels il n'y aura pas nécessairement de substitut possible à court terme), conjointement à des rigidités du côté de l'offre, pourraient créer des tensions passagères sur le prix. Enfin, si l'on se place à très long terme, le gaz – en tant que ressource épuisable – devrait inéluctablement voir son prix monter au fur et à mesure que les réserves iront s'amenuisant⁽⁷⁾. Il est toutefois très probable que, d'ici là, des alternatives seront apparues (comme dans le cas du charbon)⁽⁸⁾. D'autres facteurs pourraient contrecarrer à moyen terme une hausse du prix final du gaz. Tout d'abord, l'introduction de la concurrence

(7) Règle de Hotelling.

(8) L'envolée des prix prévue par la règle de Hotelling n'est pas constatée quand le bien considéré s'épuise mais qu'il peut être remplacé (le charbon apparaissait irremplaçable il y a 60 ans...).

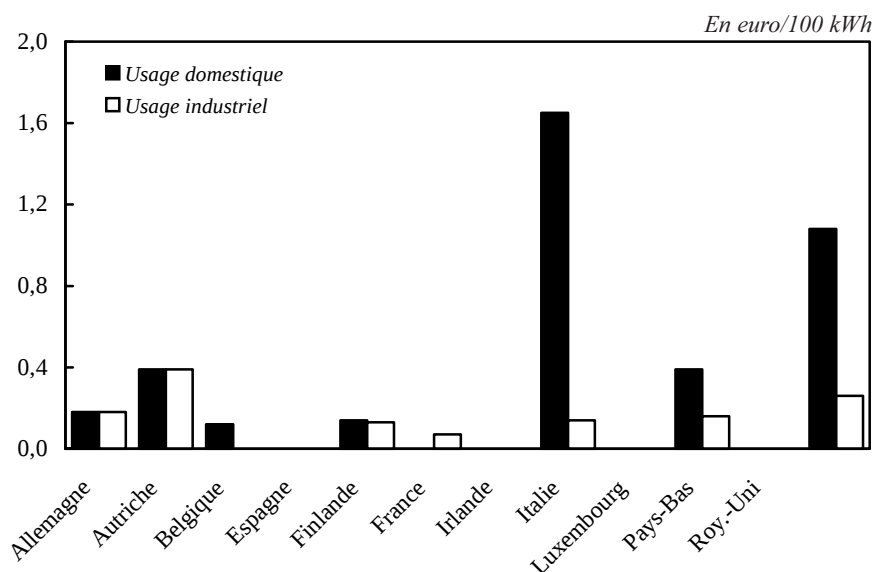
devrait exercer ses effets, lorsque les marchés (effet « *one shot* ») s'ouvriraient, ce qui reste encore en grande partie à venir. Ensuite, le poids que représentent les coûts d'acheminement dans la formation du prix final du gaz (avec le maillage des réseaux de transport) devrait jouer un rôle d'amortisseur, en cas de dérive du prix du gaz en sortie de gisement (sauf si ces coûts d'acheminement partent eux-mêmes à la hausse).

Une probable augmentation des taxes sur le gaz, due en partie à l'effet de serre

Le gaz jouit actuellement d'un régime fiscal d'exception qui ne semble pas tenable à moyen terme et qui n'est pas compatible avec les contraintes liées à l'effet de serre. D'une manière générale, les écarts très importants de taxation du gaz en Europe devraient progressivement être résorbés, sous le triple effet de la mise en œuvre des engagements de Kyoto, de la concurrence fiscale et du marché intérieur de l'énergie.

La taxation « normale » du gaz devrait en outre permettre aux pays consommateurs de récupérer une partie de la rente actuellement conservée par les pays producteurs⁽⁹⁾, notamment si la fixation de prix « *netback* » (voir plus loin) du gaz devait être conservée.

4. Les différences de taxation du gaz naturel en Europe



Source : Eurostat.

(9) Le dispositif serait analogue à celui en vigueur pour les carburants automobiles. Toutes choses égales par ailleurs, la taxation du gaz dans le pays de consommation contraint le producteur à revoir son prix à la baisse s'il veut éviter une diminution des volumes vendus ou le développement de produits concurrents.

D'importantes réorganisations industrielles et commerciales

L'industrie gazière européenne est encore fondée sur les contraintes réglementaires, techniques et économiques que connaissait le secteur il y a quarante ans⁽¹⁰⁾. Sous la pression de plusieurs facteurs d'évolution, dont la libéralisation du marché du gaz, elle commence à se réorganiser, avec en particulier des relations commerciales plus souples et plus transparentes.

Le rôle de la libéralisation en cours en Europe

L'accès libre et direct à certains clients finals

La libéralisation du marché du gaz s'est généralisée en Europe avec la directive sur le marché intérieur du gaz, qui est entrée en application le 10 août 2000. Le processus retenu pour introduire la concurrence consiste à donner à certains utilisateurs⁽¹¹⁾ (appelés éligibles) le droit de choisir librement leur fournisseur de gaz. Ce droit s'exerce en pratique par l'accès des tiers aux réseaux (ATR) de transport : les propriétaires et gestionnaires des gazoducs ont obligation de permettre le passage des quantités achetées (auprès de tiers) par les clients qui leur sont raccordés. En ne faisant plus de l'opérateur de réseau le fournisseur obligé du consommateur, la libéralisation bouleverse l'organisation du secteur : à l'amont, les producteurs peuvent désormais directement s'attaquer au consommateur final ; le transport – limité à la fonction d'acheminement physique – continue de nécessiter de coûteux investissements, mais qui ne s'appuieront plus nécessairement sur des garanties de débouchés. Contrairement au cas de l'électricité, la libéralisation du secteur du gaz s'accompagne aussi de la possibilité de voir se développer une concurrence sur les infrastructures de transport.

L'anticipation d'une ouverture à la concurrence qui sera un jour totale

Comme dans le cas de l'électricité, les degrés d'ouverture vont très probablement s'harmoniser assez rapidement autour d'une ouverture large du marché. En effet, l'existence d'une limite d'éligibilité entraîne de puissants effets de seuil.

La nécessité de séparer les activités pour les groupes intégrés et ses conséquences

L'efficacité de la concurrence entre les fournisseurs de gaz nécessite un certain degré de séparation entre les activités des opérateurs verticalement intégrés. De fait, la directive européenne sur le gaz exige une séparation comptable entre transport, stockage, distribution, etc. Certains groupes sont allés plus loin, souvent sous la pression du régulateur, et ont séparé en diverses sociétés leurs différentes activités (British Gas/Transco au Royaume-Uni ; Gas Natural/Enagas en Espagne).

(10) GDF en est un exemple frappant (monopole national verticalement intégré).

(11) En commençant par les plus importants.

2. L'ouverture du marché européen du gaz

	Taux d'ouverture (en %)		
	Actuel	Prévu	Échéance
Allemagne	100	—	—
Autriche	49	100	2008
Belgique	47	66	2008
Danemark	30	43	2008
Espagne	40	100	2008
Finlande	90	—	—
France	20	33	2008
Grèce	0	33	2003
Irlande	75	81	2008
Italie	33	100	2003
Luxembourg	51	75	2008
Pays-Bas	35	100	2007
Portugal	0	33	2003
Royaume-Uni	100	—	—
Suède	47	100	2008
Union européenne	78	90	2008

Source : Commission européenne, mai 2000, actualisé en août 2000.

L'évolution des producteurs

Un début d'ouverture chez les monopoles des pays producteurs

À l'amont de la chaîne gazière, la possibilité d'acquérir de nouveaux gisements en Europe (ou à sa proximité) se raréfie, sauf à s'orienter vers des sites où l'exploration et la production (éventuelle) seraient très peu compétitifs, notamment à cause de la petite taille des gisements. L'intérêt devrait donc se porter de plus en plus vers l'accès aux sites de production déjà connus (et dont les droits sont déjà détenus). Or, les sociétés qui possèdent ces droits semblent engagées dans un processus d'ouverture : par exemple, le gouvernement norvégien a annoncé la privatisation du monopole national Statoil et l'Algérie a annoncé une profonde restructuration de la Sonatrach.

La concentration parallèle d'une puissante industrie pétrolière

L'industrie pétrolière a connu récemment une vague de fusions, qui a conduit à la domination de quatre grands groupes (Exxon-Mobil, Shell, BP-Amoco, Total-Fina-Elf), tous privés, dotés de fortes capacités de financement. L'intérêt que portent ces groupes au gaz va croissant (synergies naturelles entre ce secteur et celui du pétrole, perspectives de croissance du

marché du gaz, etc.). L'augmentation de la part du gaz dans le portefeuille global d'activité des grands groupes pétroliers permet d'ailleurs de justifier certaines stratégies de fusion-acquisition qu'ils ont adoptées, comme dans le cas de BP.

3. Croissance externe de BP et développement de son portefeuille gazier

	En %		
	BP	BP-Amoco	BP-Amoco-Arco
Production de gaz (par rapport à la production totale en tonnes équivalent pétrole)	19	35	40

Source : BP.

Intégrations horizontale et verticale

Le déplacement de la valeur ajoutée et des marges

Avant la libéralisation du marché, la valeur ajoutée de l'industrie gazière européenne se répartissait en moyenne selon le tableau suivant.

4. La répartition de la valeur ajoutée dans l'industrie gazière européenne

	En %
Production et transport à la charge de l'exportateur	35
Transport à la charge de l'importateur, stockage	20
Distribution	45
Total	100

Source : GDF.

Le poids des activités relatives à l'acheminement physique du gaz (transport, distribution, etc.) restait prépondérant.

Après la libéralisation, la valeur ajoutée devrait se déplacer vers le goce et l'offre de services autour de la livraison du gaz (flexibilité, *swing*, modulation, stockage, etc.). Ce mouvement s'effectuera au détriment des intermédiaires qui se contentent d'assurer l'acheminement physique du gaz sans réelle plus-value (en se cantonnant au transport et à la distribution...).

5. La répartition future de la valeur ajoutée dans l'industrie gazière européenne

En %

Production et transport hors accès des tiers au réseau (ATR)	25
Négoce, modulation, stockage, etc.	25
Transport, accès des tiers au réseau (ATR)	15
Distribution	35
Total	100

Source : Direction de la prévision, d'après Congrès mondial du gaz, juin 2000.

Le fait marquant devrait donc être l'apparition d'une ligne négoce en tant que telle, dont le poids devrait croître rapidement⁽¹²⁾.

Les perspectives de marges semblent surtout favorables pour le bloc production-négoce, sous réserve qu'une concurrence exacerbée n'apparaisse pas sur ces créneaux. Le caractère d'oligopole de la production et la segmentation géographique des offres de négoce (autour des points d'échange du gaz) permettent de penser que cela ne sera pas le cas. On entend ici par négoce, l'exercice d'activités d'achat et de vente s'appuyant sur des ressources naturelles (gisements de gaz, sites de stockages gazeux ou liquides, etc.). En effet, les initiatives de *trading*, détachées de toute infrastructure physique sur laquelle appuyer les arbitrages, doivent encore faire leurs preuves et constituent sans doute un marché hautement *contestable*.

L'intégration verticale

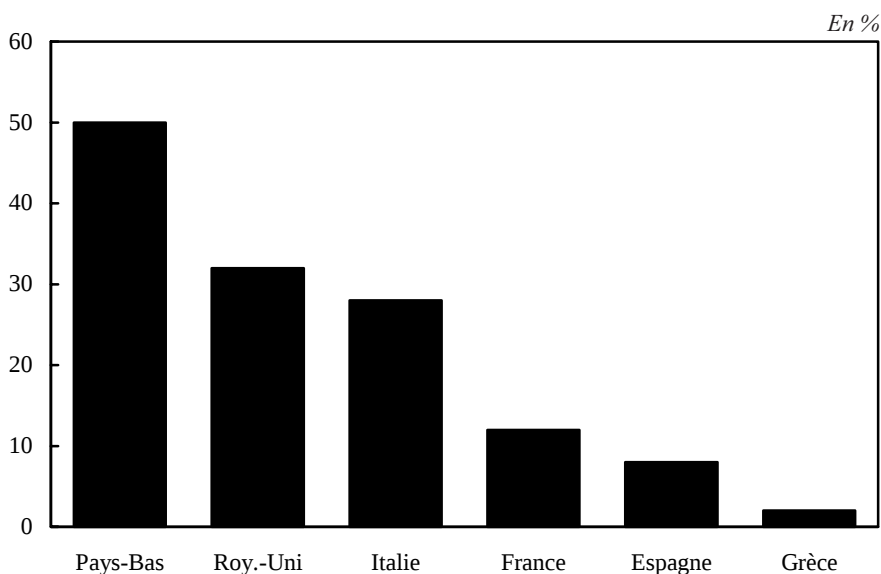
Si la directive européenne prévoit une séparation comptable entre les diverses activités des groupes verticalement intégrés, elle n'interdit pas explicitement l'existence de ces intégrations qui sont d'ailleurs le plus souvent présentes à l'origine chez les acteurs historiques lors de l'ouverture de leur marché. Toutefois, l'esprit de la directive et l'évolution de la jurisprudence du droit de la concurrence devraient conduire à un *unbundling* de plus en plus strict (séparation, fonctionnelle ou sociétale). Malgré tout, dans une logique de holding, l'intégration verticale peut représenter un intérêt, dans la mesure où elle permet de diversifier les activités et de se prémunir contre des évolutions défavorables de tel ou tel secteur.

L'intégration horizontale en Europe et l'harmonisation des offres

Le marché européen du gaz devrait connaître en moyenne une forte croissance, mais les perspectives de progression des différents pays y sont très contrastées (pays du nord, où le marché du gaz est généralement mature est bien développé ; pays du sud, qui en sont à une phase de démarrage et devraient connaître des taux de croissance très importants).

(12) Par exemple, 50 % du chiffre d'affaires mondial d'Enron dans le gaz proviennent déjà de l'activité intitulée « stockage et négoce ».

5. Différences de maturité des marchés du gaz en Europe : la part du gaz dans la consommation d'énergie primaire dans quelques pays



Source : Commission européenne.

L'intégration horizontale et les éventuelles fusions entre opérateurs européens devraient rester d'ampleur modérée. Les perspectives de croissance de la demande et l'absence de toute surcapacité d'offre ne rendront en effet pas nécessaire la vague de concentrations qu'a connue le secteur de l'électricité.

La fixation des prix

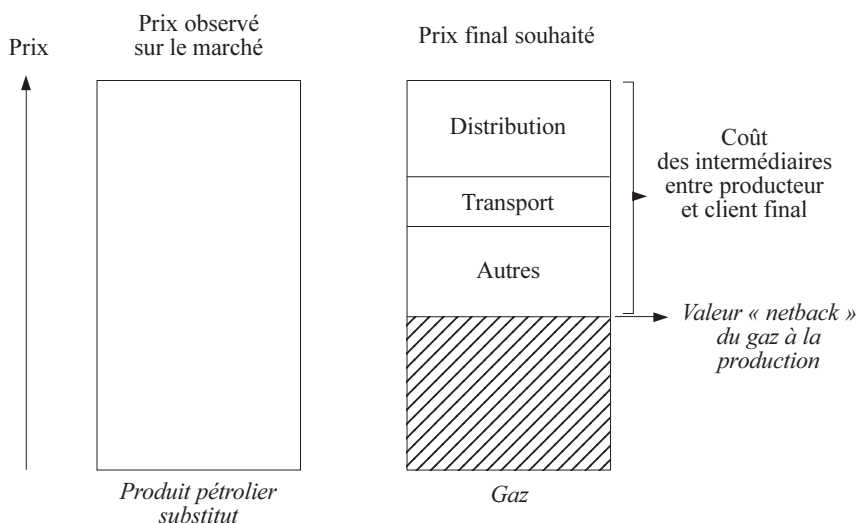
L'avenir du « *netback* » et de l'indexation du prix final du gaz sur le pétrole

La stratégie tarifaire traditionnellement en vigueur dans le secteur gazier vise à s'assurer que le prix final du gaz se situe au niveau du prix des énergies concurrentes (jusqu'à présent les produits pétroliers, comme le *fuel-oil*) afin de garantir les débouchés. Cet objectif était obtenu en modulant le prix d'approvisionnement en gaz en fonction des prix des produits pétroliers de telle sorte que, après ajout des coûts propres des intermédiaires gaziers (transporteur, distributeur, etc.), le prix final du gaz corresponde bien au montant désiré.

L'indexation contractuelle des prix d'approvisionnement en gaz sur le prix du pétrole découle de cette approche dite « *netback* » : le producteur de gaz part du prix final souhaité (*grosso modo* le prix des produits pétroliers qui sont substituables au gaz) et en retranche les coûts de tous les intermédiaires qui le séparent du marché final (distributeurs, transporteurs, etc.) pour trouver le prix auquel il va vendre son gaz. Le prix ainsi obtenu

est généralement très largement supérieur aux coûts réels de production du gaz⁽¹³⁾ (la valeur *netback* du gaz assure donc des profits substantiels au producteur).

1. Méthode de fixation du prix d'approvisionnement en gaz : le « *netback* »



Source : Direction de la prévision.

Ce système présentait deux avantages, aux dires des opérateurs gaziers :

- le gaz était assuré de rester toujours aussi compétitif que les énergies concurrentes qui lui sont substituables, quel que soit le prix de ces dernières. La demande était donc garantie et cela permettait de financer, avec sûreté, les grandes infrastructures de transport qui doivent être amorties sur plusieurs années ;
- les recettes globales tirées de la vente de gaz étaient maximales (à niveau de demande fixé). En effet, le prix final du gaz ne pouvait plus être augmenté (sinon, son prix aurait dépassé celui des énergies concurrentes et la demande aurait baissé, en se reportant sur des substituts pétroliers meilleur marché).

(13) Comme pour l'industrie pétrolière – coût de production de 2 dollars par baril (\$/b) dans les gisements les plus actifs actuellement, pour un prix de vente sortie de puits qui n'a jamais baissé en dessous de 10 \$/b au cours des vingt dernières années).

Cette méthode de fixation des prix est économiquement inefficace : elle n'incite guère les intermédiaires aux gains de productivité (à moins qu'ils ne puissent les cacher au producteur), et c'est le producteur qui récupère l'essentiel des marges de la filière gazière (s'il ne surestime pas les coûts des intermédiaires). Le nouveau cadre d'organisation du marché semble par ailleurs incompatible avec le strict maintien de ces méthodes de fixation des prix :

- la référence aux produits pétroliers comme substituts du gaz semble de moins en moins pertinente. En Europe, les produits pétroliers se concentrent en effet sur l'usage de transport (carburants...), au détriment de l'usage énergétique (production d'électricité...) ;
- tout le raisonnement précédent repose sur le fait que le client final n'a le choix qu'entre, d'une part, une offre de gaz (et une seule : celle du monopole local de vente) et, d'autre part, un produit pétrolier substitut. Or, avec l'introduction de la concurrence gaz-gaz, le client a le choix entre plusieurs fournisseurs de gaz et un vendeur qui continue à pratiquer la tarification au niveau des produits pétroliers substituts n'est plus nécessairement compétitif.

D'autres fournisseurs peuvent en effet pratiquer un prix inférieur pour décrocher le contrat de vente au consommateur. On retrouve donc le cadre d'une concurrence classique par les prix, avec une dynamique de baisse qui se poursuit en théorie jusqu'à un niveau fondé sur les coûts de l'ensemble de la chaîne de fourniture de gaz (y compris le coût – et non plus la valeur *netback* – de sa production). Supposons, par exemple, que le prix du produit pétrolier substitut soit 100, que les coûts de l'intermédiaire entre producteur et client final s'élèvent à 60 et que le coût de production du gaz soit 10 pour tous les producteurs. La logique *netback* conduisait le producteur du monopole local à facturer son gaz 40 à l'intermédiaire ($100 - 60$). Après ajout de ses coûts propres (60) ce dernier fournissait effectivement du gaz à un tarif compétitif (100) par rapport au produit pétrolier substitut (100). Avec l'introduction de la concurrence sur le marché final, un nouveau producteur peut désormais entrer et proposer directement un tarif de 70 ($10 + 60$) au client final. S'il continue à poursuivre une tarification *netback* indexée sur le prix du produit pétrolier substitut, le premier producteur place son offre hors marché ($100 > 70$). Il doit donc soit s'aligner sur le tarif de son concurrent (vendre son gaz 10), soit renoncer à toute vente sur le marché concerné.

En conclusion, le prix du gaz devrait désormais s'établir de plus en plus en fonction d'un équilibre entre l'offre et la demande qui lui est propre et avec des mécanismes plus concurrentiels.

L'émergence du négoce et la transparence du prix

L'ouverture à la concurrence met fin aux relations bilatérales : le consommateur éligible peut, grâce à l'ATR, faire appel au fournisseur de gaz de son choix. La confrontation entre la demande et l'offre issue de plusieurs

fournisseurs ne s'effectue donc plus uniquement au sein de l'intermédiaire obligé que constituait jusqu'alors l'opérateur historique. Le consommateur peut procéder lui-même au négoce, mais la rencontre entre offre et demande peut aussi être organisée sur des marchés spécialisés (bourses du gaz), ou être gérée par des intermédiaires spécialisés (grossistes). La multiplication des échanges possibles devrait introduire une plus grande flexibilité et, en mettant fin aux modes opaques de fixation des prix (qui reposaient en grande partie sur le secret des contrats et des négociations), elle devrait permettre de faire apparaître le prix du gaz tel qu'il résulte de l'équilibre entre offre et demande.

Les bourses du gaz, dont – en Europe – les pays du nord possèdent pour l'instant la plus grande expérience⁽¹⁴⁾, ne devraient certes pas assurer l'intégralité des échanges. Il est en effet très probable que les utilisateurs chercheront à diversifier leurs approvisionnements entre, d'une part, des contrats de long terme (volumes et prix prévus contractuellement) et, d'autre part, des achats spots sur les bourses du gaz (plus opportunistes). Toutefois, le rôle joué par ces nouveaux types de marché devrait être primordial :

- les bourses du gaz établissent publiquement un niveau de prix du gaz qui peut servir ensuite de référence (indexation des contrats de plus long terme, etc.) ;
- elles proposeront, avec le développement du marché, des transactions à terme et des produits dérivés⁽¹⁵⁾ qui permettront aux opérateurs de se garantir contre la volatilité nouvelle des prix, qui ne devrait pas manquer d'apparaître⁽¹⁶⁾ ;
- elles offrent une flexibilité qui donnera des arguments pour renégocier les contrats rigides (anciens contrats *take or pay*) et qui favorisera de nouveaux usages du gaz ainsi que de nouvelles transactions entre les acteurs de la chaîne gazière (ou plus généralement de l'énergie).

(14) Sur le continent européen une expérience qui concerne de près la France est celle de Zeebrugge où Distrigaz (filiale belge de Suez-Lyonnaise des Eaux) a développé un centre de trading (officialisé en octobre 1999 après un an de fonctionnement informel). Avec la mise en service du gazoduc Interconnector et l'extension du réseau de transit belge, Zeebrugge est géographiquement située à un nœud gazier important.

(15) Le marché des options connaît une croissance exponentielle en Norvège.

(16) L'efficacité des marchés pour se garantir contre la volatilité des prix du gaz peut être critiquée car le même type d'outils existe sur le marché pétrolier et apparaît d'une portée assez limitée. Toutefois le marché du pétrole n'est pas directement comparable à celui du gaz (le gaz peut être remplacé dans quasiment tous ses usages alors qu'il n'y a pas de substitut aux carburants automobiles).

1. Renégociation des prix du gaz dans les contrats « *take or pay* », l'exemple de Powergen

Powergen a renégocié en octobre 1999 ses contrats d'approvisionnement de long terme avec Lasmo, BHP Petroleum et Centrica. Le prix contractuel originel (estimé au double du prix actuel du gaz sur le marché de court terme) a été ainsi diminué de 33 %. Parallèlement Powergen a versé 2 milliards de francs de compensation à ses fournisseurs. Powergen leur avait déjà versé 5,3 milliards de francs en décembre 1998, contre une diminution de 35 % du prix contractuel du gaz jusqu'en 2013.

À ce dernier titre, les premières expériences de bourses du gaz montrent une forte interconnexion de ces dernières avec le marché de l'électricité (dans les pays concernés, Royaume-Uni par exemple, les centrales à gaz à cycles combinés assurent une bonne partie de la production de courant)⁽¹⁷⁾. Ces expériences indiquent que le prix du gaz sur les marchés spot serait influencé par le prix du kilowattheure électrique.

Par ailleurs, les contraintes physiques liées au commerce du gaz laissent entendre que les bourses se créeront avant tout là où se trouvent les infrastructures physiques qui rendent possibles les arbitrages. Les grands nœuds d'interconnexion des gazoducs, les sites de production ou de débarquement du gaz naturel liquéfié et les zones de stockage devraient donc voir en priorité se développer le négoce. Ces sites sont déjà ceux auxquels s'effectuaient des échanges entre opérateurs. Mais il s'agissait alors de transactions purement physiques (*swaps* sur des quantités de gaz, par exemple) auxquelles devraient succéder dorénavant des transactions commerciales.

Des baisses de prix au consommateur final globalement limitées, mais très variables selon le type de client et de fournisseur

Les perspectives globales de baisse des prix semblent, en moyenne, assez limitées à court terme sur le marché européen du gaz, car l'offre est bien calée sur la demande actuelle (utilisation maximale des réseaux d'acheminement du gaz), la demande est en forte croissance et des possibilités de cartellisation existent entre producteurs (la situation est donc ici radicalement différente de celle du marché électrique, lors de sa libéralisation)⁽¹⁸⁾. L'ordre de grandeur de la baisse maximale des prix du gaz que pourrait provoquer la libéralisation (toutes choses égales par ailleurs) serait de l'or-

(17) Par exemple, si le prix de l'électricité sur le marché spot est bas (par rapport à celui du gaz), les turbines des centrales à cycles combinés sont arrêtées et le gaz qui les alimente est directement vendu en tant que tel. En revanche, si le cours de l'électricité est élevé (par rapport à celui du gaz), le gaz est utilisé dans les centrales pour produire de l'électricité.

(18) L'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité s'est effectuée alors que l'offre était largement sur-capacitaire et les producteurs encore peu concentrés, donnant naissance à une guerre des prix et à une vague de fusions-acquisitions.

dre de 10 %⁽¹⁹⁾ (l'étude d'où est tiré ce chiffre estimait à 50 % l'ampleur possible de la baisse pour l'électricité, alors que la moyenne est pour l'instant de - 20 % dans l'Union européenne). Mais si la concurrence se révèle effectivement peu vive, des interventions directes des régulateurs sont possibles et pourraient prendre le relais.

Faiblesse de la concurrence et intervention du régulateur britannique

Le régulateur britannique des marchés de l'électricité et du gaz (OFGEM) a imposé aux fournisseurs de gaz une baisse tarifaire en novembre 1999. Il a exigé du groupe Centrica (hériter du monopole public British Gas) qu'il réduise d'environ 20 livres (soit d'environ 5 %) la facture moyenne de ses clients. Cette mesure s'est appliquée à partir d'avril 2000. Elle devrait être abandonnée en mars 2001, si la concurrence est suffisamment vive à cette date pour garantir des baisses de prix spontanées.

Si, globalement, les prix ne devraient baisser que modérément à court terme, la libéralisation pourrait engendrer des mouvements de prix assez brusques et importants – à la hausse ou à la baisse – pour certains clients. En effet, en rapprochant les prix des coûts, la réforme du marché européen du gaz va annuler un certain nombre de subventions croisées plus ou moins implicites entre les diverses catégories de consommateurs (comme certaines formes de mutualisation des coûts de transport ou de distribution). Il est donc très probable que des consommateurs, en fonction de leur emplacement sur le réseau de transport (plus ou moins loin des sources d'approvisionnement) ou de la flexibilité dont ils demanderont à profiter (demande variable ou lisse), verront leurs prix modifiés.

À plus long terme, l'impact sur les prix de la réforme du marché européen du gaz dépendra essentiellement de la réaction des producteurs de gaz et de leur pouvoir de marché (cartellisation éventuelle, etc.). Face à une demande qui exigera davantage de flexibilité dans les volumes fournis, les producteurs devront sans doute abandonner en partie leur revendication de vendre les volumes constants qui permettaient de rentabiliser à coup sûr leurs installations (et notamment le réseau de transport en sortie de gisement). La capacité des producteurs à offrir de la modulation⁽²⁰⁾ à leurs clients différenciera sans doute beaucoup les prix auxquels ils pourront écouler leur gaz : plus l'offre sera flexible, plus le service associé sera adapté, et plus le gaz sera coûteux. Or, plus un producteur est éloigné d'un client,

(19) « Liberalizing the Electricity and Natural Gas Markets in Western Europe », *Annual European Energy Conference*, septembre 2000.

(20) On parle de « swing » dans le vocabulaire gazier.

moins il peut offrir par lui-même un service de modulation, car les obstacles à la flexibilité s'accumulent avec la distance (réservation de capacités supplémentaires sur une succession de réseaux de transport différents, etc.). Donc, s'il se confirme que le prix final du gaz doit bien incorporer une valeur de flexibilité, il est très probable que les productions russes soient écoulées à moindre prix en Europe de l'Ouest que celles des Pays-Bas ou de la Norvège. Tel semble d'ailleurs déjà être le cas en Allemagne⁽²¹⁾.

Plus généralement, dans un marché où il est difficile pour un fournisseur de différencier son offre de celles de ses concurrents (chimiquement, aucune différenciation possible), fournir de la modulation permettra sans doute de segmenter la clientèle et d'offrir des services différents.

Le financement du transport du gaz

Une activité coûteuse, traditionnellement garantie par des contrats
« *take or pay* »

Le transport à longue distance du gaz est extrêmement coûteux⁽²²⁾ (notamment plus coûteux que celui du pétrole). Il nécessite des infrastructures lourdes, qu'il s'agisse des gazoducs ou des installations de GNL, qui ne peuvent être amorties que sur une très longue période. Afin de garantir ces investissements, les sociétés gazières ont développé des contrats d'achat dits *take or pay* : contrats de long terme, où les quantités de gaz doivent être payées même si l'acheteur ne souhaite pas en prendre possession et où le prix du gaz est indexé sur des substituts pétroliers afin de garantir sa compétitivité sur le marché final. Le producteur-transporteur peut ainsi s'assurer contre le risque de variation de la demande et obtenir des recettes stables à long terme pour financer ses infrastructures. Pour les investissements nationaux (gazoducs intérieurs à la France, par exemple), leur financement reposait jusqu'à présent sur l'existence de monopoles locaux de transport et de fourniture, garantissant l'écoulement de la demande.

Des investissements toujours très importants,
mais à financer différemment

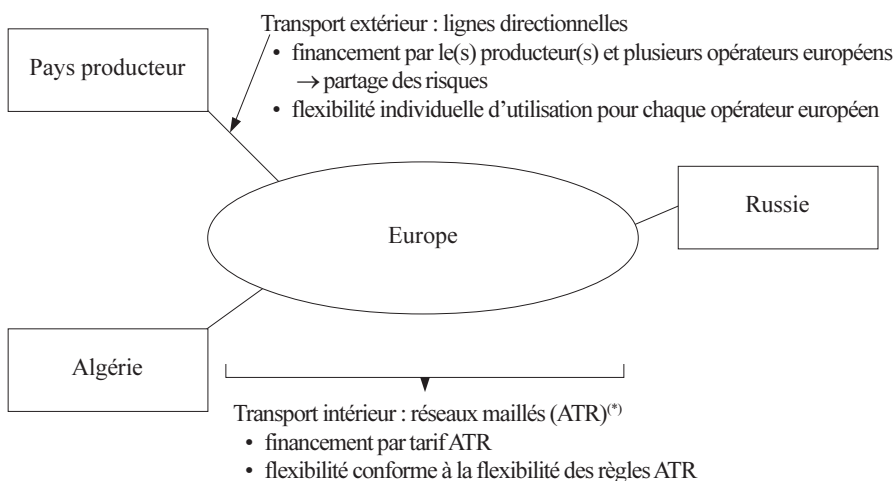
La croissance de la demande sur le marché gazier européen rendra rapidement nécessaire de nouveaux investissements coûteux dans le transport, tant pour l'acheminement du gaz jusqu'à l'Europe que pour, ensuite, son transit sur le marché intérieur jusqu'au client final. Globalement, de 100 à 200 milliards d'euros seraient ainsi nécessaires pour accompagner la hausse de la consommation jusqu'en 2020⁽²³⁾.

(21) « European Market Integration for Gas: Volume Flexibility and Political Risk », *Annual European Energy Conference*, septembre 2000.

(22) Par exemple, en Europe, le transport du gaz depuis son site de production jusqu'au consommateur contribue environ à 50 % de son prix final, contre 10 % pour l'électricité.

(23) *Source* : Congrès mondial du gaz, juin 2000.

2. Financement et flexibilité d'utilisation des réseaux de transport du gaz



Note : (*) Accès des tiers aux réseaux.

Source : Direction de la prévision.

Pour le transport depuis le pays producteur : un opérateur gazier européen pourra difficilement assumer seul le risque de voir la demande qui lui est adressée évoluer défavorablement tout en étant contraint d'enlever des quantités préétablies de gaz. On peut donc s'attendre à un partage des risques entre plusieurs opérateurs : le financement des infrastructures d'approvisionnement de l'Europe devrait reposer sur des accords étendus, liant un producteur à plusieurs acheteurs, avec pour chacun de ces derniers la possibilité de moduler en partie les quantités enlevées. Les conditions contractuelles offriront donc beaucoup plus de flexibilité, permettant des modifications rapides des volumes (automatiquement ou par renégociation). La flexibilité portera aussi sur les prix pratiqués.

Pour le transport au sein de l'Europe : l'ouverture à la concurrence impose l'accès des tiers au réseau, ce qui ne permet plus de faire reposer leur financement sur un usage exclusif. La possibilité d'une séparation totale de l'activité de transport accélérera cette évolution. Quant aux nouvelles relations commerciales pour le transport du gaz sur le marché intérieur, elles seront en grande partie liées aux règles d'accès des tiers aux réseaux qui s'appliqueront en Europe. Or il semble que l'on s'oriente dans ce domaine vers des règles qui autoriseront en partie la négociation des tarifs et des conditions d'accès⁽²⁴⁾. Sur le marché intérieur aussi, la flexibilité des conditions de transport devrait donc aller croissant.

(24) Cf. rapport de Jean Bergougnoux sur la régulation des industries de réseau, Commissariat général du Plan, 2000.

Enfin, deux tendances pourraient aggraver le coût de développement des infrastructures de transport. D'une part, le prix de construction des gazoducs pourrait croître significativement si un afflux simultané de commandes permettait aux constructeurs d'augmenter leurs tarifs⁽²⁵⁾. D'autre part, l'ouverture à la concurrence peut s'accompagner de flux commerciaux nouveaux, prenant des directions imprévisibles et nécessitant d'importants réaménagements du réseau existant.

(25) Une certaine dérive des coûts a, par exemple, été récemment constatée à l'occasion de la mise en place du plan de desserte de GDF, qui se traduit par la nécessité de raccorder 1 200 nouvelles communes en trois ans.

Complément I

Les actions structurelles dans le domaine des transports

François Moisan

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

Le Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique (PNAEE), présenté début décembre 2000 par le Gouvernement, identifie un certain nombre de mesures dans l'ensemble des secteurs de consommation d'énergie. Ces mesures concrétisent ou renforcent celles identifiées dans le Plan national de lutte contre le changement climatique (PNLCC), adopté en janvier 2000 pour satisfaire nos engagements pris à Kyoto dans le cadre de la Convention sur le changement climatique. Compte tenu du poids des produits pétroliers dans les consommations d'énergie du secteur des transports, les mesures prises dans ce domaine contribueront à réduire la demande globale de pétrole à l'horizon 2010.

Les trois secteurs prioritaires

Les transports urbains

Les transports ont représenté 25 % de la consommation d'énergie finale en France, en 1998. Selon le Plan national de lutte contre le changement climatique, les émissions d'équivalent carbone dues aux transports devraient, sans mesure nouvelle (hors PNLCC), passer de 23 % des émissions totales en 1990 à 27 % en 2010.

Le trafic routier s'effectue dans une proportion de 48,5 % en zone urbaine. L'usage du véhicule particulier en zone urbaine est sous-tarifé, d'abord par rapport à ses coûts marchands (investissement et exploitation de la

voirie), mais surtout par rapport à ses coûts sociaux (congestion, pollution, insécurité, bruit). L'usager qui entre en zone congestionnée ne prend pas en compte correctement les dommages qu'il fait subir aux autres agents, en matière de temps de déplacement et de pollution, même s'il paye ses coûts d'usage et de parking. Les comptes des transports en aire urbaine (41 millions d'habitants) font apparaître que les usagers, via la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP), les péages et les recettes spécifiques (non compris la quote-part de taxe à l'essieu), contribuent à seulement 53 % des seuls coûts d'infrastructure (en dehors des coûts de pollution notamment).

Pour rétablir des conditions d'attractivité des transports collectifs face à la sous-tarification du transport routier urbain, les collectivités publiques sont amenées à en subventionner l'usage. Ainsi, les comptes des transports collectifs urbains montrent que l'usager ne paye que 31 % des coûts de ces transports (45 % en province et 28 % en région Île-de-France), les collectivités publiques 31 % et les employeurs 38 % (versement transport et remboursement de carte orange).

L'offre de transport collectif urbain est avant tout une responsabilité des collectivités locales. L'état des lieux varie en fonction des situations locales, mais les grandes lignes restent communes. L'offre de transports collectifs doit être comprise comme un service complet, associant infrastructures et « services », intégrant notamment le confort et la sécurité. En pratique, les collectivités peuvent être freinées dans le développement de cette offre, pour plusieurs raisons :

- la rentabilité financière est faible, en raison de la faible participation de l'usager et du système des abonnements ou des tarifications forfaitaires au voyage ; si ces instruments permettent de stimuler la demande, ils impliquent également l'impossibilité pour le gestionnaire de s'approprier une partie des avantages marchands du développement de l'offre ;
- il est difficile d'augmenter le financement des employeurs, le versement transport constituant un renchérissement du coût du travail qui va à l'encontre de l'objectif d'attractivité des emplois visé par le développement de l'offre de transports ; la taxation générale des employeurs nuit par ailleurs à l'introduction d'un instrument plus incitatif sur la demande de déplacements ;
- les questions de ressort national que sont la pollution globale ou la fragilité face aux énergies fossiles ne sont pas spontanément prises en compte ;
- il est difficile de maîtriser certains paramètres de la qualité de service, comme la sécurité, qui ne relève pas directement de la compétence des collectivités locales ;
- les collectivités locales sont confrontées à une grande incertitude sur le bilan coûts-avantages des projets, notamment sur la prévision de la demande, qui ne se matérialise qu'une fois l'offre en place ;
- il est difficile d'établir un consensus local dans le partage de la voirie, alors que des projets de transport collectif légers, impliquant seulement ce partage, présentent des bilans économiques favorables ; la question de la

répartition des compétences entre communes et agglomération devra être creusée (loi du 12 juillet 1999, relative au renforcement et à la simplification de la coopération intercommunale et loi du 14 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains) ;

- il est difficile d'obtenir un consensus local sur la mise en place de systèmes de tarification de l'usage de la voiture, notamment par le stationnement payant, surtout en l'absence d'études de référence.

Par ailleurs, l'intervention de l'État dans le soutien aux projets locaux se heurte à une grande variabilité des projets (les méthodes d'évaluation socio-économique, qui ont été harmonisées dans le cas de projets interurbains, ne l'ont pas été dans le cas de projets urbains), ainsi qu'à une « tradition » des services déconcentrés tendant à assurer des maîtrises d'œuvre puis, plus récemment, des maîtrises d'ouvrage déléguées de projets routiers.

Les transports de marchandises

Les coûts sociaux et environnementaux de la route que l'utilisateur fait supporter à la collectivité, sans les payer directement via une transaction marchande, comprennent plusieurs composantes : la congestion ; la construction et l'entretien du réseau routier (qui visent à traiter en partie les problèmes de congestion) ; l'insécurité ; la police de la route (qui, de même, vise à répondre aux problèmes d'insécurité) ; la pollution atmosphérique et l'effet de serre ; le bruit.

Ces coûts sont imputés, plus ou moins directement, aux usagers de la route par divers instruments fiscaux ou tarifaires.

Le bilan de la couverture des coûts par les instruments fiscaux (TIPP, vignette, taxe à l'essieu, taxes sur les assurances), établi en décembre 1999 sur les données 1997 par le Conseil général des ponts et chaussées, montre que les transports routiers de marchandises ne couvrent que 60 % des coûts totaux qu'ils occasionnent. Ceci revient à subventionner ce mode de transport et en induit une « sur-utilisation », en soi mais aussi par rapport aux modes alternatifs (notamment le ferroviaire), qui nécessitent alors à leur tour des subventions publiques pour en égaliser les conditions de concurrence avec la route. De plus, on doit noter que ces chiffres sont fondés sur les valeurs de coûts des dommages environnementaux du rapport Boiteux de 1995 (ce rapport est en cours d'actualisation), qui ne prenait pas assez en compte l'effet de serre et, surtout, les évolutions récentes des coûts sanitaires de la pollution atmosphérique.

Au total, le montant brut de la subvention implicite ainsi versé au transport routier de marchandises est de 20 milliards de francs par an.

Cette sous-tarification du transport routier de marchandises, dont la correction par la fiscalité est rendue difficile pour des raisons d'acceptabilité par la profession, suppose que l'offre de service ferroviaire directement concurrent, c'est-à-dire en pratique le transport combiné ou l'autoroute ferroviaire, soit subventionnée.

Malgré des subventions publiques importantes et anciennes, le fret ne représente plus en 1999 que 15 % du trafic terrestre de marchandises (52 milliards de tonnes-kilomètres), alors qu'il en représentait encore 23 % en 1985. La modification de la demande adressée au transport de marchandises, tant en nature (diminution des pondéreux) qu'en qualité de service (juste à temps) expliquent en partie cette évolution, mais l'inadaptation de l'offre ferroviaire à cette nouvelle demande est aussi en cause. En particulier, le transport combiné, qui peut rendre des services comparables, en termes de qualité et de prix, au transport routier de marchandises, ne se développe pas conformément à ses avantages potentiels, en dehors même de ses avantages environnementaux.

Les explications possibles à cette inadaptation de l'offre de transport combiné sont diverses :

- la gestion des sillons par la SNCF pour le compte de Réseau ferré de France (RFF), notamment en milieu périurbain, favorise le transport des voyageurs, ce qui est conforme à la valeur ajoutée de ce type de transport, mais diminue la qualité de service du transport combiné en termes de délais ;
- le caractère morcelé de la profession limite l'offre de service de bout en bout (coordination des trajets des chauffeurs). Au-delà, l'organisation de la profession des transporteurs face au transport combiné est insuffisante, notamment pour les problèmes de coordination des trajets finals et de système d'information aux chargeurs ;
- RFF est rémunéré, pour le trafic de marchandises, à un niveau significativement inférieur au transport de voyageurs : cela suppose donc, compte tenu de l'obligation d'équilibre financier de RFF, le recours à des subventions de l'État ou des collectivités locales, pour les projets d'infrastructures. Or, cette recherche de subventions présente un coût pour RFF, d'autant plus que les collectivités locales ne sont pas spontanément intéressées à la promotion du fret, par rapport au transport de voyageurs qui est de leur compétence ;
- la marge dégagée par la SNCF sur le transport combiné, très concurrent du transport routier de marchandises, est faible par rapport aux trains complets, ce qui n'incite par la SNCF à promouvoir le transport combiné, dans ses offres de service et dans la gestion des sillons qu'elle exerce pour le compte de RFF ;
- l'investissement dans les plates-formes nécessite un certain degré d'intégration, soit en amont avec l'entreprise-chargeur, soit en aval avec le transporteur. L'existence d'un seul opérateur de service des transports hors transit empêche le développement d'une offre concurrentielle de services intégrés, incluant les plates-formes et le transport.

L'utilisation raisonnée de l'automobile

L'utilisation de l'automobile, en dehors du milieu urbain évoqué précédemment, constitue également une source importante de consommation

d'énergie. Les comportements d'achat et de conduite des véhicules jouent fortement sur ces consommations, à court terme, mais également structurellement, comme le montrent les effets de parc depuis le contre-choc pétrolier, avec des tendances lourdes de montée en gamme et en consommation. L'utilisation de l'automobile, et notamment la vitesse, génère des coûts d'insécurité, en plus des effets sur la consommation d'énergie et la pollution.

Il importe de responsabiliser davantage les différents acteurs à l'utilisation raisonnée de l'automobile, sans remettre en cause l'utilité qu'ils en retirent.

Cela suppose des dispositifs d'information, un renforcement des contrôles de vitesse, qu'a déjà décidé le Gouvernement, ainsi qu'une incitation à la maîtrise des consommations des véhicules, par des accords avec les constructeurs et le renforcement de la recherche.

Les mesures structurelles

Un enjeu clé dans les transports urbains

L'organisation des transports urbains est essentiellement une responsabilité des collectivités locales. Parmi celles-ci, un certain nombre sont engagées ou ont achevé la préparation de leur Plan de déplacements urbains (PDU), qui constituent un outil majeur de la politique des déplacements. Ils doivent être confortés pour que leur élaboration, puis leur mise en œuvre, s'accompagnent d'une meilleure efficacité énergétique relative à la mobilité.

1. Transports urbains

Objectif :

Développer les transports collectifs urbains et un partage de la voirie propice à l'utilisation de modes de transports propres

Mesures décidées en 2000

- Aide au financement de la mise en œuvre des politiques de déplacements urbains (notamment mise en œuvre des PDU) : il s'agit de subventionner la mise en œuvre des politiques de déplacements urbains par des aides à l'investissement aux projets efficaces en matière d'économies d'énergie. 500 millions de francs ont d'ores et déjà été prévus au budget 2001 ; une circulaire doit préciser les modalités d'attribution de ces aides. Ces modalités pourront tenir compte des effets de report des trafics sur les modes de transports collectifs et/ou moins polluants, indépendamment de la nature des mesures prises (projets d'infrastructures de site propre ; partage ou reconquête de la voirie ; amélioration des cadences ou des dessertes de transports collectifs ; gestion et contrôle du stationnement et d'usage des emplacements et des voies réservées, en particulier en matière de marchandises).

- Renforcement du contrôle de la vitesse (mesures annoncées au Comité interministériel de la sécurité routière d'octobre 2000).
- Mise en valeur des PDU : financer des études, puis l'édition de supports de présentation pédagogique, des effets énergétiques du plan de déplacement urbain adopté, par une subvention aux collectivités locales.
- Aide au diagnostic énergétique des collectivités locales (diagnostic préalable aux PDU) : pour sensibiliser les collectivités locales aux enjeux de leur action en matière d'efficacité énergétique du tissu économique local, en matière de gestion des déplacements et d'urbanisme, il s'agit de financer des diagnostics énergétiques « avant-après », à partir des études, principalement des études de mobilité et de projets d'infrastructure, effectuées dans le cadre de la préparation des PDU ; ces diagnostics pourront faciliter l'adoption des PDU qui en sont au stade des études préalables.
- Aides aux études préalables à l'élaboration de « plans de déplacement d'entreprise », permettant d'optimiser les déplacements de leurs salariés et de leurs clients.
- Aides au diagnostic des effets des technologies de l'information sur les consommations énergétiques liées à la mobilité.

Mesures mises à l'étude

- Amélioration de la sécurité dans les transports, par un renforcement de l'accompagnement (type « médiateurs »).
- Étude de la réforme du financement par les collectivités locales des transports collectifs et des actions en faveur des modes non polluants et, notamment, du report du versement transports, qui porte sur le travail, sur d'autres assiettes liées à l'usage du véhicule ou à la valeur du foncier.
- Étude des possibilités de raccourcir les capacités d'études techniques et les délais administratifs de mise en œuvre des projets de transports collectifs, sans remettre en cause notamment les évaluations environnementales et le débat public.

Une priorité affichée au fret ferroviaire

Le Gouvernement a affiché un objectif de doublement du trafic de marchandises d'ici à 2010. Il ne pourra être atteint que grâce à la mise en œuvre d'une panoplie d'instruments qui permettent de rendre ce mode de transport attractif pour ses clients potentiels. Cela passe par des incitations financières qui en abaissent le coût relatif pour les chargeurs, par rapport à la route, mais aussi par des mesures qui permet d'améliorer la qualité de l'offre, notamment de transport combiné, par une meilleure gestion de l'infrastructure et du matériel.

2. Fret ferroviaire

Objectif :

Développer le fret ferroviaire, conformément à l'objectif de doublement du trafic fixé par le Gouvernement

Mesures décidées en 2000

- Augmentation des aides au transport combiné du ministère de l'Équipement, des Transports et du Logement (860 millions de francs en 2001).
- Autonomisation de l'activité de matériel de fret à la SNCF.
- Acquisition de matériel de traction fret à la SNCF.
- Gestion des sillons plus favorable au fret pour en améliorer la qualité de service.
- Animation de la demande :
 - accords volontaires avec labellisation des pratiques favorables au transport combiné chez les grands chargeurs (vente par correspondance, distribution) : les engagements volontaires seraient négociés entre les chargeurs et l'État, qui fournirait une aide ;
 - extension aux chargeurs des aides de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) à l'investissement en caisses de transport combiné.
- Animation de la profession des transporteurs : accords volontaires, formation, aides à la décision, organisation pour la fourniture de services de transport combiné efficaces de bout en bout.
- Expérimentation d'une ligne de ferroulage entre Lyon et Turin, permettant d'y faire circuler des navettes ferroviaires en 2002.

Mesures mises à l'étude

- Instauration d'une taxe sur les franchissements routiers alpins et pyrénéens, dont le montant augmenterait progressivement avec le développement de l'offre ferroviaire.
- Recherche d'une meilleure adaptation du niveau et du mode de financement de l'offre de transport combiné par rapport à la subvention implicite versée à la route.
- Recherche d'un meilleur phasage et d'une meilleure coordination entre projets routiers et ferroviaires directement concurrents en transport de marchandises.
- Étude des possibilités de renforcer les capacités d'études de projets ferroviaires et de raccourcir les délais administratifs de mise en œuvre de ces projets, sans remettre en cause notamment les évaluations environnementales et le débat public.

3. Véhicules

Mesures décidées

- Renforcement de la recherche sur les véhicules propres et économes, dans le cadre des réseaux technologiques dédiés.
- Mise au point d'un « *concept-car* » français ou européen, permettant de préfigurer les véhicules de l'avenir.

Mesures mises à l'étude

- Accords avec les constructeurs : promotion d'un objectif de 120 grammes de CO₂ par kilomètre pour les véhicules légers et extension aux véhicules utilitaires légers.

Estimation de l'impact des mesures en 2010

Une analyse fine des mesures décidées dans le cadre du Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique permet d'estimer les économies d'énergie induites à l'horizon 2010 ainsi que les tonnes de carbone évitées.

Impact des mesures

	Millions de tonnes d'équivalent pétrole par an économisés en 2010	Millions de tonnes de carbone par an évités en 2010
Mesures du programme		
• Transports urbains	0,45	0,44
• Fret ferroviaire	1,10	0,76
Autres mesures du PNLCC déjà engagées	1,30	0,90
Total	2,85	2,10

Source : PNAEE.

Dans le domaine des transports urbains, on estime que les mesures devraient conduire à une baisse de 5 % de la part des véhicules particuliers dans les déplacements urbains (transfert vers les transports collectifs, le covoiturage et le vélo), sur la base des expériences conduites en France et à l'étranger.

Sur 1,1 de million de tonnes équivalent pétrole (Mtep) économisé, on estime que 0,4 Mtep résulte des actions d'animation de la demande de transport de fret, sur la base de l'efficacité déjà observée des aides à l'investissement concernant les matériels de transport combiné. Les actions sur l'offre génèreraient 0,7 Mtep.

Globalement, les mesures prises à ce jour dans le domaine des transports représentent un impact potentiel de 2,1 millions de tonnes de carbone (MtC) évitées en 2010 sur 4 MtC identifiées dans le PNLCC en janvier 2000, comme contribution des transports à la réduction de 16 MtC pour l'ensemble des secteurs (la différence entre les 4 MtC et 2,1 MtC est attendue principalement d'un accroissement de la fiscalité dans le domaine des transports).

Résumé

De tous les marchés, celui du pétrole est le plus volatil, si l'on excepte le NASDAQ. C'est aussi le plus gros marché mondial de matières premières. On ne peut donc ni se dispenser de pronostiquer le prix du pétrole, ni prétendre échapper aux erreurs de prévision qui ont entaché le passé. Dans son rapport, Joël Maurice examine les perspectives de prix du baril, en distinguant court terme et moyen-long terme.

Court terme

À court terme, la demande mondiale de pétrole est quasi-proportionnelle à la croissance économique et elle est très peu sensible aux prix. Les usages du pétrole se concentrent en effet sur les transports et sont très difficilement substituables.

Quant à l'offre mondiale de pétrole, elle se répartit schématiquement entre l'OPEP, dont la part de marché est d'environ 40 %, et les pays non-OPEP. Ces derniers produisent à pleine capacité (sauf circonstances exceptionnelles). C'est donc l'OPEP qui, de fait, joue le rôle de producteur d'appoint et s'efforce d'ajuster l'offre mondiale de pétrole à la demande mondiale, en modulant ses propres quotas. Mais ses réactions ne sont pas instantanées. De sorte que la production est, elle aussi, inerte à court terme.

Dans ce contexte, un événement inattendu (un choc) même d'ampleur modérée affectant les quantités suffit à entraîner une variation de grande ampleur du prix du brut. Il est dès lors relativement aisé d'expliquer le passé, une fois que les chocs se sont produits et sont clairement identifiés. Il est plus difficile de prévoir un prix aussi sensible aux aléas.

Un regard sur les années récentes permet de comprendre les enchaînements

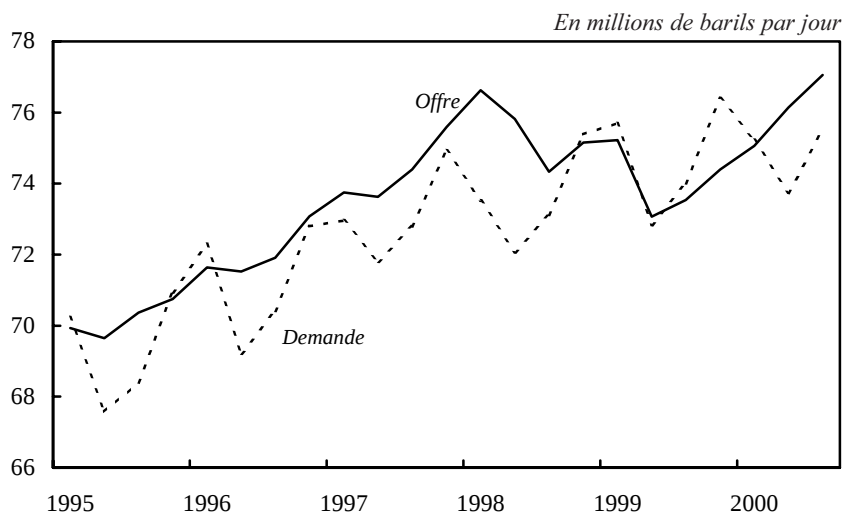
Le graphique 1 donne les évolutions depuis 1995 de la demande et de l'offre mondiales de pétrole en millions de barils par jour (Mb/j).

La demande, au-delà d'une augmentation tendancielle et d'oscillations saisonnières, a été marquée par deux chocs imprévus. D'abord un net décrochement début 1998 (crise financière partie de Thaïlande et se propa-

geant à l'Asie, l'Amérique latine et la Russie). Puis une nette reprise au début de 1999 (redémarrage rapide des pays émergents et accélération de la croissance américaine).

La production mondiale de pétrole n'a réagi qu'avec retard dans les deux cas. Il en est résulté une situation d'excès d'offre courant 1998 et d'insuffisance d'offre en 1999 et début 2000.

1. Offre et demande mondiales de pétrole



Source : Direction de la prévision.

Le graphique 2 met en regard les décisions de l'OPEP et l'évolution du prix du baril.

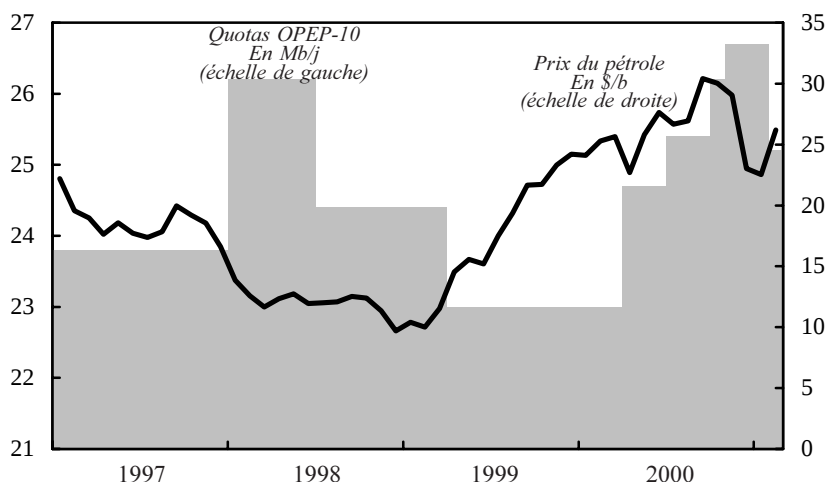
Face aux deux chocs de demande précités, l'OPEP a réagi à contre-temps. Elle a augmenté ses quotas au début de 1998, précipitant la baisse du prix qui était déjà amorcée. À l'inverse, elle a abaissé ses quotas en avril 1999, amplifiant l'augmentation du prix qui s'était déjà enclenchée.

Sa première erreur lui a coûté très cher : le prix est descendu à 10 dollars par baril (\$/b) et cette chute a conduit l'OPEP, sous l'impulsion de l'Arabie saoudite et du Venezuela d'Hugo Chavez, à resserrer les rangs et à affirmer sa volonté de redresser durablement le prix. La seconde erreur n'en est peut-être pas une, car l'OPEP a pu ainsi récupérer une partie des recettes perdues en 1998.

Depuis, le fait important est que l'OPEP ait en avril 1999 affiché un *objectif de prix entre 22 et 28 \$/b* et mis en place un dispositif rapproché de suivi.

Dans ce cadre, elle a augmenté ses quotas, à intervalles assez rapprochés, pour calmer l'envolée du prix, qui ont culminé en octobre 2000 à 35\$/b. L'offre est ainsi redevenue supérieure à la demande et le prix s'est détendu à partir de début décembre 2000.

2. Prix du baril de brent et quotas de l'OPEP-10(*)



Notes : (*) OPEP sans l'Irak.

Sources : Platt's et Pétrole et gaz arabes, 2001.

Perspectives de prix à court terme

Le 17 janvier 2001, l'OPEP a décidé de réduire ses quotas de 1,5 Mb/j. Elle jouait sa crédibilité, car sans cette diminution, il était prévisible que l'excès d'offre se serait accentué à la sortie de l'hiver et aurait provoqué une chute (temporaire) du prix.

Le 16 mars 2001, l'OPEP a de nouveau diminué ses quotas, de 1 Mb/j cette fois. Cette décision lui a sans doute été inspirée par la crainte d'un affaiblissement de la demande mondiale de pétrole, sous l'effet du ralentissement conjoncturel américain, plus marqué que prévu, en même temps que par la remontée de la production pétrolière de l'Irak.

L'OPEP paraît ainsi s'être engagée dans un pilotage très fin du prix du pétrole, y compris pour atténuer les pressions saisonnières à la baisse qui auraient pu se manifester vers le mois de mai.

On peut dès lors penser que l'objectif de l'OPEP sera tenu et que le prix devrait s'établir aux alentours de 25 \$/b ou un peu en dessous, en moyenne sur l'année 2001.

Plusieurs aléas peuvent cependant jouer dans des sens opposés.

Les uns pourraient pousser le prix à la baisse :

- une poursuite du creusement de la conjoncture américaine et sa propagation à l'économie mondiale pèseraient davantage sur la demande mondiale de pétrole ;
- la cohésion de l'OPEP pourrait être fragile : une déviation d'un seul membre pourrait être contagieuse et entraîner un dépassement des quotas.

Les autres pourraient faire pression sur le prix :

- un rebond précoce de la conjoncture américaine ou même le simple redémarrage de la demande d'essence à l'approche de la *driving season* pourraient provoquer une tension sur le marché du brut, d'autant plus que les stocks restent insuffisants au sein de l'OCDE ;
- on ne peut exclure de nouvelles restrictions, délibérées ou non, de la production pétrolière de l'Irak.

Le risque de volatilité du prix subsiste donc. À noter qu'une erreur de l'ordre de 1 Mb/j, en plus ou en moins, dans l'ajustement entre offre et demande mondiales de pétrole pourrait se traduire par une variation du prix, en moins ou en plus, de 3 à 10 \$/b (selon la valeur de l'élasticité prix).

Il reste donc à savoir si le suivi de l'OPEP, qui a fixé sa prochaine réunion au 5 juin 2001, sera suffisamment ferme et efficace pour stabiliser le prix.

Face à cette volatilité, que pourrait-on faire ?

Tout d'abord, améliorer les instruments de pilotage et notamment mieux connaître les stocks, notamment hors OCDE.

Développer le dialogue avec l'OPEP, pour parvenir à un diagnostic aussi partagé que possible sur l'état du marché.

Resserrer au sein de l'Union européenne la concertation concernant les politiques pétrolières, les politiques de normes applicables aux produits pétroliers et les politiques de taxation des hydrocarbures.

Étendre les dispositifs destinés à lisser pour l'utilisateur final les à-coups du prix du baril, au-delà du mécanisme de stabilisation de la fiscalité déjà en place, en incitant au développement de mécanismes financiers de couverture à terme, comme le font déjà les grandes entreprises publiques ou privées.

Le cas échéant, utiliser les réserves stratégiques des pays consommateurs pour intervenir lorsque les prix sortent d'une plage donnée.

Moyen-long terme

Une excellente référence est fournie par le « World Energy Outlook 2000 (WEO 2000) » récemment publié par l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Le scénario central de ce WEO 2000 décrit une évolution de l'offre et de la demande d'énergie à l'horizon 2020, avec une étape en 2010. Il fait

l'hypothèse que le prix du pétrole serait de 21 \$/b d'ici à 2010, puis croîtrait graduellement jusqu'à 28 \$/b en 2020. En résumant à l'extrême, de ce scénario le rapport du CAE retient deux problèmes principaux.

Concentration de la production

La production mondiale de pétrole se concentrerait progressivement entre les mains de l'OPEP. À l'horizon 2020, la production de l'OPEP devrait plus que doubler et sa part de marché atteindrait 54 %. La cause en serait l'épuisement progressif des gisements de pétrole conventionnel hors OPEP et un appel encore assez faible aux pétroles non conventionnels (huiles lourdes de l'Orénoque et sables asphaltiques du Canada). Ce scénario est cohérent avec le fait que les deux tiers des réserves mondiales de pétrole conventionnel se situent au Moyen-Orient et notamment en Arabie saoudite.

À l'appui de ce scénario, un complément au rapport du CAE indique que la stratégie la meilleure pour l'OPEP serait vraisemblablement d'afficher (sur 20 ans) un prix de 24 \$/b, tout en entretenant une volatilité (raisonnable), tant pour rappeler les membres de l'OPEP à la discipline que pour augmenter le risque des investissements dans les gisements hors OPEP.

Cependant, dans une approche alternative, le rapport soulève la question : l'OPEP, et notamment l'Arabie saoudite, considèrera-t-elle de son intérêt de tirer à ce point sur ses gisements et d'accumuler des excédents financiers considérables ? Si elle se montrait plus économe de ses réserves pétrolières, il faudrait alors recourir aux pétroles non conventionnels à plus grande échelle ; malgré le progrès technique, qui a fortement abaissé les coûts d'exploitation, le prix du baril pourrait être, dans ce cas, plus tendu.

Protocole de Kyoto (contingentement des émissions de CO₂)

Dans la projection de référence, les émissions de CO₂ dans l'atmosphère dépasseraient nettement, à l'horizon 2010, les plafonds correspondant au protocole de Kyoto.

Pour respecter ces plafonds, il faudrait mettre en place un dispositif de taxation, estimée entre 92 et 117 dollars par tonne de carbone (soit environ 9 à 12 \$/b de pétrole), ou un mécanisme équivalent de permis négociables, de façon à renchérir de prix de vente des hydrocarbures pour l'utilisateur final. Parallèlement, le contingentement des émissions de CO₂ contribuera à réduire la demande mondiale de pétrole et exercera donc sur le prix du baril un certain effet modérateur (d'ampleur limitée : quelques pour-cent).

Cet élargissement du « coin fiscal » entre prix à la consommation et prix à la production risque fort de soulever une double objection :

- les consommateurs, bien que désireux de lutter contre le changement climatique, paraissant réticents à en payer le prix ;
- les pays producteurs revendiquant, bien qu'avec des arguments fragiles, une part dudit coin fiscal.

Que pourrait-on faire à moyen-long terme ?

Il serait tout aussi souhaitable pour le moyen-long terme que pour le court terme de développer le dialogue entre pays producteurs et pays consommateurs.

La réalisation des engagements de Kyoto ne peut pas passer exclusivement par une politique d'augmentation, aussi indispensable soit-elle, du prix des hydrocarbures pour le consommateur final. Elle requiert en outre des politiques structurelles : amélioration de l'efficacité énergétique des transports, redéploiement entre modes de transport, renforcement des normes dans l'isolation thermique des bâtiments, maîtrise de la péri-urbanisation.

Commentaires

Michel Didier rappelle que les évolutions structurelles qui affectent la demande et l'offre mondiale de pétrole sont lentes, mais que les mouvements conjoncturels des prix sont brutaux, en raison des très faibles élasticités à court terme. Le renchérissement récent du pétrole a induit une diminution visible dans les marges des entreprises, même si elle est beaucoup moins importante que lors des deux chocs pétroliers. Il importe d'économiser le pétrole non parce qu'on risque d'en manquer à terme, mais pour protéger l'environnement.

Guy de Monchy souligne que l'analyse de l'offre et de la demande fournit *a posteriori* une explication cohérente de l'évolution du prix du brut, mais que la prévision renvoie aux incertitudes sur le jeu des acteurs. L'intérêt de l'OPEP est de garder la maîtrise du prix du brut et l'instabilité des prix peut être pour elle une nouvelle manière de créer des barrières à l'entrée de nouveaux producteurs. La dépendance va augmenter à l'égard du pétrole dans les transports et à l'égard du gaz dans la production d'électricité. Il est justifié de taxer les hydrocarbures, notamment pour lutter contre le changement climatique et les pays producteurs ne devraient pas avoir de raison de s'en inquiéter.

Neuf compléments sont joints au rapport

Arnaud Buissé, Jean-Paul Depecker et Bruno Tissot présentent, dans le complément A, une analyse du marché pétrolier à l'horizon 2001-2002, mettant notamment en évidence l'incapacité de l'OPEP à parvenir à un pilotage fin du marché et la perspective éventuelle d'une détente des prix.

Denis Babusiaux, dans le complément B, expose les mécanismes de formation des prix du pétrole brut. Il analyse les facteurs d'évolution sur longue période (coût et progrès technique), le mode de régulation à moyen terme et le fonctionnement à court terme avant de donner des pistes d'évolution possible.

Le complément C de Xavier Burucoa et Didier Houssin fait le point sur les évolutions possibles à court terme de l'offre de pétrole. Il insiste sur le lien existant entre, d'une part, les variations de l'offre OPEP et non-OPEP et, d'autre part, les prix ; il aborde incidemment le rôle des stocks et des marges de raffinage.

Olivier Appert présente, dans le complément D, l'édition 2000 du World Energy Outlook. Il détaille le scénario de référence du WEO et précise les grandes tendances à l'horizon 2020 de la consommation d'énergie au niveau mondial, régional, par secteurs et par combustible, ainsi que les conséquences en termes d'émission du CO₂.

Patrick Criqui et Pierre-Noël Giraud explorent, dans le complément E, les stratégies de l'OPEP en tenant compte de la sensibilité de la demande mondiale de pétrole et de l'offre non-OPEP aux trajectoires de prix. Ils identifient ainsi des trajectoires de prix optimales pour ces pays.

Frédéric Lasserre met en lumière, dans le complément F, le rôle de l'État dans la gestion du risque de prix du pétrole. Il fait des propositions en vue, d'une part, d'améliorer l'accès des PME aux marchés financiers à terme. Il préconise, d'autre part, que l'État étende à sa propre consommation pétrolière la couverture au moyen des instruments financier, afin de donner l'exemple aux PME en respectant ses budgets prévisionnels.

Jean-Marie Chevalier met en évidence, dans le complément G, les transformations auxquelles vont être soumises les conditions d'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne, ainsi que les mécanismes de détermination des prix du fait de la libéralisation des marchés du gaz naturel.

Stéphane Gallon dessine, dans le complément H, les perspectives du marché du gaz en Europe. Si le marché européen du gaz est appelé connaître à moyen terme une croissance soutenue liée en grande partie à l'utilisation accrue de ce combustible pour la production d'électricité, l'optimisme autour du potentiel de développement de ce marché doit rester tempéré en raison des incertitudes qui pèsent à long terme sur la compétitivité du gaz.

François Moisan, dans le complément I, fait l'exposé d'un certain nombre de mesures prises dans l'ensemble des secteurs de consommation d'énergie dans le cadre du Programme national d'amélioration de l'efficacité énergétique présenté par le gouvernement début décembre 2000. Ces mesures contribueront à réduire la demande globale de pétrole à l'horizon 2010.

Summary

The Oil Price

The oil market is the most volatile of all markets, with the exception of the Nasdaq. It is also the biggest commodity market in the world. Therefore one cannot avoid forecasting oil prices, nor can one expect to avoid the forecasting errors that have been made in the past. In his report, Joël Maurice draws a distinction between the short term and the medium-long term in analysing the outlook for oil prices.

Short term

In the short term, world demand for oil is virtually proportionate to economic growth and shows very little price elasticity. Oil is in fact mainly used for transportation purposes and there are very few substitutes for it.

The world oil supply can broadly speaking be divided between OPEC, which has a market share of approximately 40%, and the non-OPEC countries. The latter produce at full capacity (barring exceptional circumstances). OPEC thus behaves as the “swing producer”, which seeks to adjust the global supply of oil in relation to global demand by adjusting its own quotas. However it does not respond instantaneously. This implies that production also displays inertia in the near term.

Against this backdrop, an unexpected event (a shock), however minor, that affects quantities may have major impact on the price of crude oil. Producing an explanation for past events is thus relatively straightforward once the shocks have taken place and have been clearly identified. Forecasting a price that is so sensitive to unforeseen circumstances is a more complex exercise.

Developments in recent years provide some explanation of the sequence of events

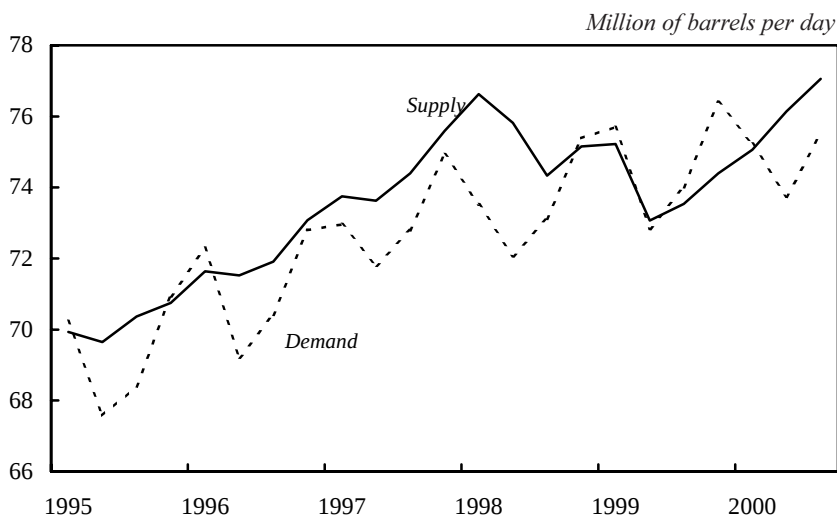
Graph 1 illustrates the trend in global supply and demand for oil since 1995 in millions of barrels per day (Mbl/d).

Apart from an upward trend and seasonal fluctuations, two unexpected shocks have affected demand. Firstly there was a sharp fall in early 1998 (the financial crisis that started in Thailand, spreading to Asia, Latin America

and Russia). There was a clear upturn in early 1999 (a rapid recovery in the emerging countries and an acceleration in US growth).

The response in terms of world oil production came late in both cases. This led to a supply glut during the course of 1998 and a shortage in 1999 and early 2000.

1. World supply and demand of oil



Source : Direction de la prévision.

Graph 2 illustrates the behaviour of oil prices in relation to OPEC decisions.

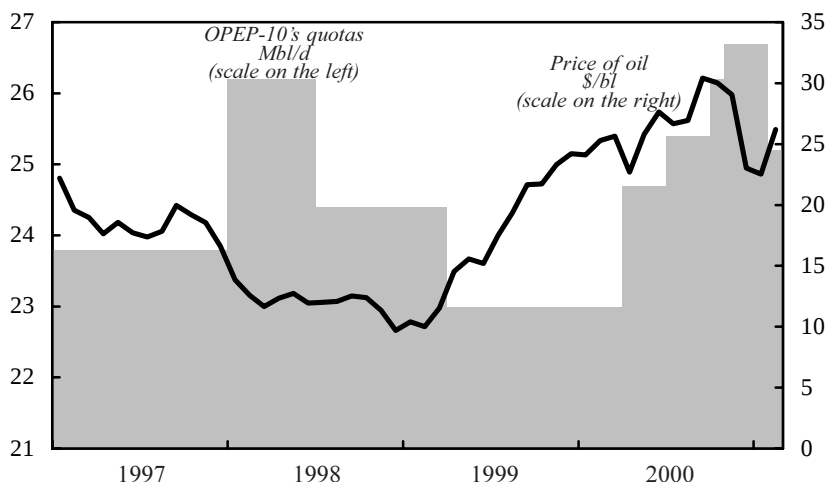
OPEC mistimed its response to both of the demand shocks mentioned above. It raised production quotas in early 1998, thereby precipitating a further fall in prices. Conversely it cut production quotas in April 1999, thereby further fuelling the rise in prices.

The first error proved extremely costly: the price fell to 10 dollars per barrel (\$/bl) and the fall prompted OPEC, led by Saudi Arabia and Venezuela (under the Hugo Chavez administration) to close ranks and declare its intention to produce a durable recovery in prices. The second error may in fact not have been a mistake at all, as OPEC was in fact able to retrieve some of the revenue lost in 1998.

The main point since then is that OPEC defined a *desired price range* of \$22-28/bl in April 1999 and established a mechanism enabling it to monitor prices closely.

Under the above framework, it has raised production quotas at fairly close intervals in order to curb the surge in prices which peaked at \$35/bl in October 2000. Supply thus exceeded demand once again and prices began to ease from early December 2000 onwards.

2. Price of a barrel of brent and OPEP-10's quotas^(*)



Notes : (*) OPEP excluding Irak.

Source : Platt's and Arab Oil and Gaz, 2001.

Short term price outlook

On 17 January 2001, OPEC decided to cut production quotas by 1.5 million barrels per day. Its credibility was at stake, as there would certainly have been further excess supply at the end of the winter if the cuts had not been made and this would have triggered a fall in prices. This decision confirmed market expectations, thereby producing a rise in Brent crude prices from \$22/bl to approximately \$26/bl.

On 16 March 2001, OPEC decided to cut production quotas by another 1 million barrels per day.

According to these decisions, OPEC will in all likelihood achieve its objective and the price should settle around \$25/bl or slightly lower on average in 2001.

There are however several areas of uncertainty.

Two factors may combine to push prices lower:

- given the economic slowdown in the United States, world oil demand may in fact be lower than forecast;
- OPEC cohesion could be fragile: dissent on the part of one member could prove contagious.

Two other unforeseeable factors may on the contrary trigger a rise in prices:

- the economic recovery in the USA could happen sooner than anticipated:
- oil production could be restricted by Irak, whose behaviour can hardly be predicted.

There thus remains a risk of price volatility. As a reminder, an error of approximately 1 Mbl/d either on the upside or the downside in matching supply and demand for oil worldwide could produce an upward or downward price variation of \$3 to 10/bl (depending on the value of price elasticity).

The issue is whether OPEP will be able or not to stabilise the price of oil, when meeting next on 5 June 2001.

What steps can be taken to counter the volatility?

First of all, monitoring should be improved, and the level of inventories should be assessed more accurately, particularly outside the OECD.

A broader dialogue should be established with OPEC, in order to share similar views whenever possible regarding the situation in the market.

There should be more consultation within the European Union over oil policy and fuel tax policy.

Further measures should be introduced in order to reduce the impact of volatile oil prices on the end user. These measures should extend beyond the current tax stabilisation mechanism and should aim to encourage the development of hedging instruments on the basis of the financial instruments used by major private and public sector corporations.

The main energy-consuming countries should consider using strategic reserves in order to intervene when prices are no longer within a specific range.

Medium-long term

The “World Energy Outlook 2000 (WEO 2000” recently published by the International Energy Agency (IEA) provides excellent insight. The central scenario of the WEO 2000 describes the trend in energy supply and demand up to 2020, with an intermediate period up to 2010. The assumption is that the oil price will be around \$21/bl by 2010, gradually rising to \$28/bl in 2020. The IEA’s report concentrates on two key problems within this scenario.

Concentration of production

World oil production will gradually be concentrated among OPEC members. By 2020, OPEC production should more than double and OPEC’s

market share will reach 54%. The reason for this is that non-OPEC conventional oilfields sense will gradually be depleted and that there would not be an extensive use of non-conventional oils (heavy oil in the Orenoco and tar sands in Canada). This particular scenario is consistent with the fact that two thirds of the world's conventional oil reserves are located in the Middle East, particularly in Saudi Arabia.

This scenario is illustrated by a supplement to the CEA report suggesting that the most effective strategy for OPEC would probably be to set a price of \$24/bl for the next 20 years, while maintaining (reasonable) volatility, both in order to enforce discipline among OPEC members and to increase the element of risk regarding investments in the non-OPEC oilfields.

The reports suggests an alternative approach by raising the following question: will OPEC, and particularly Saudi Arabia, agree to draw so heavily on their available resources and build up major financial surpluses? If they decide to withhold their oil reserves, non-conventional oils would be required on a larger scale; despite the sharp fall in exploration costs produced by technical progress, this scenario could lead to higher oil prices.

Kyoto Protocol (quotas on CO₂ emissions)

According to the forecasts in the report, CO₂ emissions will be well in excess of the maximum levels agreed under the Kyoto Protocol by 2010.

Compliance with these limits requires the introduction of a tax, estimated at \$92 to 117 per ton of carbon (i.e. approximately \$9 to 12/bl of oil), or an equivalent mechanism such as a negotiable licence, in order to raise the price of hydrocarbons for the end user. By the same token, setting quotas for CO₂ emissions will help reduce world demand for oil and will have a restraining influence on the oil price (admittedly only by a few percentage points).

The widening of the “fiscal wedge” between consumer prices and production prices may well raise two main objections:

- consumers wish to counter the effects of climate change, yet seem reluctant to cover the related costs;
- the oil producing countries are demanding, admittedly on a somewhat spurious basis, a share of the “fiscal wedge” mentioned above.

What can be done in the medium-long term?

Dialogue between the producer countries and the energy-consuming countries should be encouraged on a medium term as well as on a short term basis.

Meeting the Kyoto commitments will require measures extending beyond higher hydrocarbon prices to the consumer, however important a policy component the latter may be. Furthermore structural requirements are

required: transportation has to become more efficient in terms of the use of energy, alternative means of transport have to be developed, more stringent criteria are required for heating insulation in buildings, and suburbanisation has to be contained.

Comments and supplements

The report is discussed by Michel Didier and Guy de Monchy. Furthermore, nine supplements have been written by Arnaud Buissé, Jean-Paul Depecker and Bruno Tissot; Denis Babusiaux; Didier Houssin and Xavier Burucoa; Olivier Appert; Patrick Criqui and Pierre-Noël Giraud; Frédéric Lasserre; Jean-Marie Chevalier; Stéphane Gallon; François Moisan.

PREMIER MINISTRE

Conseil d'Analyse Économique

Hôtel de Broglie 35 rue Saint Dominique 75700 PARIS
Télécopie : 01 42 75 76 46

Site Internet : www.cae.gouv.fr

Cellule permanente

Jean Pisani-Ferry

Président délégué du Conseil d'analyse économique

Joël Maurice

Secrétaire général par intérim
01 42 75 76 13

Joël Maurice

Conseiller scientifique
Membre du CAE
*Politiques structurelles
Questions européennes*

Laurence Tubiana

Conseiller scientifique
Membre du CAE
*Environnement
Négociations commerciales multilatérales*

Éric Dubois

Conseiller scientifique
Macroéconomie et conjoncture

Lucile Olier

Conseiller scientifique
Protection sociale et redistribution

Christine Carl

Chargée des publications
01 42 75 77 47
c.carl@cae.pm.gouv.fr

Katherine Beau

Chargée d'études documentaires
01 42 75 77 40
k.beau@cae.pm.gouv.fr

