



Conseil Français de l'Energie

WORLD ENERGY COUNCIL



**Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon :  
La théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions ?**

**Jacques Percebois  
Université Montpellier I  
CREDEN (Laser)**

**La recherche en économie,  
source de la décision politique et stratégique  
– l'exemple de l'énergie –**

***Paris, mercredi 3 décembre 2008***

## **Le Conseil Français de l'Énergie**

Le Conseil Français de l'Énergie est le comité national français du Conseil Mondial de l'Énergie ; c'est une association dont les membres sont les principales entreprises et organisations – institutions, associations - françaises ayant un intérêt scientifique, technique ou industriel à participer à des réflexions portant sur les questions énergétiques au niveau mondial.

Le Conseil Français de l'Énergie assure la présence française au sein du Conseil Mondial de l'Énergie et représente ses Membres dans toutes les activités internationales du Conseil Mondial de l'Énergie. Le Conseil Français de l'Énergie étudie toutes les questions relatives à la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie ; il encourage les recherches se rapportant à ces mêmes questions.

**Conseil Français de l'Énergie, comité membre du Conseil Mondial de l'Énergie**

3 rue Treilhard -75008 Paris – France

Tel + 33 1 44 95 16 90 - Fax +33 1 44 95 16 97

[www.wec-france.org](http://www.wec-france.org)

# **Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions ?**

Jacques PERCEBOIS  
Professeur à l'Université Montpellier I  
Directeur du CREDEN (LASER)<sup>1</sup>

L'objet de cet article est d'analyser le fonctionnement des marchés internationaux de l'énergie, ceux du pétrole, du gaz naturel, du charbon et de l'uranium et de voir plus particulièrement si la théorie économique nous aide à mieux comprendre les évolutions observées depuis trente ans. Ces sources d'énergie représentent près de 95% de l'énergie commerciale (hors bois) consommée dans le monde et elles ont en commun d'être épuisables à l'échelle humaine. Rappelons que le pétrole représente à lui seul 38% de l'énergie primaire commercialisée dans le monde, le charbon 26%, le gaz naturel 24% et le nucléaire 7%. L'énergie n'est pas un bien comme les autres, une « commodity », et ce pour deux raisons : c'est un produit stratégique qui implique que les Etats cherchent à en contrôler l'accès, d'une part ; c'est un bien qui du fait de son épuisabilité et de la localisation spatiale des réserves génère des rentes, ce qui implique que le prix payé sur le marché diffère souvent du coût d'accès à cette énergie, d'autre part. Certains opérateurs disposent en outre d'un pouvoir de marché tout au long de la chaîne énergétique, que ce soit les producteurs, les transporteurs, les distributeurs ou les consommateurs. Plusieurs structures de marché sont dès lors observables, qui vont de la concurrence au quasi monopole en passant par le cartel ou l'oligopole bilatéral. L'enjeu sur ces marchés, c'est le partage de la rente et les Etats, via la fiscalité, peuvent modifier les règles de ce partage, que ce soit dans l'amont de la chaîne, au niveau de la production, ou dans l'aval, au niveau de la distribution.

Rente, pouvoir de marché, intervention publique sont des facteurs qui, à côté des coûts de production, vont jouer un rôle majeur dans la détermination des prix de l'énergie mais la situation sera différente selon les énergies considérées. Le marché international du pétrole est un marché unifié à l'échelle mondiale sur lequel s'échange plus de la moitié du pétrole produit et où le prix observé est souvent très supérieur au coût d'accès. Le marché international du gaz naturel reste un marché segmenté sur le plan géographique. La part du gaz produit qui est échangée sur le marché international est sensiblement plus faible, de

---

<sup>1</sup> Texte rédigé pour le compte du Conseil Français de l'Energie (CFE), Journée du 3 décembre 2008 à Paris

l'ordre de 23 à 24% et le prix du gaz est souvent corrélé avec celui du pétrole. Le marché international du charbon est encore plus étroit que celui du gaz naturel (la proportion de la production mondiale de charbon qui donne lieu à échange international ne dépasse pas 15%) et c'est de plus un marché doublement segmenté : au niveau de la nature du charbon, puisqu'il faut distinguer le charbon « sidérurgique » du charbon « vapeur », et au niveau géographique puisqu'il faut analyser séparément le marché « atlantique » du charbon-vapeur et le marché « pacifique » du charbon-vapeur. Le gaz naturel et le charbon ont en outre en commun d'être beaucoup plus coûteux à transporter que le pétrole, ce qui explique dans une large mesure la segmentation observée sur ces marchés. Quant à l'uranium, c'est une ressource dont les échanges internationaux restent modestes pour l'instant et se font encore pour l'essentiel sous forme de contrats bilatéraux et, dans une faible proportion (10%), sur un marché « spot ». En termes d'épuisabilité, les ratios R/P (réserves prouvées sur production annuelle) sont très différents d'une source d'énergie à l'autre puisqu'ils s'échelonnent de 44 ans pour le pétrole à 150 ans voire plus pour le charbon, en passant par 60 ans pour le gaz naturel et 85 ans pour l'uranium (si on l'utilise dans les réacteurs actuels de 3<sup>ème</sup> génération, beaucoup plus si on considère les réacteurs futurs dits de 4<sup>ème</sup> génération). Dans tous les cas, la concentration des réserves prouvées reste forte comme le montre le tableau I puisque les trois premiers pays représentent à eux seuls 46% des réserves dans le cas du pétrole, 53% dans le cas du charbon, 56% dans le cas de l'uranium et près de 60% dans le cas du gaz naturel. Cette concentration géographique des réserves prouvées est de nature à expliquer le pouvoir de marché potentiel dont bénéficient certains acteurs. Nous analyserons successivement le cas du prix du pétrole avant de voir les spécificités du prix du gaz, du charbon et de l'uranium.

### La CONCENTRATION des RÉSERVES et de la PRODUCTION

(part en % des 3 premiers pays en 2007)

Part dans la consommation mondiale d'énergie en %		Réserves prouvées		Production en 2007	
Pétrole R/P = 44 ans	38 %	1 – Arabie Saoudite	22 %	1 – Arabie Saoudite	13 %
		2 – Canada	14 %	2 – Russie	13 %
		3 – Iran	10 %	3 – Etats-Unis	8 %
		<b>Sous-total</b>	<b>46 %</b>	<b>Sous-total</b>	<b>34 %</b>
Gaz naturel R/P = 60 ans	24 %	1 – Russie	30 %	1 – Russie	23 %
		2 – Iran	15 %	2 – Etats-Unis	20 %
		3 – Qatar	15 %	3 – Canada	7 %
		<b>Sous-total</b>	<b>60 %</b>	<b>Sous-total</b>	<b>50 %</b>
Charbon R/P = 150 ans	26 %	1 – Etats-Unis	25 %	1 – Chine	45 %
		2 – Russie	16 %	2 – Etats-Unis	21 %
		3 – Chine	12 %	3 – Inde	9 %
		<b>Sous-total</b>	<b>53 %</b>	<b>Sous-total</b>	<b>75 %</b>
Uranium R/P = 85 ans (réacteurs 3 <sup>ème</sup> génération)	7 %	1 – Australie	26 %	1 – Canada	25 %
		2 – Kazakhstan	17 %	2 – Australie	19 %
		3 – Canada	13 %	3 – Kazakhstan	13 %
		<b>Sous-total</b>	<b>56 %</b>	<b>Sous-total</b>	<b>57 %</b>

Jacques Percebois / CREDEN / p. 7

## ***I – Le prix international du pétrole : entre déterminants économiques et contraintes géopolitiques***

Anticiper l'évolution des prix du pétrole est difficile tant sont nombreux les facteurs explicatifs qui interfèrent dans ce domaine. On peut seulement dénombrer les principaux déterminants retenus dans la littérature et voir dans quelle mesure ils jouent ou ont pu jouer un rôle. Nous avons retenu neuf facteurs qui, à des degrés divers, peuvent être considérés comme explicatifs. Ces neuf facteurs sont les suivants : l'épuisement prochain des réserves, la disponibilité de l'offre de pétrole et son coût d'accès, le taux d'utilisation des capacités de production, la capacité d'absorption des économies exportatrices, le rythme de croissance de la demande de pétrole, le pouvoir de marché de certains opérateurs, la spéculation sur les marchés, l'évolution du cours du dollar et les tensions politiques.

Rappelons qu'en monnaie courante, le prix moyen du pétrole de référence (Arabian Light, Brent ou WTI selon les périodes) était de l'ordre de 2\$ le baril avant le premier choc pétrolier de 1973-1974, qu'il a ensuite dépassé les 12\$ lors du premier choc et puis atteint le sommet de 40\$ lors du deuxième choc en 1979-1980 avant de redescendre à moins de 10\$ lors du contre-choc de 1986. Il a ensuite atteint 40\$ au moment de la Guerre du Golfe de 1990 avant de chuter à nouveau à 10\$ dans les années 1998-1999 au moment de la crise asiatique. Depuis 2000, son prix n'a cessé de croître : les 40\$ sont franchis en mai 2004, les 50\$ en septembre 2004, les 70\$ en 2005 lors de l'ouragan Katrina et le seuil des 100\$ le baril est atteint le 2 janvier 2008. Le prix s'envole en 2008 jusqu'à atteindre le pic de 147\$ début juillet 2008. Les prix diminuent ensuite sensiblement du fait des craintes liées à la crise économique et au ralentissement de la demande en Asie avant de s'effondrer à 65\$ fin octobre 2008 en pleine crise financière. En dollars constants de 2008, c'est seulement vers 90 à 100\$ le baril que l'on retrouve le niveau atteint lors du second choc pétrolier (40\$ à l'époque). Notons que ce niveau élevé avait déjà été observé au début de l'ère pétrolière, en 1869, à une époque où les prix du pétrole étaient très volatils aux Etats-Unis.

## I.1 – L'épuisement des réserves

La prise en compte d'une rente de rareté dans les anticipations de prix peut-elle expliquer la hausse des prix du brut ? Le pétrole comme la plupart des autres sources d'énergie est une ressource épuisable et cela lui confère un statut particulier.

Les travaux de Hotelling (1931) ont jeté les bases de la théorie des ressources épuisables, à un moment où la crainte d'un tel épuisement se faisait sentir aux Etats-Unis. Un stock de ressources épuisables en terre est un actif dont le rendement est égal au gain en capital que procure l'augmentation de sa valeur au cours du temps. Tout ce que peut faire le propriétaire, c'est de repousser l'extraction donc substituer une vente future à une vente immédiate, ou au contraire d'accélérer cette extraction, ce qui revient à substituer une vente immédiate à une vente future. En présence de marchés à terme complets, le taux de croissance de la valeur unitaire du stock est donc égal au taux de rendement de tout autre actif, en particulier du taux d'intérêt (Solow, AER 1974). Le prix de marché de cette ressource doit tenir compte non seulement du coût d'extraction mais aussi du coût d'option que constitue cette valeur en terre sacrifiée (Gaudet et Hung, 1987). Cela conduit à deux conclusions opérationnelles (Percebois, 1997) :

1. il existe dans le cas d'une ressource dont la quantité est physiquement limitée une différence entre la recette marginale et le coût marginal et cette différence correspond à un « coût d'usage » (rente de rareté) ;

2. le profit marginal du propriétaire de cette ressource épuisable doit croître au cours du temps au rythme du taux d'intérêt pris comme taux d'actualisation. Il est en effet indifférent pour ce propriétaire de transformer son stock en terre en un flux monétaire à la date  $t$  avec un profit marginal égal à  $\pi$  ou d'opérer cette transformation à la date  $(t+n)$  avec un profit marginal égal à  $\pi(1+a)^{t+n}$  où  $a$  est le taux d'actualisation égal au taux d'intérêt.

Hotelling en déduit le sentier optimal d'évolution du prix de la ressource suivant la structure du marché :

- en concurrence pure et parfaite, le prix net des coûts d'extraction d'une ressource non renouvelable doit croître au rythme du taux d'actualisation ;
- en situation de monopole (privé), la recette marginale nette des coûts d'extraction d'une ressource non renouvelable doit croître au rythme du taux d'actualisation. Le prix d'équilibre diffère du prix de concurrence par la prise en

compte d'une rente de monopole qui est positive dès lors que l'élasticité-prix de la demande est, en valeur absolue, supérieure à l'unité (Newberry, *Economic Journal*, septembre 1981). Il est de l'intérêt du monopoleur de fixer dès le départ un prix plus élevé et d'accroître ensuite ce prix dans une proportion inférieure au taux d'intérêt du marché. De ce point de vue, le monopole est « l'ami de la conservation » des réserves puisqu'à un prix plus élevé, la demande sera plus faible. L'épuisement de la ressource est retardé d'autant. Pakravan (1981) va montrer que, sous certaines conditions, le prix d'équilibre du pétrole doit croître deux fois moins vite en situation de monopole par rapport à une situation de concurrence (cas où la réserve est connue et où le coût de production est une fonction décroissante du niveau de la réserve).

La démonstration de ce résultat peut être faite de façon intuitive comme le fait Hamilton (2008). Appelons  $\lambda_t$  la rente de rareté égale à la différence entre le prix  $P_t$  et le coût marginal de production  $M_t$ , soit  $\lambda_t = P_t - M_t$ . Si le détenteur de la ressource produit ce pétrole et place la rente au taux d'intérêt  $i$ , son profit sera égal l'année suivante à  $\lambda_t(1+i)$ . Si ce profit est supérieur alors à la rente qu'il pourrait obtenir en retardant la production, soit  $\lambda_t(1+i) > \lambda_{t+1}$ , le producteur aura intérêt à produire aujourd'hui plutôt que demain et à retarder la production dans le cas contraire. L'optimum requiert donc  $\lambda_{t+1} = (1+i) \lambda_t$ , soit  $P_{t+1} - M_{t+1} = (1+i)(P_t - M_t)$ . La rente doit croître au rythme du taux d'intérêt...

On peut utiliser cette approche en termes de rente de rareté pour interpréter le premier choc pétrolier. Au début des années 1970, la demande mondiale de pétrole augmentait sensiblement plus vite que l'offre disponible sur le marché, du fait d'une croissance économique soutenue dans les pays de l'OCDE. L'OPEP devait chaque année trouver 100 millions de tonnes supplémentaires pour équilibrer le marché. Le ratio réserves/production, qui était de 40 ans dans les années 1960, était alors tombé à 30 ans début 1970. Anticipant la fin du pétrole, le marché considérait que la hausse des prix était inéluctable. Des tensions politiques (Guerre du Kippour) ont suffi à provoquer cette hausse des prix, de façon plus brutale et dans un délai plus court que prévu.

On peut considérer que la théorie du « peak oil » souvent mise en avant aujourd'hui reprend la même approche pour expliquer la hausse continue du prix du brut observée depuis 2004 (exception faite de la chute récente induite par la crise économique et financière). Cette théorie du « peak oil » a été développée par King Hubbert, un géologue texan de la Shell, dans les années 1950. Il part d'un constat : toute production d'un gisement de pétrole a

tendance à suivre une courbe de Gauss. Elle atteint son maximum lorsque la moitié de la réserve a été produite. Pour connaître la date du « peak oil », il suffit donc en théorie de connaître le montant des réserves disponibles et la quantité extraite depuis le début de l'exploitation. Le pic est atteint lorsque les quantités extraites sont égales à celles qui restent à extraire. Pour Hubbert, une bonne approximation de la courbe de production s'obtient en décalant la courbe d'évolution des découvertes de 35 ans. Il a ainsi prédit en 1959 que la production de pétrole aux Etats-Unis atteindrait son maximum au début des années 1970, le pic des découvertes ayant été observé autour de 1940, ce qui fut effectivement le cas. Mais peut-on extrapoler cette observation à l'ensemble du monde ? Pour l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas), le pic de la production pétrolière mondiale devrait se situer vers 2010 à un niveau de l'ordre de 90 millions de barils par jour (la production actuelle est de l'ordre de 85 à 86 millions de barils par jour). La prise de conscience d'un tel risque d'épuisement n'explique-t-elle pas la hausse des prix observée ces dernières années ? Le marché anticiperait en quelque sorte à nouveau la fin du pétrole...

A y regarder de plus près, la hausse des prix du pétrole ne ferait que respecter, sur longue période, la thèse développée par Hotelling. Si l'on raisonne en monnaie constante (\$2008), comme le fait Hamilton (2008) sur le cas du brut WTI, on constate que le prix du pétrole était légèrement inférieur à 20\$ en 1970 et qu'il se situait aux alentours de 120\$ au premier trimestre 2008. Cela donne un taux de croissance de l'ordre de 1% par trimestre, soit environ 4% par an sur l'ensemble de la période 1970-2008. On néglige ici le coût de production et on assimile prix du marché et prix net des coûts. En longue période, tout se passe donc comme si le prix du pétrole s'était accru au rythme du taux d'actualisation généralement retenu dans les pays de l'OCDE (4 à 5% en monnaie constante). Rappelons que ce taux de 4% est celui proposé par la Commission LEBEGUE pour la France et retenu aujourd'hui par les pouvoirs publics (4% sur 30 ans puis 2% au-delà). La hausse des prix ne s'est pas faite de façon progressive et régulière comme le suggère la théorie de Hotelling mais par à-coups. Peut-être ne s'agit-il là que d'une coïncidence ? Les partisans de cette théorie y trouvent en tout cas des arguments.

Les détracteurs de la thèse de Hotelling rappellent que l'hypothèse fondamentale faite par l'auteur est que le montant de la réserve est connu a priori. Or, le concept de réserve recouvre des réalités changeantes. Les réserves prouvées sont pour l'économiste des réserves techniquement exploitables et économiquement rentables au prix en vigueur sur le marché avec une probabilité de 95%. Elles seraient aujourd'hui de l'ordre de 1 100 milliards de barils

ce qui correspond à un ratio R/P de l'ordre de 44 ans. Les réserves probables sont constituées par la quantité de pétrole qui sera produite avec une probabilité de l'ordre de 50%, en fonction de la technologie disponible demain et si le prix du pétrole est suffisant pour couvrir les coûts. Les réserves possibles sont constituées par le pétrole qui reste hypothétique et ne sera produit que si le prix de vente s'accroît fortement et suffisamment pour faire face à des coûts très élevés, et ce grâce aussi à des progrès techniques importants. Le seuil de probabilité pour que de telles réserves soient accessibles est faible, de l'ordre de 5%. A noter que seules les réserves prouvées sont comptabilisées dans les projections et que leur volume varie donc en fonction du prix directeur de l'énergie et du progrès technique constaté. Ce volume s'accroît lorsque le prix du pétrole augmente et/ou que le progrès technique permet d'accéder à de nouveaux gisements. Comme le rappellent Babusiaux et Bauquis (2007), le progrès technique a déplacé la frontière entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel et du coup la distinction entre les deux s'estompe. Il existe un « continuum de ressources en hydrocarbures ». Dans les années 1970, les gisements en mer situés à plus de 200 mètres de profondeur étaient considérés comme du pétrole non conventionnel. Aujourd'hui, on sait aller à plus de 2 000 mètres. Il faut en outre aussi tenir compte des hydrocarbures de synthèse obtenus à partir du charbon (coal to liquids) et du gaz naturel (gas to liquids) ainsi que des biocarburants. Ainsi, le Canada détient 14% des réserves prouvées mondiales de pétrole si on comptabilise les sables asphaltiques, rentables aujourd'hui à partir de 60\$ le baril... Les réserves probables mondiales sont estimées à plus de 300 milliards de barils, les réserves possibles à près de 900 milliards de barils. Au total, les ressources pétrolières dépasseraient les 2 300 milliards de barils si on additionne réserves prouvées, probables et possibles. Les efforts de recherche-développement sont donc de nature à modifier sensiblement le montant des réserves prouvées et le ratio R/P qui était de 22 ans dans les années 1950, de 40 ans au début des années 1960, a ensuite chuté à 30 ans dans les années 1970 avant de dépasser à nouveau les 40 ans au début des années 2000.

Certes, l'élasticité des réserves au prix du pétrole reste faible, de l'ordre de 0,1 et c'est sans doute l'existence d'un progrès technique autonome plus que d'un progrès technique induit qui explique l'évolution de ce ratio au cours du temps. Des limites géologiques existent quant à la quantité de pétrole récupérable et les partisans du « peak oil » font observer que le renouvellement des réserves se fait seulement pour un tiers par de nouvelles découvertes et pour deux tiers par revalorisation de découvertes anciennes. Cette réévaluation est d'ailleurs parfois stratégique voire politique, certaines compagnies pétrolières ou certains Etats ayant

intérêt à afficher des réserves surestimées. Des anticipations à la baisse de ce ratio sont de nature à faire monter le prix du pétrole sur le marché.

Du coup, certains auteurs ont cherché à lever cette hypothèse restrictive faite par Hotelling concernant le montant des réserves, fixé a priori. Ainsi, Pakravan (1977), Pindyck (1978) ou Fishelson (1983) font l'hypothèse que les efforts de R-D sont de nature à faire varier le niveau des réserves prouvées et ils supposent en outre que le coût de production du pétrole est une fonction décroissante du volume des réserves disponibles à un instant donné (Hotelling supposait que le coût était indépendant du montant de la réserve). Ils considèrent de fait que les réserves potentielles sont illimitées et qu'un effort de R-D permettra toujours de trouver du nouveau pétrole, jusqu'au moment où une « backstop technology » émergera.

Plus l'effort d'exploration est important, plus le montant des réserves est élevé et plus le coût de production du pétrole est faible. Le résultat est que sous certaines conditions, le prix du pétrole pourra diminuer et non plus s'accroître, ce qui est contraire à la thèse développée par Hotelling, et le sentier de prix du pétrole suivra alors une courbe en U. Pour Pakravan, l'exploration est donc de nature à introduire de l'incertitude sur l'évolution du prix. Fishelson montre que le prix du pétrole baisse si le rythme des nouvelles découvertes est sensiblement plus élevé que le taux de croissance de la demande. Pindyck introduit néanmoins l'hypothèse que l'effort d'exploration est soumis à la loi des rendements décroissants ce qui amènera à deux situations possibles. Si le stock initial de réserves est déjà important, donc le coût de production du pétrole en terre est faible, le producteur a intérêt à retarder son effort d'exploration, les gains dus à la réduction des coûts actualisés de l'exploration étant alors plus élevés que les gains liés à la réduction des coûts de production. L'activité d'exploration reprendra ensuite lorsque la réserve aura tendance à s'épuiser mais du fait des rendements décroissants de cette activité de recherche, les prix du pétrole augmenteront nécessairement, la valeur des coûts actualisés liés à l'exploration étant supérieure à celle des coûts de production. La règle de Hotelling est donc vérifiée. En revanche, si le stock initial des réserves est faible, l'activité d'exploration doit commencer rapidement puisque les coûts de production et partant, le prix du pétrole, sont alors élevés. Cela va permettre de réduire les coûts de production donc le prix du brut mais il arrivera nécessairement un moment où le coût de production se remettra à croître, le montant des réserves ayant tendance à diminuer en raison de la loi des rendements décroissants observée dans l'activité d'exploration. Le prix du pétrole suit cette fois une courbe en U, ce qui n'est pas conforme à la thèse de Hotelling.

Ce résultat est contesté par certains auteurs qui remettent en cause l'hypothèse de Pindyck selon laquelle le coût de production dépend uniquement du montant des réserves prouvées. Ils adoptent une fonction de coût qui dépend à la fois du volume des réserves observées et de celui des réserves potentielles. Il se peut que l'on exploite un gisement nouvellement découvert avant un gisement ancien déjà connu et dès lors l'exploitation se fera toujours en fonction des coûts marginaux croissants, ce qui conforte la thèse de Hotelling.

Si l'on raisonne en monnaie constante (\$2008), le prix du pétrole a eu tendance à suivre une courbe en U entre 1980 et 2008 puisqu'il a régulièrement baissé de près de 100\$ en 1980 à 20\$ entre 1986 et 1999 (avec une exception au moment de la Guerre du Golfe en 1990) avant de remonter régulièrement depuis 2000 pour dépasser les 120\$ début 2008. De gros efforts d'exploration ont été entrepris après le second choc pétrolier dans les pays « hors OPEP » et des progrès techniques importants ont permis d'abaisser le coût d'accès au nouveau pétrole (forage horizontal, par exemple). Le coût de production des sables asphaltiques de l'Alberta a lui aussi fortement diminué, abaissant sensiblement le seuil de compétitivité de ce pétrole considéré comme non conventionnel au départ. Remarquons que cette thèse d'une courbe en U n'est pas complètement incompatible avec celle présentée précédemment et qui observe que le prix du pétrole s'est en moyenne accru sur l'ensemble de la période au rythme du taux d'actualisation, dès lors que l'on prend en considération le premier choc pétrolier comme année de départ et 2008 comme année d'arrivée dans le second cas et le second choc pétrolier comme année de départ et 2008 comme année d'arrivée dans le premier cas. C'est donc Hotelling qui aurait raison si l'on considère la période 1970-2008 et Pindyck si l'on se réfère à la période 1980-2008. Dans tous les cas, l'existence d'une rente de rareté semble être un déterminant important du prix du pétrole sur le marché international.

## **I.2 – Les déterminants liés à l'offre disponible : structure de la production, taux d'utilisation des capacités disponibles et coût d'accès au brut**

Il faut rappeler qu'à l'échelle mondiale, l'offre de pétrole s'est fortement accrue depuis le premier choc pétrolier puisqu'on est passé de 56 Mb/j (soit 2 800 Mtep par an) en 1973 à 87 Mb/j en 2008 (soit 4 350 Mtep par an). Mais la structure de l'offre s'est fortement modifiée depuis. La part des pays de l'OPEP est passée de 55 à 40% sur la période alors que les trois-quarts des réserves prouvées se trouvent localisées au sein de l'OPEP. L'OPEP qui

représentait 86% des exportations mondiales de pétrole au moment du premier choc pétrolier n'en représentait plus que 54% en 2007. La part de la production réalisée par les 5 majors (EXXON-MOBIL, CHEVRON-TEXACO, BP, R-D SHELL et TOTAL) ne dépasse pas quant à elle 12%. Mais ces 5 majors ont réalisé 30% des investissements mondiaux de l'exploration-production contre seulement 8 à 10% dans les pays de l'OPEP sur la période 2005-2007. La part des pays NON-OPEP devrait diminuer dans le futur si on tient compte de l'épuisement tendanciel observé en Amérique du Nord ou en Mer du Nord. Le relais serait pris soit par l'OPEP soit par des pays comme la Russie, le Brésil, l'Azerbaïdjan ou le Kazakhstan. Selon le Panorama 2008 de l'IFP, la part de l'OPEP dans la production mondiale devrait se situer vers 48% en 2012.

Depuis 1991, la production mondiale de pétrole se fait avec un taux d'utilisation des capacités de production supérieur à 90%. Le chiffre était de 88% en 1981 et il avait chuté à 81% lors du contre-choc de 1986. L'AIE a estimé ce taux à près de 96% en 2007 ce qui explique les tensions sur le marché international. Des études économétriques menées par Gately (2004) et Ayouz-Reymondon (2008) tendent à montrer que l'élasticité-prix de l'offre de pétrole est très faible à court terme et ne dépasse guère 0,6 à long terme. Cela peut expliquer pour partie l'envolée des prix observée depuis 2007, l'OPEP ayant du mal à accroître sa production faute de capacités disponibles.

Le progrès technique avait permis de réduire fortement le coût d'accès au brut dans les années 1980-1990, ce qui explique par exemple que les huiles extra-lourdes du bassin de l'Orénoque au Venezuela, qui jusqu'en 1990 étaient considérées comme exploitables seulement si le baril dépassait 40\$, sont devenues ensuite rentables avec un baril à 20\$ fin des années 1990. Mais les choses ont tendance à changer depuis 2000 et le coût d'accès au brut s'est élevé sous l'effet de deux facteurs : des coûts directs plus élevés et des contraintes environnementales plus fortes. Selon le CERA (2008), le coût des projets d'exploration-production serait passé de l'indice 100 en 2000 à l'échelle mondiale à 210 en 2008. C'est surtout vrai dans l'offshore profond du fait d'une hausse des coûts du parapétrolier liée à des carnets de commande bien remplis et à la hausse du prix de l'acier. De ce fait, le coût marginal du pétrole qui était estimé à 15\$ le baril début 2000 aurait dépassé les 30\$ en 2008.

### **I.3 – Les déterminants liés à la demande**

Pour beaucoup d'analystes, c'est dans la forte progression de la demande de pétrole, celle émanant des pays d'Asie (Chine et Inde) notamment, qu'il faut chercher la cause principale de la hausse des prix observée en 2007-2008. L'élasticité-prix de la demande de pétrole est faible à court terme si l'on se réfère à de nombreux travaux économétriques : Hamilton (2008) l'estime à -0,26 pour les Etats-Unis, un chiffre proche des estimations faites par Edelstein et Kilian (2007) ou de celles plus anciennes de Dahl et Sterner (1991). L'élasticité-prix à long terme serait plus forte et plusieurs travaux la situent à -0,5 voire au-delà (Roya et alii en 2006 ou Dahl et Sterner en 1991). Cela tient au fait que le pétrole bénéficie d'usages captifs (dans le secteur des transports) et que la substitution entre formes d'énergie requiert le plus souvent un renouvellement de l'équipement.

Gately et Huntington (2002) estiment l'élasticité-prix à long terme de la demande de pétrole à -0,3 dans le secteur des transports et à -0,6 dans les autres secteurs. L'élasticité-prix serait en outre plus faible dans les pays émergents que dans les pays industrialisés. Cela tiendrait au fait que dans les pays en développement d'Asie, les prix des produits pétroliers utilisés dans le transport sont très largement subventionnés (Krichene, 2002). Ces prix administrés et subventionnés provoquent des effets pervers. « Les récentes décisions de relever ces prix dans des pays comme l'Inde, l'Indonésie ou la Chine tiennent principalement au fait que les entreprises de raffinage de ces pays ne sont plus incitées à produire au-delà d'un certain niveau de prix du brut, celles-ci étant dans l'impossibilité de répercuter sur les produits raffinés la hausse de leurs coûts d'approvisionnement » (Ayouz-Reymondon, 2008, p.41).

L'élasticité-revenu de la demande de pétrole semble être sensiblement plus forte que l'élasticité-prix, en valeur absolue bien sûr. Ce serait particulièrement vérifié dans les pays émergents. Ainsi, Gately et Huntington (2002) ont estimé cette élasticité à 0,55 pour 25 pays de l'OCDE sur la période 1971-1997 mais à 1,17 pour 11 pays en développement sur la même période. La Chine à elle seule a fortement contribué à l'augmentation de la demande mondiale puisque les besoins chinois sont passés de 4,18 Mb/j en 1997 à 7,86 Mb/j en 2007. La Chine est ainsi devenue le deuxième plus gros consommateur au monde, derrière les Etats-Unis alors qu'elle n'est que le cinquième producteur mondial derrière l'Arabie Saoudite, la Russie, les Etats-Unis et l'Iran. On compte 20 voitures pour 1 000 chinois contre 900 voitures pour 1 000 américains aujourd'hui. Mais au rythme actuel de la croissance économique chinoise (un taux de croissance du PIB de 11,6% en 2006 et de 12% en 2007), les besoins de pétrole de ce pays

pourraient atteindre 20 Mb/j en 2020, le secteur des transports contribuant fortement à cette demande...

#### **I.4 – Le pouvoir de marché des producteurs**

L'exercice d'un pouvoir de marché n'est pas une nouveauté dans l'industrie pétrolière. On se souvient de la stratégie de D. Rockefeller qui, dès 1870, avait monopolisé entre 80 et 90% du transport et du raffinage du brut aux Etats-Unis, avant que ne soit voté le Sherman Act en 1890 qui avait ensuite permis à la Cour Suprême d'ordonner le démantèlement de la Standard Oil en 33 compagnies indépendantes. Il avait néanmoins fallu attendre 1911 pour que cette décision soit prise. On se souvient aussi de l'Accord d'Achnacarry en 1928 qui avait permis aux « Sept Sœurs » de constituer un cartel dont les effets se sont fait sentir jusqu'au début des années 1960, date de création de l'OPEP. Ce système dit du « Gulf Plus » posait comme règle que tout baril de pétrole vendu dans le monde par le cartel (90% des échanges internationaux de pétrole) le serait sur la base d'un prix unique et en faisant l'hypothèse que ce baril était réputé provenir de la « côte est » des Etats-Unis. Le système « prix unique, point de base unique » avait ensuite été remplacé par un système « prix unique, double point de base » (Golfe du Mexique et Golfe Persique) avant de céder la place à un système « double prix, double point de base », ce qui devait d'ailleurs conduire à une nouvelle guerre des prix à la fin des années 1950. La création de l'OPEP en 1960 était au départ « défensive », l'objectif étant de lutter contre la baisse des prix donc celle des royalties. C'est seulement au moment du premier choc pétrolier que l'OPEP a réellement pris conscience de son pouvoir. La révolution iranienne en 1979 lui a donné l'occasion de tester ce pouvoir de marché.

Le deuxième choc pétrolier (1979-1981) peut être interprété comme la volonté des pays de l'OPEP de profiter d'un contexte politique favorable et d'une anticipation à la hausse des prix du brut pour introduire une rente de monopole dans le prix d'équilibre du pétrole, en plus de la rente de rareté qui avait été introduite lors du premier choc. Mais très vite l'OPEP va être victime d'un effet de ciseaux. La stabilisation de la demande mondiale du fait des politiques de substitutions entre formes d'énergie et des efforts d'économies d'énergie, à un moment où l'offre des NOPEP a pu être développée grâce à des prix de marché rémunérateurs, va se traduire par une chute de la part de marché de l'OPEP. La part de l'OPEP dans la production mondiale de pétrole était de 54% en 1973, avait déjà chuté à 47% en 1979 puis à 39% en 1980 avant d'atteindre le creux de 30% en 1985. La hausse du cours

du dollar entre 1980 et 1986 devait certes atténuer quelque peu le manque à gagner au niveau des recettes, mais la réalité était alors que l'OPEP, avec 30%, ne contrôlait plus le marché. Après avoir adopté une stratégie offensive, l'OPEP allait devoir opter pour une stratégie défensive dès 1982. Il lui fallait choisir entre deux solutions : soit une stratégie de défense du prix de marché, ce qui impose de mettre en place des quotas de production et ce qui sera d'ailleurs la stratégie adoptée en 1983, soit une stratégie de défense de sa part de marché, ce qui impose d'opter pour une guerre des prix destinée à faire sortir du marché les producteurs NOPEP dont les coûts de production sont supérieurs à ceux de l'OPEP. Ce sera la stratégie impulsée fin 2005 par le Ministre Saoudien du pétrole, Cheik Yamani, mais qui sera un échec relatif. Après l'instauration des quotas en 1983, la plupart des pays de l'OPEP se sont comportés en « free riders » et l'Arabie a dû jouer le rôle de « swing producer », réduisant régulièrement son offre pour équilibrer le marché, dans un contexte où tous les autres offreurs (au sein de l'OPEP ou hors OPEP) avaient tendance à accroître la leur. Il arriva un moment en 1985 où l'Arabie Saoudite produisit moins de pétrole que l'Angleterre en Mer du Nord. C'est que la tentation de ne pas respecter les quotas est forte, surtout si le prix du marché est rémunérateur. Comme le rappelle S. Boussena, « l'OPEP est forte quand les prix sont faibles et elle est faible quand les prix sont forts ». Le limogeage de Yamani fin 1986 et la volonté de l'Arabie de défendre ensuite un prix plus rémunérateur ont permis au baril de remonter vers 18 à 20\$ à compter de 1987, après avoir connu un creux aux alentours de 7\$ le baril en juillet 1986. C'est seulement au moment de tensions politiques (Guerre du Golfe) ou d'évènements exceptionnels (cyclones mettant en péril les installations de raffinage) que les prix du pétrole vont s'envoler mais jusqu'à la fin des années 1990, ils resteront relativement stables et faibles.

L'OPEP a donc bien compris que la stratégie de rétention de l'offre pouvait être rémunératrice, à condition toutefois que les forces centrifuges ne mettent pas en péril l'entente entre les divers opérateurs. A la différence du cartel des sept sœurs qui était relativement homogène du point de vue des intérêts, le cartel de l'OPEP est en effet un cartel hétérogène, certains pays ayant un plan court de valorisation de leurs réserves de pétrole alors que d'autres optent pour un plan long de valorisation, préférant des augmentations de prix limitées afin de ne pas trop inciter les acheteurs à procéder à des substitutions. C'est un exemple d'application des résultats formulés par Pakravan (1981) qui montrent que dans l'hypothèse où le coût de production est une fonction décroissante de la réserve et où la demande est une fonction linéaire du prix (hypothèses faites par Kay et Mirrlees en 1975 pour adapter le modèle de Hotelling), le rythme de croissance du prix du pétrole est, en situation de monopole, deux fois

plus faible que celui qui prévalait en situation de concurrence, le niveau du prix étant toutefois au départ sensiblement plus élevé dans le premier cas.

Comme on le voit, le marché du pétrole a connu des configurations multiples que la théorie économique analyse bien : le monopole (Rockefeller), le cartel (les Sept Sœurs et l'OPEP surtout après 1983), la concurrence destructrice (guerre des prix en 1959 ou en 1985-1986), l'équilibre de Stackelberg caractérisé par un leader (le cartel) et un follower (la frange concurrentielle), situation qui semble correspondre à l'équilibre actuel du marché... La question est alors de savoir qui est leader aujourd'hui : l'OPEP dans son ensemble, les seuls pays du Golfe Persique, ou le marché ? L'Arabie Saoudite est le seul pays exportateur capable d'accroître rapidement sa production de pétrole (au-delà de 10 Mb/j) et de la réduire sans trop de préjudices pour son économie, à court terme du moins... Certains pensent que le marché et l'Arabie font ensemble le prix. Comme le rappellent Babusiaux et Bauquis, « 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. » Si on fait l'hypothèse que l'Arabie à elle seule est leader dans cet équilibre de Stackelberg, sa préoccupation devrait être de maximiser son profit, ce qui implique d'égaliser son revenu marginal avec le coût marginal du pétrole. En utilisant l'approche de Hamilton (2008) et en appelant P le prix du pétrole,  $C_s$  le coût marginal du brut saoudien,  $e_s$  l'élasticité-prix de la demande de brut saoudien,  $e_t$  l'élasticité-prix de la demande totale de pétrole sur le marché et  $\alpha$  la part de marché de l'Arabie, on obtient :

$$R_s = \frac{\delta(P(Q) \cdot Q)}{\delta Q} = P \left(1 + \frac{Q \delta P}{P \delta Q}\right) = P \left(1 + \frac{1}{e_s}\right) = C_s$$

$$\text{Soit } \frac{P}{C_s} = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{e_t}} \text{ avec } e_s = e_t / \alpha$$

On suppose ici  $\alpha < |e_t|$ , ce qui signifie que la part de marché de l'Arabie est inférieure à l'élasticité-prix de la demande sur le marché, en valeur absolue. En l'absence de rente de rareté, ce résultat donne le « mark-up » recherché par l'Arabie Saoudite. Si l'on prend une élasticité-prix à court terme égale à -0,26 (cf. ci-dessus) et sachant que  $\alpha = 0,12$ , on obtient  $P/C_s = 1 - 86$ . Pour  $C_s = 15\$$  le baril, cela donne un prix du brut égal à 28,4\$. Pour  $C_s = 30\$$  (si l'on inclut un coût de rareté dans le coût marginal), on obtient un prix P égal à 56,8\$. Rappelons qu'au niveau mondial, le coût marginal du pétrole est aujourd'hui proche de

70\$ le baril compte tenu de l'augmentation du coût des services du parapétrolier et du prix des matières premières comme l'acier. Si l'élasticité-prix de la demande diminue, le prix P a bien sûr tendance à s'élever. Pour  $e_i = -0,15$ , on obtient  $P = 5(C_s) = 75\$$  si  $C_s = 15\$$ . Lorsque l'élasticité-prix de la demande de pétrole sur le marché tend vers la part de marché de l'Arabie Saoudite, le prix P tend alors vers l'infini. On peut penser, comme le suggèrent Hughes, Knittel et Sperling (2008), que la baisse de l'élasticité-prix de la demande sur le marché mondial, en raison du poids croissant pris par les pays d'Asie dont la demande est plus rigide que celle des pays de l'OCDE, pourrait aussi expliquer pour partie la hausse du prix du brut observée en 2007-2008, dans l'hypothèse où l'approche développée par Hamilton est pertinente.

## **I.5 – Les déterminants liés à la spéculation et au cours du dollar**

Il existe un débat théorique sur l'impact que peuvent avoir les produits dérivés (futures, options) sur l'évolution du prix du pétrole sur le marché du « physique ». Pour certains, ils jouent un rôle stabilisateur, pour d'autres au contraire, ils contribueraient à accroître la volatilité des prix du brut. En mai 2008, les volumes échangés sur le marché des futures ont été 13,8 fois plus importants que ceux échangés sur le marché physique au comptant (Ayouz et Reymondon, 2008). Les prix à terme influencent-ils les prix au comptant ou est-ce l'inverse ? En d'autres termes, la spéculation explique-t-elle pour partie la hausse des prix observée en 2007 et début 2008 sur le marché spot ? Les enquêtes menées aux Etats-Unis par la Commodity Futures Trading Commission n'ont pas pu démontrer une influence décisive des marchés à terme sur les marchés au comptant, selon Ayouz et Reymondon. Il faut certes s'entendre sur le concept de spéculation et bien dissocier les stratégies de couverture des stratégies purement spéculatives. Une étude du FMI (2006) tend à montrer que les transactions importantes observées sur le marché des futures correspondraient à un motif de précaution beaucoup plus qu'à un motif de pure spéculation. Ce point de vue est corroboré par Kilian (2000) qui considère que les opérateurs sont prêts à payer une « prime de sécurité » afin de se prémunir contre des tensions futures potentielles. Cela les incite à détenir plus de stocks, ce qui fait monter le prix sur le marché du physique, et à procéder à des opérations sur le marché des dérivés. La situation est tantôt une situation de « contango », où les cours à terme sont supérieurs aux cours au comptant, tantôt une situation de « backwardation », où les cours à terme sont inférieurs aux cours au comptant. Ce serait par exemple la situation

observée en 2007, beaucoup d'opérateurs anticipant alors un prix au comptant plus faible dans le futur que le prix observé à cette date sur le marché du physique.

L'étude économétrique menée par Antoshin et Samiei au FMI (2006), sur la période 1997-2005, montre que les transactions effectuées sur les marchés à terme réagissent, en les amplifiant parfois, aux fluctuations observées sur le marché du physique au comptant. La causalité serait donc plutôt dans le sens « spot vers marché à terme » et non dans le sens contraire. En cas de hausse des prix sur le spot, les spéculateurs pensent que l'augmentation va se poursuivre et ils suivent le mouvement, en l'amplifiant parfois. Pour d'autres auteurs, la causalité serait plutôt dans le sens « marché à terme vers marché spot ». En anticipant la hausse sur le marché à terme, les spéculateurs font monter le prix sur le marché physique au comptant. De ce point de vue, les anticipations seraient plutôt auto-réalisatrices. Mais on peut aussi soutenir avec Babusiaux et Bauquis (2007) que, dans le domaine du pétrole, les anticipations sont autodestructrices. En cas de forte anticipation à la hausse des prix du pétrole, les opérateurs ont tendance à investir massivement dans l'exploration-production, la mise au point de substituts au pétrole ou les économies d'énergie et cela engendre à terme une offre excédentaire de pétrole, laquelle induit une baisse des prix sur le spot. Cela contribue à expliquer le caractère cyclique des prix du pétrole. Ainsi, la forte hausse du cours du pétrole lors du second choc pétrolier, dans un contexte où le cours du dollar augmentait, portait en elle les germes du contre-choc observé en 1985-1986, cette hausse ayant favorisé les substitutions inter-énergétiques et ayant permis d'investir massivement dans du pétrole hors OPEP.

Les interactions entre le cours du dollar et le prix du pétrole sont complexes et on trouve des arguments théoriques qui justifient tantôt une influence du cours du dollar sur le prix du pétrole tantôt une influence du prix du pétrole sur le cours du dollar. On peut tout d'abord trouver des arguments expliquant comment le cours du dollar peut influencer le prix du pétrole. Un article de Coudert, Mignon et Penot (2008) explique qu'en changes flottants, une dépréciation du dollar réduit le prix réel du pétrole pour les pays importateurs dont la monnaie s'apprécie ( la zone euro, par exemple), ce qui relance la demande de pétrole. Comme dans le même temps, la dépréciation du dollar réduit le revenu réel des exportateurs de pétrole, cela risque de limiter les investissements dans l'exploration-production, donc de réduire à terme l'offre disponible sur le marché. L'offre se contractant dans un contexte où la demande s'accroît, les prix du pétrole ont tendance à monter. Cela est d'autant plus vrai que

les exportateurs dont les recettes ont baissé en termes réels sont incités à revendiquer des hausses du prix nominal du brut pour compenser la baisse du cours du dollar...

A l'inverse, on peut aussi considérer que les fluctuations du prix du pétrole sont de nature à influencer le cours du dollar. Une augmentation du cours du pétrole induit une demande accrue de dollars puisque les transactions sont libellées en dollars et cela tend à accroître le cours du dollar. C'est d'autant plus vrai que la monnaie des pays importateurs de pétrole tend à se déprécier par rapport au dollar du fait de la montée du déficit commercial. Ce fut en particulier la situation observée lors du second choc pétrolier. On peut néanmoins considérer que la forte hausse du cours du dollar (et la dépréciation du DM du Yen et de la Livre Sterling) observée sur la période 1980-1985 fut davantage la conséquence de la politique budgétaire et de la politique monétaire menées aux Etats-Unis que la conséquence de la hausse du prix du brut. La relance des dépenses publiques (militaires) impulsée par le gouvernement fédéral au début des années 1980, dans un contexte de politique monétaire restrictive, a conduit à une montée du déficit public lequel fut financé par un recours massif à l'emprunt. La hausse des taux d'intérêt, qui en fut la conséquence, a eu tendance à attirer les capitaux étrangers, d'où une forte demande de dollars. La hausse du cours du dollar en fut la résultante et il a fallu attendre les Accords du Plaza à New York fin 1985 pour qu'une politique monétaire concertée entre pays industrialisés permette de faire baisser le cours du dollar.

D'un point de vue empirique, on trouve plutôt des études qui montrent que le prix du pétrole est une variable explicative de l'évolution à long terme du cours du dollar. C'est le cas des études menées par Amano et van Norden (1995) et Benassy-Quéré et alii (2007). C'est aussi le cas de l'approche économétrique (modélisation de type VAR) menée par Coudert sur la période 1974-2004, qui conclut à un impact de même sens du prix du pétrole sur le cours du dollar, ou de l'étude de Chen et Chen (2007) qui montre qu'en longue période (1972-2005), les prix réels du pétrole ont une influence non négligeable sur les taux de change réels des pays du G7. Mais à certaines périodes, on peut aussi observer une relation de sens inverse entre cours du dollar et prix du pétrole, comme c'est par exemple le cas depuis 2000. On conçoit qu'une baisse du cours du dollar incite les pays exportateurs à essayer de récupérer une partie de leur pouvoir d'achat en faisant monter le prix du pétrole. On peut aussi penser que le pétrole est devenu, à l'instar d'autres matières premières comme l'or, une valeur « refuge » en cas de baisse du cours du dollar, surtout si, dans le même temps, le cours des actions est lui aussi orienté à la baisse à la bourse des valeurs. Si les taux d'intérêt sont bas et

si le cours des actions est lui aussi déprimé, extraire plus de pétrole en terre pour le transformer en actifs financiers n'est pas rentable. On préfère alors restreindre l'offre de pétrole et reporter à plus tard son extraction, ce qui fait augmenter le prix du pétrole sur le marché.

Mais Artus, dans une note de recherche publiée en mars 2008 par Natixis, conteste l'idée selon laquelle la hausse du prix du pétrole serait une conséquence du recul du dollar, les opérateurs se protégeant contre la baisse du dollar en investissant dans des achats massifs de pétrole et les exportateurs de brut cherchant à récupérer sur le prix du pétrole ce qu'ils ont perdu sur le cours du dollar. Pour lui, la hausse du prix du pétrole et la baisse du cours du dollar ne sont pas directement liées mais sont les deux conséquences d'une cause commune, celle de la crise financière qui a débuté à mi-2007. Cette crise a provoqué un fort recul des achats d'actifs financiers aux Etats-Unis par les investisseurs non résidents, ce qui a réduit la demande de dollars et donc fait baisser le cours du dollar. Ces investisseurs ont reporté leurs achats sur d'autres actifs, métaux précieux et matières premières énergétiques notamment. « On n'a donc pas une corrélation directe depuis l'été 2007 entre le prix du pétrole et le taux de change du dollar mais deux effets conjoints du report de la liquidité des actifs financiers risqués vers les matières premières » (Artus, op. cit.). L'auteur en déduit que cette corrélation apparente entre prix du pétrole et cours du dollar est par nature instable. D'ailleurs, sur le long terme, on voit que le prix du pétrole et le cours du dollar sont négativement corrélés à certaines périodes (durant les récessions américaines, notamment) et positivement corrélés à d'autres périodes (durant les périodes de forte croissance aux Etats-Unis). Du coup, l'analyse sur longue période (1970-2008) montre « qu'il y a un lien stable entre cycle économique aux Etats-Unis et dollar en raison de la réaction de la politique monétaire américaine. Mais il n'y a pas de lien stable entre cycle économique aux Etats-Unis et prix du pétrole : les récessions aux Etats-Unis ne font plus baisser le prix du pétrole en raison du moindre poids des Etats-Unis dans la demande mondiale de pétrole. » (Artus, op. cit.)

## **I.6 – Les déterminants liés à la « capacité d'absorption » des exportateurs et aux tensions politiques**

Dans un article paru en 1989, Cremer et Salehi-Isfahani montrent qu'à partir d'un certain niveau de prix, l'offre de pétrole diminue quand le prix augmente. Cela implique qu'il peut y avoir historiquement une multiplicité d'équilibres sur le marché. On peut, en

s'appuyant sur cette approche, faire l'hypothèse que les pays exportateurs de pétrole ont un objectif implicite de recettes pétrolières à obtenir et qu'en cas de forte hausse des prix du brut, une réduction de la quantité produite permet d'assurer le niveau de recettes recherché. A l'inverse, en cas de forte baisse des prix, il est nécessaire d'accroître la quantité vendue afin d'atteindre le niveau recherché de recettes pétrolières. On peut ainsi déterminer un « prix-plancher » du baril qui préserve l'équilibre budgétaire de chaque membre de l'OPEP. Ce prix serait aujourd'hui de l'ordre de 50\$ pour l'Arabie Saoudite, de 25\$ pour les EAU et de 90\$ pour l'Iran (Les Echos, 25 octobre 2008) L'offre de pétrole est alors une offre « coudée » : l'offre augmente dans un premier temps lorsque le prix du marché s'accroît mais, au-delà d'un certain niveau de prix, cette offre a plutôt tendance à se contracter. C'est l'idée qu'il existerait dans chaque pays exportateur une limite à la capacité d'absorption des recettes obtenues. La recette marginale aurait alors une faible valeur et le pays préférerait reporter à plus tard l'extraction de son pétrole.

Le montant élevé des recettes tirées de la vente des hydrocarbures a permis à plusieurs pays de l'OPEP de constituer des « fonds souverains » qui leur permettent d'investir aujourd'hui dans des activités qui demain prendront la relève du pétrole. Ces fonds d'investissement sont propriété de l'Etat et leur objectif est de faire fructifier les revenus accumulés au profit des générations futures. Ce serait particulièrement vrai pour les pays à « plan long » de valorisation des hydrocarbures. Ces fonds souverains étaient estimés début 2008 à près de 2 500 milliards de dollars dont 73% seraient générés par les revenus du pétrole et du gaz (source : Morgan Stanley). Les plus importants sont ceux d'Abu Dhabi (875 milliards de dollars), de Norvège (322 milliards), d'Arabie Saoudite (300 milliards), du Koweït (250 milliards), de Russie (133 milliards) et de Lybie (50 milliards).

Quant aux tensions politiques internationales, leur lien avec la hausse du prix du pétrole est évident même si ces tensions ne sont pas la seule cause voire la cause principale de la montée des prix du brut. Ce fut le cas lors des deux chocs pétroliers, lors du conflit Iran-Irak ou des guerres du Golfe (notamment en 1990). Des accidents sur des infrastructures ou des intempéries (ouragans) sont également de nature à engendrer une hausse des prix, comme ce fut le cas par exemple en 2005 avec l'ouragan Katrina qui a réduit fortement la capacité de raffinage dans le Golfe du Mexique... Ces tensions se manifestent principalement sur le marché spot (un tiers des échanges) mais par ricochet se transmettent ensuite à l'ensemble des transactions (les deux tiers des échanges se faisant via des transactions OTC).

Au total, la « boîte à outils » dont dispose l'économiste lui permet de mieux comprendre les évolutions observées sur le marché international du pétrole, que ce soit la loi de l'offre et de la demande, la théorie des ressources épuisables ou les théories fondées sur la structure des marchés. Mais les facteurs explicatifs sont nombreux et leur interaction dépend souvent du contexte politique et des comportements plus ou moins « moutonniers » des acteurs présents sur le marché. Les approches économétriques permettent alors de démêler plus facilement l'écheveau de ces interactions, au moins pour comprendre les évolutions du passé. Les qualités prospectives des analyses restent cependant beaucoup plus discutables.

## ***II – Le prix du gaz naturel entre concurrence et oligopole***

A la différence de celui du pétrole, le marché international du gaz naturel n'est pas un marché unifié mais un marché segmenté en trois zones géographiques distinctes dans lesquelles la formation des prix obéit à des logiques différentes : le marché nord-américain, le marché européen et le marché asiatique. La part de la production du gaz naturel qui donne lieu à commerce international reste au demeurant modeste si on la compare à celle du pétrole : de l'ordre de 23 à 24% contre plus de 50%. Le gaz naturel représente 24% de la consommation mondiale d'énergie primaire, 25% de la consommation d'énergie aux Etats-Unis, 24% dans l'Union européenne et 14% au Japon. L'essentiel du gaz vendu sur le marché international l'est via des gazoducs et moins de 10% du gaz l'est sous forme de GNL.

Trois pays se partagent 60% des réserves mondiales de gaz : la Russie (30%), l'Iran (15%) et le Qatar (15%). Les principaux producteurs de gaz sont par ordre décroissant : la Russie (23% de la production mondiale) les Etats-Unis (21%), le Canada (7%), le Royaume-Uni (4%), l'Algérie (4%) et les Pays-Bas (3%). Les Etats-Unis sont le premier consommateur de gaz (23% de la consommation mondiale), loin devant la Russie. Les principaux exportateurs sont la Russie (22% des exportations mondiales), le Canada (12%), la Norvège (11%), l'Algérie (10%). Les principaux importateurs sont les Etats-Unis (17% des importations mondiales), l'Allemagne (13%), le Japon (12%), l'Ukraine (10%), l'Italie (8%) et la France (7%). On observe donc que, pour l'essentiel, le commerce mondial du gaz concerne les pays de l'OCDE au niveau des importations, la Russie et certains pays de l'OPEP au niveau des exportations. Les pays d'Afrique sub-saharienne ou d'Amérique Latine sont assez peu présents pour l'instant, hormis quelques échanges entre la Bolivie, le Chili, l'Argentine, le Venezuela et le Brésil. Nous focaliserons ici notre attention sur le cas des Etats-Unis et celui de l'Union européenne qui présentent des situations très contrastées, avant de voir dans quelle mesure un marché unifié à l'échelle mondiale est susceptible d'émerger demain.

## II.1 – Le prix du gaz aux Etats-Unis

Pour 80%, la consommation de gaz est assurée aux Etats-Unis par la production nationale localisée principalement dans trois Etats du Sud : la Louisiane, le Texas et l’Oklahoma. Le reste, 20%, est importé principalement du Canada, par gazoducs en provenance de la province de l’Alberta, et de façon marginale par méthaniers en provenance de divers pays : Trinidad et Tobago, Egypte, Algérie, Nigeria et Guinée Equatoriale. Environ 70% du gaz importé aux Etats-Unis l’est via des contrats à long terme d’une durée de 10 ans mais caractérisés par des clauses assez flexibles avec des prix souvent indexés sur le marché spot, et le reste (30% environ) est acheté directement sur le spot (au Henry Hub notamment). La part des importations devrait croître dans le futur car les réserves de gaz conventionnel tendent à s’épuiser. Mais des espoirs existent au niveau des réserves de gaz non conventionnel dans le Wyoming, au Colorado ou dans les Appalaches. Le gaz sert pour la production d’électricité, laquelle dépend pour 50% du charbon, pour 20% du nucléaire et pour 20% du gaz. Le marché américain du gaz naturel est un marché concurrentiel caractérisé par la présence d’un très grand nombre d’opérateurs. Il existe près de 8 000 producteurs de gaz, parmi lesquels on trouve les Majors du pétrole (Shell, Exxon, BP, Chevron-Texaco) ou des Minors comme Conoco-Phillips. Mais il existe aussi des producteurs de faible dimension et les barrières à l’entrée semblent donc assez faibles. Il existe par ailleurs 200 sociétés privées de transport de gaz et le réseau américain de gazoducs est très dense, fortement maillé. Cela n’exclut pas des spécificités régionales et il faut tenir compte d’une certaine segmentation spatiale entre les zones Western, Central, North-East, SouthEast et SouthWest. On trouve environ 1 400 à 1 500 sociétés de distribution locales, tantôt privées tantôt publiques (municipales). Le transport entre les zones de production au sud ou à l’ouest et les zones de consommation au nord et à l’est connaît parfois des difficultés dues à un manque de capacité.

La croissance de la demande de gaz est actuellement due aux deux tiers à la croissance de la production d’électricité du fait d’un développement rapide des cycles combinés à gaz. Aux Etats-Unis, la consommation de gaz est très sensible à la température car soumise à des phénomènes de pointe en hiver comme en été. La saisonnalité hivernale tient au recours massif au gaz pour le chauffage, la saisonnalité estivale à la demande de climatisation électrique, en particulier dans les Etats du sud. Les prix observés sur le marché sont donc très volatils. Rendu consommateur final, le prix du gaz connaît une volatilité moindre car les coûts du transport et de distribution représentent 10% et 40% respectivement. Le prix de la

molécule (50% du prix final) dépend des conditions météorologiques mais aussi des intempéries (ouragans) et de la conjoncture économique.

Si le prix du gaz à la tête du puits (ou au niveau des hubs) est aujourd'hui libre, ce ne fut pas toujours le cas. Ainsi, une loi fédérale de 1938 avait règlementé le prix du gaz à la tête du puits sur le marché « interstate » qui concernait le gaz transitant entre plusieurs Etats. Le prix du gaz sur le marché « intrastate » restait libre et fixé par la loi de l'offre et de la demande. Dans les années 1960, à un moment où l'offre de gaz avait du mal à suivre la demande, une pénurie de gaz a été observée dans les Etats consommateurs du nord et de l'est, les compagnies du sud préférant vendre leur gaz sur place, là où les prix étaient libres donc plus rémunérateurs plutôt que dans les Etats du nord là où les tarifs étaient bloqués par la FERC. La libéralisation des prix, instaurée par une loi fédérale de 1978, a donc eu pour effet d'accroître le prix sur le marché « interstate » et de mettre fin au système du double marché. Les péages d'accès aux réseaux restent en revanche régulés et un débat théorique a longtemps mobilisé les experts de la FERC concernant l'imputation des coûts fixes des réseaux dans les prix régulés.

Il s'agit en l'occurrence des coûts communs à tous les expéditeurs, lesquels réservent une capacité qu'ils utilisent ensuite de façon variable selon la nature plus ou moins stable de la demande de gaz. Entre 1952 et 1973, la FERC avait retenu le système de « l'Atlantic Seaboard Method » consistant à imputer 50% des coûts fixes sur la capacité réservée et 50% sur la quantité de gaz transitée sur le réseau. Les coûts variables étaient quant à eux totalement imputés à la quantité transitée, ce qui est logique. En 1973, la FERC a opté pour une autre clef de partage des coûts fixes (« United Method ») : 25% à la réservation de capacité et 75% en fonction de la quantité transitée. En 1989, la FERC a de nouveau changé d'avis et opté pour un partage 87% à la réservation et 13% à l'usage (« Modified Fixed Variable Method »). Depuis 1993, c'est la méthode SFV (« Straight Fixed Variable Method ») qui est appliquée et elle consiste à imputer la totalité des coûts fixes au niveau de la capacité réservée sans tenir compte de la façon dont cette capacité sera ensuite utilisée. Cette méthode SFV pénalise les affréteurs qui ont un faible facteur de charge de la capacité réservée, ce qui revient à pénaliser les consommateurs dont la demande est soumise à des phénomènes de pointe (les distributions publiques alimentant le secteur domestique et tertiaire, en particulier). L'existence d'un marché secondaire des capacités réservées atténue certes cet inconvénient et de plus la règle « use it or lose it », qui consiste à obliger les affréteurs à remettre sur le marché les capacités non utilisées, a l'avantage de permettre un meilleur équilibrage sur les réseaux tout en limitant

les stratégies de forclusion (certains pouvant réserver des capacités pour bloquer l'entrée de concurrents). Les gros industriels dont la demande est « en ruban » sont plutôt favorisés par cette méthode d'imputation (David et Percebois, 2006).

Hormis les péages d'accès aux réseaux qui sont régulés, les prix payés par les consommateurs sont la plupart du temps libres (on trouve parfois des prix règlementés pour le secteur domestique selon les utilities concernées).

La question de fond reste de comprendre pourquoi le prix spot du gaz semble, en longue période, corrélé au prix du pétrole bien qu'il n'y ait pas, comme en Europe, de clauses formelles d'indexation des prix du gaz sur ceux du brut dans les contrats et pourquoi, en même temps, le prix spot du gaz peut à court terme s'écarter fortement de la tendance. En 2005, lorsque le prix du brut était de l'ordre de 50\$ le baril, le prix du gaz naturel était de l'ordre de 7 à 8\$ le million de BTU (soit 20 à 23 euros le MWh). Début 2008, le prix du gaz oscillait autour de 13\$ le MBTU tandis que le baril de pétrole dépassait les 100\$. En juillet, le prix du gaz avait néanmoins chuté à 7,2\$/MBTU sur le Henry Hub tandis que les prix du pétrole s'envolaient vers 147\$ le baril. Fin octobre 2008, le prix du gaz était de 6,4\$ le MBTU pour un prix du pétrole aux alentours de 65\$ le baril.

Les études économétriques font apparaître ce double phénomène de corrélation tendancielle entre les prix du gaz et du pétrole sur le long terme et de forte volatilité du prix du gaz à court terme en fonction de la conjoncture. L'étude de Hartley, Medlock et Rosthal (2008) montre, sur la base de données 1990-2006, que les prix du gaz et ceux du pétrole sont certes corrélés mais de façon indirecte car la corrélation est plutôt entre les prix du gaz et ceux du fuel oil résiduel. Ils montrent en outre, comme l'avaient déjà montré Brown et Yucel (2007), que des variables comme la température, les ouragans, le niveau des stocks peuvent jouer un rôle important et expliquer la forte volatilité des prix observée sur le marché. Le progrès technique observé au niveau des cycles combinés à gaz semble lui aussi avoir un impact sur le prix du gaz dans la mesure où les innovations technologiques sont de nature à modifier les besoins en gaz, selon les rendements observés.

D'une façon générale, on observe une assez bonne corrélation entre le prix du gaz et le prix du fuel oil domestique durant la période d'hiver car le gaz et le FOD sont alors des substituts proches pour le chauffage. En été, en revanche, la corrélation serait plutôt entre le prix du gaz et le prix du fuel lourd basse teneur en soufre car le gaz est alors en compétition avec le fuel pour la production d'électricité destinée aux besoins de climatisation. Ainsi, aux Etats-Unis, la concurrence « gas to oil » introduit un prix plafond et un prix plancher selon les

périodes mais le prix du gaz est peu sensible aux conditions observées dans le reste du monde. Cela devrait changer si le taux d'importation s'élève, notamment si les Etats-Unis font davantage appel au GNL dans le futur.

## **II.2 – La fixation des prix du gaz sur le marché européen**

L'Union européenne importe aujourd'hui plus de la moitié du gaz qu'elle consomme et sa dépendance devrait s'accroître dans le futur. L'essentiel (90%) du gaz importé l'est par gazoducs et le GNL ne représente guère plus de 10% des importations. La situation varie cependant fortement d'un pays à l'autre et la part du GNL est plus forte dans l'Europe du Sud que dans l'Europe du Nord. Trois pays jouent un rôle important pour l'approvisionnement de l'UE : la Norvège, la Russie et l'Algérie. Mais d'autres pays vont demain jouer un rôle croissant : l'Egypte, le Qatar, le Nigeria voire, à terme, l'Iran.

Le gaz est importé dans le cadre de contrats à long terme (20 à 30 ans), comportant des clauses « take or pay » (TOP) et des clauses d'indexation des prix du gaz sur ceux du brut ou des produits pétroliers. Dans ces contrats bilatéraux, les clauses sont généralement confidentielles. Avant la libéralisation du marché, le prix FOB du gaz était établi selon la logique du « net-back », ce qui revient à fixer le prix du gaz à la frontière du pays exportateur à un niveau qui lui permet d'être compétitif avec les substituts du gaz (fuel lourd ou fuel oil domestique) une fois le gaz rendu à la frontière du pays importateur (prix CIF). En d'autres termes, les prix CIF du gaz étant à peu près les mêmes, quel que soit le pays européen importateur, le prix FOB du gaz devait être plus faible lorsque la distance qui sépare le pays exportateur du pays importateur était plus grande. En contrepartie, le pays importateur s'engageait à ne pas revendre son gaz en cours de route, sinon la compétition eût été déloyale (clauses dites de « destination »). Ces clauses de destination ont été abandonnées après la libéralisation des marchés car jugées contraires au droit de la concurrence par la Commission de Bruxelles. La Commission a également critiqué les contrats à long terme au motif qu'ils constitueraient des barrières à l'entrée dans la branche pour les nouveaux opérateurs. Elle a aussi critiqué les clauses d'indexation au motif que le prix du gaz ne serait pas fixé par les « fondamentaux » du marché du gaz et qu'il dépendrait de l'épuisement du pétrole plus que de celui du gaz. Ces contrats à long terme ont néanmoins permis la construction d'un vaste réseau de gazoducs dans la mesure où ils constituaient un bon équilibre dans le partage des risques entre l'exportateur et l'importateur. L'exportateur prend à sa charge le « risque prix »

puisque'il ne connaît pas ex ante le prix de vente de son gaz, celui-ci étant calé sur celui des produits pétroliers. Rappelons que le prix CIF des produits pétroliers est à peu près le même dans tous les pays européens puisque tous prennent le prix de Rotterdam comme référence, le coût de transport depuis Rotterdam étant par ailleurs sensiblement le même. L'importateur prend à sa charge le « risque volume » puisqu'il s'engage à trouver des débouchés pour le gaz contractualisé. Le gaz n'ayant pas d'usages captifs doit être compétitif avec ses substituts, le fuel lourd dans l'industrie ou la production d'électricité, le FOD dans le secteur résidentiel et tertiaire. La Commission de Bruxelles fait observer que la part du fuel dans la production d'électricité a aujourd'hui fortement baissé, que le réseau européen de gazoducs est maintenant fortement maillé et qu'en conséquence, les contrats à long terme avec de telles clauses d'indexation sont devenus moins nécessaires. Au demeurant, la flexibilité introduite par l'assouplissement de certaines clauses TOP ne satisfait pas non plus Bruxelles qui y voit un obstacle supplémentaire à l'émergence de marchés « spot » du gaz. Pourquoi en effet développer un tel marché « spot » si les contrats deviennent plus flexibles et si on peut soumettre les opérateurs historiques importateurs de gaz à du « gas release », ce qui revient à les obliger à rétrocéder à leurs concurrents une partie du gaz importé dans le cadre des contrats à long terme ?

Des travaux économétriques récents (von Hirschhausen et Neumann, 2004) ont montré que la durée moyenne des contrats à long terme avait tendance à diminuer. Cela tient pour partie au fait que les « entrants » du côté des importateurs ne veulent pas s'engager sur le trop long terme et souhaitent en quelque sorte « tester le marché » via une fonction d'apprentissage. Cela tient aussi au fait que les pays exportateurs ne veulent pas se lier les mains sur le long terme, préférant se réserver la possibilité de vendre sur le marché spot (américain ou anglais) le GNL qu'ils peuvent produire, le prix spot du gaz étant beaucoup plus volatil donc parfois beaucoup plus rémunérateur que le prix du gaz des contrats à long terme. Rappelons que les clauses d'indexation incorporent un « effet retard », le prix du gaz suivant le prix des produits pétroliers avec un ou deux trimestres de décalage et l'indexation se faisant en prenant une moyenne lissée des prix des produits pétroliers.

Les études empiriques montrent que les prix « spot » du gaz observés en Angleterre sur le National Balancing Point ou en Belgique à Zeebrugge sont nettement plus volatils que les prix des contrats (cf. étude AIE). La faible liquidité du marché spot en Europe continentale et la rigidité des contrats à long terme empêchent, selon la Commission, les arbitrages entre le marché anglais, concurrentiel, et le marché continental, de type oligopolistique. On peut

certes répondre que, sans cette indexation et sans ces clauses T.O.P., le prix du gaz serait beaucoup plus volatil et la sécurité d'approvisionnement moins garantie. Le recours à des produits financiers dérivés permettrait certes de couvrir en partie le risque prix. La solution pour certains serait de maintenir le principe de contrats d'approvisionnement à long terme, pour des raisons de sécurité, et d'introduire au sein de ces contrats une indexation au moins partielle sur les prix « spot » du gaz. Cette indexation existe déjà dans certains contrats mais elle est faible (de l'ordre de 5%), l'essentiel de l'indexation se faisant sur le prix du FOD (40%) et sur celui du fuel lourd BTS (40%). Dans les contrats anglais de long terme (10 ans en moyenne), l'indexation sur le prix spot du gaz dépasse généralement 40%.

La libéralisation du marché du gaz en Europe a conduit à dissocier les divers segments de la chaîne gazière, chacun ayant un mécanisme propre de formation des prix. Les prix d'accès aux réseaux de transport et distribution de gaz sont fixés par les commissions de régulation en fonction d'une logique « cost-plus » visant à garantir une rentabilité moyenne qui varie entre 7 et 10% du capital investi. On applique en général un taux de rémunération sur une « base d'actifs régulés » (BAR) et l'on majore ce taux lorsque les investissements permettent d'intensifier la concurrence et de décongestionner certains segments. Les commissions de régulation tendent à généraliser la pratique « use it or lose it » (UIOLI), qui consiste à remettre à disposition du marché les capacités réservées mais inutilisées, pour éviter des stratégies de forclusion, et elles cherchent de plus en plus à introduire une logique « price-cap » pour inciter les gestionnaires de réseau à des efforts de productivité.

En amont de la chaîne gazière, les prix FOB dépendent du pouvoir de marché des négociateurs et les études empiriques montrent que le partage de la rente gazière (différence entre le prix payé par le consommateur final et la somme des coûts supportés tout le long de la chaîne gazière) se fait très largement au profit de l'exportateur (cf. étude du CAE, Chevalier et Percebois). Dans le cas des contrats avec la Russie, l'exportateur récupère en moyenne les 2/3 de la rente. Cela explique et justifie les efforts entrepris par les importateurs (GDF-Suez ou EON, par exemple) pour être présents dans l'amont de la chaîne, souvent en partenariat avec des sociétés pétrolières. Cela leur permet en outre un accès sécurisé à la ressource gazière. Dans la littérature, le marché européen du gaz naturel (marché continental) est le plus souvent modélisé comme un oligopole de Cournot. C'est l'approche retenue par Smeers et alii (1987), Salinger (1988), Smeers (1997) ou Smeers et de Wolf (1997). D'autres auteurs justifient plutôt une approche en termes d'équilibre de Stackelberg, la Russie jouant alors le rôle de leader (Grais et Zhang, 1996). L'approche en termes d'équilibre de Cournot s'explique

par deux raisons majeures (Girault, 2005) : les négociations des contrats à long terme portent sur les quantités à livrer et à recevoir plutôt que sur les prix, ceux-ci étant largement dépendants du prix du pétrole. L'objectif de ces contrats étant de capter le maximum des rentes, au moins au niveau de l'amont, les opérateurs n'ont aucune raison de se livrer une concurrence à la Bertrand qui aboutirait à fixer le prix au niveau du coût marginal. Les exportateurs cherchent d'ailleurs à coordonner leurs décisions, comme le prouve la récente constitution mi-2008 d'une « trilatérale » entre la Russie, l'Iran et le Qatar, et le spectre d'une « OPEP du gaz » resurgit d'ailleurs périodiquement. Notons toutefois qu'un modèle de concurrence à la Bertrand avec une contrainte au niveau des capacités d'exportation donnerait des résultats équivalents à un modèle de concurrence à la Cournot (Kreps et Scheinkman, 1983). La Commission de Bruxelles, qui n'a pas compétence pour réguler l'amont de la chaîne gazière, met régulièrement en garde les fournisseurs de l'Union européenne contre les pratiques anti-concurrentielles. La stratégie de Gazprom, visant à préempter les réserves gazières du Turkménistan, du Kazakhstan ou de l'Ouzbékistan, afin de compromettre la rentabilité de nouvelles routes d'exportation (cf. gazoducs Nabucco ou White Stream), peut être assimilée à une stratégie de rétention de l'offre ou d'augmentation du coût des rivaux.

En aval de la chaîne gazière, au niveau des pays européens importateurs de gaz, la séparation des activités entre production ou importation, transport-distribution et fourniture, incite les opérateurs gaziers à nouer des alliances avec des électriciens pour mener une stratégie de « bundle » gaz-électricité. Les stratégies de ventes liées ont été beaucoup analysées dans la littérature économique et elles expliquent que les sociétés qui fournissent du gaz cherchent aussi à commercialiser de l'électricité afin de fidéliser leur clientèle et de conquérir des parts de marché supplémentaires. Le gaz et l'électricité sont des substituts au niveau du marché final (celui du chauffage, par exemple) mais ce sont des biens complémentaires potentiellement, en amont, au niveau de la production d'électricité puisqu'un débouché croissant du gaz naturel en Europe est constitué par les cycles combinés à gaz. La proportion d'électricité produite avec du gaz naturel est de l'ordre de 31% dans l'Union européenne. On assiste dès lors à un double phénomène dans l'industrie du gaz et de l'électricité : des fusions horizontales visant à fournir simultanément du gaz et de l'électricité et une ré-intégration verticale visant à sécuriser un approvisionnement en gaz pour les besoins de la production d'électricité comme pour ceux de la fourniture de gaz sur le marché pertinent du chauffage.

L'intégration verticale a des effets contradictoires pour le bien-être collectif puisque, d'un côté, elle conduit à la suppression de la double marge et de certains coûts de transaction mais que, d'un autre côté, elle peut conduire à accroître le pouvoir de marché de certains opérateurs en augmentant le coût d'approvisionnement de leurs concurrents (stratégie dite de « Raising Rival's Cost »). Une firme intégrée verticalement bénéficie d'un prix inférieur sur le marché final puisque son concurrent doit faire face à un coût d'approvisionnement plus élevé. C'est par exemple le cas lorsque l'électricien achète son gaz à un gazier qui lui-même produit de l'électricité et concurrence l'électricien dans l'aval (Ordovery, Saloner et Salop, 1990). Dans un tel système, la firme gazière peut être avantagée. Certes, si la concurrence est forte sur le marché amont du gaz, la firme intégrée n'a pas un pouvoir de marché assez important pour augmenter seule le prix du gaz et gêner ses concurrents sur le marché aval. Si ce n'est pas le cas, elle bénéficie d'un pouvoir de marché, lequel est alors préjudiciable au bien-être des consommateurs. L'intégration verticale demeure une priorité des opérateurs gaziers qui ne savent pas si demain la rente se situera plutôt dans l'amont ou dans l'aval de la chaîne et qui s'opposent également à la séparation patrimoniale (ownership unbundling) des activités de réseaux, considérées comme rémunératrices et peu risquées. On observe d'ailleurs une réintégration verticale dans les pays comme l'Angleterre où la séparation des activités avait été particulièrement poussée (Wright et Rutledge, 2008). Pour la Commission de Bruxelles, plus de concurrence dans l'amont de la chaîne gazière et un développement plus important des installations d'importation de gaz (gazoducs et installations de regazéification) sont des conditions sine qua non pour éviter le pouvoir de marché de certains opérateurs, les exportateurs de gaz comme les importateurs. La Commission veut en particulier éviter que Gazprom, en intervenant dans l'aval de la chaîne en Europe (au niveau de la commercialisation ou de la distribution) ne mène une stratégie de « raising rival's cost » à l'égard de ses clients importateurs, qui seraient alors ses concurrents au niveau de la fourniture au consommateur final.

### **II.3 – Vers un marché mondial et unifié du gaz naturel ?**

Le développement de la part du GNL dans les échanges internationaux de gaz devrait logiquement conduire à des arbitrages plus nombreux entre les trois segments du marché, l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie (grosse importatrice de GNL, notamment au Japon et à Taïwan). Cela est de nature à faire converger les prix CIF du gaz à l'échelle mondiale, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui. Fin septembre 2008, le prix du gaz était de 12,7\$/MBTU

(soit 30\$/MWh) à Zeebrugge contre 8\$/MBTU sur le Henry Hub aux Etats-Unis. A d'autres périodes, les prix américains étaient bien supérieurs aux prix européens. Certains voient dans cette convergence et cet arbitrage un double avantage : cela devrait améliorer la sécurité d'approvisionnement puisque les importateurs de GNL auront accès à une offre potentiellement plus diversifiée ; cela devrait en outre permettre de rapprocher les prix européens des prix américains et déboucher à terme sur un prix mondial du gaz naturel. On peut toutefois faire observer que la volatilité des prix américains risque de se transmettre aux prix européens qui, du coup, deviendraient très sensibles aux aléas climatiques observés aux Etats-Unis. Il est à noter de plus que la capacité de liquéfaction de GNL est, à l'échelle mondiale, deux fois plus faible que la capacité de regazéification. Il existe 32 installations de liquéfaction, d'une capacité de 268 milliards de mètres cubes, pour 64 terminaux de regazéification, d'une capacité de 588 milliards de mètres cubes. Le facteur de charge d'une usine de liquéfaction est en moyenne de 93% contre seulement 41% pour une installation de regazéification (cf. étude de la Société Générale, 2008). Dans un tel contexte, c'est l'exportateur qui bénéficie d'un pouvoir de marché car il peut choisir le terminal de destination le plus rentable pour lui. Le pouvoir des exportateurs va s'accroître du fait des anticipations d'épuisement du gaz et de la concurrence que vont se livrer les importateurs pour accéder demain aux ressources. A cela s'ajoute le fait que de nombreux méthaniers ont été construits dans un but spéculatif, ce qui tire les tarifs du fret à la baisse en raison de surcapacités. Le risque de compétition entre acheteurs poussera les prix vers le haut en cas de crise d'approvisionnement. Du coup, les exportateurs de gaz acheminé par gazoducs auront eux aussi tendance à aligner le prix du gaz vendu par gazoduc sur celui du gaz vendu par méthanier. L'importateur de gaz qui choisit le GNL pour diversifier ses approvisionnements risque de devoir payer plus cher son gaz acheminé par gazoduc, comme le souligne l'étude de la Société Générale (2008). Il faudra en outre payer pour ces installations partiellement inutilisées. Mais la Commission de Bruxelles ne semble pas s'alarmer de ce risque de surcapacité observée au niveau du transport par méthanier et de celui des terminaux de regazéification. Pour elle, c'est le prix à payer pour promouvoir plus de concurrence et le surcoût observé au niveau du transport international sera plus que compensé par la baisse du prix de la molécule observée sur les marchés « spot ». On fait évidemment l'hypothèse que cette surcapacité engendrera bien un « appel d'air » au niveau de l'échange de gaz sur le marché international. Sur l'arbitrage optimal entre contrats à long terme et recours au marché spot (avec du GNL), des travaux existent, utilisant par exemple une approche multi-agents (cf. thèse de S. Tchong-Ming, 2008).

### **III – Le prix international du charbon et de l'uranium : cas de « commodities » ?**

#### **III.1 – Le prix du charbon**

Le charbon représente 26% de l'énergie primaire consommée dans le monde et il importe de ne pas analyser son rôle à travers le « prisme français ». Le charbon n'est pas seulement l'énergie du 19<sup>ème</sup> siècle, ce sera aussi l'énergie dominante du 21<sup>ème</sup> siècle, juste devant ou juste derrière le pétrole. Les réserves prouvées de charbon sont évaluées à 850 voire 1 000 milliards de tonnes métriques, soit de 500 à 600 milliards de tep. Cela correspond à 150 voire 200 ans au rythme actuel de production. Il existe en réalité plusieurs qualités de charbon (lignite, charbons bitumineux, sub-bitumineux, anthracite, etc.), ce qui génère des rentes différentielles. Six pays se partagent 80% des réserves prouvées : les Etats-Unis avec au moins 25% du total, la Russie (18%), la Chine (14%), l'Australie (9%), l'Inde (8%) et l'Afrique du Sud (6%). Ces six pays assurent 75% de la production mondiale, le premier pays producteur et consommateur restant la Chine. Le charbon est un produit pondéreux donc difficile et coûteux à transporter ; seule une faible proportion de la production (15%) donne lieu à échanges internationaux. Le charbon est d'abord consommé là où il est produit. Il existe une double segmentation du marché international du charbon :

- une segmentation qualitative, qui nécessite de distinguer entre le charbon sidérurgique (charbon à coke) et le charbon thermique (charbon-vapeur)
- une segmentation géographique, qui oblige à distinguer entre le marché Atlantique du charbon-vapeur et le marché Pacifique du charbon-vapeur. Le marché du charbon sidérurgique est quant à lui un marché mondial.

Les centrales thermiques absorbent près de 65% du charbon produit dans le monde et la sidérurgie environ 15%. Le reste est consommé par les cimenteries, l'industrie et le secteur résidentiel ou tertiaire. La spécificité de l'industrie charbonnière est que les coûts de transport sont très élevés, que ce soit le transport terrestre ou ferroviaire pour amener le charbon des mines aux ports ou le transport maritime international. A titre d'exemple, les coûts de transport représentent près de 50% du prix CIF du charbon rendu Rotterdam. Comme le souligne Martin-Amouroux (2008), « des coûts de transport élevés font que n'importe quel

acheteur ne peut pas s'approvisionner n'importe où ». Les principaux pays acheteurs de charbon sidérurgique sont le Japon, la Corée, Taïwan, l'Allemagne, l'Angleterre. Les principaux pays acheteurs de charbon-vapeur sont là encore les pays d'Asie (dont le Japon), l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord. Le marché international du charbon est donc dominé par les pays de l'OCDE (80 à 90% des échanges). Les principaux pays exportateurs de charbon à coke sont l'Australie, loin devant l'Indonésie, le Canada, les Etats-Unis et la Russie. Les principaux pays exportateurs de charbon-vapeur sont l'Indonésie et l'Australie, loin devant l'Afrique du Sud, la Russie, la Chine et la Colombie. Le Vietnam devrait jouer un rôle croissant sur le marché mondial dans le futur. A noter que les échanges de charbon-vapeur sont près de trois fois plus importants que ceux de charbon à coke.

Les « barrières à l'entrée » restent modestes au niveau de la production de charbon mais elles sont élevées au niveau de son transport international. Les échanges internationaux sont dominés par quelques grands groupes anglo-australiens ou américains : Xstrata, BHP Billiton, Bumi Resources, Anglo American, Rio Tinto, Peabody, etc. On ne parle pas de « peak coal », car les réserves et les découvertes potentielles restent abondantes, ni de risque politique puisque ces réserves sont assez bien réparties géographiquement et souvent importantes dans les pays de l'OCDE. En revanche, le pouvoir de marché de certains opérateurs est loin d'être négligeable surtout si l'on évoque les projets de fusion entre BHP Billiton et Rio Tinto, qui inquiètent aussi bien la Commission européenne que les autorités chinoises. Si le projet d'OPA inamicale de BHP Billiton sur Rio Tinto voit le jour, le groupe risque de bénéficier d'une position dominante sur le marché du charbon et celui du minerai de fer. Les compagnies pétrolières sont peu présentes dans l'industrie charbonnière à l'exception d'Exxon-Mobil, de Chevron-Texaco ou de Total.

La segmentation géographique des échanges internationaux peut être mise en évidence à l'aide de quelques tests, comme le rappelle Martin-Amouroux (2008, p.291) : le test LIFO (« little in from the outside ») et le test LOFI (« little out from the inside »), développés par Elzinga-Hogarty. Le premier test regarde si tous les achats d'une région sont bien issus d'une même aire géographique donnée et le second permet d'identifier les plus petites régions qu'il faut prendre en compte pour retenir la totalité des expéditeurs en provenance d'une aire géographique donnée. On peut aussi utiliser des tests de cointégration qui permettent de conclure que des régions différentes constituent un seul marché lorsque leurs prix sont cointégrés. « Ces tests montrent que le marché du coke est mondial alors que celui du charbon-vapeur reste régionalisé » (Martin-Amouroux, 2008, p.291).

En général, les transactions se font dans le cadre de contrats à moyen ou long terme (5 à 10 ans) pour fixer les quantités échangées mais les prix sont négociés chaque année. Elles peuvent aussi se faire par appels d'offres. Dans le cas du charbon à coke et du charbon-vapeur de la région Pacifique, c'est le système des contrats à long terme qui domine ; dans le cas du charbon-vapeur de la région Atlantique, c'est surtout le système des appels d'offres.

Les prix du charbon restent largement déconnectés des prix du pétrole et du gaz et ils sont longtemps restés à des niveaux faibles et stables. La volatilité des prix a traditionnellement été faible. Mais les choses ont changé en 2007 car les prix du charbon se sont envolés, surtout ceux du charbon à coke. Cela est dû à deux causes principales : la forte demande asiatique (Chine et Inde) face à une offre contrainte, d'une part, l'augmentation du coût du fret maritime, d'autre part. Ainsi, le prix FOB du charbon thermique est passé de 20\$ par tonne métrique en juillet 2002 à 52\$ en juillet 2007 puis à 120\$ en février 2008 au départ du port australien de Newcastle. La hausse du prix du charbon à coke a été encore plus sensible puisqu'on est passé de 100\$ la tonne en moyenne début 2007 à près de 300\$ la tonne au premier trimestre 2008, soit une hausse de 200% en un an. Depuis septembre 2008, le marché s'est retourné et les prix sont maintenant orientés à la baisse. L'offre a eu du mal ces dernières années à suivre la demande en raison d'inondations dans les mines australiennes, de coupures d'électricité dans les mines sud-africaines et d'intempéries dues à la neige en Chine. Les coûts de transport se sont eux aussi envolés car la chaîne logistique charbonnière s'est révélée à la fois sous-dimensionnée et vétuste : goulots d'étranglement au niveau du transport sur terre (voies ferrées), pénurie de navires mobilisés par le transport des autres matières premières vers la Chine. Ainsi, le coût du fret maritime entre l'Afrique du Sud et Rotterdam est passé de 6\$ la tonne métrique en 2002 à plus de 50\$ fin 2007-début 2008. L'indice Baltic Dry (BDI), qui mesure la moyenne des prix pratiqués sur 24 routes mondiales de transport en vrac de matières sèches (minerais, métaux, charbons, céréales), est néanmoins tombé le 21 octobre 2008 à son plus bas niveau depuis novembre 2002 et on anticipe maintenant des surcapacités au niveau des vraquiers de grande taille (les « cape size » de 150 000 à 170 000 tonnes de capacité). Le BDI est considéré comme un bon indicateur de l'activité économique mondiale puisque 90% des échanges mondiaux de marchandises se font par fret maritime... A noter toutefois que le loyer quotidien d'un « cape size » s'est effondré de près de 90% en quelques semaines depuis septembre 2008, passant de 250 000\$ à moins de 10 000\$. Le manque de navires à l'origine de la flambée des tarifs du fret avait incité les armateurs à

commander massivement de nouveaux bâtiments mais une grande partie des commandes a été annulée avec la crise de septembre 2008.

La théorie économique s'est assez peu intéressée au marché international du charbon, celui-ci étant presque considéré comme une « commodity » échangée sur un marché qui restait relativement concurrentiel, sans « pouvoir de marché » trop apparent et sans risque de cartellisation. Seules semblent avoir été mobilisée la théorie des externalités et celle du « coût de régression ». Les impacts négatifs sur l'environnement induits par l'extraction et l'utilisation du charbon sont tels que les économistes sont obligés d'introduire les coûts sociaux dans leurs calculs économiques. Rappelons qu'une centrale à charbon de type chinois émet 980 g de CO<sub>2</sub> par kWh contre 760 g avec une centrale à charbon performante (rendement de l'ordre de 45% contre 30%) et 340 g/kWh avec une centrale à gaz à cycles combinés. En 2007, l'industrie chinoise du charbon aurait coûté 250 milliards de dollars en nombre de morts, de blessés et d'atteintes à l'environnement, selon un récent rapport de Greenpeace (2008). La lutte contre le réchauffement climatique impose d'introduire ces externalités dans le prix de revient du kWh. Quant au concept de « coût de régression », il a été introduit dans les pays qui, comme la France, ont eu à faire face à la fermeture progressive de leurs mines de charbon. Rappelons qu'en France, le premier plan de régression des charbonnages date de 1960 (Plan Jean-Marcel Jeanneney) et qu'il a fallu attendre 2004 pour fermer la dernière mine encore en activité. Le « coût de régression » est égal au supplément de coûts actualisés qu'il faudra supporter en moyenne pour chaque tonne de charbon extraite tant que la mine restera ouverte, par rapport à une situation où elle serait fermée. On distingue généralement le « coût technique de régression » qui ne prend en considération que les coûts monétaires au niveau d'une exploitation ou d'un bassin minier, et le « coût social de régression » qui comptabilise, à côté des coûts monétaires, les impacts macroéconomiques liés à la fermeture de la mine (impacts sur l'emploi et l'activité des autres branches). Dans l'un et l'autre cas, on compare ce que l'on perd en recettes avec ce que l'on économise en dépenses. Si le coût de régression est supérieur au prix de valorisation de la tonne de charbon, il faut fermer la mine. On voit dès lors que la prise en compte d'un coût social de régression tend, ceteris paribus, à retarder la fermeture de la mine par rapport à une situation où on ne considère que le coût technique (Percebois, 1989).

### III.2 – Le prix de l'uranium

Les réserves d'uranium sont estimées à 5,3 millions de tonnes pour une consommation annuelle de l'ordre de 64 000 tonnes, ce qui correspond à 85 ans de disponibilité si on fait référence aux réacteurs actuels de 3<sup>ème</sup> génération. Avec les réacteurs à neutrons rapides (4<sup>ème</sup> génération), les réserves sont multipliées par 100 puisqu'on peut cette fois utiliser à la fois l'uranium 235 et l'uranium 238. Il s'agit de ressources estimées récupérables à un coût d'extraction inférieur à 130\$ par kg d'uranium. Les ressources sont situées principalement en Australie (23% des réserves mondiales), au Kazakhstan (16%), au Canada (11%), aux Etats-Unis (10%), en Afrique du Sud (8%), en Namibie (6%) et au Niger (5%). Les principaux producteurs sont le Canada, l'Australie, le Kazakhstan, le Niger. L'essentiel (70%) de l'uranium produit est vendu sur le marché international puisque certains producteurs n'ont pas de programme nucléaire. C'est le cas notamment de l'Australie, du Niger et de la Namibie. Les échanges internationaux se font pour plus de 90% dans le cadre de contrats à long terme et pour moins de 10% sur un marché « spot ». Actuellement, sur les 64 000 tonnes échangées, environ 70% correspondent à de la production mais 30% proviennent d'un déstockage issu de stocks militaires. Suite au démantèlement de l'URSS et à la signature de l'accord « Highly Enriched Uranium », d'importants stocks militaires ont été mis à la disposition d'usages civils à un prix très compétitif à la fin des années 1980. Les prix de l'uranium sont de ce fait restés très bas entre 1989 et 2005 (prix de la livre d'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>, appelée « yellow cake »). Depuis 2005, les prix se sont envolés puisqu'on a atteint 120\$ la livre d'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> sur le marché spot fin 2007. Cela est dû à la relance des programmes nucléaires dans le monde mais également à l'épuisement des stocks militaires accumulés dans le passé. Pendant près de 15 ans, de 1990 à 2005, la demande d'uranium était supérieure à la production mais l'existence des stocks militaires avait permis le maintien de prix très bas (de l'ordre de 20 à 30\$ la livre d'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>). La production d'uranium est maintenant répartie et les prix se sont stabilisés aux alentours de 70\$ la livre d'U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> fin 2008.

Le grand atout du nucléaire est que le prix de revient du kWh est peu sensible au prix de l'uranium. Certes, le coût du cycle du combustible représente environ 20% du prix de revient du kWh mais ce cycle comprend toutes les transformations physiques et chimiques qu'il faut faire subir à l'uranium naturel pour en faire un combustible utilisable. En conséquence, le prix du minerai d'uranium ne dépasse guère 7% du coût total du kWh.

La relance du nucléaire dans le monde ne devrait pas peser trop fortement sur le prix de l'uranium car les réserves sont abondantes et assez bien réparties au sein des pays de

l'OCDE. Les perspectives prometteuses des RNR constituent également un facteur potentiel de stabilisation du prix du minerai.

## ***IV – Conclusion***

Les théories économiques disponibles dans la « boîte à outil » des économistes nous aident-elles à mieux comprendre le fonctionnement des marchés internationaux et la formation des prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium ? La réponse est positive lorsqu'on analyse les évolutions passées. Indiscutablement, la théorie des ressources épuisables de Hotelling et l'approche en termes de rente de rareté nous aident à comprendre les anticipations des acteurs sur le marché. La théorie de l'innovation est elle aussi utile pour comprendre comment le progrès technique utilisé au niveau de l'exploration-production peut faire baisser le coût d'accès aux hydrocarbures et du coup infirmer, pour un temps du moins, la thèse de Hotelling (cf. l'analyse de Pindyck). La théorie de la cartellisation est d'un grand secours pour comprendre les modifications observées au cours du temps sur les divers marchés, caractérisés tantôt par une structure relativement concurrentielle tantôt par une structure oligopolistique génératrice de rentes. Les apports récents de l'économie industrielle sont aussi d'un grand secours pour analyser les stratégies de ré-intégration verticale dans l'industrie du gaz ou de bundle « gaz-électricité ». Il est difficile d'analyser la formation des prix du gaz sans tenir compte de la théorie de la régulation qui impose la séparation de certaines activités (monopoles naturels) et règlemente certains prix (péages d'accès aux réseaux). La théorie des externalités ne peut être ignorée dans un contexte où la lutte contre le réchauffement climatique exige de prendre en considération les coûts sociaux liés à l'environnement, et cela est particulièrement vrai avec le charbon. Mais c'est peut-être au niveau de la « financiarisation » des activités énergétiques que l'apport théorique a été le plus novateur ces dernières années. Le développement des produits dérivés (sur le pétrole mais aussi sur le gaz naturel), les débats sur la spéculation et le lien entre prix du pétrole et cours du dollar ont suscité de nombreux travaux théoriques et économétriques et provoqué de nombreux débats. Toutes ces théories nous aident-elles à anticiper l'évolution des prix du pétrole, du gaz, du charbon ou de l'uranium ? La réponse est beaucoup moins affirmative tant sont complexes les interactions entre tous ces facteurs. Une chose est certaine : la loi de

l'offre et de la demande permet d'expliquer une large part des évolutions de prix observées sur les marchés. Les tensions sur les prix résultent généralement d'une croissance réelle ou anticipée de la demande plus rapide que celle de l'offre. Mais les hausses de prix sont de nature à relancer les investissements qui permettront d'augmenter l'offre disponible, ce qui explique le caractère souvent cyclique des prix de l'énergie. La forte inertie observée tant du côté de l'offre que de celui de la demande et la difficulté à estimer de façon précise la valeur des élasticités-prix expliquent qu'il soit difficile de prévoir à quel rythme se feront les évolutions.

## **Références bibliographiques**

AMANO (R) et van NORDEN (S) (1995) « Exchange Rates and Oil Prices » Bank of Canada, Working Paper

ANTOSHIN (S) et SAMIEI (H) (2006) « Cours du pétrole et déséquilibres mondiaux » in Perspectives de l'économie mondiale, FMI Report

ARTUS (Patrick) (2008) « Y- a-t-il vraiment un lien entre le prix du pétrole et le taux de change du dollar ? » in Flash Natixis n°98, 17 mars

AYOUZ (Mourad) et REYMONDON (Olivier) (2008) « Les fondamentaux du marché pétrolier ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? » in Diagnostic n°8, Revue de COE Rexecode, juillet

BABUSIAUX (Denis) et BAUQUIS (Pierre-René) (2007) « Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? » in Les Cahiers de l'Economie, IFP, Ecole du Pétrole et des Moteurs, septembre

BABUSIAUX (Denis) et ALAZARD-TOUX (Nathalie) (2008) « Progrès technique et disponibilité du pétrole » in Liaison Energie Francophonie, LEF 80 « Mondialisation, Energie, Environnement » , IEPF, Québec

BENASSY-QUERE (A), MIGNON (V) et PENOT (A) (2007) « China and the Relationship between the Oil Price and the Dollar » in Energy Policy, 35, pp 5795-5805

BROWN (Stephen) and YUCEL (Mine) (2007) « What drives Natural Gas Prices ? » Federal Reserve Bank of Dallas, Working Paper 0703

CHEVALIER (Jean-Marie) et PERCEBOIS (Jacques) (2008) « Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France » Rapport du CAE, La Documentation Française

CHEN (S.S.) and CHEN (H.C.) (2007) « Oil Prices and Real Exchange Rates » in Energy Economics, n°29 pp 390-404

COUDERT (Virginie), MIGNON (Valérie) et PENOT (Alexis) (2008) « Oil Price and Dollar » in Energy Studies Review, vol 15-2

CREMER (Jacques) et SALEHI-ISFAHANI (Djavad) (1989) « The Rise and Fall of Oil Prices : a Competitive View » in Annales d'Economie et de Statistique n°15-16, pp 427-454

DAHL (Carol) and STERNER (Thomas) (1991) « Analysing Gasoline Demand Elasticities: a Survey » in Energy Economics, 13, pp 203-210

DASGUPTA (P) and HEAL (G.M.) (1974) « The Optimal Depletion of Exhaustible Resources » in the Review of Economic Studies, Symposium, May

DAVID (Laurent) (2000) « La restructuration des industries gazières américaine et britannique : la réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs », thèse CREDEN, Université de Montpellier

DAVID (L) et PERCEBOIS (J) (2006) « Access Pricing on Gas Networks and Capacity Release Markets: Lessons from North American and European Experiences » in Energy Studies Review, vol 12, n°2, Spring, pp 125-142

DEVARAJAN (S) and FISHER (A.C.) (1981) « Hotelling's Economics of Exhaustible Resources: fifty years later » in Journal of Economic Literature, pp65-73

DE WOLF (D) et SMEERS (Yves) (1997) « A Stochastic Version of a Stackelberg-Nash-Cournot Equilibrium Model » in Management Sciences, 43 (2)

EDELSTEIN (Paul) and KILIAN (Lutz) (2007) « Retail Energy Prices and Consumer Expenditure » Working Paper, University of Michigan

FISHELSON (G) (1983) « Hotelling Rule, Economic Response and Oil Prices » in Energy Economics, July, pp 153-156

GATELY (D) et HUNTINGTON (H.G.) (2002) « The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand » in the Energy Journal n°23 (1), pp 19-55

GAUDET (G) et HUNG (NM) (1987) « Théorie économique des ressources non renouvelables : quelques éléments de synthèse » in AYOUB (A) et PERCEBOIS (J) (Eds) « Pétrole : marchés et stratégies » Ed Economica, pp 137-148

GIRAULT (Vincent) (2005) « L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique ; une analyse par la théorie économique » Cahier de Recherche du CREDEN, Université de Montpellier, n°05-04-56

GIRAULT (Vincent) (2007) « Stratégies d'approvisionnement en gaz naturel des acteurs énergétiques européens », thèse de sciences économiques, CREDEN, Université de Montpellier

GOLOMBECK (R), GJELSVIK (E) and ROSENDAHL (K.E.) (1998) « Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market » in The Energy Journal 19(3), pp1-18

GRAIS (W) et ZHANG (K) « Strategic Interdependence in European East-West Gas Trade: a Hierarchical Stackelberg Game Approach » in Energy Journal, vol 17, n°3 (1996)

HAMILTON (James) (2008) « Understanding Crude Oil Prices », WP, Department of Economics, University of California, San Diego, May

HARTLEY (Peter), MEDLOCK (Kenneth) and ROSTHAL (Jennifer) (2008) « The Relationship of Natural Gas to Oil Prices » in The Energy Journal, vol29, n°3 pp 47-66

HAURIE (A), LEGRAND (J), SMEERS (Y) et ZACCOUR (G), (1988), « A Stochastic Dynamic Nash Cournot Model for the European Gas Market » Les Cahiers du Gerad, C87-24, Octobre

HOTELLING (Harold) (1931) « The Economics of Exhaustible Resources » in Journal of Political Economy, April, 39, pp 137-175

HUGHES (JE), KNITTEL (CR) and SPERLING (D) (2008) « Evidence of a Shift in the short-run Price Elasticity of Gasoline Demand » in The Energy Journal 29(1)

IEA (International Energy Agency) (2008) « Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe », May

KAY (J) and MIRRLEES (J) (1975) The Desirability of Natural Resource Depletion » in PEARCE and ROSE (Eds) « The Economics of Natural Resource Depletion » Macmillan, London

KREPS (D) and SCHEINKMAN (J) (1983) « Quantity Precommitment and Bertrand Competition yield Cournot Outcomes » in Bell Journal of Economics, vol14, pp 326-337

KRICHENE (N) (2002) « World Crude Oil and Natural Gas: a Demand and Supply Model » in *Energy Economics* n°24(6), pp 557-576

LEVHARI (D) and LIVIATAN (N) (1977) « Notes on Hotelling's Economics of Exhaustible Resources » in *Canadian Journal of Economics*, May, pp 177-192

MARTIN-AMOUREUX (Jean-Marie) (2008) « Le marché du charbon, solution à tous les problèmes ? » in *Liaison Energie Francophonie*, LEF80, « Mondialisation, Energie, Environnement », IEPP, Québec

MARTIN-AMOUREUX (Jean-Marie) (2008) « Charbon, les métamorphoses d'une industrie » Ed Technip

NEUMANN (A) et Von HIRSCHHAUSEN (C), (2004) « Less long term Gas to Europe ? A Quantitative Analysis of European long term Gas Supply Contracts », in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, vol 28

NEWBERY (David) (1981) « Oil Prices, Cartels, and the Problem of Dynamic Consistency » in *Economic Journal* 91, pp 617-646

ORDOVER (J), SALONER (G) et SALOP (S) (1990) « Equilibrium vertical foreclosure » in *American Economic Review*, vol 80, n°1, pp 127-142

PAKRAVAN (K) (1977) « A Model of Oil Production Development and Exploration » in *Journal of Energy and Development*, vol3, pp 143-153

PAKRAVAN (K) (1981) « Exhaustible Resource Models and Predictions of Crude Oil Prices . Some Preliminary Results » in *Energy Economics*, July pp 169-177

PERCEBOIS (Jacques) (1989) « Economie de l'Energie », Ed Economica

PERCEBOIS (Jacques) (2001) « Energie et théorie économique : un survol » in *Revue d'Economie Politique* , n°6 , novembre-décembre, pp 815-860

PERCEBOIS (Jacques) (2008) « The Supply of Natural Gas in the European Union : strategic issues » in *OPEC Review*, n°1

PINDYCK (F) (1978) « The Optimal Exploration and Production of Non-Renewable Resource » in *The Journal of Political Economy* 86(5), October, pp 841-861

PINDYCK (F) (1999) « The long-run Evolution of Energy Prices » in *The Energy Journal*, n°2, vol 20, pp1-27

SALANT (SW) (1976) « Exhaustible Resources and Industrial Structure: a Nash-Cournot Approach to the World Oil Market » in *Journal of Political Economy*, 84, pp 1079-1093

SALINGER (1988) « Vertical Mergers and Market Foreclosure » in *Quarterly Journal of Economics*, pp347-352

Société Générale (2008), Cross Asset Research, Equity Research, « Marché mondial du gaz ; GNL, le marché des matières premières le plus tendu », rapport du 15 mai

SMEERS (Yves) (2008) « Gas Models and Three Difficult Objectives » Paper for the European Project CESSA, February

SOLOW (R.M.) (1974) « The Economics of Resources or the Resources of Economics » in *American Economic Review* n°64

STERN (Jonathan) (2006) « The new Security Environment for European Gas : worsening Geopolitics an increasing global Competition for LNG » Working Paper, Oxford Institute for Energy Studies, NG 15

TCHUNG-MING (Stéphane) (2008) « Contrats et marchés spot dans l'industrie gazière européenne : un essai par la simulation multi-agents », thèse de sciences économiques (IFP-CREDEN-GDF-Suez), Université de Montpellier

WIRL (Franz) (2008) « Why do Oil Prices Jump (or Fall) ? » in Energy Policy n°36

WRIGHT (Philip) and RUTLEDGE (Ian) (2008) « Mergers and Acquisitions in the UK Gas and Electricity Industries » in Liaison Energie Francophonie, LEF80, « Mondialisation, Energie et Environnement », IEPF, Québec