



**HAL**  
open science

## Marges et perspectives du raffinage

Colin Baudouin, Jean-Pierre Favennec

► **To cite this version:**

Colin Baudouin, Jean-Pierre Favennec. Marges et perspectives du raffinage : Cahiers du CEG, n° 28. 1997. hal-02435485

**HAL Id: hal-02435485**

**<https://ifp.hal.science/hal-02435485>**

Preprint submitted on 10 Jan 2020

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**Centre Économie et Gestion**

**Marges et perspectives du raffinage**

*Colin BAUDOUIN*  
*Jean Pierre FAVENNEC*

février 1997

**Cahiers du CEG - n° 28**

**ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS**  
Centre Économie et Gestion  
232, avenue Napoléon Bonaparte

92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX.  
télécopieur : 01 47 52 70 66 - téléphone : 01 47 52 64 08



La collection "Cahiers du CEG" est un recueil de présentations de travaux réalisés au Centre Économie et Gestion de l'École du Pétrole et des Moteurs, Institut Français du Pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École du Pétrole et des Moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

**Axel PIERRU tél. : 01 47 52 64 08**

The "Cahiers du CEG" is a collection of articles carried out at the Center for Economics and Management of the IFP School, Institut Français du Pétrole. It is designed to promote an exchange of ideas on the topics covered.

The opinions expressed are the sole responsibility of the author(s) and do not necessarily reflect the views of the IFP School or IFP.

For any additional information, please contact :

**Axel PIERRU tél. : + 33 1 47 52 64 08**



Depuis quelques années le secteur du raffinage est soumis à rude épreuve. La consommation de produits pétroliers augmente peu en Europe, leurs spécifications se durcissent. En raison notamment des progrès permanents dans l'utilisation des unités, les surcapacités de traitement demeurent ... Tous ces facteurs réunis font que les marges du raffinage à travers le monde restent faibles et insuffisantes pour financer correctement les investissements nouveaux.

Malgré une légère amélioration par rapport à 1995, les marges de raffinage sont en moyenne restées faibles en 1996. Selon la DHYCA, la marge nette moyenne pour une raffinerie complexe type européenne était de 1,84 \$/bl en 1995 et 2,25 \$/bl en 1996. La sensible remontée des marges depuis la mi novembre jusqu'aux premières semaines de 1997 a compensé leur faiblesse en particulier pendant l'été. Néanmoins, les marges calculées sur les grands produits restent insuffisantes pour couvrir l'ensemble des coûts d'une raffinerie moyenne. En particulier elles ne permettent pas de couvrir l'amortissement des installations nouvelles, ni les frais financiers (intérêts) qui y sont liés.

### *Définition de la marge de raffinage*

Pour une tonne de brut traité, la marge (brute) de raffinage est la différence entre la valeur des produits obtenus, à la sortie de la raffinerie, et le coût du brut à l'entrée de la raffinerie.

La valorisation des produits est calculée en multipliant leurs prix par leurs rendements respectifs (qui dépendent de la raffinerie considérée).

La marge nette est égale à la marge brute diminuée des frais variables (produits chimiques, catalyseurs, frais financiers d'immobilisation des bruts et des produits dans les stockages).

Pour obtenir l'équilibre, la marge nette d'une raffinerie devrait couvrir l'ensemble des frais fixes : personnel, entretien, taxes, assurances, frais généraux, et bien sûr amortissement des installations et frais financiers liés à leur construction.

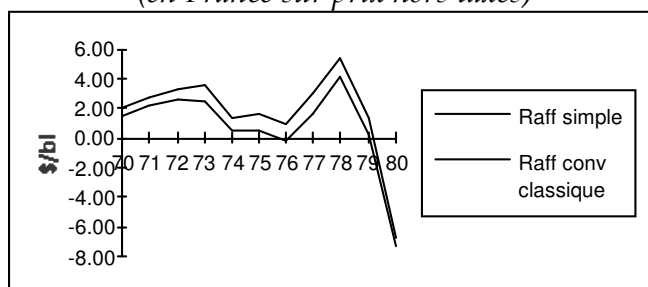
## **I - RETOUR SUR LES MARGES**

Jusqu'au milieu des années 70 les marges sont satisfaisantes. La consommation croissante de produits pétroliers assure des marges qui permettent de couvrir un "coût marginal de long terme" incluant la récupération du capital investi et sa rémunération. La seule préoccupation des compagnies pétrolières (et des gouvernements) est de faire face à la demande, ce qui correspond, dans les grands

pays européens, à la construction d'une raffinerie nouvelle (ou son équivalent) chaque année.

Dans les années 70 les marges sont très fluctuantes, du fait en particulier des fortes variations de prix en 1973-74 et 1978. En moyenne sur la décennie elles sont, pour une raffinerie type, de l'ordre de 2 dollars par baril. Compte tenu de l'érosion monétaire ceci correspond à plus de 6 dollars de 1996 par baril.

**Marges de raffinage en \$/bl sur Arabe léger**  
(en France sur prix hors taxes)



(Raffinerie simple : 100 000 b/j ; classique 160 000 b/j)

Mais au tournant des années 80, la situation change brutalement. Les marges chutent. Les augmentations du prix du brut de 1973 (fin du contrôle des majors, guerre du Kippour) et de 1978 (domination de l'OPEP, révolution iranienne) vont stabiliser puis réduire la consommation de produits. D'énormes surcapacités de raffinage vont apparaître, en particulier aux États-Unis et en Europe :

		( Mt/an )	
		1973	1980
États-Unis	Capacité au 31/12	707	916
	Production des raffineries	649	676
	Taux d'utilisation (%)	92	74
Europe de l'Ouest	Capacité au 31/12	851	1005
	Production des raffineries	699	603
	Taux d'utilisation (%)	82	60

Ces surcapacités ont une double conséquence :

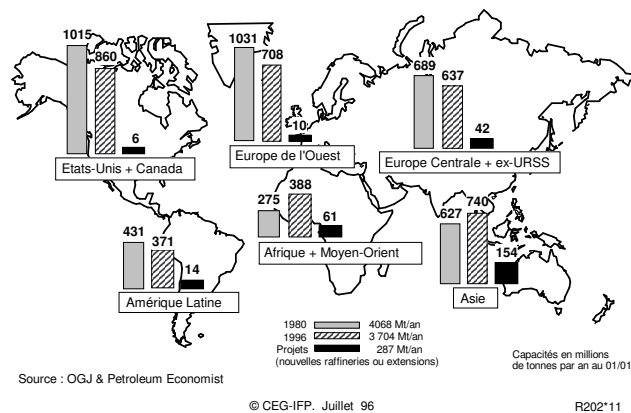
- le coût "marginal" de traitement d'un baril de brut étant très faible (quelques dizaines de cents), la tendance à traiter davantage de brut, donc à fabriquer d'importants excédents de produits, est forte. Ceci se traduit par une dégradation des marges ;



- l'ensemble des coûts de la raffinerie devant être réparti sur des quantités de produits très éloignées du volume optimal, les coûts au baril sont fortement accrus (par rapport à un taux de marche de 100 %, un taux de marche de 66 % entraîne une augmentation du coût de traitement de 50 %).

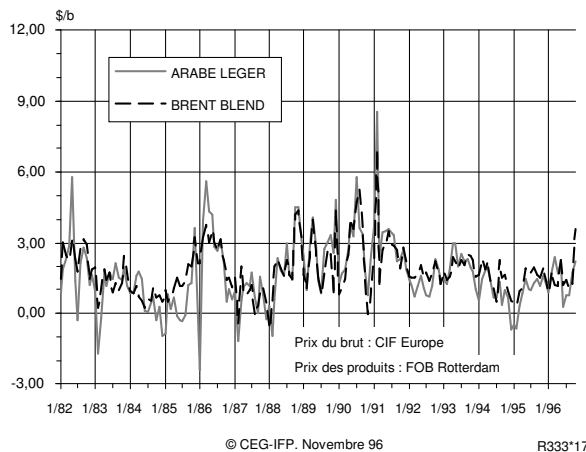
Cet effet de ciseau, combiné à une consommation stagnante sur la période 1980-85, se traduit par des marges très faibles et conduit les raffineurs à réduire leurs capacités. Cette réduction est rapide et relativement limitée aux États-Unis. Elle sera plus tardive, mais plus brutale en Europe de l'Ouest : près de 50 raffineries (sur environ 150) seront fermées. Nombre de raffineries qui ont survécu verront leur capacité fortement réduite par fermeture des plus anciennes unités de distillation (ou dans quelques cas transformation de ces unités en viscoréducteurs).

### Capacités de raffinage en 1980 et 1996 et projets futurs



Notons parallèlement, qu'à partir de 1980, les prix des produits finis, qui étaient jusque là contrôlés sur les marchés intérieurs par les gouvernements (à l'exception de quelques pays, notamment anglo-saxons), se libèrent. Les marchés "libres" ou "spot" (par opposition aux marchés "contrôlés") puis les marchés à terme deviennent prédominants. Les prix sur les marchés libres (prix spot) sont depuis utilisés pour les calculs de marge.

### Marges brutes de raffinage (Raffinerie avec cracking - Europe du Nord Ouest)



L'effort de réduction des capacités se termine vers 1985 et porte donc ses fruits au moment du contre choc pétrolier (politique des quotas, contrats netbacks). La baisse du prix du brut qui en résulte va relancer la consommation de produits à travers la diminution des prix (la baisse du dollar à partir de 1985 va dans le même sens) et favoriser la reprise économique de la fin des années 80. Capacités réduites, consommation en hausse : la situation est exactement inverse de celle de la fin des années 70. Les marges de raffinage vont progresser de 1988 à 1990 et atteindre (pour la première fois depuis dix ans) des niveaux tout à fait satisfaisants pour les opérateurs.

## II - LES ANNÉES 90

Passée la période *atypique* de la guerre du Golfe (1990-1991), où les marges vont atteindre des niveaux historiques, la période 1992-1995 va révéler la faiblesse du raffinage mondial et du raffinage européen en particulier. Les marges, que l'on espérait satisfaisantes, sont retombées à des niveaux très bas et ce, pour plusieurs raisons :

Premièrement, la consommation de produits dans le monde, et malgré l'explosion des besoins en Asie, n'a progressé que de 0,6 % par an entre 1990 et 1995 :

- elle s'est effondrée dans les pays ex-communistes et en particulier en Russie où la demande a chuté de 503 millions de tonnes en 1990 à 281 en 1995 ;
- en Europe Occidentale, la demande de produits progresse très lentement (moins de 1 % par an).

Deuxièmement, il peut paraître surprenant, à première vue, d'observer des marges faibles alors que les capacités de raffinage sont stables et que la demande augmente légèrement. Un examen plus attentif permet cependant d'apporter quelques explications :

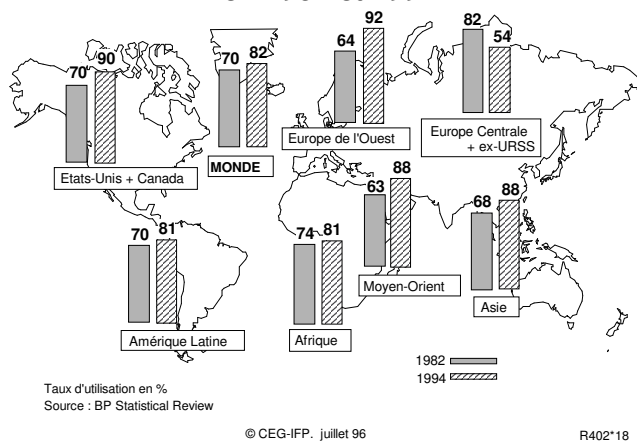
- les chiffres de capacité publiés par les revues spécialisées, malgré tout le soin mis à leur collecte, doivent être considérés avec circonspection. Certaines statistiques sous-estiment manifestement les capacités réelles. Ainsi certains pays ne prennent en compte que les capacités de distillation nécessaires à l'alimentation des unités de conversion (craquage) ;
- des capacités réputées fermées peuvent en réalité être remises en service très rapidement ;
- les arrêts de maintenance sont plus éloignés, environ tous les cinq ans contre tous les deux ou trois ans auparavant. Ils sont également plus courts. Une raffinerie peut effectivement fonctionner au-delà de 95 % du temps ;
- le talent des raffineurs leur permet, à chaque arrêt pour maintenance de longue durée, d'accroître, au prix d'investissements limités, les capacités de

certaines unités : nombre de craqueurs catalytiques fonctionnent à des capacités très supérieures à leurs capacités d'origine ("design"). Il est très probable que ces augmentations "rampantes" de capacité ne sont prises en compte que de manière très imparfaite dans les statistiques publiées. Or le gain de productivité qui en découle peut être estimé à 1% par an ; cela correspond à une nouvelle raffinerie d'une capacité d'environ 6 millions de tonnes chaque année en Europe !

Sur des périodes plus ou moins longues, on observe des taux de marche apparemment supérieurs à 100 %, ce qui traduit en réalité une sous-estimation de la capacité réelle.

Les taux de marche moyens actuels sont au mieux de l'ordre de 90 %. Malgré une amélioration depuis le début des années 80, ils restent donc insuffisants pour assurer des marges convenables.

### Taux d'utilisation des capacités de raffinage en 1982 et 1994



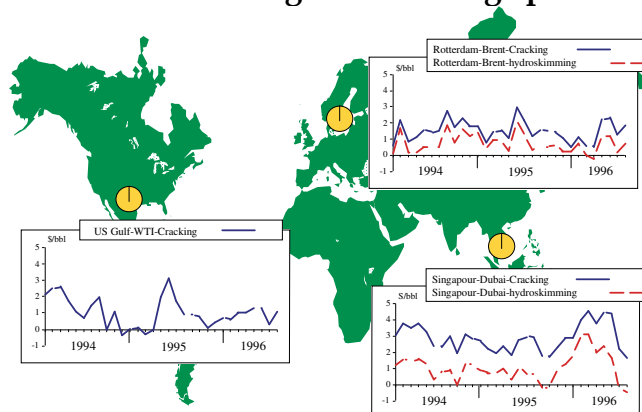
### III - LES MARGES PAR RÉGION

Les marges aux États-Unis sont très variables d'une région à l'autre. Autour du Golfe du Mexique, depuis 1988, les marges de raffinage d'une raffinerie complexe (de type FCC) sont assez faibles et oscillent autour de 1 \$/bl (pour le brut type américain, West Texas Intermediate). Les marges de cette zone, très ouverte aux importations, sont affectées par les arrivées de produits, en particulier d'Europe. Leur évolution d'une année sur l'autre est stable et les phénomènes de saisonnalité (1) se traduisent en général par une diminution des marges tout au long de l'année. En revanche les marges sont très supérieures dans le Middle West (environ 1,7 \$/bl) et surtout en Californie (aux alentours de 3 \$/bl depuis plusieurs années) en raison d'un meilleur équilibre offre-demande et donc de prix supérieurs pour les

<sup>1</sup> Notons qu'en hiver, où les marges sont plus faibles, plus le brut traité est léger plus la marge est faible. C'est la coupe des distillats moyens qui fait la différence au niveau des marges en cette période.

produits. Des normes de qualité plus sévères pour les produits se reflètent dans les prix.

### Évolution des marges de raffinage par zone



© CEG-IFP. Décembre 96

R334

La situation en Asie est meilleure. Les marges de raffinage ont été en moyenne de l'ordre de 3 à 4 \$/bl sur les dernières années. Les marges dans cette région demeurent pour l'instant plus favorables qu'ailleurs du fait d'une croissance continue de la demande et de la protection de certains marchés où les prix restent rémunérateurs (cf. infra) Elles dépendent toutefois fortement de facteurs temporaires et localisés (notamment, des déficits *offre-demande* de 4 pays qui sont la Chine, l'Indonésie, l'Inde et le Vietnam).

L'accroissement de la demande en produits pétroliers dans cette zone a engendré une forte hausse des marges au premier trimestre de l'année 96. Mais cet accroissement de la demande locale (principalement chinoise pour cette période) s'est ralenti au milieu de l'année. La baisse des prix des principaux produits et la hausse des taux de frets (depuis le Golfe Arabo-Persique) ont fait chuter les marges pendant l'été. Elles se sont néanmoins nettement redressées, comme partout ailleurs dans le monde à la fin de 1996.

En Europe les marges d'une raffinerie complexe, après s'être stabilisées aux alentours de 2 dollars au début des années 90, ont oscillé autour de 1,5 \$/bl jusqu'à la mi-96. Les deux principaux facteurs explicatifs de la faiblesse des marges en Europe sont la surcapacité de traitement et la mauvaise adéquation offre/demande.

#### IV - LA SURCAPACITÉ DU RAFFINAGE EUROPÉEN

La surcapacité du raffinage européen est estimée à 50 Mt/an depuis plusieurs années. Mais les fermetures annoncées de capacités de distillation atmosphérique restent limitées.

### *Fermetures de raffineries et constructions en Europe*

Durant l'année 96, la capacité du raffinage européen est restée quasiment inchangée. La dernière fermeture, intervenue en septembre 1995, concerne la raffinerie de Wörth en Allemagne appartenant à Mobil.

Pour les années à venir on peut déjà mentionner les arrêts et fermetures en gestation :

- aux Pays Bas, un mois avant l'annonce de sa fusion avec Mobil dans l'aval européen, BP (détenteur à 65 %) a annoncé au début de l'année la fermeture de la raffinerie de Pernis (3,5 Mt/an). La capacité du complexe Nerefco (Pernis et Europoort) passera ainsi de 21 Mt/an à 17,5 Mt/an. Néanmoins, toutes les activités de traitement vont être transférées sur le site d'Europoort qui fera l'objet d'une modernisation.
- au Royaume-Uni, la fusion Elf-Gulf-Murco, va engendrer (probablement au début de l'année 1997) la fermeture de la raffinerie Gulf de Milford Haven de 5,75 Mt/an. Par ailleurs, Shell semble vouloir réduire ses capacités dans ce pays.
- au Danemark, la Kuwait Petroleum Corp a annoncé la fermeture de sa raffinerie de Stignaes (2,9 Mt/an) pour avril 1997.
- en Allemagne, la fusion des deux raffineries d'Esso et d'OMW à Karlsruhe va réduire la capacité de traitement de 16,4 à 13 MT/an, soit une réduction de 3,4 Mt/an. Par ailleurs, la raffinerie de Schwedt (appartenant essentiellement à DEA et Veba Oel) va également abaisser sa capacité de 1,5 Mt/an.
- en France, la compagnie Shell, après avoir tenté de vendre la capacité de distillation de Berre puis envisagé une fermeture du site en "mutualisant" les coûts (partage des coûts liés à la fermeture avec les autres compagnies pétrolières qui auraient bénéficié d'une réduction des capacités, donc d'un accroissement des marges, dans cette région), a finalement décidé au mois de février 1997 de réduire de moitié (de 6,5 à 3,5 Mt/an) la capacité de sa raffinerie de Berre.

Par ailleurs, dans une optique de réorientation globale du groupe, BP cherche à vendre de manière partielle ou totale la raffinerie de Lavéra (9,5 Mt/an) voire, mais cela semble peu probable (elle est dotée d'un FCC, d'un hydrocraqueur, d'une unité d'isomérisation et un revamping d'unité hydrotraitement est en cours), à la fermer.

Face à ces fermetures on notera de nombreux projets en particulier la mise en service fin 1997 de la nouvelle raffinerie de Leuna <sup>(2)</sup>. En outre, bon nombre d'améliorations des installations existantes sont à prévoir. La plupart des projets européens portent essentiellement sur la modification (revamping) et la construction d'unités d'hydrodésulfuration afin de satisfaire les nouvelles contraintes environnementales, qui sont entrées en vigueur en octobre 1996 <sup>(3)</sup>. Pour les mêmes raisons, la construction d'une unité d'hydrocraquage est prévue dans la raffinerie Shell de Pernis au Pays Bas, pour le milieu de l'année prochaine.

Concernant les essences, des unités d'isomérisation (en France et en Grèce), une unité d'alkylation (en Espagne), une unité de MTBE (en Suède) ont été ou vont être construites.

*Sources : BIP du 12/11/96, Pétrole informations mars 96*

---

<sup>2</sup> D'une capacité d'environ 9 millions de tonnes par an, la raffinerie de Leuna remplacera une raffinerie plus ancienne de 5 millions de tonnes par an. L'accroissement net de capacité de distillation sera donc de 4 millions de tonnes par an.

Les diminutions de capacité annoncées représentent environ 20 Mt/an, soit 2,8 % de la capacité totale (704 Mt/an) de raffinage en Europe fin 96. Si l'on tient compte de la mise en service de la raffinerie de Leuna, la réduction nette de la capacité de raffinage en Europe sera d'environ 16 millions de tonnes de distillation par an. Néanmoins, tous les groupes pétroliers n'ont pas encore dévoilé leurs projets et de nouvelles réductions pourraient avoir lieu, notamment dans le cadre d'ententes.

*Ce ne seront pas forcément les raffineries les moins bien équipées qui disparaîtront. Nous verrons plus loin que des raffineries simples mais efficaces peuvent survivre dans la situation actuelle marquée par un prix élevé du fuel par rapport aux essences <sup>(4)</sup>. Cependant les critères de performance d'une raffinerie restent la taille, l'équipement, la qualité de la gestion et surtout une logistique permettant une très grande souplesse dans les approvisionnements et les expéditions.*

## **V - LA MAUVAISE ADAPTATION DU RAFFINAGE EUROPÉEN À LA DEMANDE**

Le raffinage européen est en outre mal adapté à la structure de la demande. Les raffineries de la zone produisent globalement trop d'essences et de fuels lourds. Mais elles ne peuvent faire face à la demande de carburéacteur et de gazole (et de fuel domestique). Des quantités importantes de produits légers (essences) et lourds (fuels) doivent être exportées. La valorisation de ces produits se fait donc, sur les marchés internationaux, sur une base FOB. Or l'écart de prix entre une valorisation FOB (export) et une valorisation sur le marché intérieur peut atteindre près de dix dollars par tonne.

\* La production d'essences est devenue excédentaire ces dernières années et leur prix relativement faible par rapport au début de la décennie est souvent considéré comme l'un des principaux facteurs de la faiblesse des marges. Cette faiblesse du prix des essences s'explique de manière plus précise de la façon suivante :

- les investissements faits aux débuts des années 90 pour améliorer la qualité et permettre la suppression des additifs au plomb tout en maintenant l'octane (construction d'unités d'alkylation et d'isomérisation), ont mécaniquement accru le volume potentiel d'essence ;
- l'abondance de bruts légers (*voir ci-dessous*) dans l'approvisionnement européen accroît également les disponibilités en coupes essences ;

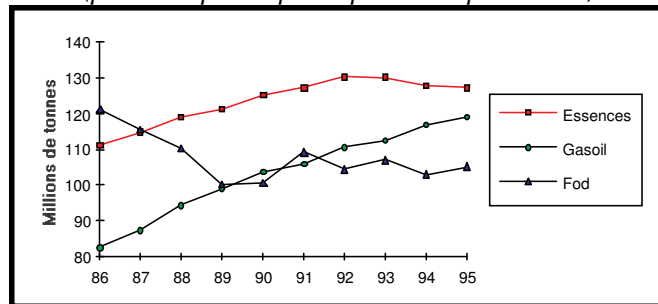
---

<sup>3</sup> Teneur en soufre du gazole abaissée à 0,05 % poids. La réduction à 0,1 % de la teneur en soufre du fuel domestique entrera en vigueur en 1999.

<sup>4</sup> Les problèmes de débouchés du fioul lourd constitueront sans nul doute un des facteurs importants de décision de fermeture d'unités (voire de raffineries) en Europe. À titre d'exemple, le passage en Italie de l'ENEL au gaz naturel aura vraisemblablement des conséquences sur les exportations de fioul lourd français ...

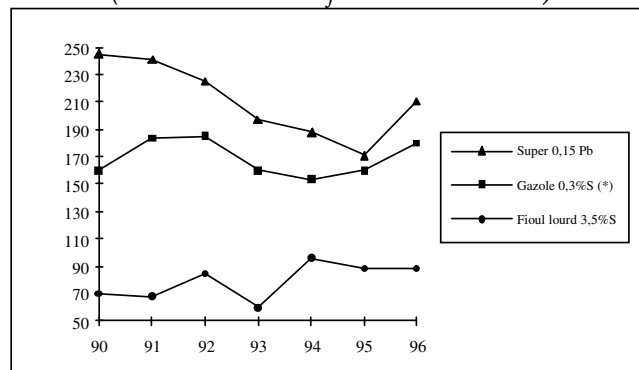
- parallèlement, la consommation diminue légèrement mais régulièrement depuis 1992, accroissant du même coup l'écart avec l'offre ;

### Consommation annuelle de l'Europe OCDE (pour les principaux produits pétroliers)



Ces trois facteurs ont conduit à une baisse du prix du super à Rotterdam au début des années 90, au moment même où les pots catalytiques devenaient obligatoires pour les véhicules à allumage commandé. La remontée du prix en 1996 est liée à l'augmentation du prix du pétrole brut cette même année.

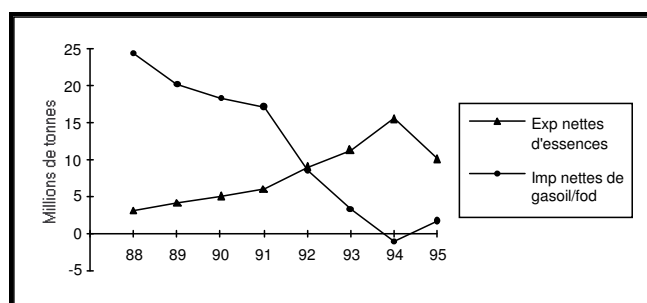
### Prix des principaux produits à Rotterdam (Prix CIF-NWE juillet de l'année)



\* 0,2 % depuis 1995

- enfin, les exportations traditionnelles vers les États-Unis sont en baisse à la suite du durcissement des spécifications dans certaines régions de ce pays, conséquence de la reformulation des essences. Or, comme le montre le tableau suivant les exportations européennes demeurent élevées et doivent donc trouver des débouchés sur des marchés moins rémunérateurs que les marchés traditionnels.

## Commerce extérieur de l'Europe OCDE



*L'importance du prix des essences pour les marges a été confirmée en mai 1996 lorsque les États-Unis (qui ont alors dû produire davantage de fioul domestique) ont importé des quantités non négligeables d'essences engendrant une envolée des prix à Rotterdam et une amélioration des marges du raffinage européen (2 \$/bl).*

En conclusion sur ce point, le prix des essences n'assure plus (ou n'assure qu'insuffisamment) comme jusqu'il y a peu l'essentiel des marges. Les marges sont trop faibles pour assurer la rentabilité des investissements. Le financement des installations nécessaires pour améliorer en quantité et en qualité la production de distillats moyens pourrait être remis en question.

À l'inverse des essences, le gazole moteur est produit en quantité insuffisante. Jusqu'en 1989, la diminution de la consommation de fioul domestique a compensé, au moins en partie, la hausse de la demande de gazole moteur. La consommation de fioul domestique s'étant plus ou moins stabilisée depuis, il a fallu au raffineur accroître son offre de gazole pour répondre à une demande toujours plus élevée de distillats moyens. Après une brève période d'investissements lourds, les raffineurs ont dû, dès les années 1992-93, montrer tout leur savoir-faire pour accroître leur production sans investir véritablement dans de nouvelles unités (modification du design des unités, gains de productivité, ...). La réduction constatée des importations nettes de gazole au cours des toutes dernières années montre qu'ils y sont parvenus avec un certain succès.

Le prix du gazole, et en particulier du gazole moteur, est longtemps resté insuffisant pour compenser la faiblesse du prix de l'essence. En effet l'insuffisance de la production locale était compensée par des importations de Russie et d'Afrique du Nord. Dans ces deux régions d'importantes capacités de raffinage dépourvues de conversion produisent des distillats moyens en quantité abondante. Les importations russes, à "faible" coût, ont longtemps pesé sur le prix du gazole.

Ce prix a néanmoins fortement augmenté (+ 36 %) entre la fin août (195 \$/t) et la mi-octobre (265 \$/t). Cette augmentation est bien entendu liée à la réduction à 0,05 % de la teneur maximum en soufre du gazole. L'arrêt virtuel des importations russes de ce produit faute, de possibilité pour les raffineurs de l'ex-URSS de se conformer aux nouvelles normes, a brutalement modifié l'équilibre offre/demande de distillats. Le prix du gazole à 0,05 % soufre est désormais voisin de celui de l'essence.



## VI - LES OBSTACLES À LA RATIONALISATION

Plusieurs obstacles empêchent une amélioration de la situation du raffinage :

### *La mondialisation des échanges*

Même une réelle diminution de la capacité européenne n'engendrerait vraisemblablement qu'une faible augmentation des marges. En effet la facilité de circulation des produits à travers le monde a tendance à limiter et équilibrer les prix des différents produits et donc les marges (on utilise d'ailleurs la notion de fenêtre pour bien montrer que les marges sont encadrées).

### *Approvisionnement en bruts légers*

Par ailleurs, le différentiel de prix entre pétroles bruts moyens d'une part, légers d'autre part s'est affaibli. De nombreuses découvertes de pétrole de faible densité ont été faites au cours des dix dernières années et la part de ce pétrole dans la production a augmenté (même l'Arabie Saoudite, pour maintenir le niveau de ses revenus pétroliers, exporte désormais des quantités importantes de brut léger peu soufré). Cette situation a un effet pervers. Les raffineries, et en particulier les raffineries européennes, à conversion classique ont un approvisionnement qui n'est plus adapté à leurs installations, plus tournées vers le traitement de bruts moyens comportant certaines impuretés. D'où, jusqu'à une époque récente, un prix relativement bas, nous l'avons vu, des carburants et un prix soutenu des fuels lourds, donc un écart de prix ("crack spread") faible qui ne favorise pas la rentabilité des unités de craquage.

Ainsi, avec un approvisionnement abondant en brut léger, les petites raffineries simples, qui paraissaient les premières candidates à la fermeture, se retrouvent à l'heure actuelle dans une situation économiquement acceptable. D'où leur faible nombre de fermeture.

Il semble cependant difficile d'envisager la fermeture de raffineries avec conversion étant donné les investissements qu'elles ont nécessité. De plus, étant les mieux équipées, elles peuvent plus facilement faire face à un retournement de conjoncture.

### *Le coût d'une fermeture*

Par ailleurs, il ne faut pas oublier le coût élevé de la fermeture d'une raffinerie (environ 300/400 millions de francs, le double avec dépollution des sols). C'est un critère déterminant, car même avec des marges relativement faibles, il est souvent préférable <sup>(5)</sup> de laisser fonctionner la raffinerie. Quelle compagnie va, dans ses

---

<sup>5</sup> Il suffit à court terme que les marges soient supérieures aux coûts variables (qui ne dépassent pas quelques dollars par tonne).

conditions, fermer une raffinerie au nom du raffinage européen pour en supporter seule les coûts alors que ses concurrents en tireront le bénéfice en terme de marges accrues <sup>(6)</sup> ?

**En résumé**, ces facteurs expliquent que, si la surcapacité du raffinage européen est évidente, il ne faut sans doute pas s'attendre à la diminution, considérée comme souhaitable par les experts, de 50 millions de tonnes de distillation par an mais plus vraisemblablement de 20 millions de tonnes d'ici l'an 2000 <sup>(7)</sup>. Les possibilités d'importations en particulier risqueraient de réduire à néant les efforts des raffineurs européens.

## VII - AVENIR DES MARGES ET DES COÛTS

Les coûts de raffinage varient bien entendu très sensiblement d'une raffinerie à une autre en fonction de la taille de la raffinerie, de son degré d'équipement, du niveau des salaires et peut être surtout de sa position géographique. En simplifiant à l'extrême, un coût moyen de traitement du brut dans une raffinerie européenne de bonne taille, bien équipée est de l'ordre de 2,5 à 3 \$ par baril. Ce coût se décompose en 1,5 à 2 \$ environ pour les coûts "décaissables" (produits chimiques, catalyseurs, personnel, entretien, frais généraux) et approximativement 1 \$ pour couvrir les investissements récemment consentis (par exemple pour fabriquer de l'essence sans plomb) et non encore amortis. Or, toujours en Europe, les indicateurs de marge brute publiés pour une telle raffinerie sont grossièrement de l'ordre de 2 \$.

Comment les raffineurs peuvent-ils faire face à une telle situation ?

Quelques éléments de réflexion peuvent être avancés :

- des progrès de *productivité* très sensibles sont réalisés en matière de coûts : une grande société française a annoncé récemment avoir abaissé, depuis 92, son "point mort" du raffinage de 1,5 \$ par tonne de brut traité (soit environ 0,2 \$/bl) et par an, et pense pouvoir persévérer dans cette voie au rythme de 1 \$ par tonne (0,15 \$/bl) et par an. Amélioration des taux de marche, efforts sur les différents postes, réduction des stockages et sélection sévère des investissements sont parmi les éléments qui expliquent ces progrès ;
- dans un certain nombre de pays, les raffineurs compensent dans le secteur de la distribution des marges de raffinage faibles ;
- pour mieux faire face à la concurrence et à la mauvaise conjoncture du marché certaines firmes n'hésitent pas à s'entendre (voir chapitre suivant) ;

---

<sup>6</sup> Comportement économique du type *Free rider* (ou passager clandestin) qui vise à bénéficier d'un service rendu sans en subir les conséquences financières.

<sup>7</sup> Le groupe Salomon Brothers suppose une réduction de cet ordre dans une étude récente (voir l'encadré concernant l'hydrocraquage).

- les marges généralement publiées ne prennent en compte que les grands produits (essences, carburacteur, gazole, fiouls). Les spécialités (huiles, bitumes, G.P.L., voire produits pétrochimiques) ne sont pas prises en compte. Or ces produits génèrent souvent des résultats positifs qui viennent réduire les pertes du raffinage (voir encadré).

### *Marges et résultats économiques*

Une analyse comptable du secteur raffinage-distribution confirme cette hypothèse. En effet si l'on prend l'année 95, la marge DHYCA sur grands produits est de 1,84 \$/bl (soit 68,6 F/t), pour des coûts que nous estimons à 2,5 \$/bl (soit 93,7 F/t). Les raffineries françaises ayant traité 80 millions de tonnes en 1995, il devrait donc en résulter une perte de l'ordre de 2 milliards de francs pour 1995. Or le résultat courant économique des 7 sociétés de raffinage-distribution en France fait apparaître une perte de "seulement" 560 millions de francs. Mais le secteur de la distribution en France est vraisemblablement à peine équilibré. On constate donc qu'une partie des pertes du raffinage français sur les grands produits est probablement compensée par les résultats positifs sur les spécialités.

## **VIII - ENTENTE ET SURCAPACITÉ**

En Europe l'entente entre BP et Mobil est sans doute la plus importante. Cette entente a reçu un avis favorable de l'Union Européenne en août 96. BP fera désormais jeu égal avec Shell et Exxon sur le marché des carburants alors que Mobil devient le leader du marché des lubrifiants (avec la raffinerie de Notre Dame de Gravenchon comme raffinerie pivot avec un investissement de renforcement prévu de 40 millions de dollars et, à l'inverse, la restructuration de trois unités en Europe -en Allemagne, en Autriche et en Grande-Bretagne).

Les principales justifications des ententes sont bien sûr les économies d'échelles et l'amélioration de la compétitivité. L'exemple précédent traduit une volonté délibérée de se mettre dans une situation de sous-capacité par rapport à la demande (environ les 2/3 de la demande peuvent être assurés) et d'ajuster l'offre à la demande par l'achat de produits raffinés. Cet ajustement s'est matérialisé par les fermetures des raffineries de Pernis au Pays-Bas, de Wörth en Allemagne et la mise en vente de la raffinerie de Lavéra.

Dans le même esprit, M. Thierry Desmarest, président de Total, a proposé aux raffineurs européens une démarche concertée de rationalisation des capacités de raffinages européennes pour tenter de réduire l'excédent.

De nouveaux accords sont donc possibles (sous réserve de l'approbation des pouvoirs publics et de la DG IV à Bruxelles) et pourraient, dans un souci de rationalisation, engendrer une diminution des capacités en Europe.

Actuellement aux États Unis la tendance est également aux regroupements dans le secteur raffinage-distribution. On peut citer, de manière non exhaustive, quelques cas récents :

- "76 Products" (soit 3 raffineries et 1350 stations services), filiale d'Unocal Corp, a été vendue 2,5 milliards de dollars à Tosco en novembre 1996 qui devient ainsi le plus gros raffineur indépendant du pays.
- Texaco et Shell sont actuellement en négociation pour fusionner leurs opérations de raffinage, de distribution et de transport aux États-Unis. Une telle opération déboucherait sur la création d'une société contrôlant 18 % du marché de l'essence aux États-Unis, soit quasiment le double du deuxième vendeur Mobil. On se souviendra que Texaco a déjà une association 50/50 avec Saudi Aramco, nommée Star Enterprise, qui dispose de 3 raffineries avec 30 millions de tonnes de capacité.
- Une autre association concerne deux grandes sociétés indépendantes Ultramar et Diamond Shamrock qui devraient fusionner leurs activités de raffinage et de distribution. Cette fusion entraînera des fermetures de capacités et pourrait conduire à des économies globales de 75 millions de dollars par an, selon ces deux sociétés.

## **IX - COMMENT RENTABILISER LE RAFFINAGE**

"Pour investir, il faudrait des marges supérieures et pour avoir des marges supérieures il faudrait investir ..." : voilà le cruel dilemme du raffineur ! La solution serait peut-être trouvée si la sphère économique dans laquelle il évolue était stable, mais il n'en est rien ... En conséquence, mentionnons également les deux réflexions suivantes qui peuvent aller à l'encontre des idées reçues.

### *Investir dans l'hydrocraquage*

Sur le marché du gazole, beaucoup de conditions sont réunies pour permettre des investissements (offre inférieure à la demande, prix soutenus depuis octobre 96, et éventuel durcissement des spécifications). Mais, le coût élevé des investissements dans des unités d'hydrocraquage permettant à la fois un accroissement de la production de gazole et une amélioration de sa qualité incite à la prudence si l'on considère ce qui s'est passé sur le marché des essences et les efforts déjà fournis pour répondre aux nouvelles spécifications.

Dans ces conditions la question essentielle devient : le gain des marges couvrira-t-il le coût supplémentaire ?

Si l'investissement dans une unité d'hydrocraquage est très lourd, il ne faut pas oublier de mentionner la possibilité de construire des unités "d'hydrocraquage doux", qui sont beaucoup moins onéreuse. Ces unités permettent de préparer des gazoles de bonne qualité ainsi que des charges de craquage (FCC) fournissant, après traitement, des distillats (LCO) de meilleure qualité.

Mentionnons également une étude publiée par **Salomon Brothers**, qui montre (sous certaines hypothèses) que, parmi les investissements dans les différentes unités envisageables, celui dans l'hydrocraquage dégage la meilleure rentabilité (vient ensuite l'unité de viscoréduction).

### *Rendre les spécifications plus sévères*

Tout durcissement des spécifications est considéré par les raffineurs comme une contrainte techniquement lourde et économiquement coûteuse. Comme l'illustre le passage à l'essence sans plomb en Europe, cette contrainte nouvelle peut même conduire à des baisses de prix si l'équilibre offre-demande se détériore.

Mais à l'inverse l'essence reformulée aux États-Unis a un prix plus élevé que l'essence traditionnelle et le gazole à faible teneur en soufre a vu son prix s'envoler en Europe à l'automne 1996. Lorsque le durcissement des spécifications s'accompagne d'une raréfaction du produit, les conséquences économiques sont donc positives.

Des spécifications plus sévères peuvent également accélérer la restructuration du raffinage, les raffineries les plus petites -et donc souvent les moins bien équipées- ne pouvant consentir les investissements nécessaires pour simplement maintenir à niveau la qualité des produits. On a ainsi pu observer aux États-Unis plusieurs fermetures de petites raffineries pour lesquelles l'adaptation à la fabrication d'essence reformulée aurait été trop coûteuse. Elles peuvent également conduire à une limitation des importations et à un raffermissement des prix comme on l'a constaté aux États-Unis lorsque l'instauration de nouvelles normes pour les essences a fait chuter les importations européennes. Nous avons déjà mis en évidence la forte augmentation du prix du gazole en Europe de l'Ouest à l'automne 1996 du fait de l'arrêt des importations russes qui ne pouvaient se conformer aux nouvelles normes.

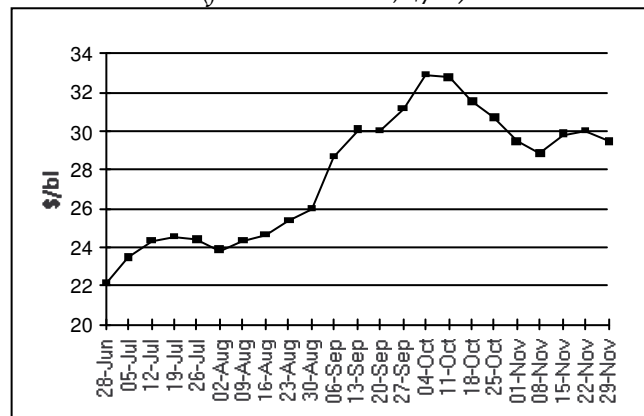
Des spécifications plus sévères pour certains produits sont certes coûteuses. On estime grossièrement à 20 \$/tonne le coût de fabrication supplémentaire d'une essence sans plomb par rapport à une essence "plombée" si l'on inclut les charges de capital. Le coût lié à la réduction de la teneur en soufre du gazole est du même ordre de grandeur. Mais l'accroissement du prix du gazole constaté lors de la réduction à 0,05 % de la teneur en soufre est pour l'instant très supérieur à cet accroissement des coûts. Des spécifications plus sévères, en conduisant à un

meilleur équilibre offre-demande et à un raffermissement des prix des produits, peuvent donc avoir un effet bénéfique sur les marges <sup>(8)</sup>.

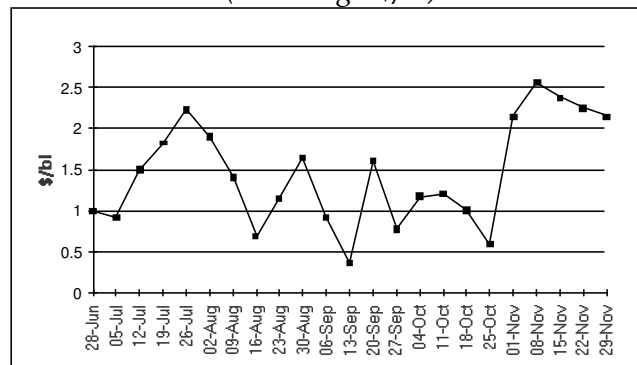
## X - CONCLUSION

À la fin de 1996 et au début de 1997, les marges ont atteint en Europe des niveaux plus satisfaisants, de l'ordre de 2,5 \$/bl. La principale raison : un prix élevé du gazole.

**Prix spot du gasoil à Rotterdam**  
(fin de semaine, \$/bl)



**Marges de raffinage NW-Europe sur Brent**  
(Cracking - \$/bl)



Peut-on s'attendre au maintien des marges à ce niveau ? Les observateurs européens restent pessimistes, la faible croissance des marchés de la région pouvant être aisément absorbée par les capacités existantes. Au niveau mondial les augmentations de la demande globale de produits et de capacité de distillation se comparent comme suit :

<sup>8</sup> Bien entendu, dans le cas du gazole, la plus ou moins grande rapidité avec laquelle les raffineurs russes pourront, au prix d'investissements nouveaux, fabriquer un produit à très faible teneur en soufre conditionnera le maintien ou le déclin du prix.

**Variations annuelles de la demande de produits  
et des capacités de raffinage - Monde -**  
*(Millions de tonnes par an)*

Année	1995	1996	1997 (p)
Demande	37	85	95
Capacité de raffinage	32	85	47

*(p) : prévisions*

Si en 1996 accroissement de la demande et accroissement des capacités sont en ligne, en 1995 et en 1997 la demande croît plus vite que les capacités nouvelles. Mais il faut tenir compte des "augmentations rampantes" qui représentent plusieurs dizaines de millions de tonnes de capacités supplémentaires chaque année.

Les prévisions de croissance de la demande de produits pétroliers au niveau mondial sont néanmoins telles qu'elles rendent nécessaires la construction de nouvelles capacités, en particulier en Asie. La protection de fait dont jouissaient de nombreux marchés asiatiques (Japon, Corée, ...) facilitait de telles constructions jusqu'à une époque récente et de nombreuses installations sont entrées ou vont entrer en production : 60 millions de tonnes en 1996, 25 en 1997.

La déréglementation des marchés asiatiques va affecter les marges et beaucoup de projets ont semble-t-il été abandonnés faute de perspectives de rentabilité suffisante. On pourrait donc s'attendre à moyen terme à une certaine tension sur les marchés, l'offre ne pouvant suivre la demande. Mais les expériences passées rendent les spécialistes très prudents.

## Déjà parus

**CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,**

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.  
Novembre 1990.

**CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,**

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.  
Juin 1990.

**CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,**

Raffinage et environnement.  
Janvier 1991.

**CEG-4. D. BABUSIAUX,**

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital. Janvier 1990.

**CEG-5. J.-L. KARNIK,**

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.  
Mars 1991.

**CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,**

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.  
Avril 1991.

**CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,**

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.  
Juillet 1991.

**CEG-8. J.-M. BREUIL,**

Émissions de SO<sub>2</sub> dans l'industrie française : une approche technico-économique.  
Septembre 1991.

**CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,**

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.  
Octobre 1991.

**CEG-10. P. RENOU,**

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE. Décembre 1991.

**CEG-11. E. DELAFOSSE,**

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.  
Juin 1992.

**CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,**

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.  
Juillet 1992.

**CEG-13. K. FAID,**

Analysis of the American oil futures market.



Décembre 1992.

**CEG-14. S. NACHET,**

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.

Mars 1993.

**CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,**

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.

Juillet 1993.

**CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,**

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.

Septembre 1993.

**CEG-17. E. DELAFOSSE,**

Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.

Octobre 1993.

**CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,\***

L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.

Octobre 1993.

**CEG-19. S. FURLAN,**

L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.

Juin 1994.

**CEG-20. M. CADREN,**

Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.

Novembre 1994.

**CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON,\***

L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.

Janvier 1995.

**CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,**

L'avenir de l'industrie du raffinage

Janvier 1995.

**CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL,\***

Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable

Mai 1995

**CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET\*,**

Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?

Juin 1996

---

\* une version anglaise de cet article est disponible sur demande

**CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON\***,  
Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives  
Juillet 1996

**CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN**,  
Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de  
l'efficacité énergétique  
Janvier 1997

**CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,**

Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière  
dans une perspective de long terme

Février 1997



Le **Centre Économie et Gestion (CEG)**, sous la direction de Denis Babusiaux, a pour objet d'assurer :

- La formation de jeunes diplômés à la maîtrise des techniques économiques et de gestion. Celle-ci est assurée par trois programmes distincts :
  - Le cycle **Économie et Gestion de l'Entreprise (EGE)**, destiné à des ingénieurs diplômés ou à des étudiants de formation scientifique de niveau équivalent, débouche au terme d'une scolarité de 16 mois sur l'attribution du diplôme d'ingénieur de l'École du Pétrole et des Moteurs.
  - Le cycle **Petroleum Economics and Management (PEM)**, organisé en collaboration avec les universités Colorado School of Mines et Texas A&M, se déroule en partie à l'École du Pétrole et des Moteurs et en partie au sein de l'une ou l'autre de ces universités. La formation, d'une durée de 16 mois, conduit à l'obtention de deux diplômes : le Master of Science de l'université américaine correspondante et un diplôme de l'École du Pétrole et des Moteurs (diplôme d'ingénieur ou Mastère Spécialisé).
  - Le **DEA Économie de l'Énergie**, organisé conjointement avec l'Université de Bourgogne et l'Université Panthéon-Assas. Les candidats doivent être titulaires d'une maîtrise (sciences économiques, économétrie, gestion), d'un diplôme d'ingénieur, d'un diplôme d'école de commerce ou posséder un diplôme jugé équivalent.

Le **Mastère Spécialisé en Politique et Gestion de l'Énergie** peut être délivré à l'issue d'un cursus s'appuyant sur des cours dispensés dans le cadre de l'un des programmes présentés ci-dessus et sur un stage ou une micro-thèse de recherche d'une durée minimale de quatre mois.

- Une activité de recherche qui permet à des étudiants de réaliser une thèse de doctorat dans un des divers domaines de l'économie de l'énergie. Les doctorants français ou ressortissants de l'Union Européenne admis sur des postes de thèse peuvent recevoir une allocation de recherche de la part de l'École du Pétrole et des Moteurs.
- La formation et le perfectionnement du personnel de l'industrie pétrolière et des industries associées. Cette formation se déroule sous forme de stages inter-ou intra-entreprise ou de modules plus longs, mais peut également prendre la forme de parcours individuels de formation pour s'adapter à des besoins plus spécifiques.

