



L'industrie du raffinage et le devenir des fiouls lourds

Rapport

Ministère de l'Écologie et du Développement Durable

S. SOLEILLE

Unité MECO

Direction des Risques Chroniques

30 janvier 2004

L'industrie du raffinage et le devenir des fiouls lourds

Rapport

Ministère de l'Écologie et du Développement Durable

30 janvier 2004

S. SOLEILLE

Ce document comporte 61 pages (hors couverture).

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Sébastien SOLEILLE	Jean-Marc BRIGNON	Michel NOMINÉ
Qualité	Ingénieur de la DRC	Ingénieur de la DRC	Directeur scientifique de la DRC
Visa			

TABLE DES MATIERES

RÉSUMÉ	3
GLOSSAIRE	4
INTRODUCTION	5
1. CONTEXTE TECHNIQUE	6
1.1 Définition et usages des fiouls lourds	6
1.2 Fonctionnement d'une raffinerie et production des fiouls lourds	6
1.3 Combustibles fossiles concurrents	11
2. CONTEXTE ENVIRONNEMENTAL	12
2.1 Bilan environnemental de l'utilisation des fiouls lourds	12
2.2 Bilan environnemental des alternatives au fioul lourd.....	17
2.3 Pression environnementale en Europe	20
3. LE MARCHÉ MONDIAL DES FIOULS LOURDS	24
3.1 Une demande en baisse	24
3.2 Le marché européen	25
3.3 Importateurs et exportateurs	26
4. SITUATION FRANÇAISE	28
4.1 Demande de fiouls lourds	28
4.2 L'offre de fiouls lourds et l'industrie du raffinage	33
4.3 Inadéquation structurelle et exportations de fiouls lourds	36
5. AUTRES PAYS	37
5.1 États-Unis	37
5.2 Quelques exemples européens	41
5.3 Japon	47
6. BILAN ET PERSPECTIVES	48
6.1 La conversion des fiouls lourds dans le monde	48
6.2 L'excédent français de fiouls lourds	50
6.3 La pollution liée au transport des fiouls lourds.....	52
6.4 Prospective	54
CONCLUSION	57
RÉFÉRENCES	59
LISTE DES EXPERTS INTERROGÉS	61

RESUME

La consommation de fiouls lourds en France ne cesse de décroître depuis les années 1970. Les deux chocs pétroliers, la concurrence de l'énergie nucléaire et l'attention accordée à la pollution atmosphérique expliquent en grande partie cette baisse de la consommation qui devrait encore continuer quelques années. Confrontés à cette demande de fiouls lourds faible, et peut-être quasi-nulle dans quelques années, les raffineurs français cherchent pour ces produits des débouchés à l'export. Ces exportations, souvent effectuées par voie maritime, entretiennent le risque de nouvelles marées noires. Par ailleurs les raffineurs français doivent faire face à une pression environnementale croissante. Elle touche à la fois les émissions des raffineries et les caractéristiques de leurs produits de sortie et oblige les raffineries à effectuer de lourds investissements. Cela réduit leur capacité à mettre en place des moyens pour réduire à la source leur production de fiouls lourds, moyens qui sont coûteux et très consommateurs d'énergie.

A priori, les évolutions du marché des fiouls lourds et du secteur français du raffinage devraient prolonger les tendances passées sans changement majeur pendant les prochaines années. La demande industrielle de fiouls lourds devrait continuer à diminuer, essentiellement au profit du gaz naturel, jusqu'à devenir pratiquement négligeable. Des débouchés pour la production française de fiouls lourds vont continuer à exister : le marché des soutes continue à croître faiblement et le développement des pays asiatiques a créé une forte demande de combustibles peu coûteux comme le fioul lourd à haute teneur en soufre. Ainsi le commerce extérieur devrait permettre pendant encore quelques années de compenser les inadéquations entre l'offre et la demande intérieures de fiouls lourds. Cependant les instances politiques commencent à vouloir réglementer les émissions des navires et les pays asiatiques grands consommateurs de fiouls lourds mettent en place des politiques de lutte contre la pollution atmosphérique. Il est donc probable qu'à moyen ou long terme, ces débouchés vont également s'épuiser. À moyenne échéance, le secteur du raffinage français devra donc adapter son appareil de production.

Certains pays ont réussi à réduire leur offre et leur demande de fiouls lourds plus que la France : en ce qui concerne l'offre, ils utilisent divers moyens de conversion profonde (cokéfaction, hydrocraquage, gazéification, etc.) ; du côté de la demande, ils font généralement appel à une plus grande quantité de gaz naturel. Quelles que soient les singularités de sa situation (faible production nationale de gaz naturel, importance de l'énergie nucléaire, faible prix de l'électricité, etc.), la France peut sans doute trouver également des moyens acceptables sur les plans économique et environnemental pour réduire sa production et sa consommation de fiouls lourds.

L'adaptation de la demande suit déjà son cours depuis des années. La combustion des fiouls lourds en France est déjà un problème environnemental beaucoup moins important que par le passé et va sans doute devenir quasi-inexistante d'ici à quelques années. En revanche, l'adaptation de l'offre est à la fois plus difficile et plus capitale. Plus difficile car elle nécessite a priori de lourds investissements qui ne seront sans doute pas rentabilisés immédiatement. Plus capitale car l'adaptation de la production des raffineries françaises au marché européen est un facteur de première importance pour augmenter leurs chances de survie, dans un contexte européen tendu et concurrentiel.

GLOSSAIRE

AIE :	Agence internationale de l'énergie
BTS :	Basse teneur en soufre
CITEPA :	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
CMS :	Combustibles minéraux solides
COV(NM) :	Composés organiques volatils (non méthaniques)
CPDP :	Comité professionnel du pétrole
DGEMP :	Direction générale de l'énergie et des matières premières
DOE :	Department Of Energy (États-Unis)
EIA :	Energy Information Administration (États-Unis)
FCC :	Fluid catalytic cracking
GIC :	Grandes installations de combustion
HDS :	Hydrodésulfuration
HTS :	Haute teneur en soufre
IFP :	Institut français du pétrole
IGCC :	Integrated gasification combined cycle
IPPC :	Integrated Pollution Prevention and Control
ITOPF :	International Tanker Owners Pollution Federation
NEC :	National Emission Ceilings
OCIMF :	Oil Companies International Marine Forum
OMI :	Organisation maritime internationale
PNLCC :	Plan national de lutte contre le changement climatique
RCC :	Residue Catalytic Cracking
SECA :	Sulfur dioxide Emission Control Area
SESSI :	Service des études et des statistiques industrielles
TBTS :	Très basse teneur en soufre
UFIP :	Union française des industries pétrolières

INTRODUCTION

La consommation de fiouls lourds en France ne cesse de décroître depuis les années 1970. Les deux chocs pétroliers, la concurrence de l'énergie nucléaire et l'attention accordée à la pollution atmosphérique expliquent en grande partie cette baisse de la consommation qui devrait encore continuer quelques années. Confrontés à cette demande de fiouls lourds faible, et peut-être quasi-nulle dans quelques années, les raffineurs français cherchent pour ces produits des débouchés à l'export. Par ailleurs ils doivent faire face à une pression environnementale croissante, qui touche à la fois les émissions des raffineries et les caractéristiques de leurs produits de sortie et qui les obligent à effectuer de lourds investissements. Ils semblent de ce fait peu en mesure de mettre en place des moyens pour réduire à la source leur production de fiouls lourds, moyens qui sont coûteux et très consommateurs d'énergie. En plus de ces préoccupations nationales, les fiouls lourds en soulèvent d'autres, plus globales, liées à leur exportation. Quels risques de nouvelles marées noires fait peser leur transport par mer ? Les souvenirs des désastres de l'Erika et du Prestige sont encore cuisants dans les mémoires... Enfin, dans une optique de développement durable, peut-on justifier d'exporter de la pollution, sous la forme de ces produits polluants, vers des pays en voie de développement ?

La problématique du raffinage français et des fiouls lourds est complexe et touche des enjeux vastes et variés : utilisation rationnelle de l'énergie, choix des sources d'énergie les mieux adaptées, interactions entre effet de serre et pollution atmosphérique, politiques environnementales des pays en développement, etc. Un traitement de cette problématique laissant de côté une partie de ces enjeux pourrait être globalement contre-productive, sur le plan économique ou au niveau environnemental.

Ce rapport a pour objectif, non bien sûr d'apporter une réponse définitive aux questions du développement durable du secteur du raffinage et du devenir des fiouls lourds, mais d'apporter un premier éclairage général sur les enjeux les plus importants. En première partie le contexte technique est rappelé : définition, production et débouchés des fiouls lourds. En deuxième partie, le contexte environnemental est évoqué : pression environnementale, bilan en termes d'émissions polluantes de la production, du transport et de l'utilisation des fiouls lourds et des autres combustibles. Ensuite, le marché des fiouls lourds est étudié : évolution de l'offre et de la demande, adaptation de l'appareil de raffinage. Dans la troisième partie, ce marché est abordé au niveau mondial, dans la quatrième au niveau français, puis dans la cinquième chez quelques autres pays industrialisés : États-Unis, Union européenne, Japon. Enfin en sixième partie, un tableau général est dressé, quelques comparaisons entre pays sont effectuées pour permettre de formuler quelques hypothèses quant à l'évolution future du marché du fioul lourd et de l'industrie du raffinage français.

1. CONTEXTE TECHNIQUE

1.1 DEFINITION ET USAGES DES FIOULS LOURDS

1.1.1 Définition technique

On distingue trois grands types de produits finis de raffinerie :

- les produits légers : essence, gaz de pétrole liquéfié (propane, butane), naphta ;
- les produits moyens : gazole, kérosène, fioul domestique ;
- les produits lourds : fiouls lourds, bitumes, lubrifiants, coke de pétrole.

Les fiouls lourds sont constitués notamment des résidus des processus de distillation atmosphérique et de distillation sous vide. Très visqueux, ils sont généralement mélangés à des gazoles plus légers avant d'être vendus. Leur prix est généralement moins élevé que celui du pétrole brut.

1.1.2 Utilisation des fiouls lourds

On peut distinguer trois façons d'utiliser les fiouls lourds :

- directement comme combustibles ;
- en les convertissant en des produits de plus forte valeur (essence, gazole, etc.) ;
- en les gazéifiant pour produire de l'électricité et, éventuellement, de l'hydrogène.

Quatre débouchés principaux existent pour les fiouls lourds en tant que combustibles :

- Autoconsommation des raffineries.
Une partie des résidus lourds servent à satisfaire les besoins énergétiques des raffineries.
- Utilisation par les industriels pour satisfaire à leurs besoins énergétiques.
- Production d'électricité.
- Carburants pour les bateaux (soutes).
Le marché mondial des soutes, encore peu contraint par la pression environnementale permet d'écouler des fiouls ayant des teneurs en soufre plus élevées que ceux qui peuvent être brûlés à terre en Europe.

1.2 FONCTIONNEMENT D'UNE RAFFINERIE ET PRODUCTION DES FIOULS LOURDS

1.2.1 Fonctionnement d'une raffinerie

Plusieurs types de procédés sont en place dans une raffinerie.

Le pétrole brut est d'abord divisé en plusieurs coupes par distillation (après dessalage). La distillation atmosphérique permet de séparer les essences totales (gaz et essence), le kérosène, le gazole léger, le gazole lourd et les résidus atmosphériques. Ces derniers peuvent être directement utilisés comme fiouls mais contiennent encore une importante proportion de fractions de valeur. La distillation sous vide permet de séparer les résidus

atmosphériques en gazole léger sous vide (qui est mélangé au gazole léger atmosphérique pour donner du gazole moteur), en gazole lourd sous vide, en fiouls lourds et en résidus sous vide (dont on peut notamment tirer les bitumes).

Les produits obtenus par distillation sont ensuite convertis en produits plus intéressants (c'est-à-dire généralement plus légers) par différents types de conversion. Les distillats sous vides (gazoles moyens et lourds) peuvent subir un craquage catalytique, éventuellement en présence d'hydrogène (il s'agit alors d'hydrocraquage). Les résidus sous vide subissent un craquage thermique : soit de façon modérée (viscoréduction), soit de façon sévère (cokéfaction). D'autres procédés (tel le reformage catalytique) permettent de traiter des coupes plus légères.

Les deux derniers types de procédé sont le traitement des impuretés¹ (par exemple la désulfuration des essences et des gazoles) et le mélange final pour obtenir des produits répondant aux spécifications du marché (on peut ainsi mélanger des résidus sous vide à des gazoles peu soufrés pour obtenir des fiouls lourds).

1.2.2 Craquage

Les procédés utilisés pour augmenter la quantité de produits plus légers et plus chers à la vente sont nombreux et variés. Une grande partie de ces procédés de conversion sont des formes de craquage, qui correspond à une réduction de la taille des molécules. Il peut être thermique (viscoréduction, cokéfaction) ou catalytique.

1.2.2.1 Viscoréduction

Il s'agit d'un procédé de craquage thermique non catalytique qui permet de réduire la viscosité des résidus de distillation. Il convertit une partie des résidus atmosphériques et des résidus sous vide en gaz, naphta, produits distillés et goudron. Avec ce procédé une grande partie des intrants n'est pas convertie. Les fiouls lourds obtenus peuvent, après avoir été mélangés avec du gazole, notamment pour diminuer encore davantage leur viscosité, correspondre aux normes commerciales. Dans la mesure où le procédé n'utilise pas de catalyseur, la teneur en soufre et en métaux des intrants n'est pas capitale.

Ce procédé est très ancien. Actuellement il est essentiellement utilisé pour convertir les résidus sous vide.

1.2.2.2 Craquage catalytique

Le craquage catalytique est le procédé le plus fréquent pour convertir des coupes lourdes en produits plus légers. Il utilise de la chaleur et un catalyseur pour briser de grosses molécules en molécules plus petites. Le procédé FCC (Fluid catalytic cracking) est capable d'accepter et de traiter des fiouls ayant de plus fortes teneurs en soufre et en métaux que d'autres procédés de conversion de fiouls lourds.

En principe l'intrant d'une unité de craquage catalytique est constitué de distillats sous vide (gazoles lourds). Le craquage catalytique produit une proportion de produits légers (essence) plus importante que d'autres procédés de conversion. Le craquage catalytique de gazoles lourds permet ainsi d'obtenir de l'essence (40 à 60 % de la masse initiale) ayant un indice d'octane supérieur à 90, du gazole et des sous-produits, notamment du coke qu'il

¹ Le pétrole brut comprend entre 1 et 5 % d'impuretés, essentiellement du soufre. La teneur en soufre dépend beaucoup de l'origine du brut. Celui de la Mer du Nord est peu soufré (sa teneur en soufre est de l'ordre de 0,25 %), alors que ceux du Golfe persique le sont beaucoup plus (1,46 % de soufre pour du brut iranien léger, 2,92 % pour du brut arabe lourd).

faut brûler car c'est un poison du catalyseur.

Le craquage catalytique de résidus (RCC) est une unité utilisée pour convertir des fractions plus lourdes, tels des résidus atmosphériques, en produits plus légers.

1.2.2.3 Hydrocraquage catalytique

L'hydrocraquage est un des procédés de conversion les plus flexibles. La réaction d'hydrocraquage a lieu sous une haute pression partielle d'hydrogène en présence d'un catalyseur. L'intrant principal est constitué des distillats sous vide (gazoles lourds). On peut y mélanger d'autres résidus lourds. L'hydrocraquage de gazoles lourds permet d'obtenir de l'essence à faible indice d'octane, du kérosène, du gazole et du fioul domestique. Ce procédé est très consommateur d'hydrogène.

Il est nécessaire de désulfurer préalablement la charge pour éviter d'empoisonner le catalyseur d'hydrogénation. En outre, lorsque l'hydrocraquage est appliqué à des résidus lourds, il est nécessaire de traiter ceux-ci auparavant pour en diminuer la teneur en métaux.

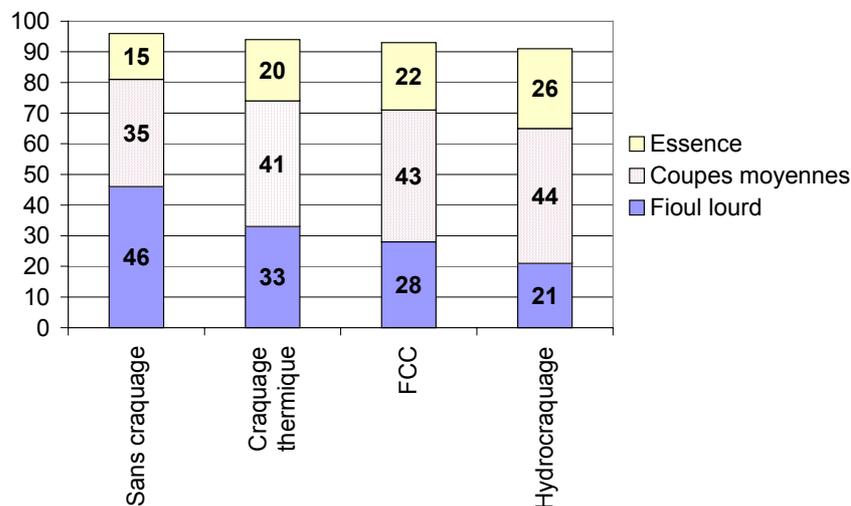


Figure 1. Exemple de proportion des différents produits (en pourcentage de tonnes produites), à partir du même pétrole brut, en fonction des procédés de craquage utilisés (Source : Tamburrano, 1994²)

La part des fiouls lourds dans les produits de sortie d'une raffinerie varie beaucoup en fonction des procédés employés, pouvant aller de plus de 40 %, sans craquage, à moins de 25 %, avec de l'hydrocraquage.

1.2.2.4 Cokéfaction

La cokéfaction est une forme sévère de craquage thermique qui permet de convertir les fiouls lourds en carburants automobiles (essence et gazole) et autres produits légers. Ce procédé produit également du coke de pétrole, c'est-à-dire du carbone sous forme solide avec des quantités variables d'impuretés. Celui-ci peut être utilisé comme combustible, notamment dans des cimenteries ou dans l'industrie de l'acier ou de l'aluminium.

La cokéfaction peut convertir des résidus atmosphériques, des résidus sous vide ou des goudrons. Dans la mesure où il s'agit d'un procédé thermique (et non catalytique), la

² Tamburrano, F. (1994) « Disposal of heavy oil residues », *Hydrocarbon processing*, September 94, pages 79-84 et October 94, pages 77-88.

teneur de l'intrant en impuretés n'est pas capitale.

Comme la plupart des autres procédés de conversion profonde, la cokéfaction consomme beaucoup d'énergie. Pour être intéressante, elle nécessite en outre l'existence de débouchés pour le coke de pétrole, qui est un combustible particulièrement polluant.

1.2.3 Désulfuration

Alors que la désulfuration des coupes les plus légères est un processus courant, celle des fiouls lourds ne semble pas économiquement viable, au moins en Europe et aux États-Unis. En effet la désulfuration des résidus coûte environ entre 50 et 70 \$/t³, ce qui est bien supérieur aux différentiels de prix entre fiouls lourds à haute teneur en soufre (HTS) et fiouls lourds à très basse teneur en soufre (TBTS) observés dans ces pays.

En revanche le contexte particulier du Japon (importation de pétroles bruts à haute teneur en soufre, forte pression environnementale) a incité certains raffineurs à investir dans des unités de désulfuration des fiouls lourds (voir le paragraphe 5.3 sur la situation au Japon).

1.2.4 Gazéification

1.2.4.1 Fonctionnement

La gazéification de combustibles solides ou liquides, notamment du charbon, est un procédé assez ancien. Elle commence également à se répandre pour consommer les résidus lourds des raffineries.

Les résidus sont gazéifiés et utilisés dans une centrale de cogénération. Elle produit de l'électricité, éventuellement de la vapeur et/ou de l'hydrogène. La raffinerie peut ainsi être excédentaire en énergie, vendre de l'électricité à l'extérieur et produire de l'hydrogène pour satisfaire à ses besoins.

Les résidus lourds ou le coke de pétrole sont transformés par oxydation partielle⁴ en 'syngas', gaz synthétique composé essentiellement d'hydrogène (H₂) et de monoxyde de carbone (CO)⁵. Ce gaz synthétique est dépollué (désulfuration, retrait des métaux), ce qui est beaucoup plus facile que de dépolluer les résidus ou les fumées de combustion. Il peut ensuite être utilisé pour la synthèse de composés chimiques, pour fournir de l'hydrogène et/ou pour produire de l'électricité et de la vapeur. Ce dernier type de fonctionnement correspond au procédé de cycle combiné de gazéification intégrée (Integrated Gasification Combined Cycle ou IGCC).

1.2.4.2 Avantages et inconvénients

Les besoins en hydrogène des raffineries vont augmenter. En effet la quasi-totalité des procédés nécessaires à l'avenir (pour désulfurer les combustibles, pour convertir plus profondément) requièrent de l'hydrogène. Une unité de gazéification permet de produire tout ou une partie de cet hydrogène en interne.

La mise en place d'une telle unité nécessite de lourds investissements, de l'ordre de 100 à 700 millions de dollars pour une raffinerie de taille moyenne (environ 5 à 6 millions de

³ Source : entretien téléphonique du 16 janvier 2004 avec Jean-François Gruson, de l'IFP.

⁴ 'Partial oxydation' ou Pox.

⁵ Ce gaz synthétique est également composé de dioxyde de carbone (CO₂), de vapeur d'eau, de méthane (CH₄) et d'autres éléments en quantités plus faibles.

tonnes par an) utilisant du brut lourd.^{6, 7} Le fonctionnement d'une centrale électrique à gaz traditionnelle coûte entre 550 et 750 \$/kWh alors que les coûts des unités d'IGCC peuvent s'élever à 2 300 \$/kWh. De récentes avancées technologiques ont toutefois fait baisser ces coûts aux environs de 1 000 \$/kWh. Joint à une optimisation des procédés et au retour des premières expériences, de nouveaux développements technologiques devraient diminuer ces coûts encore davantage pendant les prochaines années.⁸

Une telle unité nécessite de pouvoir disposer de débouchés fiables, et à des prix intéressants, pour l'électricité qu'elle produit. Actuellement, pour qu'une unité d'IGCC soit rentable, on peut estimer qu'il faut disposer d'une garantie d'achat de l'électricité produite sur une période d'une dizaine d'années, à un prix de quelques centimes d'euros par kilowatt.heure.⁹

Du point de vue du raffineur, l'intérêt de ce type de procédé dépend beaucoup de la façon dont sont prises en compte ses émissions de CO₂. En effet, si les résidus lourds sont consommés sur place pour produire de l'hydrogène et de l'énergie au lieu d'être vendus à l'extérieur, les émissions de CO₂ de la raffinerie augmentent. Cependant le bilan énergétique est intéressant si on prend en compte l'ensemble du système intégrant la production d'énergie, celle d'hydrogène, la raffinerie et la consommation d'énergie finale.¹⁰

1.2.5 Différentes configurations de raffineries

On peut distinguer cinq catégories de raffineries, en fonction de leur complexité :

- La raffinerie spécialisée dans la production de produits de base pour lubrifiants et de bitume. Elle comprend notamment une unité de distillation sous vide.
- La raffinerie simple, ou configuration 1. Elle effectue de la distillation atmosphérique et comporte également des unités d'amélioration de la qualité des produits : reformage catalytique (modification de l'indice d'octane des essences) et hydrodésulfuration (réduction de la teneur en soufre des gazoles). Ce type de raffinerie est typique de la période d'avant les chocs pétroliers.
- La configuration 2 (ou configuration de craquage catalytique) comprend, en plus du schéma de base, une unité de distillation sous vide, une unité de craquage catalytique fluide (FCC) et une unité de viscoréduction. Les unités de FCC sont prévues pour maximiser la quantité d'essence produite. L'unité de viscoréduction est là pour minimiser la production de fiouls lourds. C'est le type de raffineries le plus fréquent en Europe, et tout spécialement en France.
- La configuration 3 (ou configuration d'hydrocraquage) comprend, en plus du schéma

⁶ Tamburrano, F. (1994) « Disposal of heavy oil residues », *Hydrocarbon processing*, September 94, pages 79-84 et October 94, pages 77-88.

⁷ Furimsky, E. (1999) « Gasification in Petroleum Refinery of 21st Century », *Oil & Gas Science and technology*, Vol. 54, No. 5, pp. 597-618.

⁸ Accattatis, L. (2000) « Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) », à l'adresse Internet suivante : <http://www.livio.freeserve.co.uk/igcc.html>.

⁹ Source : entretien téléphonique du 16 janvier 2004 avec Jean-François Gruson, de l'IFP.

¹⁰ Le problème est tout à fait similaire à celui de la prise en compte des émissions de CO₂ des installations de cogénération traditionnelles.

de base, une unité de distillation sous vide, une unité d'hydrocraquage et éventuellement une unité de cokéfaction. Dans cette configuration une proportion encore plus importante des résidus atmosphériques est convertie en produits plus légers. L'unité de cokéfaction permet de se débarrasser des fiouls lourds en les convertissant en produits plus légers et en coke de pétrole.

- La configuration 4 (raffinerie complexe avec hydroconversion et IGCC) comporte une unité d'hydrocraquage et des capacités supplémentaires de conversion profonde (hydrocraquage de résidus et/ou IGCC). L'unité d'IGCC permet de traiter les résidus de la viscoréduction et de les transformer en gaz synthétique (H₂ et CO). L'hydrogène produit peut notamment être utilisé dans les unités d'hydrocraquage et dans celles d'hydrocraquage des résidus. Le reste du gaz obtenu peut servir à produire de l'électricité et de la vapeur.

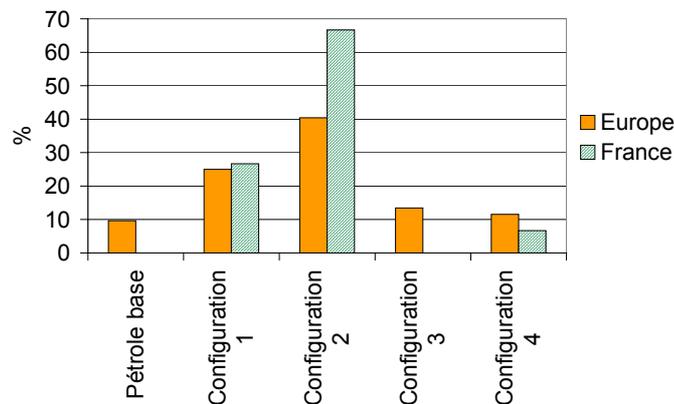


Figure 2. Proportion des différentes configurations de raffineries en Europe¹¹
(Source : VROM, 1999 ; BREF, 2003¹²)

1.3 COMBUSTIBLES FOSSILES CONCURRENTS

Pour ses utilisations industrielles et pour la production d'électricité, il est possible d'utiliser d'autres combustibles à la place des fiouls lourds : il s'agit essentiellement du gaz naturel, du charbon et, dans une moindre mesure, du coke de pétrole.

La demande de gaz a beaucoup augmenté en Europe depuis plusieurs années et va sans doute continuer à croître. En effet le remplacement du charbon et du fioul lourd par le gaz pour la production d'électricité devrait se poursuivre. Cependant, même si des experts comme Stéphane Gallon¹³ et Jean-Marie Chevalier¹⁴ pensent qu'il est possible que le prix du gaz augmente pendant les prochaines années, notamment suite à la hausse de la demande et à cause de certaines rigidités de l'offre, ils n'envisagent pas de 'choc gazier' à court ou moyen terme.

¹¹ Europe des 15, Suisse et Norvège.

¹² European IPPC Bureau (2003) « Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries », European Commission.

¹³ Gallon, S. (2001) « Les perspectives du marché du gaz en Europe », in Maurice, J. et al. (2001) « Prix du pétrole », Conseil d'analyse économique.

¹⁴ Chevalier, J.M. (2001) « Détermination du prix du gaz naturel », in Maurice, J. et al. (2001) « Prix du pétrole », Conseil d'analyse économique.

Le charbon existe encore de façon abondante. Il est encore largement utilisé dans les pays développés, notamment en raison de son faible coût.

Peu de données sur le coke de pétrole et son utilisation sont disponibles en France. Dans les données statistiques, ce combustible est souvent englobé dans une catégorie plus générale ('autres combustibles' ou 'autres produits pétroliers' par exemple) ce qui rend son étude difficile. Il est pourtant utilisé en France de façon non négligeable (1,26 millions de tonnes en 2000 et 1,5 millions de tonnes en 2001), principalement comme combustible dans les cimenteries (environ 850 000 tonnes en 2000 et 780 000 tonnes en 2001) et également dans les unités FCC des raffineries ou comme matière première (production de produits carbonés, graphite artificiel).

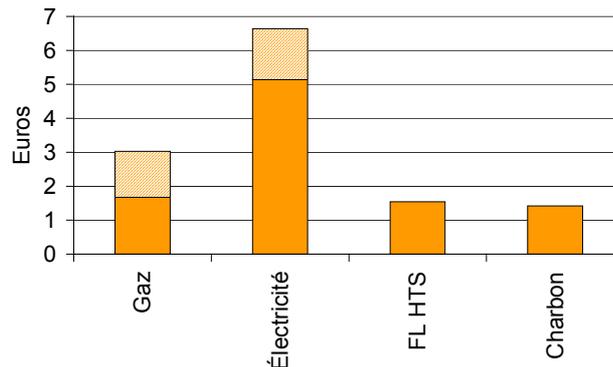


Figure 3. Prix des énergies pour l'industrie en France en 2002
(en euros hors TVA pour 100 kWh PCI)¹⁵
(Source : DGEMP, 2003¹⁶)

Le fioul lourd haute teneur en soufre (supérieure à 2 %) est légèrement plus cher que le charbon et moins que le gaz.

2. CONTEXTE ENVIRONNEMENTAL

2.1 BILAN ENVIRONNEMENTAL DE L'UTILISATION DES FIOULS LOURDS

2.1.1 Production

Le raffinage est une activité assez consommatrice d'énergie et assez émettrice de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre. Ainsi en France en 2000, l'industrie du raffinage émettait en France 20 % des émissions totales de SO₂, 1,7 % des émissions totales de NOx et 2,5 % des émissions totales de CO₂.

Les émissions de CO₂ des raffineries proviennent majoritairement des installations de combustion. Sur les figures ci-dessous, on peut comparer la part des différentes sources

¹⁵ Les prix du gaz distribué et de l'électricité pour les industriels sont variables et dépendent notamment de la quantité consommée et du moment de livraison. Les parties supérieures des colonnes représentent cette part variable.

¹⁶ DGEMP (2003) « Prix des énergies », direction générale de l'énergie et des matières premières, observatoire de l'énergie.

dans les émissions de CO₂ de deux raffineries¹⁷, l'une faisant du craquage catalytique fluide (FCC) l'autre de l'hydrocraquage. On distingue trois sources principales d'émission de CO₂ : les installations de combustion, les émissions indirectes causées par l'achat d'électricité¹⁸ et l'unité de FCC ou de production d'hydrogène.

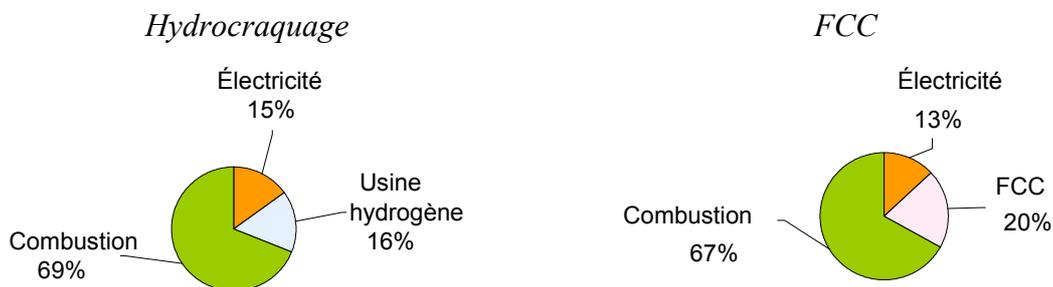


Figure 4. Part des différentes sources dans les émissions de CO₂ de deux raffineries (Source : Clarke, 2001)¹⁹

Les émissions de SO₂ des raffineries proviennent tout d'abord des installations de combustion mais également des régénérateurs des unités de craquage catalytique et des unités de traitement des gaz sulfureux.

¹⁷ Ces calculs sont effectués sur la base d'un traitement annuel d'environ 5 millions de tonnes de brut arabe léger.

¹⁸ Il est fait l'hypothèse que cette électricité a été produite à partir de combustibles fossiles avec un rendement de 34 %.

¹⁹ Clarke, S.C. (2001) « CO₂ Management – A Refiners Perspective », Foster Wheeler Energy Ltd, ERTC Environmental 2001.

*Tableau 1. Émissions du secteur du raffinage (en kilotonnes et en kilogrammes émis par tonne de brut traité) et part des émissions nationales
(Source : CITEPA, 2001-2002²⁰)*

	SO ₂		NO _x ²¹		COVNM		CO ₂	
	kt	kg/t	kt	kg/t	kt	kg/t	kt	kg/t
Émissions 1990 (77 Mt brut traité)	186	2,4	22	0,29	16	0,21	12 732	165
Émissions 2000 (89 Mt brut traité)	131	1,5	23	0,26	10	0,11	14 099 ²²	158
Émissions 2010 (95 Mt brut traité)	140	1,5	34	0,36	7	0,07	-	-
Contribution 1990 aux émissions nationales	14 %				0,7 %		2,27 %	
Contribution 2000 aux émissions nationales	20 %				0,6 %		2,51 % ²²	
Contribution 2010 aux émissions nationales	25 %		3 %		0,7%		-	
Évolution des émissions (kt) entre 1990 et 2000	- 30%		-		- 38%		+ 10,74 %	
Évolution des émissions (kt) entre 1990 et 2010	- 25%		-		- 56%		-	

Les besoins énergétiques des raffineries augmentent beaucoup avec leur degré de complexité. Ainsi, plus la conversion du brut est profonde, c'est-à-dire plus la part de résidus lourds est faible, plus la consommation d'énergie de la raffinerie est élevée. D'après Édouard Freund, directeur général de l'Institut français du pétrole, mettre en place des unités de conversion profonde accroîtrait l'autoconsommation des raffineries de 30 % à 50 % en Europe. Les raffineries européennes ont actuellement une autoconsommation moyenne comprise entre 7 % et 9 % : pour convertir le brut en produits pétrochimiques, par exemple, il faut consommer en moyenne 8 % du pétrole brut. Mettre en place de la conversion profonde pourrait faire passer l'autoconsommation moyenne de 8 % à 11 %, voire à 12 %.²³

2.1.2 Transports

2.1.2.1 Poids dans le transport mondial de produits pétroliers

En 2001, la France a importé 1 080 kt de fiouls lourds et en a exporté 5 699 kt. Le total des importations de produits pétroliers (produits à distiller et produits finis) s'élevait la même année à 111 853 kt et le total des exportations (hors avitaillement) à 20 447 kt. Les échanges de fiouls lourds de la France en 2001 représentaient donc 5 % de ses échanges

²⁰ – Pour les polluants atmosphériques : Oudart, B. et Allemand, N. (2002) « Rapport 'Optinec' - Préparation de la mise en œuvre de la directive communautaire sur les plafonds nationaux d'émissions et la ratification du protocole de Göteborg du 1er décembre 1999 à la Convention de Genève de 1979 sur la lutte contre la pollution transfrontalière à longue distance », CITEPA.

– Pour le CO₂ : Fontelle, J.P. et al. (2001) « Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique », CITEPA.

²¹ Les émissions de NO_x des années 1990, 2000 et 2010 ne sont pas comparables car les facteurs d'émissions utilisés par le CITEPA pour réaliser ses inventaires ont été modifiés.

²² Chiffre pour l'année 2001.

²³ Landrain, É., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

totaux de produits pétroliers.

Mais les fiouls lourds étant des produits de faible valeur marchande (souvent moindre même que celle du pétrole brut), on leur attribue généralement les pétroliers les plus anciens et les moins performants. Ceux-ci émettent plus et courent davantage de risques d'avaries ou de naufrage.

2.1.2.2 Risques de marées noires

Du Torrey Canyon en 1967 au Prestige en 2002, les marées noires sont des événements très préjudiciables à l'environnement et largement médiatisés. Cependant, si l'Erika en 1999 et le Prestige contenaient des fiouls lourds, un grand nombre de marées noires concernent du pétrole brut.

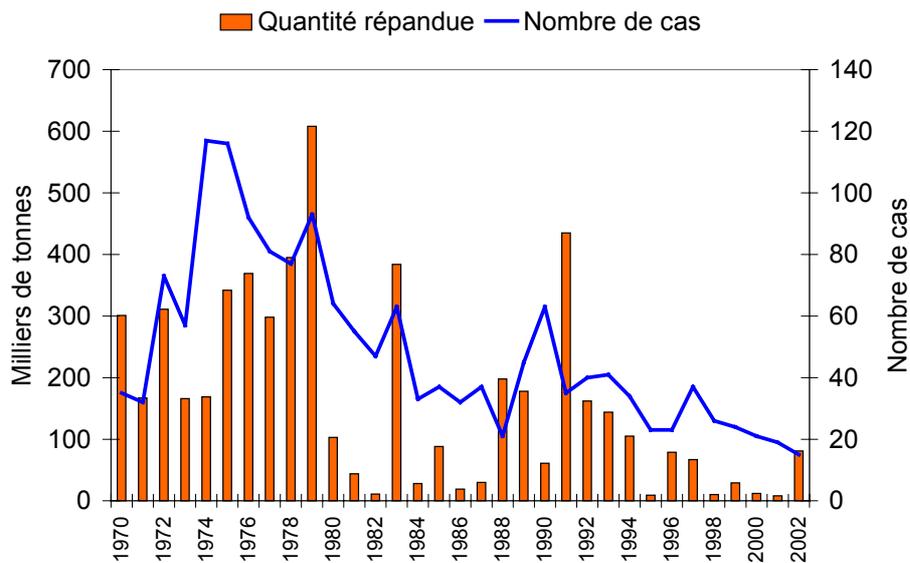


Figure 5. Les marées noires dans le monde :
nombre de cas et quantités de pétrole répandues^{24 25}
(Source : ITOPF)

Même si l'importance de ces sinistres demeure trop grande, on peut noter une baisse à la fois du nombre de marées noires et de la quantité de pétrole répandue depuis 1979. Or depuis 1988, le volume total de pétrole échangé (produits bruts et produits raffinés) au niveau mondial augmente régulièrement (après une baisse entre 1980 et 1987). Entre 1980 et 2002 il a augmenté de 35 %.²⁶ Pendant cette période, la proportion de pétrole répandue suite à des marées noires par rapport à la quantité totale transportée a été comprise approximativement entre 0,0003 % et 0,03 %.

2.1.3 Consommation

La majeure partie de l'impact environnemental des fiouls lourds a lieu, comme pour les autres produits pétroliers, lors de leur consommation.

²⁴ En 2002, le Prestige est responsable de 95 % des quantités répandues.

²⁵ Ces statistiques incluent à la fois les transports de pétrole brut et ceux de produits raffinés tels que les fiouls lourds.

²⁶ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

Ainsi en France l'utilisation des fiouls lourds est responsable de plus d'un tiers (entre 30 et 45 %) des émissions de SO₂. L'utilisation des fiouls lourds est responsable de quelques pour cent des émissions françaises de NOx (47 kt en 2000 soit 3 % des émissions totales). Leur combustion émet très peu de COVNM et un peu de particules (notamment 0,6 kt pour le chauffage urbain et 2 kt pour l'industrie).

Dans les Grandes installations de combustion (GIC), en 2000, la combustion de fiouls lourds émettait 137 kt de SO₂ et 24 kt de NOx. Elle est responsable de 48 % des émissions de SO₂ des GIC (contre 46 % pour le charbon) et de 19 % de leurs émissions de NOx (contre 63 % pour le charbon et environ 5 % pour le gaz de raffinerie ou de pétrochimie et 5 % pour le gaz naturel).²⁷

La France est le cinquième fournisseur européen de carburants pour les navires (derrière les Pays-Bas, la Belgique, l'Espagne et la Grèce). En Europe, entre 1990 et 1996, plus de 75 % des carburants vendus aux navires étaient des fiouls lourds. Il a été estimé que les navires circulant dans les eaux européennes ont émis annuellement, en moyenne entre 1992 et 1996, 1 726 kt de SO₂ et 2 044 kt de NOx²⁸, ce qui correspond respectivement à 1,7 fois et 1,3 fois les émissions totales françaises de ces polluants en 1997. Les fiouls lourds sont majoritairement responsables de ces émissions puisqu'ils sont le principal carburant utilisé et qu'ils ont une teneur en soufre supérieure (limitée à 4,5 % par l'Annexe VI de la Convention MARPOL) à celle des autres carburants.

2.1.4 Bilan

Si l'on considère les émissions de CO₂ provoquées par l'utilisation du pétrole, en prenant en compte à la fois la production, le transport et l'utilisation finale, l'essentiel (95 %) des émissions est dû à la combustion des produits finaux. Cependant la part d'émissions provoquée par le raffinage et le transport ne sont pas négligeables.

²⁷ Audoux, N. et Fontelle, J.P. (2001) « Inventaire des émissions par les grandes installations de combustion en France en application de la directive européenne 88/609 - Format GIC », CITEPA.

²⁸ Davies, M.E., Plant, G., Cosslett, C., Harrop, O. et Petts, J.W. (2000) « Study on the Economic, Legal, Environmental and Practical Implications of a European Union System to Reduce Ship Emissions of SO₂ and NOx », BMT Murray Fenton Edon Liddiard Vince Limited, Final Report for European Commission Contract B4-3040/98/000839/MAR/B1.

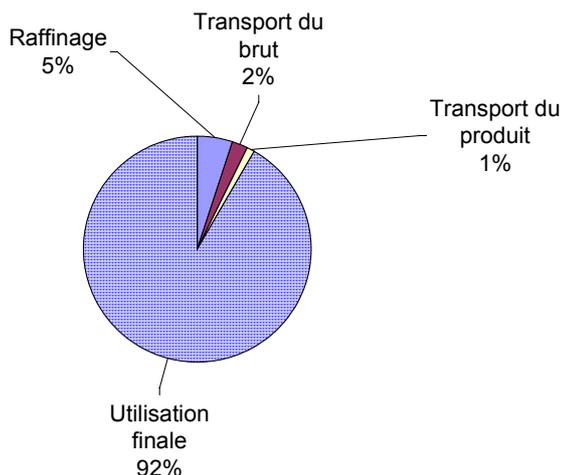


Figure 6. Émissions de CO₂ dues au pétrole (par MW d'énergie finale fournie)
(Source : Clarke, 2001)²⁹

En ce qui concerne les fiouls lourds, les émissions dues à leur utilisation dépendent beaucoup de l'origine des bruts utilisés et tout particulièrement de leur teneur en soufre.

Sur l'ensemble du cycle de vie des produits pétroliers, il est nécessaire de trouver un équilibre entre les réductions des émissions de CO₂ et celles des émissions de SO₂. En effet la production de produits plus légers et moins polluants est très consommatrice d'énergie, et donc émettrice de CO₂, au niveau des raffineries.

2.2 BILAN ENVIRONNEMENTAL DES ALTERNATIVES AU FIOUL LOURD

2.2.1 Émissions de gaz à effet de serre

La combustion de fioul lourd émet plus de CO₂, à production d'énergie égale, que celles de gaz naturel ou de produits pétroliers plus légers (essence, gazole, fioul domestique) mais moins que celles de charbon ou de coke de pétrole.

²⁹ Clarke, S.C. (2001) « CO₂ Management – A Refiners Perspective », Foster Wheeler Energy Ltd, ERTC Environmental 2001.

Tableau 2. Émissions de gaz à effet de serre liées à l'utilisation de différents combustibles (masses émises par térajoule d'énergie fournie)³⁰
(Source : Environnement Canada, 1995³¹ et CITEPA, 2002³²)

Type de combustible		CO ₂ (en t/TJ)		CH ₄ (en kg/TJ)	NOx (en kg/TJ)
		CITEPA ³³	Env. Can.	Env. Can.	Env. Can.
Gazeux	Gaz naturel	57	50	0,1–1,3	0,6
Liquides	Essence	73	68	6,9–121,1	6,6–47,6
	Gazole	75	71	1,3–5,7	3,4–10,3
	GPL	64	60–61	1,2	9,0–12,5
	Fioul domestique	75	73	0,2–5,5	3,4–10,3
	Fioul lourd	77–79	74	0,7–2,9	3,1–9,6
	Coke de pétrole	96	100	0,4	–
Solides	Charbon	95	86	–	–
	Bois de chauffage		81	0,01-0,03	8,9

2.2.2 Émissions des grandes installations de combustion

D'après l'inventaire du CITEPA³⁴, les grandes installations de combustion (GIC)³⁵ fonctionnant au fioul lourd émettent, en moyenne et en termes relatifs (c'est-à-dire par rapport à l'énergie consommée), plus de SO₂ que celles fonctionnant au charbon, mais moins de NOx. Les GIC utilisant du gaz naturel n'émettent quasiment pas de SO₂ et très peu de NOx. Les autres types de gaz (notamment les gaz de raffinerie) sont beaucoup plus polluants que le gaz naturel mais beaucoup moins que les combustibles solides et liquides.

³⁰ Ces chiffres sont surtout donnés ici à titre d'illustration et sont à prendre avec précaution. Il s'agit en effet le plus souvent de moyennes qui ne peuvent prendre en compte toutes les caractéristiques des combustibles et les conditions de la combustion.

³¹ Environnement Canada (1995) « Cahier du participant au programme Mesures volontaires et Registre », cité dans « Les possibilités d'amélioration du rendement énergétique dans les fonderies canadiennes », disponible sur le site de l'Office de l'efficacité énergétique (OEE) canadien (<http://oee.nrcan.gc.ca/>).

³² Fontelle, J.P., Chang, J.P., Allemand, N. et al. (2002) « Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique », CITEPA.

³³ Les chiffres du CITEPA sont des facteurs d'émission utilisés par défaut lorsque des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

³⁴ Audoux, N. et Fontelle, J.P. (2001) « Inventaire des émissions par les grandes installations de combustion en France en application de la directive européenne 88/609 - Format GIC », CITEPA.

³⁵ Est appelée grande installation de combustion, ou GIC, toute installation de combustion dont la puissance thermique nominale est égale ou supérieure à 50 MW quel que soit le combustible utilisé. Sont exclus cependant les turbines à gaz à combustion, les moteurs fixes, les fours à réchauffement direct (c'est-à-dire lorsqu'il y a contact entre les produits de la combustion et le matériau, comme, par exemple dans les fours de cimenterie, les fours de verrerie ou certains réacteurs), les dispositifs de post combustion, les fours de craquage catalytique, les unités Claus, les fours à coke, les cowpers de hauts fourneaux et les réacteurs de l'industrie chimique. On dénombrait 292 GIC en France en 2000.

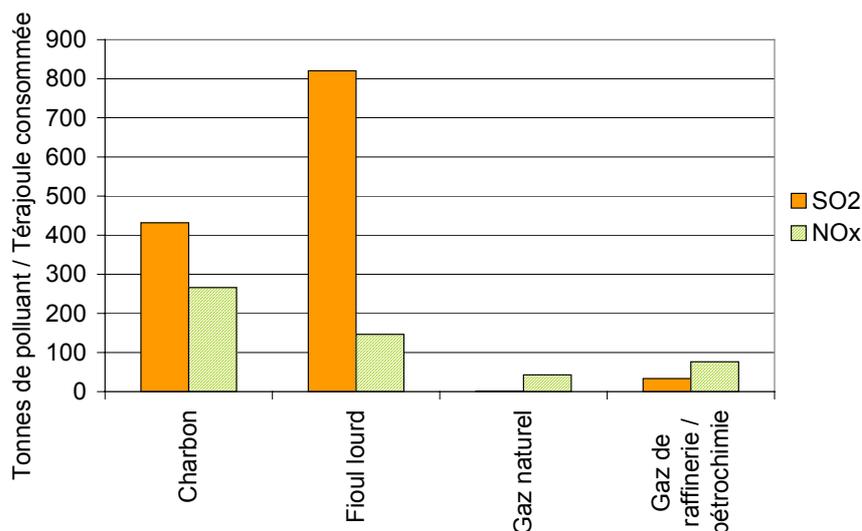


Figure 7. Émissions relatives de SO₂ et de NO_x des GIC en 2000 en fonction du combustible (en tonnes de polluant par térajoule consommée)
(Source : CITEPA, 2001³⁶)

D'après le CITEPA, une seule grande installation de combustion en France consomme du coke de pétrole. Ce combustible n'est donc pas incorporé sur ce graphique.

2.2.3 Émissions nationales

Considérons maintenant les émissions totales causées en France en 2001 par l'utilisation de fioul domestique, de fiouls lourds et de coke de pétrole (tableau ci-dessous).

Tableau 3. Situation française en 2001 : Consommation de fioul domestique, de fiouls lourds et de coke de pétrole et émissions nationales associées
(Sources : CPDP, 2002 et CITEPA, 2003)

	Consommation (Mtep) ³⁷	Émissions (kt) ³⁸		
		CO ₂	SO ₂	NO _x
Fioul domestique	18,8	59 200	97,8	323,1
Fiouls lourds	2,5	18 000	166,1	44,4
Coke de pétrole	1,2	Données non disponibles ³⁹		

³⁶ Audoux, N. et Fontelle, J.P. (2001) « Inventaire des émissions par les grandes installations de combustion en France en application de la directive européenne 88/609 - Format GIC », CITEPA.

³⁷ Source : Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

³⁸ Source : Fontelle, J.P., Allemand, N., Chang, J.P. et al. (2003) « Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France – Séries sectorielles et analyses étendues (format SECTEN) », CITEPA.

³⁹ Les données concernant le coke de pétrole sont difficiles à calculer. Pour les émissions de SO₂, il n'est même pas possible d'effectuer un bilan matière en calculant les émissions à partir de la quantité de coke consommé et du contenu en soufre de ce coke car il y a une forte rétention de soufre dans le clinker produit par les cimenteries, principales consommatrices de coke de pétrole.

2.2.4 Les résultats de l'étude ExternE pour la production d'électricité

En 1998 l'étude ExternE a cherché à comparer les effets environnementaux de la production d'électricité en France à partir de différents combustibles.⁴⁰ Les résultats peuvent mériter d'être remis à jour, certaines hypothèses (principalement en ce qui concerne les technologies prises en compte) peuvent être contestées. Les chiffres obtenus ont toutefois le grand mérite de prendre en compte l'ensemble du cycle du combustible (production, transport, utilisation, traitement des déchets, etc.).

Tableau 4. Caractéristiques des trois cycles étudiés

Combustible	Charbon	Fioul	Gaz naturel
Site	Cordemais (Nantes)	Cordemais (Nantes)	Cordemais (Nantes)
Technologie	Unité nouvelle hypothétique Combustible pulvérisé, désulfuration des gaz de sortie, turbine à vapeur	Unité existante Fioul BTS, brûleur bas-NOx, turbine à vapeur	Unité nouvelle hypothétique Turbine à gaz, cycle combiné
Taux de conversion	38 %	39 %	52 %
Production annuelle d'électricité	600 MW _{el} 2 100 GWh _{el}	700 MW _{el} 1 050 GWh _{el}	250 MW _{el} 1 500 GWh _{el}

On peut remarquer que les cycles étudiés ne sont pas équivalents : l'unité au fioul est une unité existante, les autres sont hypothétiques. Les gaz de sortie de l'unité à charbon sont désulfurés alors que ceux de l'unité au fioul ne le sont pas.

Avec les hypothèses ci-dessus, on obtient les résultats suivants en terme d'émissions :

Tableau 5. Émissions polluants de la production d'électricité en fonction du combustible utilisé (en gramme par kWh_{el})

	Charbon	Fioul	Gaz naturel
PM ₁₀	0,17	0,13	Négligeable
SOx	1,36	5,26	Négligeable
NOx	2,22	1,20	0,71
Équivalent CO ₂	1 085	866	433

Le gaz naturel est moins émetteur quel que soit le polluant considéré. Par rapport au charbon le fioul lourd émet moins de gaz à effet de serre, de particules et de NOx mais plus de SOx.

2.3 PRESSION ENVIRONNEMENTALE EN EUROPE

2.3.1 Importance de la pression environnementale sur les raffineries

La pression environnementale sur le secteur du raffinage s'exerce à la fois au niveau des émissions des raffineries elles-mêmes, comme pour toutes les installations industrielles, et

⁴⁰ Spadaro, J.V. et Rabl, A. (1998) « External costs of energy: Application of the ExternE methodology in France », ExternE.

à celui de l'utilisation des produits de sortie des raffineries (fiouls lourds, carburants automobiles, etc.).

Depuis quelques années, la majeure partie des investissements effectués par les raffineurs l'ont été pour satisfaire des contraintes réglementaires environnementales. Certaines d'entre elles portent sur les spécificités des produits de sortie : suppression du plomb dans les carburants automobiles, baisse progressive de la teneur en soufre des combustibles, etc. D'autres portent sur les émissions des raffineries : directives IPPC⁴¹, NEC⁴² et GIC⁴³.

2.3.2 Lutte contre pollution atmosphérique

2.3.2.1 La teneur en soufre des fiouls lourds

La directive 99/32/CE⁴⁴ prévoit la limitation, à partir du 1^{er} janvier 2003, de la teneur en soufre des fiouls lourds à 1 % en masse. L'utilisation de fiouls lourds plus soufrés reste encore possible à certaines conditions (désulfuration des effluents, utilisation simultanée d'autres combustibles moins soufrés). Les rejets de SO₂ doivent dans tous les cas être inférieurs à 1 700 mg/m³. Cette directive a été transposée en droit français par les arrêtés du 25 avril 2000⁴⁵ et du 3 janvier 2003⁴⁶.

2.3.2.2 Auto-Oil

Les programmes européens sur les spécificités des carburants automobiles (Auto-Oil, teneur en soufre, suppression du plomb), joints notamment à la mise en place de pots catalytiques, ont permis de réduire considérablement les émissions de polluants atmosphériques du transport routier. Ainsi, malgré une hausse continue du trafic, les émissions de SO₂ du transport routier ont été divisées par 6 entre 1990 et 2000 ; celles de NO_x ont diminué d'un tiers entre 1990 et 2000 et devraient baisser de 40 % entre 2000 et 2010 ; enfin celles de COVNM ont été divisées par deux entre 1990 et 2000 et devraient l'être par 5 entre 2000 et 2010.

2.3.2.3 Les émissions des navires

Jusqu'à maintenant les contraintes environnementales sur les émissions atmosphériques des navires étaient faibles voire inexistantes. Ainsi la directive européenne 99/32/CE, qui limite la teneur en soufre des combustibles liquides ne s'applique pas à la navigation marine. Les choses sont en train de changer.

L'annexe VI de la Convention MARPOL de l'IMO (1997) requiert l'utilisation de

⁴¹ Directive 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution.

⁴² Directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant pour 2010 des plafonds d'émission nationaux pour quatre polluants atmosphériques : les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO₂), les composés organiques volatils non méthaniques (COV) et l'ammoniac (NH₃).

⁴³ Directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

⁴⁴ Directive 1999/32/CE du Conseil du 26 avril 1999 concernant une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides et modifiant la directive 93/12/CEE.

⁴⁵ Arrêté du 25 avril 2000 relatif aux caractéristiques des fiouls lourds (JO du 11 mai 2000).

⁴⁶ Arrêté du 3 janvier 2003 relatif aux conditions de mise à la consommation des fiouls lourds d'une teneur en soufre supérieure à 1 % en masse (JO du 11 janvier 2003).

combustibles de teneur en soufre inférieure à 4,5 % en général et inférieure à 1,5 % dans la mer du Nord et la mer Baltique. Le taux de ratification de cette Convention est faible (25 % du tonnage mondial en mi-2003).

De son côté, la Commission européenne envisage de réviser la directive 99/32/CE. La teneur en soufre des combustibles serait limitée à 1,5 % dans la mer du Nord, la mer Baltique et la Manche ; à 1,5 % pour tous les transbordeurs réguliers dans l'Union européenne ; à 0,2 % (et 0,1 % à partir du 1^{er} janvier 2008) dans tous les ports de l'Union.

2.3.2.4 Pression sur les raffineries et les autres installations de combustion

Au niveau des raffineries elles-mêmes, les émissions de SO₂ ont baissé de 30 % entre 1990 et 2000, celles de COVNM de 40 % et celles de NO_x ont augmenté de 10 %. Mais si la part des raffineries dans les émissions totales de SO₂ en 2000 est élevée (20 %), elle l'est beaucoup moins pour les NO_x (1,7 %) ou les COVNM (0,6 %).

Les directives GIC et NEC sont actuellement sur le point d'être appliquées en France, ce qui accroît la pression sur les émissions de polluants atmosphériques des raffineries. L'arrêté du 2 février 1998⁴⁷ fixe une bulle à 1 700 mg/Nm³ pour les émissions de SO₂ de l'ensemble des raffineries françaises. La directive GIC prévoit une bulle à 1 000 mg/Nm³ pour les émissions de SO₂ de l'ensemble des GIC existantes.

2.3.3 Lutte contre changement climatique

Entre 1990 et 2000 les émissions de CO₂ des raffineries ont augmenté de 11 %.

2.3.3.1 Montée en puissance de la lutte contre le changement climatique

Pendant les années 1990, une grande attention a donc été portée à la pollution atmosphérique (plomb, NO_x, SO₂). Le surcoût énergétique associé pour les raffineries (désulfuration des carburants, efforts sur les émissions des raffineries, etc.) était peu pris en compte. Cette politique a conduit à des résultats très concluants en ce qui concerne la pollution atmosphérique mais l'attention accrue portée au changement climatique et donc à la consommation énergétique vient compliquer les données du problème.

Depuis quelques années, la lutte contre l'effet de serre se situe au premier rang des préoccupations environnementales. À tous les niveaux, mondial, européen, national, des exigences nouvelles en termes d'émissions de gaz à effet de serre sont décidées : la signature du Protocole de Kyoto en 1992, son éventuelle entrée en application prochaine, la directive européenne fixant des quotas d'émission pour les gaz à effet de serre⁴⁸, le plan national de lutte contre le changement climatique (PNLCC), remplacé par le plan climat en 2003, etc.

2.3.3.2 Politiques climatiques et rentabilité des investissements de conversion

La façon dont cette pression croissante va être traduite concrètement dans la réglementation aura des impacts très importants sur la capacité d'adaptation de l'industrie du raffinage. En effet la mise en place de procédés de traitement des résidus lourds ou

⁴⁷ Arrêté du 2 février 1998 relatif aux prélèvements et à la consommation d'eau ainsi qu'aux émissions de toute nature des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation, appelé également 'arrêté intégré'.

⁴⁸ Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil.

d'unités de gazéification feraient fortement augmenter les émissions de CO₂ des raffineries. Si cela n'est pas envisagé dans le cadre du système européen de quotas d'émission, cela impliquerait un surcoût, en termes d'achat de quotas supplémentaires, qui rendrait la rentabilité de tels investissements encore plus incertaine.

2.3.4 Lutte contre les marées noires

Suite à plusieurs catastrophes maritimes (celle du Torrey Canyon en 1967, celle de l'Exxon Valdez en 1989), des conventions ont été prises dans le cadre de l'Organisation maritime internationale (OMI). Au niveau européen, les catastrophes de l'Erika et du Prestige ont favorisé des projets réglementaires pour lutter contre les pollutions liées au transport pétrolier maritime (paquets législatifs 'Erika I' et 'Erika II').

La convention internationale MARPOL sur la prévention de la pollution provoquée par les navires, adoptée en 1973, en plus de limiter la teneur en soufre des combustibles marins (voir plus haut), vise également à éliminer progressivement les pétroliers à coque unique et à les remplacer par des navires à double coque ou d'une conception équivalente. En effet, l'usage de navires à double coque devrait fortement réduire le risque de pollution, notamment en cas de légère collision ou d'échouement. La Convention MARPOL prescrit que les pétroliers construits depuis 1996 doivent être à double coque ou d'une conception équivalente. Au 1^{er} janvier 2000, environ 20 % des pétroliers mondiaux étaient des bateaux à double coque.

En Europe le paquet législatif 'Erika I' est entré en vigueur le 22 juillet 2003. Il concernait principalement l'inspection et la mise aux normes des navires⁴⁹. Depuis l'Union européenne continue son effort législatif et prend ou envisage des mesures nombreuses et variées⁵⁰ : obligation pour les pétroliers des États membres ou entrant dans un port de l'Union d'avoir une double coque avant 2015⁵¹, amélioration du suivi du trafic des navires⁵², création d'une Agence européenne pour la sécurité maritime⁵³, mesures concernant l'indemnisation des victimes des marées noires, etc.

⁴⁹ Directive 2001/105/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 2001 modifiant la directive 94/57/CE du Conseil établissant des règles et des normes communes concernant les organismes habilités à effectuer l'inspection et la visite des navires et les activités pertinentes des administrations maritimes ; directive 2001/106/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 2001 modifiant la directive 95/21/CE du Conseil concernant l'application aux navires faisant escale dans les ports de la Communauté ou dans les eaux relevant de la juridiction des États membres, des normes internationales relatives à la sécurité maritime, à la prévention de la pollution et aux conditions de vie et de travail à bord des navires (contrôle par l'État du port).

⁵⁰ Voir notamment la directive 2002/84/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 novembre 2002 portant modification des directives relatives à la sécurité maritime et à la prévention de la pollution par les navires.

⁵¹ Règlement (CE) no 417/2002 du Parlement européen et du Conseil du 18 février 2002 relatif à l'introduction accélérée des prescriptions en matière de double coque ou de normes de conception équivalentes pour les pétroliers à simple coque, et abrogeant le règlement (CE) n° 2978/94 du Conseil.

⁵² Directive 2002/59/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 juin 2002 relative à la mise en place d'un système communautaire de suivi du trafic des navires et d'information, et abrogeant la directive 93/75/CEE du Conseil.

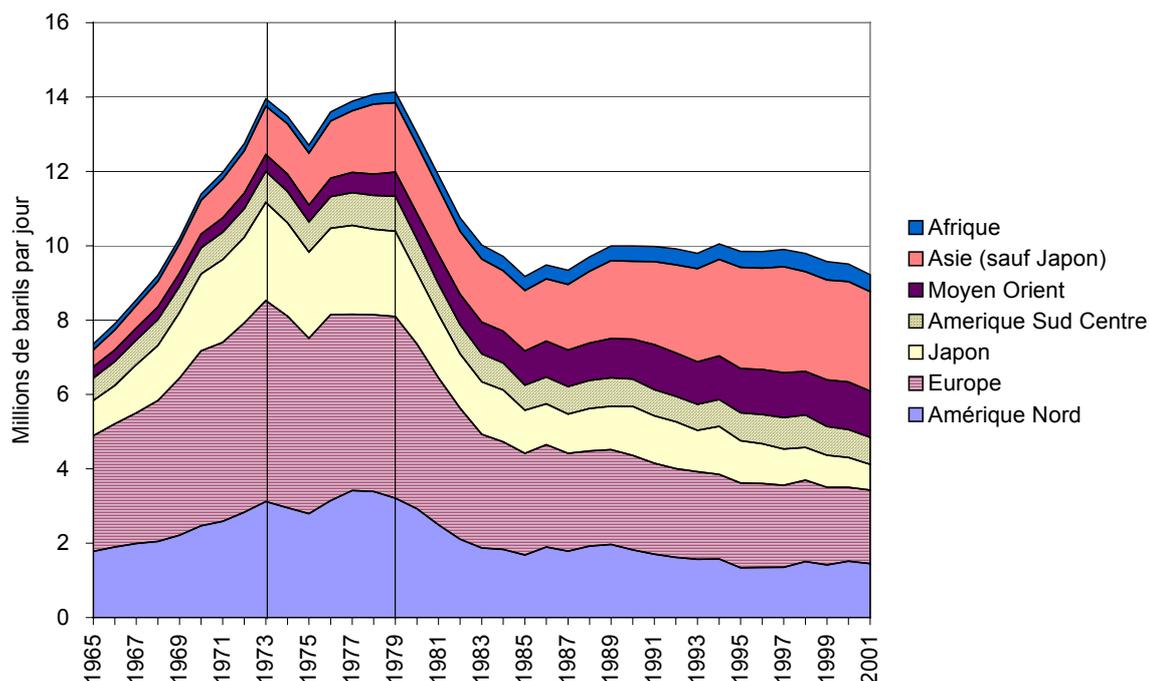
⁵³ Règlement (CE) n° 1406/2002 du Parlement européen et du Conseil, du 27 juin 2002, instituant une Agence européenne pour la sécurité maritime.

3. LE MARCHÉ MONDIAL DES FIOULS LOURDS

3.1 UNE DEMANDE EN BAISSÉ

3.1.1 Évolution globale

Depuis les années 1970, la demande mondiale de fiouls lourds a beaucoup diminué, passant de 14 millions de barils par jour à 9 millions (soit de 760 à 490 millions de tonnes par an).



Nota : les deux chocs pétroliers sont indiqués par les deux barres verticales en 1973 et 1979.

Figure 8. Évolution historique de la consommation de fiouls lourds par région
(Source : BP, 2002⁵⁴)

3.1.2 Explication de cette diminution

3.1.2.1 Chocs pétroliers

La cause immédiate du début du déclin de la consommation de fiouls lourds au niveau mondial est principalement les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979.

La consommation de fiouls lourds était en forte hausse jusqu'au premier choc pétrolier de 1973. Celui-ci a arrêté cette croissance. Le second choc pétrolier, en 1979, a fait entamer à la consommation de fiouls lourds, au moins dans les pays développés, une baisse qui continue encore aujourd'hui.

3.1.2.2 Concurrence d'autres énergies

À partir des années 1970, notamment suite aux deux chocs pétroliers, de nombreux pays

⁵⁴ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

ont cherché à diversifier leurs sources d'énergie. L'énergie nucléaire, le gaz naturel et les énergies renouvelables se sont développés, notamment aux dépens du fioul lourd.

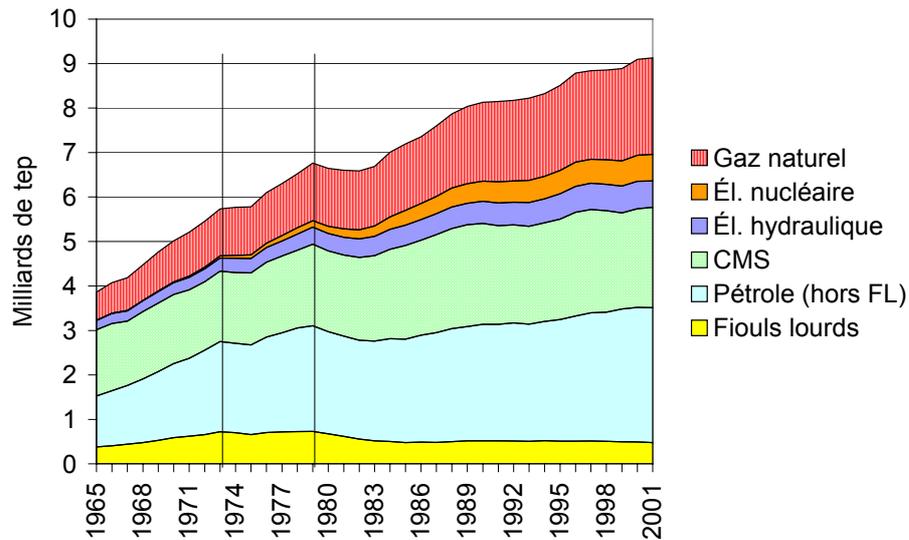


Figure 9. Consommation énergétique mondiale (ex URSS exclue), par type d'énergie
(Source : BP, 2002⁵⁵)

3.1.3 Cas des fiouls marins

La demande de fiouls marins continue à croître, faiblement mais de façon stable (d'environ 1 % par an). Mais la part des fiouls lourds dans les carburants pour navires semble diminuer, au profit de combustibles plus légers (diesels marins), notamment pour des raisons environnementales. En effet, comme nous l'avons vu précédemment, la pression environnementale s'accroît sur les émissions des navires, notamment celles de SO₂ et NO_x.

3.2 LE MARCHE EUROPEEN

Au niveau de la demande de produits pétroliers en Europe on constate depuis quelques années une hausse de celle des carburants légers et moyens, plus particulièrement du gazole, et une baisse de celle de fiouls lourds. Ces tendances devraient se poursuivre dans les prochaines années, comme on peut le voir dans le tableau suivant.

⁵⁵ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

Tableau 6. *Évolution de la demande des produits pétroliers en Europe occidentale*⁵⁶
(Source : VROM, 1999⁵⁷)

	Demande en 1995 (en Mt)	Croissance annuelle moyenne 1995-2010 (en %)
Produits légers (essence, naphtha...)	165	0,9
Produits moyens (kérosène, gazole, fioul domestique)	265	1,06
Fioul lourd électricité	75	- 2,6
Fioul lourd marin	30	0,7
Autres produits lourds (bitumes, lubrifiants, fiouls lourds pour raffineries)	65	-

Actuellement l'Europe de l'Ouest est globalement presque à l'équilibre en ce qui concerne les fiouls lourds. Hors avitaillement (soutes) elle en produit légèrement plus qu'elle n'en consomme. Cependant, la demande de fiouls lourds continuant à baisser, son excédent va augmenter.

3.3 IMPORTATEURS ET EXPORTATEURS

3.3.1 Disparités régionales

La baisse globale de la demande de fiouls lourds ne doit pas masquer de fortes disparités régionales (comme on peut le voir plus haut sur la figure 8, 'Évolution historique de la consommation de fiouls lourds par région'). Si la consommation des pays les plus développés (Amérique du Nord, Europe et Japon) a baissé, celle des pays en développement, tout particulièrement celle de l'Asie (hors Japon) a fortement augmenté.

Les deux principaux pôles de consommation de fiouls lourds sont l'Europe de l'Ouest et l'Asie.

⁵⁶ On considère ici l'Europe des 15, moins le Luxembourg, plus la Suisse, la Norvège et la Turquie.

⁵⁷ Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment (1999) « Dutch notes on BAT for mineral oil refineries », Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment, Directorate for Air and Energy.

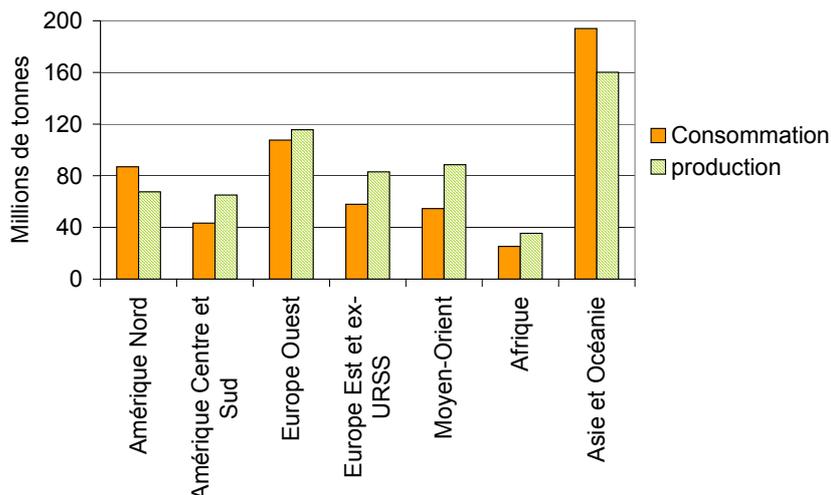


Figure 10. Production et consommation de fiouls lourds dans le monde en 2000
(Source : EIA, 2002⁵⁸)

Actuellement les deux zones fortement importatrices de fiouls lourds sont l'Asie et l'Amérique du Nord. Le Moyen-Orient, l'Amérique du Centre et du Sud et l'Europe de l'Est (ex-URSS incluse) sont exportateurs. L'Afrique joue encore un rôle relativement faible dans ces échanges.

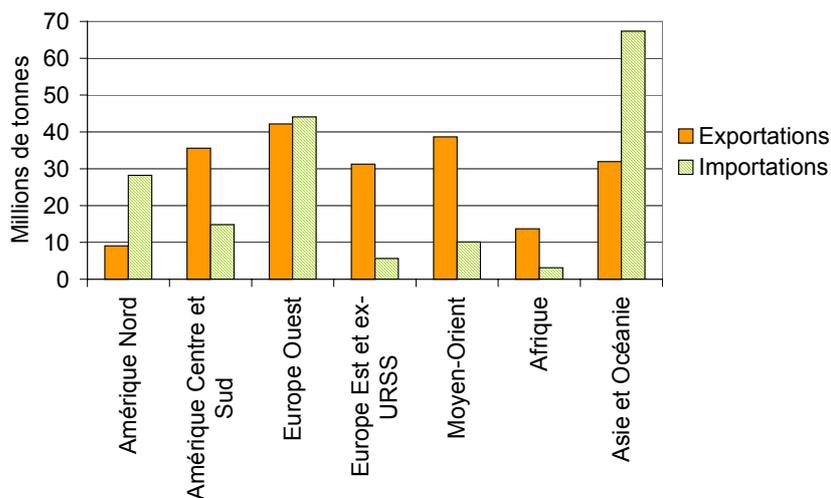


Figure 11. Commerce international de fiouls lourds en 2000
(Source : EIA, 2002⁵⁸)

3.3.2 L'Asie : un débouché pour les fiouls lourds européens ?

3.3.2.1 Un débouché potentiel

Depuis le début des années 1990, l'Asie, hors Japon, est la première région du monde consommatrice de fiouls lourds, devant l'Amérique du Nord et l'Europe. Cette forte

⁵⁸ Energy Information Administration (2002) « International Petroleum Information », Energy Information Administration, disponible sur le site Internet de l'EIA : <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/petroleu.html>.

demande de fiouls à haute teneur en soufre est due notamment à une forte croissance économique et au fait que ces combustibles sont relativement peu chers. La hausse rapide de la consommation (augmentation de plus de 50 % entre 1989 et 1997) a cependant été arrêtée par la crise asiatique de 1997.

Globalement, l'Europe occidentale est excédentaire en fiouls lourds haute teneur en soufre (HTS, soit une teneur en soufre de 3,5 % en masse). Jusqu'à maintenant l'Italie et le Royaume-Uni absorbaient une part importante de cet excédent. Le durcissement des règles communautaires en matière d'émissions industrielles de SO₂ va contraindre ces deux pays à diminuer leur consommation de tels fiouls. En revanche l'Asie et la Chine sont déficitaires en fiouls lourds HTS, notamment à cause de leur forte croissance et de leurs exigences environnementales moindres. Ces pays importent traditionnellement des fiouls lourds en provenance de la zone OCDE Pacifique. Leurs besoins croissants pourraient les conduire à importer également ces produits à partir d'Europe. Les écarts de cotation de ces produits entre les marchés asiatiques (Singapour) et européens (Rotterdam, Gênes) sont a priori suffisants pour couvrir les frais de transport.⁵⁹

3.3.2.2 Incertitudes touchant le développement des exportations vers l'Asie

Reste à savoir dans quelle mesure et pendant combien de temps le déficit asiatique en fiouls lourds HTS pourra effectivement servir de débouchés aux excédents européens.

Quelques facteurs peuvent à moyen terme faire baisser la demande asiatique de fiouls lourds HTS. Ainsi le développement du gaz naturel en Asie et celui du charbon, surtout en Chine, peuvent concurrencer l'essor des fiouls lourds. L'Asie dispose environ de la moitié des réserves mondiales de charbon (principalement en Chine) et la Chine et l'Inde font partie des principaux producteurs mondiaux de combustibles solides.

En outre les pays asiatiques entreprennent également d'appliquer des politiques de lutte contre la pollution atmosphérique. Ainsi la Chine envisage de mettre en place un programme de permis d'émission négociables pour le SO₂. Cette prise en compte accrue des aspects environnementaux risque de faire diminuer à moyen terme la demande de fiouls lourds à haute teneur en soufre dans ces pays. Il est tout à fait probable que dans quelques années, seuls des fiouls lourds à basse teneur en soufre puissent être exportés vers ces pays.

Enfin les coûts de transport maritime vont sans doute augmenter suite au durcissement de la réglementation (obligation des doubles coques pour les pétroliers par exemple), ce qui peut compromettre la rentabilité des exportations de fiouls lourds vers l'Asie.

4. SITUATION FRANÇAISE

4.1 DEMANDE DE FIOULS LOURDS

4.1.1 Baisse relative et absolue de la consommation de fiouls lourds en France

À partir des années 1970, notamment suite aux deux chocs pétroliers, de nombreux pays

⁵⁹ Landrain, É., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

ont cherché à diversifier leurs sources d'énergie. En France le choix a été fait de se tourner vers l'énergie nucléaire pour produire l'électricité. L'utilisation quasi exclusive de cette forme d'énergie pour la production électrique place la France dans une situation très particulière : d'une part la consommation de fiouls lourds y est particulièrement faible et, d'autre part, le prix de l'électricité, notamment celle vendue aux industriels, y est relativement peu élevé.

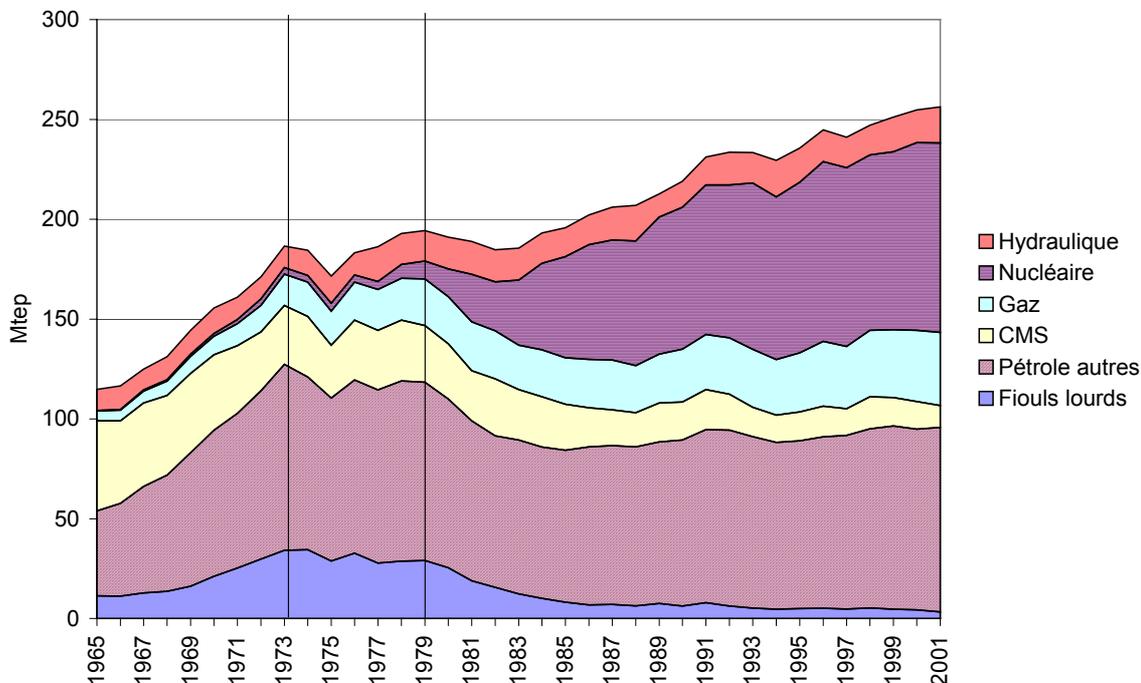


Figure 12. Évolution de la consommation énergétique totale en France, par énergie (Source : BP, 2002⁶⁰)

La baisse de la consommation de fiouls lourds est à la fois relative (en proportion, par rapport aux autres sources d'énergie) et absolue (en quantité totale consommée).

D'après le CPDP, en France, la consommation de fiouls lourds s'est élevée à 3,3 millions de tonnes en 2001, contre 4,46 en 2000, et 1,57 millions de tonnes de coke de pétrole ont été vendues (importées en totalité), contre 1,26 en 2000.⁶¹

4.1.2 Évolutions différentes suivant la teneur en soufre

La consommation industrielle de fiouls lourds ne baisse pas uniformément : la consommation globale diminue mais, sous la pression de la réglementation environnementale, la part des fiouls à basse et très basse teneur en soufre croît. Ainsi, entre 1995 et 2001, la consommation de fioul lourd industriel a diminué de 34 % mais la consommation de fiouls lourds à basse et très basse teneur en soufre (BTS et TBTS) a légèrement augmenté (plus 8 %) alors que celle de fiouls lourds à haute teneur en soufre (HTS) a été divisée par quatre. La part des fiouls lourds TBTS (de teneur inférieure en soufre à 1 %) est passée de 11,5 % des fiouls lourds consommés en 1990 à 50,8 % en

⁶⁰ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

⁶¹ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

2002.⁶²

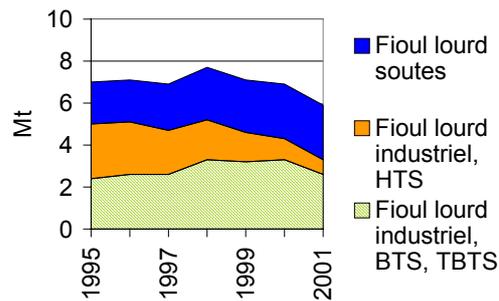


Figure 13. Demande de fiouls lourds en France en Mt/an (marché intérieur + marché des soutes maritimes françaises et internationales + autoconsommation des raffineries)
(Source : DGEMP/CPDP)

4.1.3 Demande par secteur d'activité

En France, près de la moitié des fiouls lourds disponibles (production brute plus importations) est exportée⁶³. L'avitaillement (vente aux soutes françaises et étrangères) constitue le deuxième débouché le plus important. Suivent la consommation industrielle, l'autoconsommation des raffineries, les ventes au secteur domestique et tertiaire puis la consommation des centrales électriques. Cette dernière était exceptionnellement faible en 2001, représentant seulement 3 % de la demande totale de fiouls lourds, contre 7 et 9 % de 1998 à 2000.

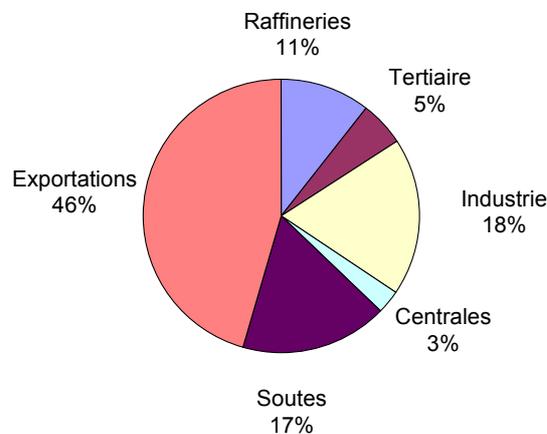


Figure 14. Répartition de la demande de fiouls lourds (en Mt) en France en 2001 par type de débouchés
(Source : CPDP, 2002⁶⁴)

⁶² Bros, T., Llorca, G., Voisin, C. et al. (2003) « L'industrie pétrolière en 2002 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

⁶³ Pour plus de détails sur les exportations, on peut se reporter au paragraphe '4.3.3, exportations'.

⁶⁴ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

4.1.3.1 Consommation industrielle

Les fiouls lourds représentent une part assez faible de la consommation énergétique des industriels français. En 2000, la part des fiouls lourds en tonnes équivalent pétrole n'était que de 4 %, contre 25 % pour le gaz et 49 % pour l'électricité.

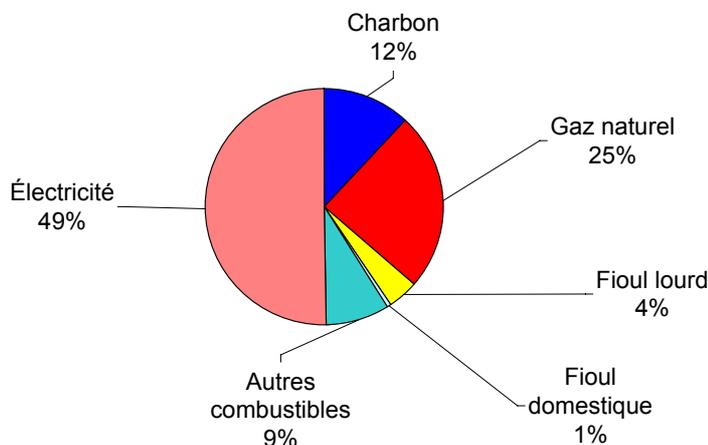


Figure 15. Part des différentes énergies⁶⁵ dans la consommation de l'industrie française (hors centrales électriques) en 2000 (en Mtep)
(Source : SESSI et SCEES⁶⁶)

En 2001, les ventes de fiouls lourds, hors centrales électriques, se sont élevées à 2,3 Mt (contre 5,2 Mt en 1991 et 3,1 Mt en 2000).

Certains industriels préfèrent passer du fioul lourd au gaz naturel, notamment sous la pression environnementale. La France ne disposant pas de production nationale de gaz, cette tendance à passer au gaz est plus faible que chez certains de nos voisins européens (Royaume-Uni, Pays-Bas).

On peut observer la même tendance chez les raffineurs qui, eux aussi, utilisent de plus en plus de gaz pour leur consommation interne, au détriment des résidus lourds. Actuellement, dans les raffineries françaises, l'autoconsommation de fiouls lourds est de l'ordre de 4 à 6 %.

⁶⁵ Les 'autres combustibles' comprennent le coke de pétrole, le coke de houille, les autres gaz de réseau, le butane, le propane et les autres produits pétroliers.

⁶⁶ Ces données proviennent de publications du service des études et des statistiques industrielles (SESSI) du secrétariat d'État à l'industrie et du service central des enquêtes et études statistiques (SCEES) du ministère de l'Agriculture. Elles sont compilées dans le document du CPDP suivant : Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

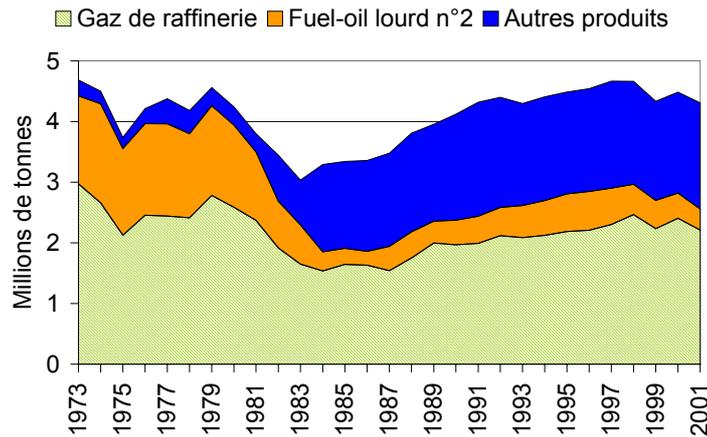


Figure 16. Consommation énergétique des raffineries en France
(Source : CPDP)

4.1.3.2 Production d'électricité

En France l'électricité est très majoritairement produite à partir d'énergie nucléaire. L'augmentation de la production nucléaire, depuis la mise en place du programme électro-nucléaire en 1974, a été très importante (de 15 TWh en 1973 à 422 TWh en 2001) et s'est accompagnée d'une baisse de la production thermique classique, à partir de fiouls lourds, de gaz ou de charbon. Celle-ci ne représente plus que 49 TWh en 2001, soit 41 % de son niveau de 1973. Elle repose principalement sur des centrales à charbon et sert essentiellement à couvrir les besoins de pointe.

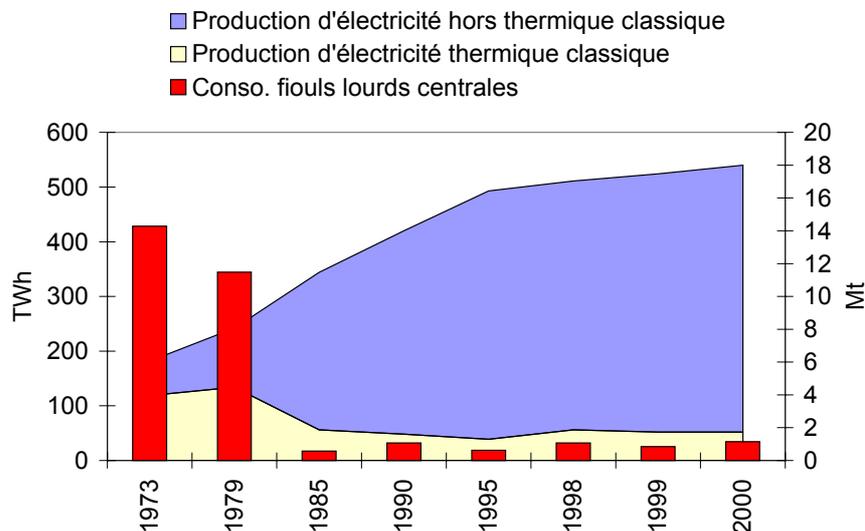


Figure 17. Production d'électricité (en TWh) et consommation de fiouls lourds (en Mt) dans les centrales électriques en France
(Source : Ministère de l'Industrie⁶⁷ et CPDP, 2002⁶⁸)

Cette utilisation pour la production de pointe rend la demande d'EDF très fluctuante, très

⁶⁷ http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/se_prod.htm.

⁶⁸ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

dépendante notamment des conditions météorologiques. Ainsi la consommation de fiouls lourds pour les centrales électriques a été divisée par 3,4 entre 2000 et 2001 pour rebondir en 2002 (multipliée par 2,4). En 2001, les livraisons de fioul lourd aux centrales EDF ont été de 0,34 Mt (contre 1,16 Mt en 2000).

4.1.3.3 Soutes

Le marché des soutes est relativement stable. Le tonnage de fiouls lourds vendu aux soutes a augmenté de 15 % entre 1997 et 2000 et a diminué de 16 % entre 2000 et 2002. En 2002, le marché des soutes maritimes représentait 2,15 millions de tonnes de fiouls lourds, soit 21 % de la production brute totale de fiouls lourds des raffineries françaises.

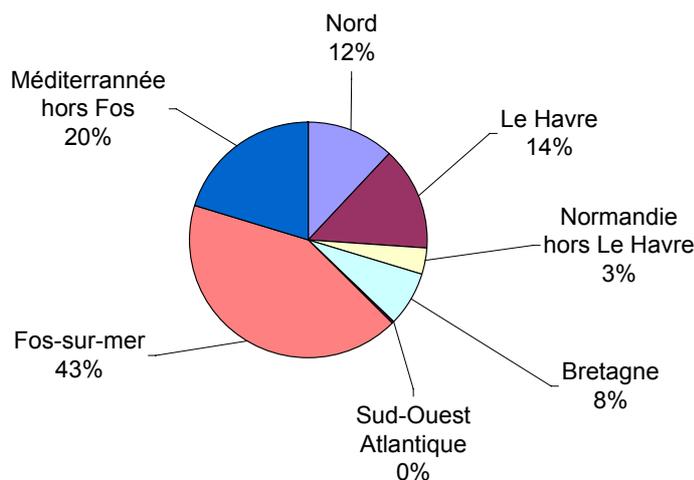


Figure 18. Livraison de fiouls lourds aux soutes maritimes en 2001
(Source : CPDP, 2002⁶⁹)

Ces ventes de fioul lourd marin s’effectuent pour presque les deux tiers en Méditerranée.

4.2 L’OFFRE DE FIOULS LOURDS ET L’INDUSTRIE DU RAFFINAGE

4.2.1 Évolution de l’offre

Depuis au moins les années 1950, la production de fiouls lourds des raffineries françaises est supérieure à la consommation nationale.

⁶⁹ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

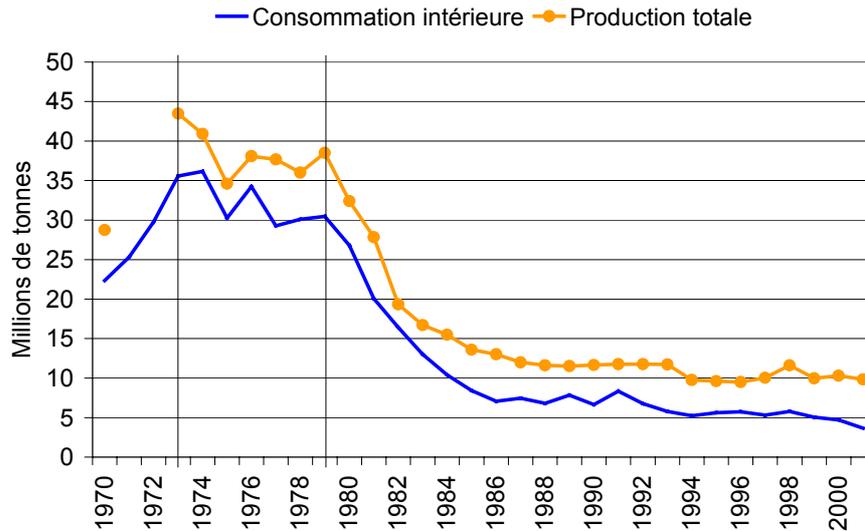


Figure 19. Évolution de la consommation intérieure de fiouls lourds (hors soutes mais autoconsommation des raffineries comprise) et de la production brute de fiouls lourds en France
(Source : CPDP)

Depuis les chocs pétroliers, la consommation de fiouls lourds en France a fortement baissé, à la fois en relatif et en absolu. Cette baisse a été suivie d'une diminution de l'offre. Celle-ci fut cependant moins importante et la surproduction s'est accrue.

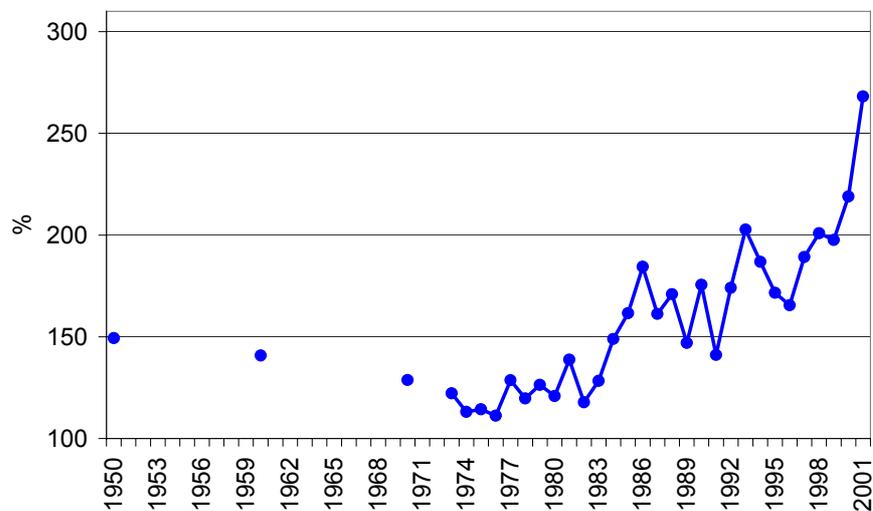


Figure 20. Surproduction de fiouls lourds en France :
Rapport de la production totale de fiouls lourds sur la consommation intérieure de fiouls lourds (hors soutes mais autoconsommations des raffineries comprises) (en %)
(Source : CPDP)

On peut voir sur la figure ci-dessus que le niveau de 100 % (qui correspond à une production couvrant l'intégralité de la consommation) a toujours été dépassé depuis 1950. Depuis le début des années 1980 la surproduction de fiouls lourds s'est considérablement accrue. L'écart entre production et consommation est soit vendu comme carburant marin (soutes), soit exporté.

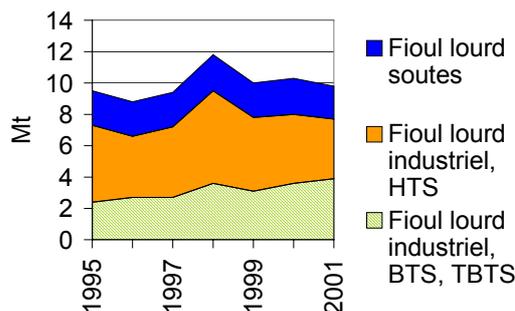


Figure 21. Production nette des raffineries françaises en Mt/an (production brute – autoconsommation des raffineries) (Source : DIREM/CPDP)

4.2.2 Capacité de conversion

Actuellement, une seule raffinerie française fait de l'hydrocraquage : celle de BP à Lavera.

Une autre unité devrait être opérationnelle dans quelques années à la raffinerie Total de Gonfreville. Pour cette raffinerie, un projet de gazéification, ou Pox (partial oxydation : production d'hydrogène et de gaz par oxydation partielle des coupes lourdes), avait été envisagé⁷⁰. C'est finalement un projet combinant un DHC (Distillate Hydrocracking) et une unité SMR (Steam Methane reformer) qui a été choisi.⁷¹

4.2.3 Les investissements de l'industrie du raffinage

À l'exception de l'année 1999, le niveau d'investissement de l'industrie française du raffinage français a décliné tout au long des années 1990, passant d'environ 450 M€ en 1992 à 190 M€ en 2000. D'après la direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), c'est notamment dû à l'incertitude sur les futures spécifications des carburants et au fait que la rentabilité du raffinage français est jugée insuffisante par rapport à celle d'autres pays.⁷² En 1999, des investissements importants ont été effectués, essentiellement destinés à produire de l'essence à faible teneur en soufre, pour préparer la mise en application, au 1^{er} janvier 2000, de la directive 98/70/CE⁷³. En revanche l'application de la deuxième phase de cette directive, à partir du 1^{er} janvier 2005, et l'obligation de mise sur le marché dès 2005 de carburants de teneur en soufre inférieure à 0,001 % (teneur obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2009) n'a pas suscité de gros investissements. D'après la DGEMP, les raffineurs ont « profité des surcapacités, des gains obtenus sur l'activité, de la stabilité des catalyseurs d'hydrodésulfuration, ainsi que de la possibilité de ségréguer les charges à traiter et d'utiliser des pétroles bruts à basse teneur en soufre ». En outre « certains groupes internationaux, raisonnant à l'échelle européenne, [peuvent] privilégier les investissements

⁷⁰ <http://www.chevrontexaco.com/news/archive/texaco%5Fpress/1998/ggp8%5F28.asp>.

⁷¹ Boulet, M. (2003) « Traitement des fiouls lourds à la raffinerie Total de Normandie », *Chimie hebdo*, n° 212, page 9.

⁷² « Le raffinage face à l'échéance de 2005 », dans : DGEMP (2002) « Énergie et matières premières », Direction générale de l'énergie et des matières premières, Rapport annuel 2001.

⁷³ Directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 1998 concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 93/12/CEE du Conseil. Elle prévoit une teneur en soufre maximale de 0,015 % pour l'essence et de 0,035 % pour le gazole à partir du 1^{er} janvier 2000 et une teneur en soufre maximale de 0,005 % pour le gazole et pour l'essence à partir du 1^{er} janvier 2005.

selon les spécificités des raffineries et jouer sur les synergies de groupe ; dans ce cas la mise sur le marché de carburants à 10 ppm de soufre en France ne générerait que des investissements minima ». ⁷⁴

Cependant, toujours d'après la DGEMP, le déficit chronique croissant en distillats moyens et l'augmentation de la surproduction d'essences et de fiouls lourds pourraient conduire certains groupes à effectuer d'importants investissements, notamment en hydroconversion. ⁷⁴

4.3 INADEQUATION STRUCTURELLE ET EXPORTATIONS DE FIOULS LOURDS

4.3.1 Inadéquation entre l'offre et la demande

La France souffre d'une importante inadéquation entre l'offre et la demande de produits pétroliers : les raffineries françaises ne produisent pas assez de gazole (un tiers du gazole est importé) mais trop d'essence (un quart de l'essence produite est exporté) et beaucoup trop de fiouls lourds (70 % des fiouls lourds produits sont exportés).

4.3.2 Inadéquation de l'appareil de raffinage

Les raffineries françaises souffrent de deux inconvénients, hérités des orientations passées :

- L'outil de production est davantage tourné vers la production d'essence que vers celle de gazole. En effet, contrairement à l'hydrocraquage, le craquage catalytique est tourné vers la production d'essence, plus que vers celle de distillats moyens (gazole).
- La capacité de conversion des résidus lourds, que ce soit par conversion profonde (cokéfaction, hydrocraquage) ou par gazéification, est insuffisante.

4.3.3 Exportations

Actuellement la France exporte environ 70 % des fiouls lourds qu'elle produit. Les exportations françaises de fiouls lourds se sont élevées à 7,5 millions de tonnes en 2001. D'après l'UFIP, cette proportion devrait encore augmenter dans les années à venir et atteindre presque 100 % en 2010⁷⁵.

Actuellement les exportations de fiouls lourds sont dirigées essentiellement (à plus de 91 % pour l'année 2001) vers des pays développés, tout spécialement ceux de l'Union européenne (74 %) et les États-Unis (17 %).

⁷⁴ Duée, D. (2003) « Le raffinage », extrait de : Bros, T., Llorca, G., Voisin, C. et al. (2003) « L'industrie pétrolière en 2002 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

⁷⁵ UFIP (2003) « Contexte pétrolier français - Février 2003 », UFIP.

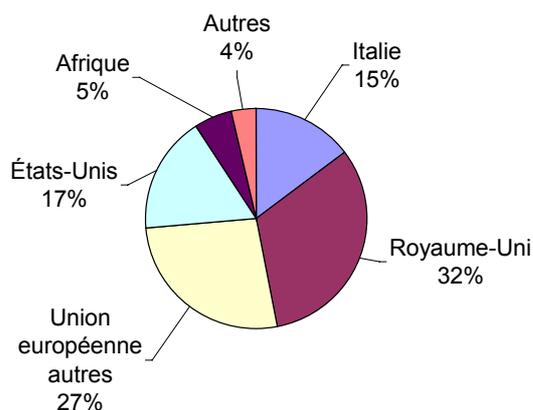


Figure 22. Destinations des exportations françaises de fiouls lourds (en masse) en 2001
(Source : CPDP, 2002⁷⁶)

Cependant cette situation risque de changer dans les prochaines années : les exportations vont sans doute se diriger de plus en plus vers l'Asie.

4.3.4 Transport des fiouls lourds

Les fiouls lourds vendus sur le marché intérieur français (hors soutes) sont transportés en grande majorité par canalisations directes (42 % du tonnage en 2001) et par camions (44 % du tonnage en 2001) et, de façon moins importante, par wagons (2 %), par caboteurs (7 %) et par chalands (5 %).⁷⁷

5. AUTRES PAYS

5.1 ÉTATS-UNIS

L'évolution de l'offre et de la demande de fiouls lourds aux États-Unis semble avoir quelques années d'avance sur la situation européenne.

5.1.1 Demande : presque plus de fiouls lourds utilisés

Depuis les deux chocs pétroliers, la consommation de fiouls lourds a diminué aux États-Unis jusqu'à devenir négligeable.

⁷⁶ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

⁷⁷ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

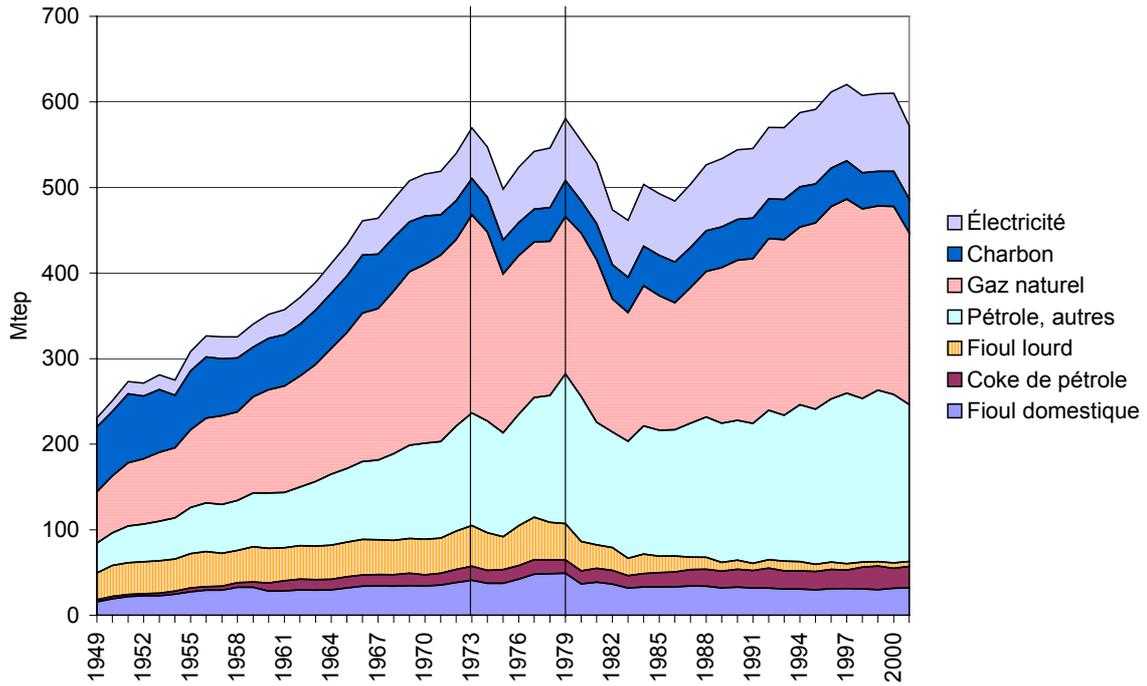


Figure 23. Évolution de la consommation énergétique dans l'industrie aux États-Unis
(Source : EIA, 2002⁷⁸)

L'industrie consomme plutôt du gaz naturel ou d'autres produits pétroliers, tels que des gaz de pétrole, du coke de pétrole ou du fioul domestique. Les raffineries elles-mêmes consomment en interne du gaz et du coke de pétrole à plus de 90 %.

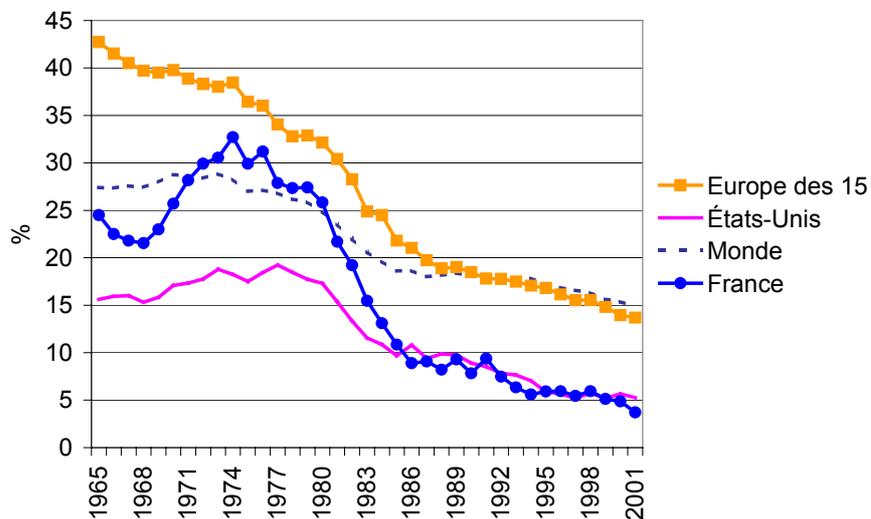


Figure 24. Évolution de la part des fiouls lourds dans la consommation totale de produits pétroliers
(Source : BP, 2002⁷⁹ et CPDP, 2002⁸⁰)

⁷⁸ Seiferlein, K.E. et al. (2002) « Annual Energy Review 2001 », Energy Information Administration, U. S. Department of Energy.

⁷⁹ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP, pour les données hors France.

Depuis de nombreuses années la proportion de fiouls lourds dans la consommation de produits raffinés est plus basse aux États-Unis qu'en Europe. Cette proportion est passée sous la barre des 15 % en 2000 pour l'Europe alors qu'elle l'avait franchie dès 1982 aux États-Unis. Ils ont donc dû adapter leur industrie du raffinage.

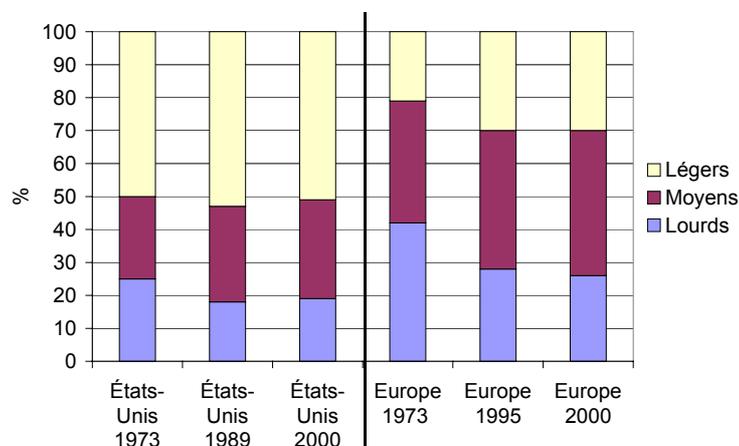


Figure 25. Comparaison de la demande de produits pétroliers en Europe et aux États-Unis (Source : Gulli, 1995⁸¹)

5.1.2 Offre : conversion et cokéfaction

L'industrie américaine du raffinage s'est adaptée depuis des années à cette faible demande en produits lourds. Ainsi les capacités de conversion sont notablement plus élevées aux États-Unis que dans l'Union européenne : d'après l'Oil & Gas Journal, les capacités de conversion (craquage catalytique et hydrocraquage) sont de l'ordre de 40 % (par rapport à la capacité de traitement de pétrole brut) aux États-Unis et de l'ordre de 20 % dans l'Union européenne.

Pour diminuer la proportion de fiouls lourds lors du raffinage, les raffineurs américains ont surtout choisi la cokéfaction. Entre 1979 et 2001, la production de fiouls lourds a diminué de 57 % tandis que celle de coke de pétrole a augmenté de 103 %.

⁸⁰ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole pour les données françaises.

⁸¹ Gulli, F. (1995) « The development of integrated tar gasification combined cycle plants (ITGCC) », *Energy policy*, Vol. 23, No. 8, pp. 647-658.

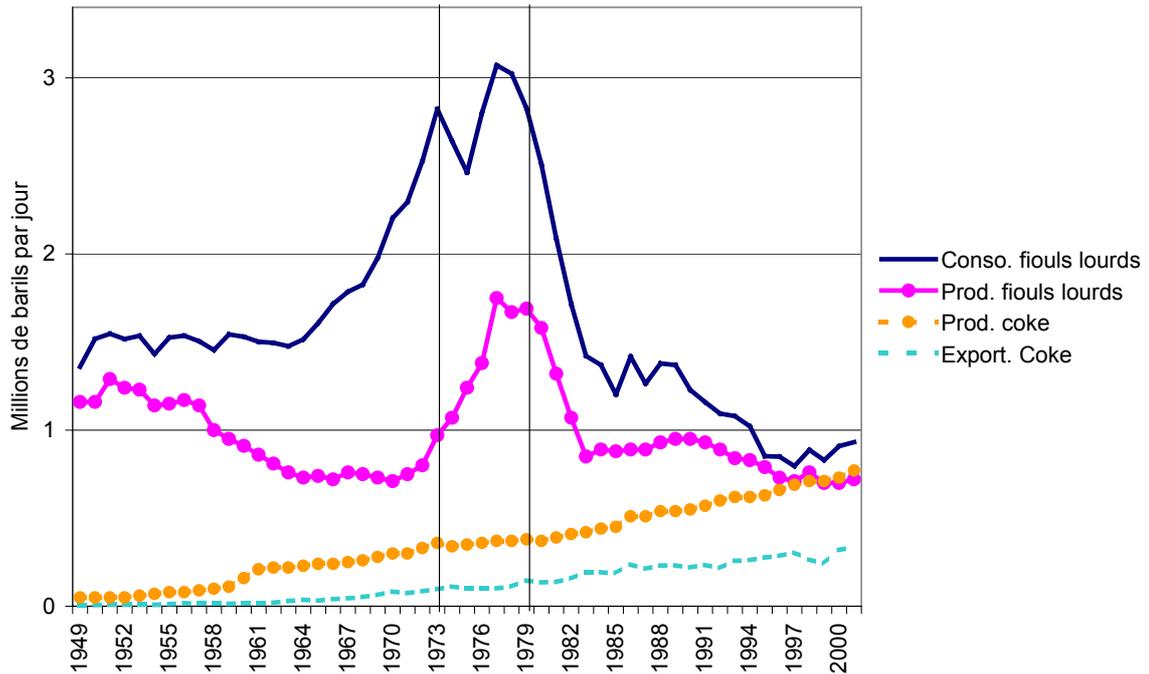


Figure 26. États-Unis : Production et consommation de fiouls lourds, production et exportations de coke de pétrole (Source : EIA, 2002⁸²)

Au 1^{er} janvier 2003, les États-Unis disposaient de 54 % de la capacité mondiale de cokéfaction, contre 7 % pour l'Europe des 15. À la même date, les proportions des capacités totales de raffinage étaient respectivement de 20 % et de 16 %.⁸³

Avant les années 1970 les États-Unis étaient massivement importateurs de fiouls lourds. Le secteur du raffinage a tellement diminué sa production de fiouls lourds pour faire face à la baisse de la demande qu'ils sont toujours déficitaires en fiouls lourds, même s'ils en consomment de moins en moins.

En revanche leur capacité de cokéfaction les rend excédentaires et exportateurs nets de coke de pétrole. Il semble même qu'ils parviennent en grande partie à combler la demande mondiale et que, de ce fait, la cokéfaction ne soit plus réellement une solution viable pour les raffineurs d'autres pays.

Cette importance de la conversion et de la cokéfaction s'inscrit dans un contexte où l'accent n'est pas mis sur les réductions de consommation énergétique ou sur la lutte contre le changement climatique. La priorité était clairement donnée à la lutte contre la pollution atmosphérique et à l'indépendance énergétique et les augmentations de consommation d'énergie nécessaires au fonctionnement des unités de conversion ne constituent pas un problème majeur.

⁸² Seiferlein, K.E. et al. (2002) « Annual Energy Review 2001 », Energy Information Administration, U. S. Department of Energy.

⁸³ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

5.1.3 Transports pétroliers : l'Oil Pollution Act de 1990

À la suite de la catastrophe de l'Exxon Valdez en 1989, les États-Unis ont mis en place de façon unilatérale des règles très contraignantes destinées à diminuer les risques de marées noires dans leurs eaux. Adopté en 1990, l'Oil Pollution Act, constitue un exemple de réussite en matière de lutte contre les pollutions pétrolières. En effet le nombre de marées noires et les quantités de pétrole répandues dans les eaux américaines ont connu une forte diminution depuis (voir la figure ci-dessous).

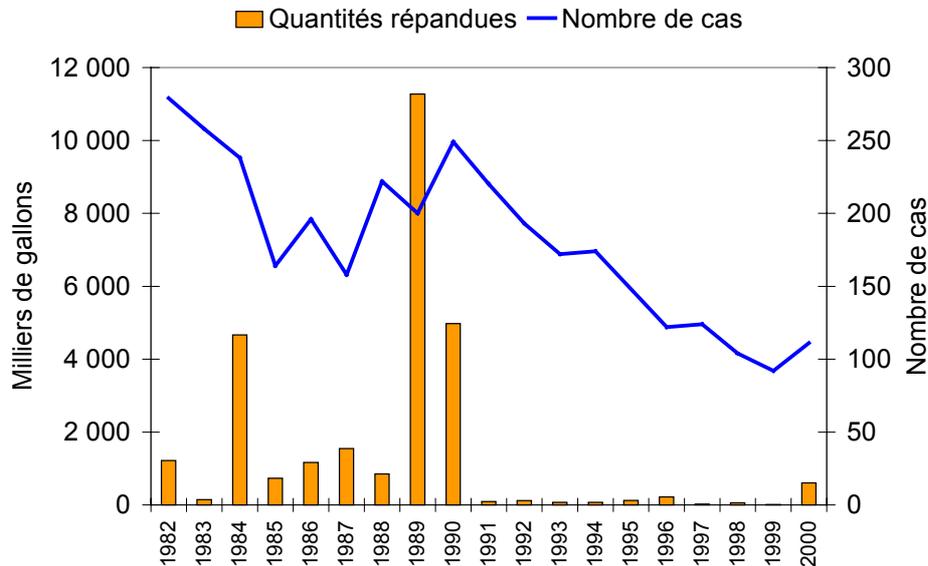


Figure 27. Marées noires dans les eaux américaines (tankers)
(Source : U.S. Department of Transportation)

L'Oil Pollution Act comporte des mesures d'ordre divers. Parmi les plus importantes sont celles qui concernent le rôle des gardes-côtes ('US Coast Guard'). Ils sont responsables du contrôle de la sécurité des navires navigant dans les eaux américaines. Une autre mesure capitale concerne la responsabilité et la compensation en cas de sinistre : l'Act supprime toute limite en ce qui concerne les compensations dues en cas de négligence, de conduite malveillante, de violations de la réglementation fédérale en termes de sécurité, construction ou maintenance de la part des responsables du sinistre. L'Act prévoit également la disparition des pétroliers à simple coque d'ici à 2015.⁸⁴

5.2 QUELQUES EXEMPLES EUROPEENS

5.2.1 Union européenne

Comme nous l'avons déjà remarqué, la situation française est assez particulière. Nous allons maintenant brièvement aborder la situation du secteur du raffinage et de l'offre et de la demande de fiouls lourds dans quelques autres pays européens.

Au niveau de la consommation énergétique pour l'industrie et la production d'électricité, le trait marquant de la situation française est la forte utilisation du nucléaire. L'Allemagne et le Royaume-Uni utilisent plus de charbon et de gaz, l'Italie plus de gaz et de fiouls lourds

⁸⁴ OCIMF (2003) « The US Oil Pollution Act of 1990 - Why has it been so successful at reducing spills? », Oil Companies International Marine Forum.

et les Pays-Bas essentiellement du gaz.

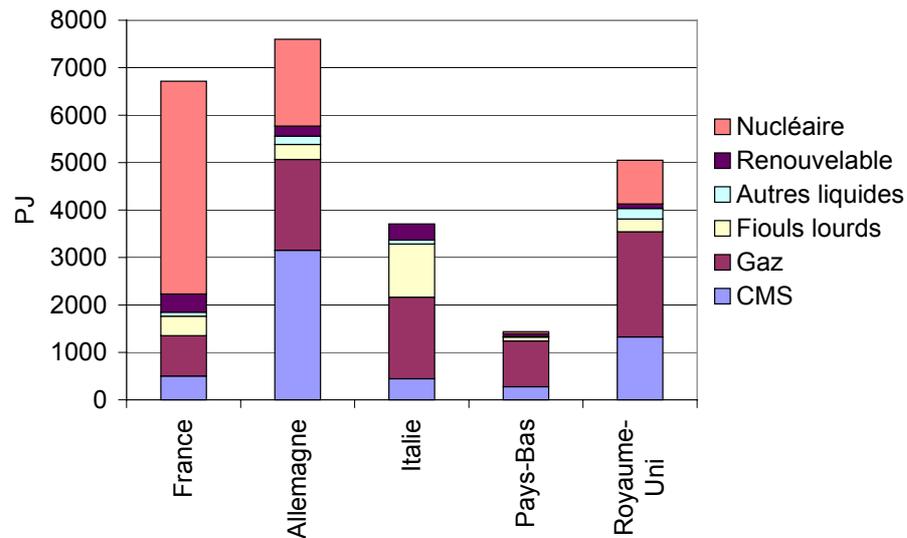


Figure 28. Consommation d'énergie pour l'industrie, la production et la transformation d'énergie dans plusieurs pays européens (en PJ)
(Source : PRIMES, 2003)

Même au niveau de la transformation d'énergie (incluant entre autres le secteur du raffinage), le Royaume-Uni, l'Allemagne et les Pays-Bas utilisent plus de gaz que de fiouls lourds.

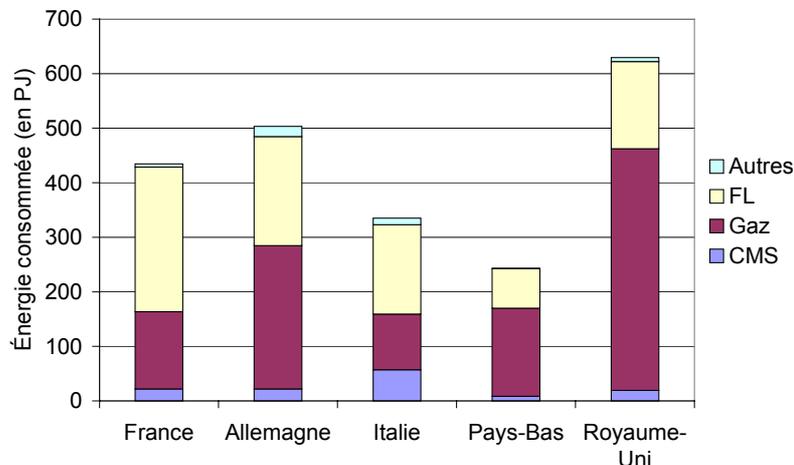


Figure 29. Énergie consommée lors de la transformation d'énergie ('conversion'), par type de combustibles, en 2000
(Source : PRIMES, 2003)

5.2.2 Pays-Bas

5.2.2.1 Demande : utilisation terrestre quasi-nulle et vente aux soutes

Deuxième producteur européen de gaz naturel (derrière la Norvège et devant le Royaume-Uni), les Pays-Bas en ont produit 73 milliards de mètres cube en 2001, soit 26 % de la production d'Europe occidentale. Ils couvrent l'essentiel de leurs besoins d'énergie pour l'industrie et la production d'électricité au moyen de ce combustible et en exportent en

outre de grandes quantités : en 2001 ils ont consommé 44 milliards de mètres cube de gaz naturel, soit l'équivalent de 60 % de leur production.

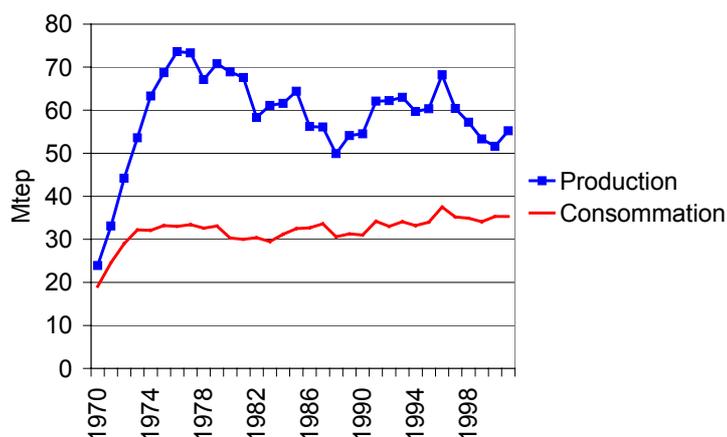


Figure 30. Production et consommation de gaz naturel aux Pays-Bas (en Mtep)
(Source : BP, 2002⁸⁵)

Dans l'industrie et la production d'électricité, les Pays-Bas utilisent essentiellement du gaz naturel (67 %) et du charbon (19 %) et pas du tout de nucléaire. La part des fiouls lourds est marginale (6 %). De même les consommations énergétiques internes des raffineries sont constituées pour plus de la moitié de gaz naturel.

Cette utilisation terrestre quasi nulle de fiouls lourds ne les empêche pas d'en échanger en grandes quantités. Les volumes produits, importés et exportés sont élevés (voir tableau ci-dessous). Le marché des soutes maritimes est en effet considérable. Plus de 10 millions de tonnes de fiouls lourds sont vendus chaque année aux navires dans les grands ports néerlandais (Rotterdam principalement).

Tableau 7. Quelques chiffres sur les fiouls lourds aux Pays-Bas en 1997 (en kilotonnes)
(Source : CPDP, 2002⁸⁶ et Bureau néerlandais des statistiques)

Soutes maritimes (fiouls lourds et diesel marine léger)	11 700
Production nette fiouls lourds	11 612
Consommation fiouls lourds (usages industriels et centrales électriques)	97
Importations fiouls lourds	7 924
Exportations fiouls lourds	9 166

Les produits (essentiellement des fiouls lourds) vendus aux soutes représentent plus de la moitié des produits pétroliers consommés aux Pays-Bas en 2001.

⁸⁵ BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

⁸⁶ Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

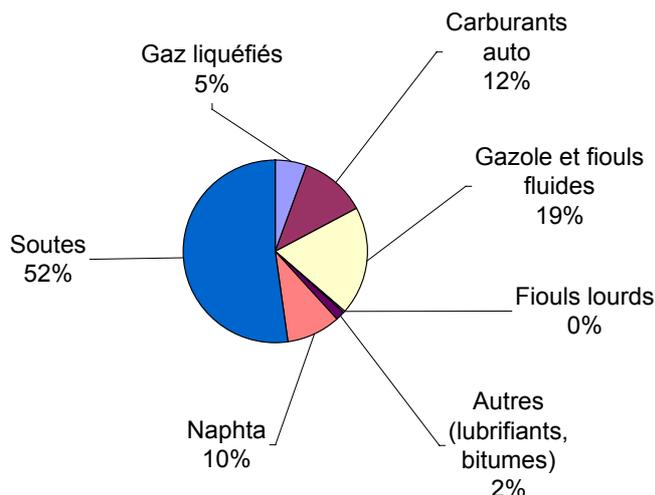


Figure 31. Consommation de produits pétroliers aux Pays-Bas en 2001
(Source : Centraal Bureau Voor de Statistiek)

5.2.2.2 Offre

Aux Pays-Bas opèrent six raffineries, d'une capacité totale de distillation atmosphérique d'environ 60 millions de tonnes par an. Pendant les 15 dernières années, l'offre s'est adaptée et plusieurs unités de conversion ont été construites : trois raffineries possèdent maintenant une unité d'hydrocraquage (pour une capacité totale de traitement correspondant à 13,7 % de la capacité de distillation atmosphérique) ; une raffinerie a une unité de cokéfaction (pour une capacité de traitement correspondant à 3,2 % de la capacité de distillation atmosphérique).⁸⁷ La raffinerie Shell de Pernis, près de Rotterdam, possède en outre une unité d'IGCC (depuis la fin des années 1990)⁸⁸.

5.2.3 Italie

5.2.3.1 Demande : encore une forte consommation

L'Italie reste très dépendante des combustibles fossiles. La consommation d'énergie dans l'industrie et la production d'électricité est essentiellement fournie par le gaz naturel (46 %), les fiouls lourds (30 %) et le charbon (12 %). La part des fiouls lourds diminue (de 38 % en 1990 à 30 % en 2000) au profit de celle du gaz (34 % en 1990 et 46 % en 2000).

L'Italie reste néanmoins la plus grande consommatrice de fiouls lourds de l'Union européenne (pour les usages industriels et la production d'électricité) avec une consommation en 2001 de 15 millions de tonnes de fiouls lourds, devant l'Espagne (13 millions de tonnes) et l'Allemagne (7 millions de tonnes).

5.2.3.2 Offre : Généralités

L'Italie est, avec l'Allemagne, un des deux pays de l'Union européenne disposant de la plus grande capacité de raffinage. Ses dix-sept raffineries ont une capacité totale de

⁸⁷ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

⁸⁸ D'après le BREF raffinerie, cette raffinerie à Pernis est également une des deux seules, avec la raffinerie de Scanraff en Suède, à avoir une unité de FCC équipée de SCR (Selective Catalytic Reduction), pour réduire ses émissions de NOx.

raffinage de 116 millions de tonnes par an. En 2000, la production de produits raffinés ne constituait que 76 % de la capacité de production totale des raffineries. En 2001 sa production nette de produits pétroliers fut de 92 millions de tonnes. L'Italie est fortement excédentaire en produits raffinés. En outre elle importe presque autant de produits raffinés qu'elle n'en exporte : en 2001 elle a importé 16 millions de tonnes de produits raffinés et en a exporté 21.

Ses raffineries offrent d'importantes possibilités de conversion. Elles disposent notamment de la plus importante capacité d'hydrocraquage en Europe (six raffineries ont des unités d'hydrocraquage, totalisant une capacité de 11,4 millions de mètres cube par an, contre 7 en Allemagne et 0,9 en France) et d'une capacité importante de cokéfaction (une raffinerie dispose d'unité de cokéfaction, d'une capacité de 2,6 millions de mètres cube par an, contre 7 en Allemagne, 3,9 au Royaume-Uni et pas du tout en France).⁸⁹

5.2.3.3 Offre : Gazéification

En plus de ces capacités 'traditionnelles' de conversion, l'Italie est devenue en quelques années la spécialiste de la gazéification des résidus lourds : en effet trois unités IGCC gazéifiant des résidus de raffineries sont actuellement pleinement opérationnelles en Italie⁹⁰ :

- L'unité IGCC de la raffinerie API Energia à Falconera (depuis le 12 février 2000) peut traiter 1 468 tonnes de fioul lourd par jour, a une capacité de production d'électricité de 242 MW et produit également de la vapeur.
- Celle de la raffinerie ISAB Energy à Priolo Gargallo, près de Syracuse (depuis le 17 juillet 1999), peut traiter 3 174 tonnes de fiouls lourds (asphalte) par jour et a une capacité de production d'électricité de 510 MW.
- Celle de la raffinerie Sarlux à Sarroch, près de Cagliari (depuis le 24 avril 2000), peut traiter 3 771 tonnes de fiouls lourds (goudrons) par jour, a une capacité de production d'électricité de 550 MW et produit également de la vapeur (180 tonnes par heure de vapeur moyenne et basse pression) et de l'hydrogène (environ 40 000 Nm³ par heure).

La production d'électricité de ces trois unités correspond à environ 4 % de la production italienne, sur une base annuelle. L'électricité produite est fournie au réseau. D'autres unités sont en projet, notamment AGIP Petroli (prévue pour 2004).

L'Italie est un des pays d'Europe où le prix de l'électricité est le plus élevé. Ainsi le prix de l'électricité vendue aux industriels est 2,5 fois plus élevé en Italie qu'en France (voir le tableau 8, plus bas). La production d'électricité par cogénération grâce à la gazéification des résidus peut donc être plus facilement rentabilisée. Un autre facteur favorisant le développement de la gazéification a été l'accroissement de la pression environnementale. En effet suite notamment à la directive GIC et à la généralisation aux installations existantes des limites d'émission qu'elle fixe, la production d'électricité grâce à la gazéification de résidus de raffinage peut faire l'objet de subventions et d'incitations financières.⁹¹

⁸⁹ European IPPC Bureau (2003) « Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries », European Commission.

⁹⁰ Collodi, G. (2001) « Commercial operation of ISAB Energy and Sarlux IGCC », Gasification Technologies 2001, San Francisco, California, October 7-10, 2001.

⁹¹ Furimsky, E. (1999) « Gasification in Petroleum Refinery of 21st Century », *Oil & Gas Science and*

5.2.4 Royaume-Uni

5.2.4.1 Demande : ruée vers le gaz

Le Royaume-Uni a beaucoup augmenté sa production de gaz naturel pendant les années 1990. Il en est actuellement le premier producteur européen.

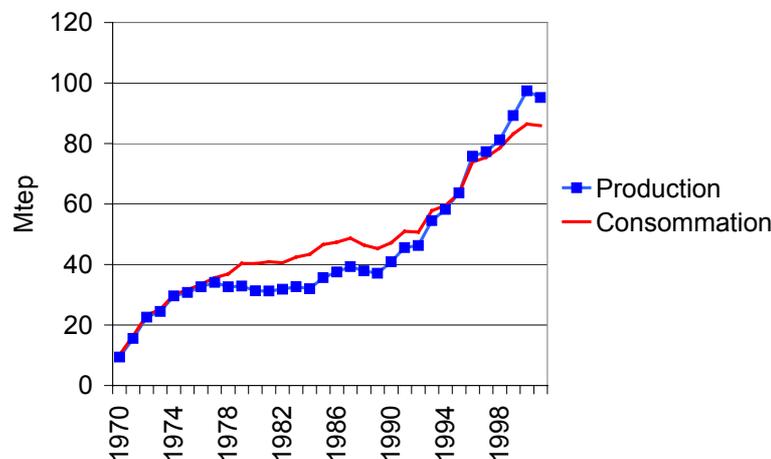


Figure 32. Production et consommation de gaz naturel au Royaume-Uni (en Mtep)
(Source : BP, 2002⁹²)

Parallèlement à cette hausse de la production, la consommation a également connu une forte augmentation : ainsi les producteurs d'électricité britanniques se sont massivement tournés vers le gaz naturel pendant les années 1990 : en 1990, la part du gaz dans la production d'électricité était inférieure à 1 % et en 2000, elle était de 34 %. Cette augmentation s'est principalement faite au détriment de celle du pétrole (qui a baissé de 11 % à 2 % sur la même période) et de celle du charbon (qui a baissé de 65 % à 36 % sur la même période). C'est ce que l'on appelle la ruée vers le gaz ('dash for gas').

En 2000, les fiouls représentaient 58 % des produits pétroliers utilisés pour la production d'électricité et 21 % de ceux utilisés dans l'industrie. Quant aux raffineries, en 2000, elles tiraient 26 % de leur énergie des fiouls lourds, contre 51 % du gaz et 20 % du coke de pétrole.⁹³

En 2001, le Royaume-Uni a consommé 2 millions de tonnes de fiouls lourds pour les usages industriels et la production d'électricité, ce qui la place derrière l'Italie, l'Espagne, l'Allemagne, le Portugal et la Grèce, mais devant la France et les Pays-Bas.

5.2.4.2 Offre

En 2003, le Royaume-Uni compte onze raffineries, ayant une capacité de traitement de pétrole brut d'environ 90 millions de tonnes par an. L'une d'entre elles fait de la cokéfaction (pour une capacité de traitement correspondant à 3,6 % de la capacité de distillation atmosphérique) et une autre de l'hydrocraquage (pour une capacité de

technology, Vol. 54, No. 5, pp. 597-618.

⁹² BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

⁹³ Scullion, M. (ed.) (2001) « Digest of United Kingdom Energy Statistics 2001 », Department of Trade and Industry, A National Statistics publication.

traitement correspondant à 1,2 % de la capacité de distillation atmosphérique).⁹⁴

5.2.5 Allemagne

En Allemagne fonctionnent, au 1^{er} janvier 2003, dix-sept raffineries, d'une capacité de traitement de pétrole brut d'environ 114 millions de tonnes par an. L'Allemagne dispose donc de la deuxième plus grande capacité de distillation atmosphérique en Europe, juste derrière l'Italie, mais sa production réelle est généralement la plus importante en Europe. Sur ces dix-sept raffineries, quatre font de la cokéfaction (pour une capacité de traitement correspondant à 4,7 % de la capacité de distillation atmosphérique) et huit font de l'hydrocraquage (pour une capacité de traitement correspondant à 7,8 % de la capacité de distillation atmosphérique).⁹⁵

5.3 JAPON

5.3.1 Éléments de contexte

Le Japon est très dépendant du pétrole brut du Moyen Orient (environ 86 % de son pétrole brut est importé du Moyen Orient), qui est plus lourd et plus soufré que les bruts de Mer du Nord ou que les bruts africains. Les normes environnementales étant généralement au moins aussi contraignantes qu'en Europe ou aux États-Unis, l'industrie japonaise du raffinage a dû faire d'autant plus d'efforts d'amélioration de ses produits.

5.3.2 Désulfuration des fiouls lourds

Les contraintes sur les émissions de SOx ont notamment rendu nécessaire la présence sur le marché d'assez grandes quantités de fioul lourd à faible teneur en soufre. Certaines raffineries japonaises se sont donc équipées, depuis la fin des années 1960, d'unités de désulfuration de fiouls lourds. Ainsi en 2002, le Japon comptait 44 unités de désulfuration de fioul lourd (soit une capacité d'environ 80 millions de tonnes par an), dont 16 de désulfuration directe et 26 de désulfuration indirecte. La désulfuration des fiouls lourds a nécessité des investissements considérables, de l'ordre de 800 milliards de yens (6,4 milliards d'euros) pour l'ensemble de l'industrie pétrolière japonaise entre la fin des années 1960 et 2000, soit environ la moitié des investissements de l'industrie pétrolière japonaise effectués pour des raisons environnementales pendant la même période. À titre de comparaison, la suppression du plomb dans l'essence n'a coûté 'que' 300 milliards de yens et la réduction de la teneur en soufre du diesel, 200 milliards de yens.⁹⁶ La teneur moyenne en soufre des fiouls lourds au Japon est de l'ordre de 1,5 %.⁹⁷

5.3.3 Capacités de conversion

Le Japon dispose, au 1^{er} janvier 2003, de trente-quatre raffineries, d'une capacité totale de distillation atmosphérique d'environ 240 millions de tonnes par an. Quatre de ces raffineries font de la cokéfaction (pour une capacité de traitement correspondant à 1,9 % de la capacité de distillation atmosphérique) et huit de l'hydrocraquage (pour une capacité de

⁹⁴ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

⁹⁵ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

⁹⁶ Cosmo Oil (2001) « Fuel Oil Quality Regulations and Responses » Environmental Protection Activities.

⁹⁷ Petroleum Association of Japan (2003) « PAJ annual review 2002 », Petroleum Association of Japan.

traitement correspondant à 3,6 % de la capacité de distillation atmosphérique).⁹⁸

6. BILAN ET PERSPECTIVES

6.1 LA CONVERSION DES FIOULS LOURDS DANS LE MONDE

6.1.1 Capacités de conversion dans le monde

La France dispose de moyens de conversion souvent moindres que ses partenaires.

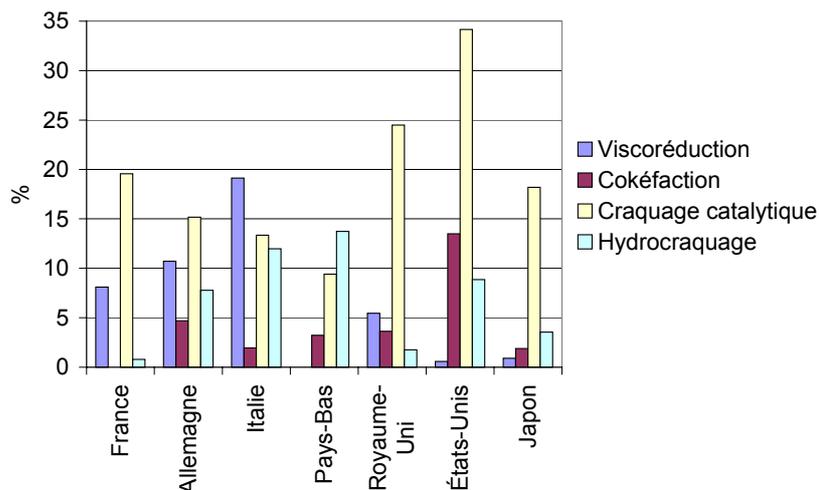


Figure 33. Capacité de conversion dans différents pays, par rapport à la capacité totale de traitement de pétrole brut, au 1^{er} janvier 2003
(Source : Oil & Gas Journal, 2002⁹⁹)

Les États-Unis ont une capacité de conversion particulièrement importante, tant par cokéfaction (leur capacité de cokéfaction correspond à 13 % de leur capacité de distillation atmosphérique) que par craquage catalytique (capacité correspondant à près de 35 % de leur capacité de distillation atmosphérique). La France dispose d'une capacité de craquage catalytique relativement importante (près de 20 % de sa capacité de distillation atmosphérique) mais d'une capacité d'hydrocraquage très faible (0,8 % de sa capacité de distillation atmosphérique contre 1,8 % au Royaume-Uni, 3,6 % au Japon, 7,8 % en Allemagne, 8,9 % aux États-Unis, 12,0 % en Italie et 13,7 % aux Pays-Bas) et d'aucune capacité de cokéfaction (contre une capacité correspondant à 2 % de la capacité de distillation atmosphérique en Italie et au Japon, 3 % aux Pays-Bas, 4 % au Royaume-Uni, 5 % en Allemagne et 13 % aux États-Unis).

Si on reprend la classification en configurations exposée plus haut (paragraphe 1.2.5), une seule raffinerie française appartient à la configuration 3 ou 4 (celle de BP à Lavéra), alors qu'il y en a quatre en Allemagne, sept en Italie, trois aux Pays-Bas et trois au Royaume-Uni.¹⁰⁰

⁹⁸ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

⁹⁹ Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

¹⁰⁰ European IPPC Bureau (2003) « Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference

Comme le remarquait un rapport de la DGEMP sur l'année 1998¹⁰¹, « le raffinage français qui est le 3^{ème} en Europe n'occupe en effet que la 5^{ème} place pour les unités de conversion, assez loin des quatre premiers et ne dispose que d'une seule unité d'hydrocraquage de 0,8 Mt/an. »

6.1.2 Nécessités de conversion

Il semble nécessaire, au moins à moyen ou long terme, de réduire significativement la production de fiouls lourds et donc de convertir les résidus lourds en produits à plus forte valeur marchande. On peut citer ici un passage d'un rapport de la DGEMP sur l'année 1998¹⁰², toujours d'actualité : « L'avenir du marché du fioul lourd paraît de plus en plus compromis, compte tenu de la concurrence avec le gaz naturel, combustible propre exempt de soufre et de métaux lourds. » Comme le montre la figure suivante la demande mondiale en produits lourds ne cesse de décroître. En outre cette tendance est encore plus accentuée dans les pays développés et pour les fiouls lourds HTS.

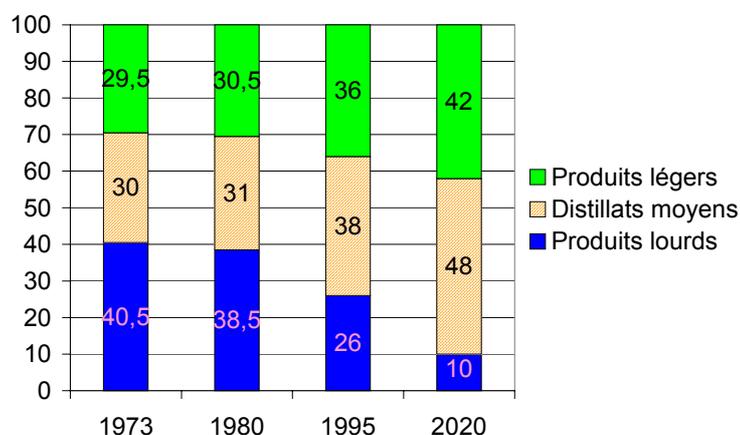


Figure 34. Évolution de la demande mondiale de produits pétroliers
(Source : IFP/DSEP¹⁰³)

6.1.3 Possibilités techniques de conversion

Comme nous l'avons vu, des moyens techniques pour réduire la production de fiouls lourds existent et sont appliqués dans certains pays, que ce soit des procédés de conversion profonde (hydrocraquage, cokéfaction) ou de gazéification. Un autre procédé, destiné celui-ci à produire des fiouls lourds moins soufrés donc ayant plus de valeur, la désulfuration, existe aussi mais son coût particulièrement élevé le rend inabordable, tout spécialement dans un contexte de forte baisse de la demande de fiouls lourds. On peut même aller plus loin en disant que les possibilités techniques d'obtenir des raffineries sans

Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries », European Commission.

¹⁰¹ Maillard, D. et al. (1999) « Énergies et matières premières - Regards sur 1998 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

¹⁰² Maillard, D. et al. (1999) « Énergies et matières premières - Regards sur 1998 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

¹⁰³ Cité dans : Courty, P., Gruson J.F. (2001) « Refining clear fuels for the future », *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, vol. 56, n° 5, pp. 515-524

aucune production de fiouls lourds existent. Elles restent cependant très coûteuses¹⁰⁴.

D'après la DGEMP¹⁰⁵, « plusieurs schémas peuvent être envisagés pour convertir les produits lourds et les résidus de distillation en produits plus nobles hautement valorisables. **Une voie prometteuse réside dans la cogénération**^{106, 107} avec production cohérente et économique d'énergie sous forme thermique et électrique. Des voies plus conventionnelles permettent d'obtenir des bases carburants en faisant appel à l'hydrocraquage ou à la cokéfaction avec préparation éventuelle de la charge lourde par un désasphaltage préalable. Tous ces procédés requièrent des investissements très lourds se montant à plusieurs milliards de francs. »

Les débouchés de la cokéfaction risquent de ne pas être suffisants pour justifier des investissements dans ce domaine, notamment dans la mesure où il existe déjà dans le monde des producteurs de coke de pétrole et que ce combustible, assez polluant, n'a que des débouchés limités. En revanche l'hydrocraquage et la gazéification offrent sans doute des perspectives intéressantes de valorisation des résidus lourds.

6.2 L'EXCEDENT FRANÇAIS DE FIOULS LOURDS

6.2.1 Un problème d'ordre économique

Le problème de la surproduction française de fiouls lourds n'est donc pas technique, dans la mesure où les technologies pour se débarrasser des fiouls lourds existent, mais purement économique car ces techniques ne semblent actuellement pas rentables dans le contexte français.

D'après Édouard Freund, directeur général de l'Institut français du pétrole, « **c'est en termes économiques que la question se pose !** Actuellement, il existe [pour les fiouls lourds] un marché qui, sans être très lucratif, reste intéressant entre l'Europe et un certain nombre de pays. Le différentiel de prix existant, par exemple, entre la décote du fioul lourd au départ de Rotterdam et son prix d'achat en Asie du sud-est permet à nos raffineries, si le coût du transport reste raisonnable, d'exporter ce fioul. La marge est certes fluctuante, mais elle est restée jusqu'à présent suffisante pour que l'opération, sans être très rentable, s'équilibre tout en permettant de se débarrasser du problème. »¹⁰⁸ De même, d'après Bertrand Thouillin, du groupe Total, « pour le moment, les conditions économiques ne sont pas particulièrement propices à la généralisation de ce genre de procédés [les procédés de conversion profonde], principalement parce qu'il y a un marché pour le fioul lourd. »¹⁰⁸ D'après Jean-Jacques Mosconi, du groupe Total, les prix des fiouls lourds à l'export vont rester intéressants sans doute encore quelques années.¹⁰⁹

¹⁰⁴ Voir notamment : Courty, P., Gruson J.F. (2001) « Refining clear fuels for the future », *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, vol. 56, n° 5, pp. 515-524.

¹⁰⁵ Maillard, D. et al. (1999) « Énergies et matières premières - Regards sur 1998 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

¹⁰⁶ Ce passage est en gras dans le texte original.

¹⁰⁷ Cette cogénération peut s'effectuer à partir de résidus lourds gazéifiés dans des unités IGCC.

¹⁰⁸ Landrain, É., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

¹⁰⁹ Intervention de Jean-Jacques Mosconi lors des 'World Fuels Conferences' ayant eu lieu à Bruxelles les

6.2.2 Freins au développement du traitement des fiouls lourds

Outre l'existence potentielle de débouchés intéressants pour les fiouls lourds pendant encore quelques années, d'autres facteurs handicapent la rentabilité d'équipements de traitement des fiouls lourds en France.

Un facteur capital influant sur la rentabilité d'investissements de conversion des résidus lourds est celui de la quantité de résidus à traiter. Actuellement pour rentabiliser des équipements de conversion profonde, il faut avoir au moins 1 à 2 millions de résidus lourds à traiter par an, ce qui correspond grossièrement à une capacité de traitement de brut d'environ 10 millions de tonnes au moins¹¹⁰. Or la plupart des raffineries françaises n'atteignent pas un tel seuil¹¹¹.

On peut également penser que les incertitudes concernant la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre d'éventuelles installations de conversion ou de gazéification dans le futur marché de quotas d'émission européen, ou plus généralement dans les futures politiques de lutte contre le changement climatique, gênent également le développement de ces équipements.

6.2.3 Freins au développement de la gazéification

Un autre obstacle au développement de la gazéification en France est dû à la concurrence du nucléaire qui rend la production d'électricité grâce à la gazéification peu rentable.¹¹² En effet le prix de l'électricité pour les industriels est moins cher en France que dans la plupart des autres pays industrialisés.

On peut remarquer dans le tableau suivant, qu'en Italie, qui développe ses capacités de gazéification, le prix de l'électricité vendue aux industriels est particulièrement élevé.

20 et 21 mai 2003.

¹¹⁰ Source : entretien téléphonique du 16 janvier 2004 avec Jean-François Gruson, de l'IFP.

¹¹¹ En 2003 seule la raffinerie de Gonfreville (Total) a une capacité annuelle de traitement de brut supérieure à 15 Mt. Les raffineries de Donges (Total), Port-Jérôme/Notre-Dame-de-Gravenchon (Exxon Mobil) ont une capacité de presque 12 Mt et celle de Lavéra de presque 10 Mt. Les huit autres raffineries françaises ont une capacité annuelle de traitement inférieure à 7,5 Mt.

¹¹² Gulli, F. (1995) « The development of integrated tar gasification combined cycle plants (ITGCC) », *Energy policy*, Vol. 23, No. 8, pp. 647-658.

Tableau 8. Comparaison des prix de l'énergie vendue aux industriels dans différents pays en 2001, en US \$ par Gijajoule
(Source : OCDE, AIE)

	Électricité ¹¹³	Fioul lourd (HTS)	Gaz naturel ¹¹³
France	10,00 ¹¹⁴	3,86	4,47
Pays-Bas	16,39	–	4,19
États-Unis	11,67 ¹¹⁵	3,67	4,57
Japon	39,72 ¹¹⁶	5,43	10,81 ¹¹⁴
Danemark	16,67	–	–
Allemagne	11,39 ¹¹⁴	–	4,49
Italie	24,72 ¹¹⁴	4,94	–
Royaume-Uni	13,33	4,44	3,19
OCDE	13,06 ¹¹⁴	4,73	4,03 ¹¹⁴
OCDE Europe	14,44 ¹¹⁴	4,89	3,77 ¹¹⁴

La spécificité nucléaire française crée un autre frein au développement de la gazéification. En effet produire de l'électricité grâce à la gazéification de résidus lourds est particulièrement intéressant si cela se substitue à une production à partir de combustibles fossiles. Mais en France, en cas de gazéification des fiouls lourds, cette production d'électricité interne aux raffineries risquerait de se substituer à une production à partir d'énergie nucléaire, modifiant significativement l'impact global en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

6.3 LA POLLUTION LIEE AU TRANSPORT DES FIOULS LOURDS¹¹⁷

6.3.1 Problématique

Actuellement les excédents de fiouls lourds français sont exportés vers les États-Unis et l'Europe. Ces pays diminuant comme la France leurs consommations, les raffineurs français vont sans doute envoyer dans les prochaines années leurs excédents davantage vers l'Asie. La pollution chronique et accidentelle risque d'augmenter avec les distances parcourues pour le transport de fiouls lourds (celui-ci restant marginal par rapport au transport de brut). Cela peut soulever en outre un problème de développement durable :

¹¹³ Il s'agit de prix moyens. Les prix réels dépendent de la quantité achetée par l'industriel.

¹¹⁴ Données de 2000.

¹¹⁵ Prix hors taxe.

¹¹⁶ Données de 1999.

¹¹⁷ Il n'est pas possible, dans le cadre de ce rapport, d'aborder cette problématique en détails. Pour plus de renseignements, il est conseillé de lire le rapport parlementaire abordant cette question : Landrain, É., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

est-ce une solution saine que d'exporter de la pollution, sous la forme de fiouls lourds à forte teneur en soufre, vers des pays en développement ?

Il faut chercher un équilibre entre les éléments suivants :

- la pollution atmosphérique causée par la combustion de fiouls lourds en France ;
- une hausse de la consommation énergétique causée par une sophistication accrue des raffineries françaises ;
- la pollution, accidentelle et chronique, liée à l'exportation de fiouls lourds, c'est-à-dire à la fois la pollution liée au transport de ces produits et celle liée à leur consommation dans un pays étranger.

On peut envisager plusieurs moyens de résoudre ce problème de développement durable. Ils peuvent être regroupés selon trois axes principaux : une limitation du transport des fiouls lourds, une sécurisation de leur transport et enfin une limitation à la source des fiouls lourds.

6.3.2 Limitation du transport maritime des fiouls lourds

Une piste serait de développer le transport des fiouls lourds par oléoducs. Mais ces produits sont très visqueux et ne se prêtent pas bien à un tel transport. Cela ne peut être envisagé, a priori, que sur de courtes distances.

L'existence de moyens de transport à relativement bas prix rend d'autant plus intéressante l'exportation des fiouls lourds. Un renchérissement du transport maritime diminuerait l'ampleur de celui-ci. Or une hausse des exigences réglementaires en termes de sécurité de ce mode de transport (par exemple l'exigence de doubles coques pour les pétroliers), au-delà de ses effets directs risque sans doute d'accroître les coûts du transport et donc de diminuer son ampleur.

6.3.3 Accroître la sécurité du transport maritime

La réduction importante des marées noires aux États-Unis, grâce notamment à l'Oil Pollution Act de 1990, semble montrer qu'elles ne constituent pas une fatalité et qu'il existe des politiques en mesure de diminuer leur fréquence et leur gravité. Toutefois certaines des mesures les plus efficaces aux États-Unis, comme le rôle primordial des gardes-côtes, paraissent difficilement applicables dans l'Union européenne, en tout cas à court terme.¹¹⁸

L'Union européenne développe depuis quelques années sa politique de lutte contre les pollutions pétrolières marines, notamment suite aux désastres de l'Erika et du Prestige. Une des solutions envisagées est d'interdire le transport des fiouls lourds dans des navires à simple coque. Il reste toutefois sans doute beaucoup à faire pour atteindre un niveau de sécurité acceptable.

6.3.4 Limitation à la source

On peut envisager un troisième moyen de réduire ces exportations de fiouls lourds : modifier les raffineries françaises pour réduire leur production de produits lourds. À court

¹¹⁸ Landrain, E., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

terme cette solution paraît extrêmement coûteuse en regard des enjeux. Des débouchés existent encore pour les fiouls lourds, investir lourdement pour s'en débarrasser n'est sans doute pas rentable pour les raffineurs français. Cependant, on peut se demander si cette solution n'est pas la plus intéressante d'un strict point de vue économique : en effet dans un marché du raffinage assez difficile, il est possible qu'à moyen terme, seules subsistent en Europe les raffineries les plus modernes et les mieux adaptées aux besoins du marché européen. Des raffineries dont l'appareil de conversion produit des combustibles peu en phase avec ce marché risquent d'être les premières victimes d'une éventuelle restructuration du secteur européen du raffinage. Et actuellement nos voisins européens semblent prendre de l'avance sur nous en ce qui concerne la modernisation de leur appareil de raffinage.

6.4 PROSPECTIVE

6.4.1 Situation économique du secteur

L'industrie européenne du raffinage va devoir faire face, pendant les prochaines années, au durcissement des spécifications sur les carburants et les combustibles et à l'évolution globale du marché caractérisée notamment par une inadéquation entre l'offre et la demande de combustibles. Pour la DGEMP, « il ne sera vraisemblablement pas possible de réaliser les transformations nécessaires dans toutes les raffineries, en particulier pour celles qui ont des handicaps structurels. Les compagnies pétrolières rechercheront donc des synergies entre sites (...) ou entre groupes par des rapprochements, des fusions ou des absorptions. »¹¹⁹

Dans un rapport sur l'évolution du complexe industriel de Fos/Lavéra/étang de Berre¹²⁰, J. Garnier, du CNRS, va plus loin en évoquant l'éventualité de la fermeture de certaines raffineries françaises. En effet la surcapacité du raffinage européen et le durcissement des normes environnementales nécessitent sans doute de lourds investissements à court et moyen termes et font « peser sur l'avenir de chaque raffinerie une réelle incertitude. Le coût de fermeture d'une raffinerie qui s'élève à plusieurs centaines de millions de francs n'est alors plus dissuasif. Les experts considèrent que dix à quinze unités sur les 71 raffineries européennes devront disparaître au cours des dix prochaines années sachant que 59 ont déjà disparu depuis 1978. La plupart s'interrogent sur l'avenir de plusieurs des treize raffineries françaises et chacun considère que l'une au moins des raffineries du Sud-Est français sera amenée à fermer (c'est-à-dire l'une des quatre raffineries du complexe de Fos / Lavéra / étang de Berre ou celle de Feyzin dans l'agglomération lyonnaise). »

Une aggravation du retard d'investissement des raffineries françaises par rapport à leurs concurrentes européennes augmente sans doute leur risque de fermeture.

6.4.2 Trois hypothèses

À titre d'illustration, nous pouvons effectuer ici trois hypothèses sur l'avenir des fiouls lourds et des raffineries françaises et essayer d'estimer leurs implications économiques et environnementales.

¹¹⁹ Maillard, D. et al. (1999) « Énergies et matières premières - Regards sur 1998 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

¹²⁰ Garnier, J. (2001) « L'évolution du complexe industriel de Fos/Lavéra/étang de Berre - Re-compositions et re-territorisations industrielles en Provence », laboratoire d'économie et de sociologie du travail, CNRS.

6.4.2.1 Évolution tendancielle douce

Les tendances actuelles se poursuivent. Les exportations de fiouls lourds se déplacent de l'Europe vers l'Asie, puis éventuellement, lorsque la demande asiatique déclinera à cause de contraintes environnementales croissantes, vers l'Afrique si la croissance de ce continent entraîne une hausse de sa demande de fiouls lourds (il dispose cependant peut-être de suffisamment de ressources pétrolières propres pour ne pas devoir importer). Cela laisse le temps aux raffineurs français pour adapter progressivement leur appareil de production à la demande.

Sur le plan environnemental, les émissions causées par la combustion de fiouls lourds en France décroissent avec la consommation jusqu'à devenir négligeables. En revanche, dans la mesure où les fiouls lourds français sont exportés, les émissions causées par leur combustion dans les pays en voie de développement ainsi que les risques de marées noires liés à leur transport maritime augmentent. Les risques de pollution maritime peuvent toutefois être réduits si l'Union européenne continue son effort de durcissement réglementaire en la matière. À plus long terme, la situation dépendra de la façon dont les raffineries françaises adaptent leur appareil de production (et rejoint, avec quelques années de retard, la situation de la troisième hypothèse explicitée plus bas).

6.4.2.2 Perte de compétitivité du raffinage français

Les raffineries françaises conservent leur appareil de production actuel. Les débouchés en termes de fiouls lourds diminuent plus vite que prévu (la demande asiatique ne redémarre pas, la contrainte environnementale dans les pays en développement augmente plus vite que prévu). La restructuration européenne du raffinage se traduit par un certain nombre de fermetures de sites. Les raffineries françaises (à part Lavéra et Gonfreville qui disposent d'unités d'hydrocraquage) sont moins modernes, plus polluantes et moins adaptées à la demande que celles des autres pays européens et sont donc plus susceptibles d'être fermées. Subsistent les raffineries de Lavéra, de Gonfreville et quelques autres, notamment celles qui disposent d'un marché local vraiment porteur.

Sur le plan environnemental, à court terme, la situation est similaire à celle qu'elle était dans le cas précédent : les émissions causées par la combustion de fiouls lourds en France diminuent, celles liées à la combustion de fiouls lourds français dans les pays en voie de développement et les risques de marées noires augmentent mais dans une moindre mesure que dans l'hypothèse précédente. À plus long terme, la situation dépendra de la restructuration du secteur du raffinage.

6.4.2.3 Évolution accélérée des raffineries françaises

Les raffineurs français cherchent à s'adapter à la fois à la pression environnementale et aux demandes du marché. Ils modernisent leurs installations et s'inspirent des unités européennes les plus efficaces pour augmenter leurs capacités de conversion.

Les principales difficultés dans ce troisième cas sont d'une part de trouver des façons suffisamment rentables d'adapter l'appareil productif des raffineries aux caractéristiques du marché et, d'autre part, de modifier cet appareil de production sans accroître de manière trop importante la consommation énergétique des raffineries. La gazéification peut peut-être constituer un moyen de ne pas trop alourdir le bilan énergétique tout en supprimant les excès de fiouls lourds.

Sur le plan environnemental, comme dans les deux autres cas, les émissions causées par la combustion des fiouls lourds en France diminuent jusqu'à devenir négligeables. Dans la mesure où la production de fiouls lourds décroît également, les émissions causées dans les

pays en voie de développement par la combustion de fiouls lourds français restent négligeables et le risque de marées noires de fiouls lourds dues aux exportations françaises devient inexistant. La principale interrogation réside dans l'impact environnemental sur les raffineries françaises. Quel que soit le procédé de conversion choisi, leurs émissions de gaz à effet de serre auront tendance à augmenter. Au niveau de la consommation énergétique globale, la solution de la gazéification est sans doute la plus avantageuse. Le bilan global en termes d'émissions dépendra de la nature de l'énergie à laquelle se substituera l'électricité fournie par les unités IGCC : si elle se substitue à de l'électricité de pointe produite à partir de centrales thermiques, l'impact global sera sans doute de réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'effet est en revanche plus mitigé si l'électricité ainsi produite se substitue à de l'électricité de base, produite à partir d'énergie nucléaire.

CONCLUSION

La France connaît une forte inadéquation entre l'offre et la demande de produits pétroliers en général et de fiouls lourds en particulier. Le secteur du raffinage tend à s'adapter progressivement, mais avec un retard certain, aux changements de la demande.

Au niveau de la demande de fiouls lourds, la situation française est très particulière du fait de l'utilisation massive d'énergie nucléaire, expliquant en partie la faible consommation de fiouls lourds. Au niveau de l'offre, la capacité de conversion des raffineries françaises est faible par rapport à celle de ses principaux partenaires. En outre, davantage tournée vers les essences que vers les gazoles, elle est peu adaptée aux besoins du marché. Actuellement le commerce extérieur permet à la France de compenser ces inadéquations et les fiouls lourds sont massivement exportés.

Les moyens techniques pour adapter l'offre à la demande et réduire la production des produits lourds au profit de distillats moyens, comme les gazoles, ou d'essences, existent et sont utilisés chez certains de nos partenaires : cokéfaction aux États-Unis, hydrocraquage dans de nombreux pays, gazéification en Italie, etc. Ils sont toutefois très coûteux et actuellement leur rentabilité ne semble pas assurée en France. En effet les prix des fiouls lourds à l'exportation sont encore suffisamment élevés pour qu'il soit financièrement plus intéressant de les exporter que de réduire leur production. En outre les raffineries disposent de capacités d'investissement limitées. Leurs investissements des dix dernières années ont essentiellement eu pour objectif de répondre aux changements des spécifications de leurs produits, ces changements étant imposés pour des raisons environnementales. Le deuxième objectif principal de ces investissements, également d'ordre environnemental, était de diminuer les émissions des raffineries.

A priori, les évolutions du marché des fiouls lourds et du secteur français du raffinage devraient prolonger les tendances passées sans changement majeur pendant les prochaines années. La demande industrielle de fiouls lourds devrait continuer à diminuer, essentiellement au profit du gaz naturel, jusqu'à devenir pratiquement négligeable (comme c'est déjà le cas dans certains pays comme les États-Unis ou les Pays-Bas). Des débouchés pour la production française de fiouls lourds vont probablement continuer à exister : le marché des soutes continue à croître faiblement et le développement des pays asiatiques a créé une forte demande de combustibles peu coûteux comme le fioul lourd à haute teneur en soufre. Ainsi le commerce extérieur devrait permettre pendant encore quelques années de compenser les inadéquations entre l'offre et la demande intérieure de fiouls lourds. Cependant les instances politiques commencent à vouloir réglementer les émissions des navires et les pays asiatiques grands consommateurs de fiouls lourds, tels la Chine et l'Inde, mettent en place des politiques de lutte contre la pollution atmosphérique. Il est donc probable qu'à moyen ou long terme, ces débouchés vont également s'épuiser. À moyenne échéance, le secteur du raffinage français devra donc adapter son appareil de production.

Certains pays ont réussi à réduire leur offre et/ou leur demande de fiouls lourds plus que la France : en ce qui concerne l'offre, ils utilisent divers moyens de conversion profonde (cokéfaction, hydrocraquage, gazéification, etc.) ; du côté de la demande, ils font généralement appel à une plus grande quantité de gaz naturel. Quelles que soient les singularités de sa situation (faible production nationale de gaz naturel, importance de l'énergie nucléaire, faible prix de l'électricité, etc.), la France peut sans doute trouver également des moyens acceptables sur les plans économique et environnemental pour

réduire sa production et sa consommation de fiouls lourds.

L'adaptation de la demande suit déjà son cours depuis des années. De toutes façons, la combustion des fiouls lourds en France n'est sans doute plus un problème environnemental de toute première importance : il ne semble donc pas nécessaire de vouloir éliminer leur usage à marche forcée. Il est en outre nécessaire d'être attentif à ce que la baisse de leur consommation ne s'accompagne pas d'effets pervers (par exemple remplacement de fiouls lourds produits en France par du charbon importé).

En revanche, l'adaptation de l'offre est à la fois plus difficile et plus capitale. Plus difficile car elle nécessite a priori de lourds investissements qui ne seront sans doute pas rentabilisés immédiatement. Plus capitale car l'adaptation de la production des raffineries françaises au marché européen est un facteur de première importance pour augmenter leurs chances de survie. En effet le contexte tendu et concurrentiel risque de pousser les grands groupes pétroliers à des restructurations qui vont sans doute conduire à la fermeture de plusieurs sites européens.

REFERENCES

Audoux, N. et Fontelle, J.P. (2001) « Inventaire des émissions par les grandes installations de combustion en France en application de la directive européenne 88/609 - Format GIC », CITEPA.

BP (2002) « BP Statistical Review of World Energy June 2002 », BP.

Bros, T., Llorca, G., Voisin, C. et al. (2003) « L'industrie pétrolière en 2002 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

Clarke, S.C. (2001) « CO₂ Management – A Refiners Perspective », Foster Wheeler Energy Ltd, ERTC Environmental 2001.

Collodi, G. (2001) « Commercial operation of ISAB Energy and Sarlux IGCC », Gasification Technologies 2001, San Francisco, California, October 7-10, 2001.

Comité professionnel du pétrole (2002) « Pétrole 2001 - Éléments statistiques », Comité professionnel du pétrole.

Cosmo Oil (2001) « Fuel Oil Quality Regulations and Responses » Environmental Protection Activities.

Courty, P., Gruson J.F. (2001) « Refining clear fuels for the future », *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, vol. 56, n° 5, pp. 515-524.

Davies, M.E., Plant, G., Cosslett, C., Harrop, O. et Petts, J.W. (2000) « Study on the Economic, Legal, Environmental and Practical Implications of a European Union System to Reduce Ship Emissions of SO₂ and NO_x », BMT Murray Fenton Edon Liddiard Vince Limited, Final Report for European Commission Contract B4-3040/98/000839/MAR/B1.

DGEMP (2003) « Prix des énergies », direction générale de l'énergie et des matières premières, observatoire de l'énergie.

DGEMP (2002) « Énergie et matières premières », direction générale de l'énergie et des matières premières, rapport annuel 2001.

Duée, D. (2003) « Le raffinage », extrait de : Bros, T., Llorca, G., Voisin, C. et al. (2003) « L'industrie pétrolière en 2002 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

Energy Information Administration (2002) « International Petroleum Information », Energy Information Administration, disponible sur le site Internet de l'EIA : <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/petroleu.html>.

Energy Information Administration (2002) « Petroleum Supply Annual 2001 », Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, U.S. Department of Energy.

European IPPC Bureau (2003) « Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries », European Commission.

Fontelle, J.P., Allemand, N., Chang, J.P. et al. (2003) « Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France – Séries sectorielles et analyses étendues (format SECTEN) », CITEPA.

Fontelle, J.P., Chang, J.P., Allemand, N. et al. (2002) « Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur le

changement climatique », CITEPA.

Furimsky, E. (1999) « Gasification in Petroleum Refinery of 21st Century », *Oil & Gas Science and technology*, Vol. **54**, No. 5, pp. 597-618.

Garnier, J. (2001) « L'évolution du complexe industriel de Fos/Lavéra/étang de Berre - Re-compositions et re-territorialisations industrielles en Provence », laboratoire d'économie et de sociologie du travail, CNRS.

Gulli, F. (1995) « The development of integrated tar gasification combined cycle plants (ITGCC) », *Energy policy*, Vol. **23**, No. 8, pp. 647-658.

Hanish, R. (2001) « Émissions de NOx de la raffinerie de Leuna - Bilan des deux premières années de fonctionnement », MIDER GmbH, NOxConf 2001.

Landrain, É., Priou, C. et al. (2003) « Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur l'application des mesures préconisées en matière de sécurité du transport maritime des produits dangereux ou polluants et l'évaluation de leur efficacité », Assemblée nationale, rapport d'enquête, n° 1018.

Maillard, D. et al. (1999) « Énergies et matières premières - Regards sur 1998 », ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, direction générale de l'énergie et des matières premières.

Maurice, J. et al. (2001) « Prix du pétrole », Conseil d'analyse économique.

Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment (1999) « Dutch notes on BAT for mineral oil refineries », Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment, Directorate for Air and Energy.

OCIMF (2003) « The US Oil Pollution Act of 1990 - Why has it been so successful at reducing spills? », Oil Companies International Marine Forum.

Oudart, B. et Allemand, N. (2002) « Rapport 'Optinec' - Préparation de la mise en œuvre de la directive communautaire sur les plafonds nationaux d'émissions et la ratification du protocole de Göteborg du 1^{er} décembre 1999 à la Convention de Genève de 1979 sur la lutte contre la pollution transfrontalière à longue distance », CITEPA.

Petroleum Association of Japan (2003) « PAJ annual review 2002 », Petroleum Association of Japan.

Raymond, B. (2001) « Le traitement des oxydes d'azote à la raffinerie Nippon Mitsubishi de Negishi à Yokohama, Japon », BR Consultant, NOxConf 2001.

Rhodes, A.K., Radler, M. et al. (1996) « Worldwide refining », *Oil & Gas Journal*, OGJ Special, December 23, 1996.

Rouxel, F.X. (2002) « Mission sur les émissions atmosphériques du raffinage aux États-Unis », ministère chargé de l'Environnement, DRIRE, ADEME, UFIP.

Scullion, M. (ed.) (2001) « Digest of United Kingdom Energy Statistics 2001 », Department of Trade and Industry, A National Statistics publication.

Seiferlein, K.E. et al. (2002) « Annual Energy Review 2001 », Energy Information Administration, U. S. Department of Energy.

Stell, J. (ed.) (2002) « 2002 Worldwide Refining Survey », *Oil & Gas Journal*, December 23, 2002.

Tamburrano, F. (1994) « Disposal of heavy oil residues », *Hydrocarbon processing*,

septembre 94, pages 79-84 et octobre 94, pages 77-88.

UFIP (2003) « Contexte pétrolier français - Février 2003 », Union française des industries pétrolières.

LISTE DES EXPERTS INTERROGES

Didier DUÉE,
Direction des Ressources Énergétiques et Minérales,
Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières,
Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

Rémi GAUDILLIERE,
Responsable du bureau 3A, raffinage,
Direction des Ressources Énergétiques et Minérales,
Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières,
Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

Dominique GILBERT,
Direction de la Prévention de la Pollution et des Risques,
Ministère de l'Écologie et du Développement durable.

Jean-François GRUSON,
Institut Français du Pétrole.

Jean-Pierre LEGALLAND,
Directeur technique – environnement – raffinage,
Union Française des Industries Pétrolières.

Louis MEURIC,
Adjoint au secrétaire général de l'Observatoire de l'Énergie,
Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières,
Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

Marielle MULLER,
Bureau des Risques Technologiques et des Industries Chimiques et Pétrolières,
Service de l'Environnement Industriel,
Direction de la Prévention de la Pollution et des Risques,
Ministère de l'Écologie et du Développement Durable.

Prabodh POUROUCHTAMIN,
Électricité de France Recherche & Développement.