

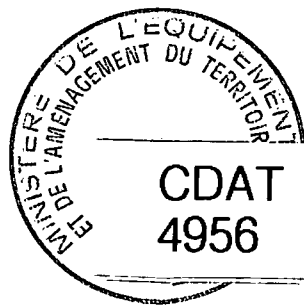
**ETUDE SUR LES COUTS DE TRANSPORT  
DE L'ENERGIE**

---

**LOUIS SAULGEOT**

**Ingénieur général des Ponts et Chaussées**

---



**DECEMBRE 1977**



## S O M M A I R E

	<u>Pages</u>
<u>INTRODUCTION</u>	1
<u>CHAPITRE I - TRANSPORT DU PETROLE</u>	
I - Transport maritime pétrolier	6
II - Transport du pétrole par canalisation	22
<u>CHAPITRE II - TRANSPORT DU CHARBON</u>	
I - Transport maritime	33
II - Transport fluvial	39
III - Transport ferroviaire du charbon	46
IV - Transport par canalisation	53
<u>CHAPITRE III - TRANSPORT DU GAZ NATUREL</u>	
I - Transport du gaz naturel par canalisation	59
II - Transport du gaz naturel par navire méthanier	63
<u>CHAPITRE IV - TRANSPORT DE L'ELECTRICITE</u>	
I - Transport à courant alternatif	77
II - Transport à courant continu	85
<u>CHAPITRE V - SYNTHESE DES RESULTATS</u>	91
<u>CONCLUSION</u>	96

.../...

A N N E X E S

Chapitre I - TRANSPORT DU PETROLE

- Annexe n° 1 - Comparaison des coûts de transport selon la taille des pétroliers.
- Annexe n° 2 - Deux exemples du calcul du prix de revient du transport maritime.
- Annexe n° 3 - Variations mensuelles pour différents tonnages de l'indice Worldscale (W.S.) sur un itinéraire.
- Annexe n° 4 - Variations de l'indice AFRA pour quelques tonnages (1967-1976).
- Annexe n° 5 - Canalisations : Coûts des investissements en fonction de la capacité.
- Annexe n° 6 - Canalisations : Eléments du prix de revient du transport à différents stades de la capacité maximale.
- Annexe n° 7 - Canalisations : Détermination du trafic économique (20" - 30" - 40").
- Annexe n° 8 - Coût du transport par canalisation pour différents diamètres.
- Annexe n° 9 - Canalisations : variations du prix de revient en cas de régression du trafic.

Chapitre II - TRANSPORT DU CHARBON

- Annexe n° 10 - Exemples de calcul du prix de revient du transport maritime.
- Annexe n° 11 - Variations des taux d'affrètement à un an de cargos de différents tonnages.
- Annexe n° 12 - Calcul d'un prix de revient de transport sur le Rhin.
- Annexe n° 13 - Evolution du prix du transport par la SNCF selon la distance.

.../...

Chapitre III - TRANSPORT DU GAZ NATUREL

- Annexe n° 14 - Prix de revient du transport, à grande distance, par gazoducs.
- Annexe n° 15 - Coût du transport maritime du gaz naturel liquéfié.
- Annexe n° 16 - Coût du transport du gaz naturel par canalisation et par méthanier.

Chapitre IV - TRANSPORT DE L'ELECTRICITE

- Annexe n° 17 - Coût du transport pour différentes puissances.
  - Annexe n° 18 - Exemples de calcul de coûts de transport.
  - Annexe n° 19 - Les réseaux à haute tension continue en service ou en projet dans le monde.
-



## - LES COÛTS DE TRANSPORT DE L'ENERGIE -

### Introduction

Il peut paraître ambitieux de vouloir présenter dans un document relativement restreint une vue d'ensemble sur les coûts du transport des différentes formes d'énergie. Mais il s'agit d'une question importante au sujet de laquelle une information, même sommaire, paraît répondre à un besoin, dût-elle présenter, aux yeux de certains, le défaut d'une trop grande simplicité.

Le lancement récent de deux navires pétroliers de 540 000 tonnes, la perspective de l'installation au Havre d'un poste minéralier pour navire de 120 000 tonnes, la décision intervenue il y a peu de temps d'installer un terminal méthanier en Basse Loire sont autant d'exemples, parmi bien d'autres, qui font apparaître combien la question est actuelle.

Les transports intérieurs des produits énergétiques représentent une part importante du trafic intérieur des marchandises. Celle-ci est d'ailleurs beaucoup plus élevée que les bilans nationaux le font apparaître, car les transports par canalisations des hydrocarbures gazeux et le transport de l'énergie électrique ne sont pas pris en compte dans l'établissement de ces bilans. Quant au trafic extérieur, son importance tient au fait que l'approvisionnement énergétique français est assuré pour une grande part par

.../...

les importations. En 1976, les importations ont été de :

- charbon ..... 20,2 millions de tonnes,
- pétrole ..... 117,7 millions de tonnes,
- gaz naturel ... 129,6 milliards de thermies  
(P.C.S.)
- électricité : p.m. ,

représentant au total 145 millions de tonnes d'équivalent pétrole (TEP) soit plus de 77 % de la consommation totale. Le montant total des frais de transport de l'énergie importée est d'environ 6 milliards de francs.

Dans ce qui va suivre, il est précisé qu'on se limitera au transport de quantités importantes d'énergie, en associant au transport les opérations amont et aval qui assurent les raccordements, par exemple les changements de tension du courant électrique au départ et à l'arrivée ou encore, la liquéfaction, au départ, du gaz naturel transporté par méthanier et la regazéification à l'arrivée. Cette définition n'est pas parfaitement rigoureuse et ne fait notamment pas apparaître la place qui devrait normalement être réservée au stockage, au moins pour certaines formes d'énergie ; mais elle est sans doute suffisante au départ et des précisions complémentaires y seront apportées au cours de l'étude. Il ne sera pas question de la distribution.

Il n'est pas possible de considérer les coûts de transport des différentes formes d'énergie sans exposer, au moins sommairement, la nature des systèmes de transport qui leur sont applicables et sans mentionner les grandes "chaînes" déjà utilisées ou sérieusement envisagées dans un avenir proche. Pour chaque agent énergétique on présentera donc la question sous son double aspect technique et économique.

Auparavant certaines considérations générales applicables au transport de l'énergie méritent d'être exposées.

.../...



## I CONSIDERATIONS GENERALES.

### a) Structure des coûts :

Le coût du transport comporte deux éléments :

- Les charges fixes, c'est-à-dire les amortissements et les frais financiers.
- Les frais d'exploitation proprement dits, comprenant à la fois des charges fixes et des charges liées à l'exécution du transport : charges de personnel, dépenses d'énergie, d'entretien, frais généraux, assurances, etc ...

Les ouvrages de transport comportent des investissements importants. Plusieurs variantes sont en général possibles, certaines exigeant plus d'investissements, mais moins de frais de fonctionnement, que d'autres : par exemple, pour acheminer par canalisations un débit donné on peut choisir le diamètre de la conduite et en déduire le nombre de stations de pompage, etc ... Sous réserve des contraintes particulières résultant de la rareté des ressources dont il peut disposer, le maître de l'ouvrage choisit la solution qui conduit au prix de revient actualisé minimal pour les transports qu'il pense pouvoir vendre pendant la période présumée d'exploitation.

Ce calcul actualisé repose évidemment sur des hypothèses concernant non seulement les quantités à transporter, la durée de la période d'exploitation et le maintien dans l'avenir du poids respectif des divers éléments du coût, mais aussi le taux d'actualisation à adopter compte tenu de l'érosion monétaire éventuelle.

Les calculs du prix de revient reposent eux aussi sur des hypothèses, car le coût des investissements passés est inévitablement déterminé de façon conventionnelle et s'écarte des coûts comptables du transporteur. D'une part l'investissement peut devenir techniquement périmé avant l'expiration de la période d'utilisation prise en compte dans le calcul, ou bien au contraire, l'investissement continuera à être utilisé au-delà de cette période. D'autre part, dans la comptabilité des entreprises, les frais financiers inhérents à l'investissement varient beaucoup selon l'origine du financement : capitaux propres, autofinancement prêts à court ou à moyen terme, emprunts à long terme, etc ... ; alors que, dans un calcul théorique, l'on est obligé d'adopter une règle unique bien déterminée. Dans tous les chapitres de la présente étude

- les prix de revient sont ceux du début de l'année 1977 considérée comme première année à marche normale, ce qui signifie, pour le calcul des charges d'immobilisations, que le montant des investissements est celui de l'époque à laquelle la commande a été passée, par exemple celui du début de 1974 si la réalisation dure 3 ans.

.../...

- l'amortissement est calculé à annuités constantes : 5 % par exemple du montant de l'investissement si la durée de vie technique et économique de l'ouvrage est présumée être de 20 ans.

- les frais financiers sont pris égaux à 6,5 % du montant de l'investissement (c'est-à-dire à la moyenne, sur la durée de l'emprunt, du poids annuel des intérêts d'un emprunt à 15 ans, 10 %, annuités constantes d'amortissement).

Cette modalité de prise en compte des frais financiers pourra être jugée arbitraire et soit trop sévère, soit trop généreuse, mais l'étude donne le détail des calculs et il sera loisible de corriger les prix de revient indiqués en fonction des frais financiers que l'on décidera de prendre en compte.

#### b) Charges d'infrastructure :

Dans ce qui suivra on n'explicitera que les charges afférentes à l'opération de transport proprement dite. Les dépenses d'infrastructure dont la collectivité a assumé la charge, n'interviennent que par le paiement du tarif lorsqu'il s'agit du rail ou du droit de port pour les transports maritimes. Cependant il a été possible de donner quelques indications sur le coût réel du transport par voie ferrée dans le cas de lignes nouvelles spécialement affectées au transport du charbon.

#### c) Prix de revient :

L'objet principal de cette étude est bien de déterminer le coût proprement dit du transport selon la nature de l'énergie, les différents modes de transport utilisés, les distances parcourues et les quantités transportées. Mais le prix de revient pour l'utilisateur peut être très différent du coût, s'il existe un marché du transport comme dans le cas des transports maritimes par exemple, et l'écart peut être important si ce marché est déséquilibré, comme il l'est actuellement. C'est donc une question dont il sera parlé le moment venu.

.../...

Une semblable étude ne pouvait être tentée sans le concours des experts du secteur énergétique de l'administration et des entreprises. L'auteur de la présente étude a toujours trouvé auprès d'eux non seulement le meilleur accueil mais encore la collaboration la plus complète. Aussi tient-il à leur exprimer toute sa gratitude.

Chapitre I

- TRANSPORT DU PETROLE -

On examinera successivement :

- le transport maritime
- le transport par canalisation

I - TRANSPORT MARITIME PETROLIER :

La flotte pétrolière mondiale s'est rapidement développée au cours des vingt dernières années par suite de l'augmentation de la consommation, de l'allongement des parcours du trafic à partir du Golfe Persique à la suite de la fermeture du canal de Suez et du gonflement des transports du pétrole du Golfe vers les Etats-Unis dû au déficit énergétique croissant des Etats-Unis. Le tonnage total des pétroliers en service dans le monde, qui était de l'ordre de 40 millions de tonnes de port en lourd (T.P.L.) en 1955 est ainsi passé à 291 millions T.P.L. en 1976.

Mais, depuis 1974, alors que la livraison des commandes antérieures continuait à accroître la flotte pétrolière, la réduction de la consommation du pétrole et la réouverture du canal de Suez diminuaient les besoins de transport au point qu'on pouvait au début de 1976 estimer la surcapacité à près de 40 % de la flotte pétrolière mondiale (1). Ce déséquilibre provoque une crise grave dans l'armement pétrolier et une baisse des taux de fret pétroliers sur laquelle on reviendra plus loin.

Avec l'accroissement des besoins avant la crise s'était développée la tendance à l'augmentation de la taille des navires. Le premier 100 000 tonnes est apparu en 1959, le premier 200 000 tonnes en 1966. Les tranches actuelles les plus importantes sont celles de 200 - 250 000 T.P.L. qui représentent 45 % du tonnage en service. La répartition des tonnages en service ou en commande au 1.1.1976 était la suivante :

		%
au-dessous de 250 000	T.P.L.	40
250 - 300 000	"	23
300 - 400 000	"	20
400 000 et au-dessus	"	17

Le tonnage des plus grands navires en service est de 540 000 tonnes.

.../...

---

(1) Chambre syndicale des constructeurs de navires et machines marine - juin 1976.

La flotte utilisée sur le plan international par les différentes sociétés pétrolières est constituée généralement par trois éléments :

- pour environ 35 à 40 % : navires dont elles sont propriétaires,
- pour environ 50 % : navires affrétés à long terme,
- pour le solde : navires affrétés au voyage (spot) ou pour plusieurs voyages consécutifs.

Cette flotte n'a pas d'affectation strictement nationale : lorsqu'il s'agit de filiales françaises de groupes étrangers, les navires français sont intégrés dans l'exploitation de la flotte du groupe sous forme d'échanges ; lorsqu'il s'agit de groupes français, les navires participent au ravitaillement des raffineries à l'étranger appartenant à ces groupes. Toutefois, en ce qui concerne la France, il existe une réglementation qui impose l'obligation de transporter les deux tiers des quantités destinées aux besoins nationaux sous pavillon français.

Il y a peu de navires sous contrats "spot". Cette répartition ne manque pas d'influer sur le coût moyen du transport de pétrole brut.

Le prix de revient du transport pour les sociétés pétrolières est différent suivant qu'elles utilisent ou non leurs propres navires. Cette question doit donc être examinée sous le double aspect, du prix de revient technique d'une part et des taux de fret d'autre part.

#### I Prix de revient technique :

Le prix de revient est fonction de différents paramètres parmi lesquels on citera la taille du navire, son prix d'achat et ses modalités de financement, ses conditions d'exploitation, notamment le trajet auquel il est ordinairement affecté. La décomposition du prix de revient se fait habituellement selon le schéma suivant :

a) Les frais fixes : directement affectables aux navires, à savoir :

- équipage,
- approvisionnement, réparations, entretien,
- assurance,
- frais généraux,
- amortissement et frais financiers.

.../...

b) Frais variables : directement liés aux voyages effectués : soutes, frais de port, etc.

Les armateurs regroupent volontiers l'ensemble des frais d'équipage, d'entretien et d'assurances sous le terme de "running cost" et, d'une façon symétrique, parlent du "capital cost" pour les charges financières. Il a été fait usage à certains moments dans cette étude de cette terminologie.

Pour situer les choses, voici d'abord un exemple. On a pris celui d'un navire de 280 000 T.P.L. affecté toute l'année au transport de brut du Golfe Persique (G.P.) au Havre. Il a été commandé en 1974 et entre en service au début de 1977. Le prix d'achat, premier armement compris, se situe aux alentours de 195 U.S \$ (US\$ = 5 F.) soit 975 F par T.P.L., ou 273 millions de francs au total.

.../...

Le prix de revient technique, pour le calcul duquel les explications nécessaires seront données plus loin, s'établit comme suit :

	M.F.	%	Total
<u>Frais annuels</u>			
Equipage français	7,5		
Entretien réparation	6,8		
Assurance	5,2		
Frais généraux	0,7		
<hr/>			
sous-Total	20,2	25,3	
Charges financières 0,13 x 273	35,5	44,5	
<hr/>			
Total partiel	55,7		69,8
<u>Soutes</u>	21		
<u>Frais de port</u>	3,1		
<hr/>			
Total partiel	24,1	30,2	30,2
<hr/>			
<u>Total</u>	79,8M.F	100	100

Coût à la tonne transportée

brut transporté à chaque voyage 270 000 T  
 nombre de voyages 5,2  
 tonnage annuel 270 000 x 5,2 1,4 x 10<sup>6</sup> T  
 coût francs/T 79,8 : 1,4 = 57 F

Prix de revient technique

distance parcourue 20 000 km  
 coût centime /T x km 0,285 c

.../...

Cet exemple permet d'avoir une première idée de la façon dont interviennent les différents éléments de structure du coût. Examinons maintenant cette question dans le cas général, en reprenant un à un les éléments considérés.

### Frais annuels

Equipage : A partir d'un tonnage de l'ordre de 100 000 tonnes, il faut compter une trentaine de personnes dont le coût moyen, charges sociales incluses, sur les navires battant pavillon français atteint 250 000 F par an. Ce coût peut être beaucoup plus bas pour les pavillons de complaisance. C'est également le cas des équipages britanniques, du fait, notamment, que les charges sociales sont en grande partie assumées par l'Etat.

### Réparations - approvisionnement - entretien

Il faut compter entre 1,5 et 3 % du prix du navire.

### Assurance

De l'ordre de 2 % du prix du navire.

### Frais généraux

Ils dépendent naturellement du volume de la flotte considérée. Pour les armements français, ils sont souvent évalués suivant un montant forfaitaire de l'ordre de 1 500 à 2 000 F par jour.

### Amortissement et charges financières

La flotte d'une société pétrolière est constituée de navires de différentes tailles commandés à des époques différentes. Or les prix d'achat varient en fonction de ces deux éléments :

a) Influence de la taille : L'accroissement de la taille de navire se traduit par un abaissement du coût de construction par tonne de port en lourd. Si le coût d'un 270 000 tonnes est de 100, celui d'un 540 000 n'est que de 170. L'effet de taille n'est pas indéfini par suite de l'apparition de contraintes au-delà de tonnages de l'ordre de 300 000 tonnes. Mais l'avantage reste aux très gros navires au point de vue du coût du transport.

b) Influence du marché de la construction navale : la construction navale a connu avant la crise de l'énergie une période d'euphorie qui a provoqué une hausse du prix des navires très supérieure à l'inflation mondiale.

.../...



Mais cette envolée devait être de courte durée et on constatait en 1974 un arrêt brusque des commandes de pétroliers de plus de 100 000 tonnes. Sur le marché du navire d'occasion, l'offre devenait alors abondante et les prix particulièrement bas, même pour des navires pratiquement neufs. Ainsi l'élément amortissement financier à prendre en compte dans les frais annuels d'un même type de navire peut varier du simple au double suivant la date à laquelle il a été commandé, ce qui introduit, si l'on n'y prend garde, pas mal d'incertitude dans une étude sur la détermination du prix de revient.

Il est généralement admis de prendre en compte une durée de vie effective de 15 ans. Pour un investissement financé entièrement par des emprunts, à 15 ans et dans l'hypothèse de calcul des coûts que l'on est convenu d'adopter pour toutes les formes d'énergie, la charge des intérêts et de l'amortissement à annuités constantes est de 13 %.

La détermination de la charge financière réelle est chose délicate. Il s'agit souvent d'investissements considérables et toutes les possibilités de financement sont exploitées. Dans beaucoup de pays, l'Etat subventionne directement le chantier naval. Dans d'autres, l'emprunteur bénéficie de bonifications d'intérêts. Habituellement le paiement est échelonné. La part financée par emprunts est pour moitié empruntée à moyen terme et pour moitié à long terme. D'autre part, au bout des 15 années dont on vient de parler, le navire a encore une valeur résiduelle. Enfin il faut - ou il faudrait - aussi rémunérer l'actionnaire. En mettant bout à bout tous les éléments, on constate que le taux de 13 % correspond assez bien à la réalité.

#### Frais variables

Soutes : Dans les conditions normales d'exploitation la propulsion à la mer utilise 85 % de la puissance maximale. Dans l'exemple cité plus haut, le navire de 280 000t est équipé d'un moteur de 35 000 C.V. consommant en mer environ 200 gr de combustible (Bunker C) par C.V. heure soit 150 t/j. La consommation au port, où la cargaison est refoulée dans les réservoirs, est moindre qu'en mer ; on a retenu 100 t/j. Il faut y ajouter 5 T/j de fuel. L'approvisionnement a été calculé à 80 \$ la tonne soit 400 F/T de Bunker C. D'autre part on a considéré que le navire était immobilisé 15 jours pour l'entretien. Il a donc été utilisé 350 jours dans l'année dont 300 jours en mer 50 jours au port.

.../...

Une réduction de la vitesse diminue la consommation, la puissance nécessaire variant à peu près comme l'exposant 3,5 de V mais la chute de rendement est de 10 % entre 15 et 12 noeuds. La durée du voyage s'allonge et le tonnage annuel transporté diminue. Finalement l'influence de la vitesse n'est pas considérable au point de vue du prix de revient.

#### Frais de port et de canaux

Les frais de port, très variables d'un port à un autre, sont fonction du tonnage. Pour un trajet type Golfe Persique - Le Havre - Via le Cap, ils coûtent de 40 000 \$ à 200 000 \$ suivant le tonnage. Dans l'exemple précédent ils ont été évalués à 120 000 \$.

Le tarif de la traversée Suez est établi par référence au trajet Via le Cap et coûte plus de 2 \$ par tonne de pétrole.

Aux frais de port proprement dits s'ajoutent certaines taxes relatives à l'utilisation d'un appontement et à des manutentions pour le déchargement. Leur montant est de l'ordre du franc par tonne.

#### Effet des divers paramètres

1° Tonnage : Aux variations de tonnage correspondent des modifications de la structure des coûts.

a) Certaines dépenses sont pratiquement constantes : équipages, frais généraux. L'automatisation plus poussée sur les gros tonnages permet une réduction des effectifs en valeur relative.

b) D'autres dépenses augmentent avec le tonnage mais moins vite que lui : charges financières - on a vu plus haut l'influence de la taille du navire sur son prix d'achat -, réparations et entretien, soutes.

Enfin certaines charges augmentent comme le tonnage : assurances, frais de port.

Finalement sous l'effet combiné de ces différents éléments, les coûts de transport diminuent quand la taille du navire augmente. Le graphique dell'annexe n° 1 donne le coût en pourcentage du transport Golfe Persique - Rotterdam aller et retour par le Cap en fonction du port en lourd, le navire de 25 000 tonnes étant pris égal à 100.

.../...

En passant de 25 à 50 000 T.P.L.	le prix baisse de	33%
50 à 100 000 T.P.L.	" "	37%
100 à 200 000 T.P.L.	" "	26%
200 à 400 000 T.P.L.	" "	15%

Ce graphique a été prolongé compte tenu du calcul du prix de revient théorique pour un 500 000 T. Ce calcul effectué dans les mêmes conditions que dans l'exemple précédent a abouti à un prix de transport de 51 F par tonne, soit 10 % de moins que dans le cas du 280 000 T.

## 2° Distance

Pour un même pétrolier mis sur des routes différentes, le prix de revient technique sera d'autant plus faible que la distance est plus grande. En effet les frais de port et de stockage diminuent et le temps réservé au transport proprement dit est plus élevé.

Prenons l'exemple de deux navires de 80 000 T affectés au transport de Bougie à Fos pour l'un et de Bougie à la côte Est des U.S.A. pour l'autre.

Les prix de revient, dont le calcul détaillé figure en annexe n° 2, sont évalués à :

### Bougie - Fos

Coût franc /T	12
Coût centime /T x km	1,62

### Bougie - Côte Est U.S.A.

Coût franc /T	51,4
Coût centime /T x km	0,52

Ainsi le prix de revient technique sur Bougie-Fos est un peu plus de trois fois plus élevé que sur l'autre trajet.

## Prise en compte du stockage

Les navires doivent pouvoir être déchargés dès leur arrivée au port. Il est donc nécessaire qu'un stockage soit constitué pour servir de tampon entre le navire et la raffinerie voisine du lieu de déchargement où le pipeline qui dessert les raffineries continentales. Les dépôts maritimes sont équipés de réservoirs à toit flottant double pont de grande capacité 50.000, 60.000, 100.000 m<sup>3</sup> et les réservoirs de 150.000 m<sup>3</sup> commencent à faire leur apparition.

Le coût unitaire des réservoirs et de leur équipement s'établit aujourd'hui aux environs de 120 F/m<sup>3</sup>.

.../...

Prix de revient

Amortissements : On admet généralement 20 ans pour le génie civil, 15 ans pour les réservoirs et 10 ans pour le matériel ; si ces trois postes représentent respectivement 20%, 50% et 20% du total, l'amortissement global est voisin de :

$$0,05 \times 0,2 \times 0,066 \times 0,6 + 0,10 \times 0,2 = 0,07$$

Frais financiers : L'annuité des emprunts à 10 % pendant 15 ans, représente 0,065.

Charges d'exploitation : Compte tenu de ce que l'énergie dépensée est faible, on admettra pour ce poste : 4 % de l'investissement.

Coût annuel :  $Ca = I \times (0,07 + 0,065 + 0,04) = I \times 0,175$   
Dans l'hypothèse d'un coût d'établissement de 120 F/m<sup>3</sup>, les charges annuelles d'exploitation s'élèvent à :

$$120 \times 0,175 = 21 \text{ F/m}^3/\text{an}$$

Le prix de revient à la tonne dépend de la rotation du dépôt c'est-à-dire du rapport entre le trafic annuel et la capacité. Elle correspond au nombre de renouvellements des stocks. En prenant l'exemple du Havre où la capacité de stockage est de 4,117 millions de m<sup>3</sup> et où le trafic en 1976 a été de 56 millions de tonnes soit pour un pétrole de densité 0,85  $56 : 0,85 = 64$  millions de m<sup>3</sup>, on trouve un nombre de rotations de 15,5. Le prix de revient au m<sup>3</sup> se monte donc à  $21 : 15,5 = 1,35$  franc soit 1,60 F/T.

.../...

## II - Prix du transport pour un navire en affrètement -

---

Dans le cadre de la présente étude, dont l'objet est de cerner des prix de revient proprement dits, on pourrait considérer qu'il n'y a pas lieu d'y inclure les transports en affrètements. Mais comme on l'indique plus haut, ces derniers interviennent pour plus de 50 % dans l'ensemble des transports pétroliers et il est donc indispensable de fournir quelques indications sur les prix payés effectivement par les sociétés pétrolières lorsqu'elles utilisent des navires en dehors de la flotte leur appartenant.

Les besoins les plus importants sont couverts en temps normal par des affrètements en général de longue durée (time charter). Les affrètements au voyage dits "spot" ou pour un petit nombre de voyages jouent un rôle d'appoint et leurs taux subissent des variations de grande amplitude. Les prix de locations à temps sont moins mouvants car les locations pour des périodes parfois très longues (certaines atteignent 15 à 20 ans) assurent aux armateurs une garantie de recettes appréciable : il faut noter toutefois que les clauses financières de ces contrats sont influencées au moment de leur conclusion par l'état du marché des navires spot.

Les coûts de transport étant spécifiques à chaque navire et les contrats de location étant échelonnés dans le temps même pour une seule société, comment cerner un prix de transport dans des limites raisonnables et quelles unités retenir ?

Des références de base ont été établies, participant toutes du même principe, à savoir l'utilisation d'un navire type dans des conditions déterminées sur les différents courants de trafic pétrolier. Les résultats ainsi obtenus sont considérés comme la base 100 sur l'itinéraire en question.

La référence la plus connue, la plus complète et la plus utilisée est le "Worldscale" (W.S.) qui, mis à jour annuellement, donne, pour un très grand nombre de relations, des prix de référence relatifs à l'exploitation d'un navire de 19 500 tonnes longues (1) (LT) de port en lourd.

.../...

---

(1) Une tonne britannique (long ton) vaut 1.016 kg.

Ces prix de référence sont exprimés en dollars par LT.

Les transactions commerciales sont réalisées par rapport à cette base 100 : dans des conditions équilibrées de marché, l'indice Worldscale conclure pour une relation donnée sera d'autant plus faible que le navire sera plus grand.

Afin d'apporter au public les éléments d'information complémentaire nécessaires, des organismes spécialisés procèdent au dépouillement des différents contrats et publient deux sortes de statistiques:

- la première donne l'évolution mensuelle en points W.S. des taux auxquels ont été affrétés les navires "spot" quelle qu'en soit la catégorie. Il faut noter qu'il existe en fait des situations très différentes selon la catégorie des navires et la relation. Pour les très grands navires, le niveau des affrètements était sur la relation Golfe-Persique / Le Havre d'environ W.S. 30 au 1er janvier 1977, ce qui pour un W.S. 100 à 16,5 \$ U.S. correspondait à 0,30 x 16,5 x 5 F soit 24,75 F. Or dans l'exemple, donné plus haut d'un 280.000 T affecté à cet itinéraire, on a trouvé un coût à la tonne de 57 F dont 24,1 : 1,4 soit 17,2 F correspondent aux frais immédiats. Les recettes au taux de W.S. 30 sont donc loin d'atteindre les coûts même hors charges financières. Si nous considérons maintenant les prix de revient pour un navire de 80.000 T, les résultats du calcul conduisent à W.S. 125 sur Bougie - Fos et W.S. 115 sur Bougie - U.S.A., alors que les taux du marché sont respectivement de 80 et de 70 W.S. . Ces quelques exemples sont une bonne illustration de crise des transports maritimes pétroliers.

- la seconde série indique les variations d'un fret mensuel appelé AFRA (Average freight rate assessments), établi par grandes catégories de navires et tenant compte de tous les affrètements en cours dans le monde - long terme et court terme dont les "spot". Chaque catégorie est pondérée en fonction de son poids relatif dans la flotte mondiale et on obtient ainsi un indice moyen jugé représentatif de la moyenne des coûts au moment considéré.

.../...

Les cinq catégories de navires, et le niveau du fret AFRA les concernant étaient au 1er janvier 1977 :

Général Purpose Vessel (GPV) de 16 500 à 24 999 LT/dw .....	W.S. 143,5
Medium Range Vessel (MRV) de 25 000 à 44 999 LT/dw .....	W.S. 115,1
Large Range Vessel 1 (LRV) de 45 000 à 79 999 LT/dw .....	W.S. 74,6
Large Range Vessel 2 (LRV) de 80 000 à 159 999 LT/dw .....	W.S. 54,1
Very Large Crude (VLCC) de 160 000 LT/dw et au-delà .....	W.S. 47,4

Les variations du fret AFRA, du fait qu'il intègre tous les affrètements et non seulement les "spot", sont très amorties par rapport à celles des "spot" dont le marché est étroit et donc sensible aux événements de toutes sortes. C'est ainsi qu'au 1er janvier 1977, moment où l'indice W.S. pour un voyage spot G.P. - Le Havre d'un grand navire valait 30 points, l'indice AFRA, lui, valait 47,4 W.S. . Pour une commande de navire ou pour un affrètement à long ou moyen terme, c'est évidemment au baromètre AFRA que la compagnie pétrolière ou l'armateur se référeront avant toute décision.

On trouvera ci-joint (annexe n° 3 et 4) les courbes donnant les variations d'une part de l'indice W.S. pour les voyages au spot de 1971 à 1976 inclus, d'autre part de l'indice AFRA de 1967 à 1976. (Les décrochements relevés aux 1er janvier 1975 et 1976 correspondent à la réévaluation au même moment de l'indice W.S.).

La mauvaise tenue de l'AFRA pour les grands navires explique pourquoi les commandes sont pratiquement stoppées depuis 1974.

.../...

Application

Compte tenu de ce qui vient d'être exposé sur le fret maritime du pétrole, il a semblé intéressant d'essayer de faire une estimation des coûts de transports du pétrole brut dont l'importation en France est prévue pour 1977.

I - Tonnage (hypothèse 95 % de 1976)			113 millions de tonnes
Origine :			
. Golfe Arabe	79,5 %	90	" "
. Méditerranée Orientale	2,6 %	3	" "
. Méditerranée Occidentale	6,2 %	7	" "
. Afrique Occidentale	7,2 %	8	" "
. Divers Europe/Amérique Centrale	4,5 %	5	" "

II - Flotte française

Capacité disponible (moyenne sur l'année)  
15,5 millions de T.P.L. représentant un pourcentage de couverture de 84 % et affectée comme suit :

- 1,40 millions de T.P.L. en navires de capacité unitaire < à 100 000 T.P.L. sur Méditerranée et Afrique Occidentale
- 2,2 millions de T.P.L. en navires de capacité unitaire entre 100 000 et 200 000 T.P.L. sur Afrique Occidentale et Golfe Arabe
- 11,9 millions de T.P.L. en navires de capacité unitaire > à 200 000 T.P.L. sur Golfe Arabe

.../...



III - Coût flotte française

	(10 <sup>6</sup> F)	<u>100 000 TPL</u>	<u>100 000 / 200 000 TPL</u>	<u>200 000 TPL</u>	<u>Total</u>
a) <u>Frais annuels</u>					
• Assurances	36		44	132	212
• Personnel	75		88	382	545
• Entretien / Réparations	66		88	272	426
• Divers / frais généraux	6		8	25	39
sous-total	183		228	811	1 222
Charges de capital	22 \$ soit 110 par TPL / an				1 700
				total partiel	2 922
b) <u>Frais variables</u>					
• Soutes	191		222	750	1 163
• Frais ports	23		35	155	213
Total partiel	214		257	905	1 376
				total	4 298
				Total (arrondi)	4 300
					.../...

#### IV - Coût affrètement pavillon étranger

16 % des besoins de capacité

correspondant au transport d'environ 15 millions de tonnes ex - Golfe Arabe à un taux de fret spot de 30 points W.S. soit 375 millions de F.

Total général 4 675 MF

Les exemples de prix de revient cités plus haut permettent d'interpréter assez facilement les éléments de ce tableau. On se bornera à attirer l'attention sur le chapitre des charges de capital évaluées à 110 francs par TPL ce qui représente au taux de 13 %, un coût de construction de 840 F/Tonne qui a paru une moyenne représentative convenable, compte tenu de la composition de la flotte et de l'âge des navires, selon l'avis des spécialistes consultés.

Ce chiffre peut être discuté. Il mériterait certainement d'être regardé de beaucoup plus près s'il s'agissait par exemple de la détermination officielle du prix du pétrole. Mais on a bien compris que ce n'était absolument pas l'objet de cette étude.

Ainsi sur la base d'une telle évaluation qui ne peut donner qu'un ordre de grandeur, le montant total des frais de transport du pétrole brut importé s'élèverait en 1977 à 4 675 millions de F pour 113 millions de tonnes soit environ 40 F par tonne.

Ce prix est à rapprocher du prix FOB de 108 \$ soit 540 F par tonne au 1er janvier 1977. Le prix moyen du transport représenterait donc un peu plus de 7 % du prix C.I.F. . On pourrait être tenté de considérer que ce n'est pas énorme : ce serait oublier que, sur ce prix de 540 F par tonne au départ, la fiscalité directe ou indirecte imposée par les pays producteurs correspond à elle seule à 93 \$ soit 465 F, le reste c'est-à-dire 75 F représentant le coût industriel de production et la marge commerciale des compagnies. Ainsi, raffinage mis à part, la marge sur laquelle peut s'exercer l'activité de la compagnie est-elle fort étroite et c'est par rapport à celle-ci, qu'il est intéressant d'apprécier l'importance du facteur transport.

.../...

Résultat final

Même en faisant abstraction du problème des affrètements, il est suffisamment apparu, dans ce qui précède, qu'il n'y a pas un prix de revient du transport maritime pétrolier mais une série de cas particuliers à chacun desquels correspondent des charges de transport variant en fonction de divers éléments dont les principaux sont la taille du navire, la situation du marché de la construction navale à l'époque à laquelle il a été acheté, et l'itinéraire auquel il est affecté, sans compter les effets sur les charges financières de l'érosion monétaire et des changements de parité des monnaies.

Dans une telle situation, on aimerait pouvoir au moins donner une ou des fourchettes mais le résultat serait encore très aléatoire et l'on préférera rappeler les valeurs auxquelles on est parvenu dans les différents cas particuliers examinés relatifs à des navires entrés en service en 1977.

Taille du navire	Coût Franc/T	Coût centime/T x km
80 000 T sur Bougie Fos	12	1,42
80 000 T sur Bougie/Est USA	51,4	0,52
280 000 T G.P. Le Havre	57	0,285
500 000 T	51	0,255

Ainsi les prix, dans les exemples considérés, varient de 1 à 6,5. On se gardera bien, avec de tels écarts de parler d'un prix de revient moyen du transport maritime pétrolier.

Mais avant de quitter ce mode de transport on s'en voudrait de ne pas relever à quel point le prix de revient a diminué au cours des dernières années grâce à la mise en service de navires de très gros tonnages, qui traduit un remarquable progrès technique. C'est ce progrès qui a rendu possible, malgré l'augmentation des distances, l'utilisation des ressources pétrolières les plus abondantes et les moins chères, ce qui a si largement contribué à la croissance économique au cours des vingt dernières années.

.../...

## II - TRANSPORT DU PETROLE PAR CANALISATION -

Utilisées à l'origine pour collecter le pétrole des différents points d'un champ et l'amener jusqu'à une gare centrale d'expédition, les canalisations (1) ont pris progressivement un rôle de premier plan en matière de transport de pétrole brut sur de grandes distances jusqu'aux raffineries ou aux points d'embarquement. Le transport de produits raffinés par canalisations a connu à son tour un grand développement. La longueur totale des réseaux de transport dans le monde, pétrole brut et produits raffinés, est de l'ordre de 400.000 km.

L'installation d'une conduite est une opération coûteuse qui ne se justifie que pour des débits importants. Ce n'est que depuis la seconde guerre mondiale que la consommation du pétrole en Europe a atteint un niveau suffisant pour justifier l'installation de conduites de pétrole brut. Celles-ci relient la mer du Nord, la Manche et la Méditerranée aux régions consommatrices du Centre de l'Europe. On citera en France :

- les conduites alimentant au départ du port du Havre les 4 raffineries de la Basse-Seine, les raffineries de Vernon-Gargenville et Grandpuits, la raffinerie de Valenciennes.

- le Marseille-Strasbourg, artère du Pipeline Sud Européen qui se prolonge jusqu'à Karlsruhe où il est relié par Ingolstadt au Transalpine Pipeline (TAL) Trieste Ingolstadt et au Central Européen Line (CEL) Gênes-Ingolstadt avec des ouvrages complémentaires qui le relient à la Lorraine, la Sarre et la Suisse, ce qui lui permet d'exporter la moitié de son transport.

Quant aux produits raffinés, les deux réseaux les plus importants sont les suivants :

Le réseau de la société des transports pétroliers par pipeline (TRAPIL) qui va du Havre à la région Parisienne (3 lignes) avec des prolongements sur Caen et Orléans.

Le pipeline de la société pipeline Méditerranée - Rhône (SPMR) qui va de Fos à Lyon puis jusqu'à Grenoble et Genève.

.../...

---

(1) Canalisations, conduites, pipelines, oléoducs, ... comme on voudra.

.../...

## Description du mode de transport

Ce mode de transport comporte :

- une ligne : canalisation, vannes, équipements, divers
- des stations de pompage
- des terminaux
- des services généraux et des télécommunications

Le diamètre extérieur des tubes varie normalement de 2" en 2". Pour les transports massifs on utilise des conduites jusqu'à 48" et plus et la vitesse de transport dépasse souvent 2 m/sec.

Les stations de pompage sont équipées généralement de moteurs électriques ou de moteurs diesel ou de turbines à gaz. Une fois la conduite installée, l'adjonction de stations de pompage permet d'augmenter la capacité au fur et à mesure des besoins.

Le pipeline, qui peut être utilisé pour transporter des produits liquides, gazeux ou solides en suspension dans un liquide, est caractérisé par le fait que :

- l'infrastructure est continue,
- le contenant est confondu avec l'infrastructure elle-même,
- l'absence de véhicule élimine toute question de poids mort et de retour à vide : de ce fait l'énergie à dépenser est relativement faible,
- la conduite suit un tracé voisin de la ligne droite, ce qui ne manque pas de l'avantager par rapport aux autres modes de transport.

### Prix de revient technique

On limitera l'étude du prix de revient du transport par canalisations des produits pétroliers au cas du pétrole brut. Comme on l'a fait précédemment pour le transport maritime, on commencera par un exemple :

- l'étude porte sur trois diamètres de : 20"-30"-40"
- la longueur est de 500 km
- l'équipement comprend 8 stations de pompage, terminaux, etc ...
- les trafics considérés représentent 66 % et 90 % de la capacité maximale pour chaque diamètre.

Le tableau ci-après indique les investissements, charges annuelles et prix de revient par tonne x kilomètre :

.../...

(en millions de francs)

	20"	30"	40"
1) <u>Investissements</u>	414	700	1 035
2) Charges annuelles			
a) <u>Financières</u> :			
Amortis .+F. Financiers (0,116)	48	81,1	120
b) <u>d'exploitation</u>			
- Fixes (0,04)	16,5	28	41,5
Total a) + b)	64,5	109,1	161,5
c) <u>Energie</u>	4,75	19,6	12,9
Total charges	69,25	78,1	122
Pour trafics 66 % et 90 % de la capacité maximale	MTA	MTA	MTA
	7	10	21
Tonnes x Kilomètre (500 Km)	$3,5 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^9$	$10,5 \cdot 10^9$
3) <u>Prin de revient</u> centime/T x Km			
- charges a	1,37	0,96	0,77
- charges b	0,47	0,55	0,26
- charges c (énergie)	0,14	0,27	0,15
- global	1,98	1,56	1,16

Les résultats de ce tableau permettent d'illustrer les considérations générales qui suivent concernant l'économie des transports par pipeline. (1)

.../...

(1) Pour une étude plus complète, on pourra se reporter utilement à "l'Economie du transport par conduite" (1974) R.CABET et Y.LIZORET, Edition Technip.

1° Amortissement et charges financières

La majeure partie de l'investissement est constituée par le coût de la conduite principale, dans lequel le tube entre pour une part importante. Les différents postes peuvent varier les uns par rapport aux autres, comme il apparaît sur le tableau ci-après, de la répartition courante en % des différents postes.

1 - Fourniture du tube	100	30 à 45
2 - Transport jusqu'au voisinage du chantier	5 à 15	2 à 6
3 - Transport chantier et bardage	5 à 30	1 à 12
4 - Piste de chantier	30 à 50	10 à 20
5 - Terrassements (1)	20 à 80	5 à 30
6 - Pose (1)	40 à 60	15 à 25
7 - Ouvrages spéciaux et divers	0 à 20	0 à 10
8 - Revêtement	10 à 30	4 à 12
9 - Etude - Engineering	10 à 20	5 à 10
	200 à 400	100

(1) Le prix de base des terrassements et de la pose doit être affecté d'un coefficient de difficulté, par rapport au prix du tracé courant :

- pose en terrain caillouteux : 1,2
- " " " montagnoux : 1,3
- " " " rocheux : 1,4
- " " " marécageux : 3

On peut retenir en première approximation que le coût de la ligne est proportionnel à son diamètre. Il augmente en réalité légèrement plus vite du fait que l'épaisseur des tubes augmente également avec le diamètre, mais moins vite que lui.

.../...

On obtient une valeur approchée de l'investissement sous la forme d'un coût unitaire en francs par pouce et par mètre linéaire. Le coût global, d'un oléoduc avec ses stations de pompage, aux conditions économiques actuelles, pour un coefficient de difficulté 1,1, peut être représenté par la formule simplifiée :

$$P = 43 \times D \text{ (D exprimé en pouces)}$$

Pour tenir compte du fait que le coût augmente légèrement plus vite que le diamètre, on peut utiliser la formule suivante :

$$P = 31 \times D + 0,52 \times D^2$$

qui donne pour un tube de 40" un peu plus de 2000 F par mètre linéaire, soit 2 millions de francs au km.

Pour tenir compte de l'équipement progressif des stations de pompage, on peut considérer que la dépense initiale représente :

$$0,85 P$$

et atteindra P par étapes.

Cette formule est utilisée pour l'établissement du graphique donné en annexe n° 5 qui indique le coût des investissements en fonction de la capacité, et qui tient compte également de l'équipement progressif des stations de pompage avec augmentation de la capacité pour une conduite de diamètre donné.

L'amortissement linéaire a été calculé sur les durées suivantes :

	durée	amortissement
bâtiment - génie civil	30 ans	0,033
tubes	20 à 25 ans	0,05
gros matériels	10 ans	0,10
matériels délicats	5 ans	0,20

.../...



Le taux d'amortissement moyen, compte tenu du poids des différents postes est de 0,051. En y ajoutant comme on a convenu de le faire, les intérêts de l'emprunt à 15 ans au taux de 10 % contracté pour financer les immobilisations, soit 0,065, on aboutit à une annuité de 0,116 ; c'est celle qui a été prise en compte dans l'exemple précédent. Etant donné l'importance de l'investissement, la charge financière annuelle correspondant à cette immobilisation représente toujours plus de la moitié des dépenses annuelles totales.

#### Frais annuels

##### a) Charges de personnel

Il s'agit d'une main-d'oeuvre spécialisée donc coûteuse mais peu nombreuse grâce à l'automatisation et au contrôle télécommandé qui sont poussés au maximum.

##### b) Dépenses d'entretien

Elles sont peu élevées et concernent principalement les stations de pompage et les installations de contrôle.

##### c) Charges diverses

Il s'agit des frais d'assurances, télécommunications, etc ...

L'ensemble des charges énumérées sous les trois rubriques ci-dessus peut être évalué en moyenne à 4 % de l'investissement.

#### Dépenses d'énergie

L'énergie nécessaire pour assurer le transport est destinée à compenser la perte de charge causée par le frottement du liquide contre les parois du tube, ainsi que les différences de niveau dues au profil de la ligne.

.../...

En terrain horizontal, la puissance à fournir à chaque instant par les pompes est le produit du débit par la perte de charge, affecté d'un coefficient fonction de la densité de produit et du rendement des pompes. Pour calculer la dépense d'énergie dans l'exemple précédent, on a utilisé la formule simple suivante :

$$E = T \times J \times L \times 0,272 K$$

T = Tonnage transporté annuellement

J = Perte de charge en bars au kilomètre

L = Distance de transport en kilomètre

K = Prix du KWH

(La valeur de K selon le tarif E.D.F. début 1977 est de 0,10 F).

La perte de charge augmentant comme le carré du débit, mais le rendement des pompes jouant à l'inverse, il se trouve que la dépense d'énergie est proportionnelle au débit à une puissance un peu supérieure à 2. Ce poste peut représenter une part importante du coût d'exploitation et dépasser 50 % de celui-ci avec les grands diamètres. Dans l'exemple qui précède, la dépense d'énergie représente 20 % - 27 % - 35 % du prix de revient global comprenant les charges financières pour les 3 diamètres considérés exploités à la capacité maximale. Mais la dépense d'énergie se réduit considérablement si le débit diminue : à débit 1/2 et 2/3 du débit maximal elle s'abaisse à 20 % et 40 % de la dépense maximale.

A une époque où la consommation d'énergie est une des préoccupations essentielles, on pourrait être tenté de conclure de ce qui précède que l'oléoduc est un moyen de transport discutable. En réalité la démonstration a été faite ailleurs à diverses reprises qu'il était le mode de transport terrestre le moins coûteux en énergie.

.../...

### Influence du débit et du diamètre

Soit une canalisation de diamètre donné. Lorsqu'elle entre en service, il est rare qu'elle fonctionne, dès l'origine, avec le débit de saturation. Les stations de pompage sont ajoutées au fur et à mesure des besoins. Les dépenses d'énergie augmentent avec le débit tandis que les autres charges d'exploitation et d'entretien n'évoluent que faiblement.

Le prix de revient est représenté par une fonction de la forme

$$R = \frac{F + GQ^a}{Q}$$

où

F = somme des charges fixes

Q = quantité transportée

G = coefficient

a = exposant voisin de 2,5

Il apparaît ainsi comme la somme de deux éléments  $\frac{F}{Q}$  et  $GQ^{a-1}$  qui varient en sens contraire en fonction de Q. Il passe par un minimum pour une certaine valeur du débit auquel correspond le trafic dit économique pour la conduite considérée.

Reprenons les trois canalisations considérées de 20" - 30" - 40" de diamètre. Dans le tableau de l'annexe n° 6 figurent les éléments du prix de revient kilométrique à trois stades de la capacité maximale 50 % - 70 % et 100 %. Les valeurs du trafic, qui ne peuvent pas dans la réalité coller exactement à la capacité, sont prises égales à 1/3, 2/3 et 3/3 du trafic maximal.

A partir des valeurs ainsi obtenues, on a tracé pour chaque conduite, les courbes correspondant à  $\frac{F}{Q}$ ,  $GQ^{a-1}$  et à l'addition de ces deux éléments. On voit sur les graphiques de l'annexe n° 7 que le prix de revient passe par un minimum qui permet de déterminer ce qu'on a appelé le trafic économique. C'est en se situant au voisinage de cette valeur du trafic qu'on aura l'utilisation optimale de la conduite.

Inversement, s'il s'agit d'assurer un trafic donné, on considérera l'ensemble des courbes de prix de revient pour des tubes de diamètre croissant de 2" en 2" et en élevant la verticale correspondant au trafic en question, on déterminera, en théorie évidemment, le diamètre optimal :

.../...

il est situé sur la courbe enveloppe de la série des courbes en question (annexe n° 8). En pratique, il vaudrait soit que cette détermination exige une simulation plus détaillée du compte d'exploitation qui tiendrait compte notamment du délai de saturation de l'ouvrage.

Sans entrer plus avant dans le détail du calcul du prix de revient, on indiquera pour fixer les idées que dans les conditions optimales d'utilisation de la conduite, celui-ci varie sensiblement :

en raison inverse du diamètre

en raison inverse de la racine carrée du trafic.

La variation du prix de revient telle qu'elle vient d'être analysée, correspond au cas où l'équipement progresse avec le trafic vers un maximum. Si au contraire ce dernier descend au-dessous de la capacité de transport fournie par un équipement de pompage complet, le prix de revient supporte une charge fixe plus importante et la courbe de prix de revient se situe au-dessus de la précédente, comme on le voit sur les graphiques de l'annexe n° 90

#### Influence de la distance

Le prix de revient à la tonne x kilomètre est à peu près indépendant de la longueur du pipeline, car les frais d'investissement et d'exploitation indépendants de cette longueur sont assez faibles en valeur relative.

Par contre le prix de revient dépend évidemment de la distance moyenne du transport.

Prenant l'exemple du 40" ; si l'on suppose que la ligne de 500 km livre la moitié de son trafic à un terminal situé à 250 km, l'autre à l'extrémité, la distance moyenne de transport est de 375 km, et les tonnes kilométriques ne représentent que :

$$\frac{3}{4} \times 28 \times 3 \cdot 10^9 = 21 \cdot 10^9 \text{ T x km}$$

Seule l'énergie est réduite dans la même proportion.

Le prix de revient moyen s'élève d'autant et passe de 0,75 centimes à 0,95 centimes/T x km.

.../...

## Résultats

On ne peut pas ne pas être frappé par la puissance du moyen de transport constitué par le pipeline. La faible vitesse est compensée par la continuité de fonctionnement. Un 40" -et ce n'est par un record- peut, comme on l'a vu, délivrer 60 millions de tonnes par an, plus de la moitié de la consommation française.

A la fin du précédent chapitre consacré aux transports maritimes pétroliers, il nous a paru illusoire de vouloir présenter une synthèse au sujet du prix de revient. En réalité, a-t-il été dit, chaque transport constitue un cas particulier et il ne peut être question d'un prix de revient moyen.

Dans le transport par conduites, la même difficulté subsiste car le coût réel est fonction non seulement du volume du trafic et de sa régularité mais encore des données locales du terrain, et des conditions de mise en charge.

Les prix de revient à l'optimum diffèrent peu de ceux correspondant au fonctionnement de la conduite à pleine capacité. On a trouvé dans le cas des trois tubes considérés :

Diamètre	Trafic annuel en MTA	Prix de revient en centimes à la T/km
20"	10	1,56
30"	28	0,99
40"	56	0,75

Au reste il est opportun de rappeler qu'il s'agit de niveaux de prix calculés pour des conduites nouvelles. S'il s'agissait d'installations mises en service il y a cinq ou six ans, les charges financières seraient plus faibles et, pour la conduite de 40" par exemple, le prix de revient se situerait vers 0,55 c/T x km au lieu de 0,75.

.../...

Mais les calculs ayant été faits, dans les mêmes conditions économiques pour les navires pétroliers et pour les oléoducs, il est intéressant de comparer les résultats auxquels on est parvenu dans l'un et l'autre cas. On constate alors que sur les très grandes distances le pétrolier est imbattable. Rappelons en effet que le prix de revient à la tonne-kilométrique calculé pour un pétrolier de 280.000 tonnes, est de 0,28 centime alors qu'il est de 0,75 centime pour un oléoduc de 40 pouces, soit presque du simple au triple.

Cependant, en deça d'une certaine distance, les frais de port, de chargement et de déchargement, qui grèvent le trajet maritime, peuvent redonner l'avantage à l'oléoduc et, si la route terrestre est plus courte que le trajet maritime, la compétition est alors largement ouverte entre les deux modes de transport.

- TRANSPORT DU CHARBON -

On examinera successivement (1) :

- le transport maritime
- le transport fluvial
- le transport ferroviaire
- le transport par canalisation

I - TRANSPORT MARITIME

Le commerce international du charbon qui dépassait quelque peu 100 millions de tonnes en 1970 a atteint pratiquement 200 millions de tonnes en 1976. Les Etats Unis sont les principaux exportateurs avec 60 millions de tonnes. Les exportations polonaises et soviétiques sont de l'ordre de 40 et 30 millions de tonnes respectivement. L'Australie et le Canada, arrivés plus récemment sur le marché mondial, ont exporté respectivement 35 et 15 millions de tonnes. Enfin l'Afrique du Sud a sérieusement aménagé ses installations de transport et d'embarquement et le niveau des exportations se situe aux alentours de 20 millions de tonnes.

.../...

---

(1) On laissera de côté le transport par route en raison de son prix de revient élevé. Avec les véhicules se tenant dans les limites de poids et de dimensions du code de la route français le prix de revient pour un transport massif, comportant inévitablement un retour à vide, serait d'environ 19 centimes la tonne kilomètre, dont 10 % environ d'impôt spécifique pouvant être considéré comme taxe d'usage de l'infrastructure. Sur route spéciale, avec emploi de véhicules spéciaux, le prix de transport serait plus faible; mais les charges financières de l'infrastructure nouvelle feraient plus que compenser la diminution.

On laissera aussi de côté les bandes transporteuses, les téléphériques, qui ne semblent compétitifs que sur des distances modérées et dans des cas bien particuliers.

Les importations françaises par voie maritime en 1976 ont été les suivantes :

<u>Provenances</u>	<u>Quantités</u>
Etats-Unis	3.100.000
Pologne	5.750.000
U.R.S.S.	1.550.000
Australie	1.150.000
Afrique du Sud	2.150.000
	<hr/>
	13.700.000 tonnes

La flotte charbonnière utilise les transporteurs de vrac, ou vracquiers, qui peuvent être répartis en 3 grandes classes :

- les petits et moyens vracquiers (jusqu'à 40.000 TPL)
- les gros vracquiers (de 40.000 à 120.000 TPL)
- les transporteurs mixtes vrac-pétrole (à partir de 120.000 TPL)

A l'inverse des entreprises pétrolières, les importateurs de charbon ne possèdent pas de flotte propre et sont donc entièrement dépendants des armateurs pour le transport du charbon. Le marché du fret charbonnier est très spéculatif comme celui du fret pétrolier et on va donc examiner successivement le prix de revient du transport pour l'armateur et le prix de revient pour l'affréteur, comme on l'a fait dans le cas du pétrole.

#### A) Coût du transport charbonnier

S'agissant du transport de pondéreux, le vracquier est susceptible d'embarquer du fret de retour ou même d'effectuer des transports triangulaires. Dans la pratique, de telles combinaisons ne sont pas tellement fréquentes. Aussi se bornera-t-on à considérer le coût du transport sans fret de retour.

.../...



La méthode sera la même que pour le navire pétrolier et, puisque le Havre est appelé à disposer prochainement d'un quai pour les vracquiers de 120 000 T, l'exemple choisi sera celui d'un navire de ce tonnage affecté au trafic avec l'Afrique du Sud. Le prix de revient théorique du transport s'établit comme suit :

Prix du navire	145 M.F.
Durée de l'aller et retour	42 jours
Chargement et déchargement	8 jours
En réserve	3 jours

durée d'un voyage 53 jours  
nombre de voyage par an 4,5

Le running cost est estimé par jour (F.F.) à :

personnel français	11.200
entretien	11.000
assurance	5.800

total F.F. 29.300

soit pour l'année en millions de francs :

$$29.300 \times 365 \times 10^6 = 10,7 \text{ M.F.}$$

Le navire consomme 75 tonnes de Bunker c en mer et 5 T au port. Les frais de port s'élèvent à 400.000 francs par voyage dont les trois quarts au Havre et un quart à Durban.

La dépense totale annuelle est la suivante :

Frais annuels

running cost	10,7
amortissements frais financiers	19
frais généraux	0,4
soutes	8,7
frais de port	1,8

Total 40,6 M.F.

Le tonnage transporté est de 780.000 tonnes

Coût franc / T 52

.../...

Prix de revient technique

distance parcourue : 6740 miles soit 12.489 km

coût centime / T x km 0,42

Commentaires

Il ressort de ce qui précède qu'il n'y a pas de différence de structure des coûts, qu'il s'agisse de navires pétroliers ou de navires charbonniers. Le prix d'achat d'un pétrolier, plus sophistiqué, devrait être un peu plus élevé mais, pour un même tonnage transporté, le vracquier est plus ventru et ceci équilibre cela. Pour le reste, c'est-à-dire running cost, soutes et frais de port rien d'essentiel à signaler. On notera cependant que les dépenses d'équipage et d'entretien sont un peu moins élevées. L'écart est de l'ordre de 10 %.

La question importante en matière de transport de charbon, c'est celle des terminaux qui limitent l'utilisation des gros porteurs soit au chargement soit au déchargement. L'Afrique du Sud vient de s'équiper pour charger des navires de 120.000 tonnes. Par contre les ports des Etats-Unis ne permettent pas de charger au-delà de 80.000 tonnes. Pour le trafic avec la Pologne, c'est le passage en Mer Baltique qui limite le tonnage admissible.

En ce qui concerne l'accueil des navires, la France est bien équipée par rapport aux autres pays européens et le sera mieux encore quand Le Havre pourra recevoir les navires de 120.000 tonnes. Mais dès à présent elle peut recevoir les 80.000 tonnes à Dunkerque, Fos et Le Havre.

Pour apprécier l'influence du tonnage et de la distance sur le prix de revient, on a choisi trois échantillons de 25.000, 70.000 et 85.000 tonnes affectés respectivement aux liaisons Pologne-Rouen, Pologne-Le Havre, Hampton Roads-Dunkerque. Le détail des calculs figure à l'annexe n°10. Voici les résultats, y compris ceux de l'exemple précédent d'un futur 120.000 T affecté à la liaison avec l'Afrique du Sud.

.../...

Liaison	Tonnage du navire	Distance Km	Coût franc/tonne	Prix de revient cm /T x km
1 Pologne Rouen	25.000	1.671	36,36	2,17
2 Pologne Le Havre	70.000	1.553	19,82	1,27
3 Hampton-Roads Dunkerque	85.000	6.218	36,57	0,59
4 Afrique du Sud Le Havre	120.000	12.489	51,80	0,42

Entre 1 et 2, c'est l'effet de tonnage qui joue : en passant du 25.000 au 70.000 tonnes, le prix de revient baisse de 40 %. Entre 3 et 4 il y a à la fois l'effet du tonnage et celui de la distance : la baisse est de 32 %. Tout ceci montre bien que seule l'étude cas par cas pourra donner des indications suffisamment précises sur le prix de revient.

#### B) Taux de fret

Les frets maritimes internationaux de charbon supportent des fluctuations importantes comme ceux du pétrole. Il s'agit là encore d'un marché très spéculatif. Bien que la tendance actuelle soit plutôt à l'augmentation de la consommation du charbon, la reconversion vers le vrac d'une partie de la flotte pétrolière maintient une surcapacité importante dans le domaine du transport du charbon. Ainsi les taux de fret sont-ils assez bas. C'est ainsi qu'un transport Pologne-Rouen calculé à 36 F se traiterait peut-être actuellement aux alentours de 25 F et sur la liaison Hampton-Roads Dunkerque le marché se situe à 3,4 \$ alors que le calcul a conduit à 7,3 \$. Cependant il y a beaucoup de variations d'un contrat à l'autre. L'annexe n°11 figure l'évolution des taux d'affrètement au mois pour des navires de différents tonnages en 1975, 1976 et début 1977.

.../...

Après les années fastes de 1973 et encore plus 1974 où le taux d'affrètement à l'année avait dépassé 5 \$ par mois pour les transporteurs de vrac de la catégorie 50 - 70.000 TPL, les cours se sont effondrés jusqu'à un peu au-dessous de 1,5 \$ en janvier 1976 et se situaient en moyenne aux alentours de 2 \$ au début de 1977. (d'après Shippings Statistics and Economics de H.P. Drewry). Si on prend par exemple la catégorie des 50 à 70.000 tonnes, le taux dans le 1er trimestre 1977 se situait aux alentours de 2 \$. Le running Cost d'un 70.000 tonnes - n°2 du tableau précédent - est de 9,3 millions de francs soit 1,86 millions de \$. Le coût d'un désarmement éventuel, (gardienage, entretien, assurance, taxes portuaires et consommation) est estimé à 800.000 \$. L'économie par rapport aux frais de running cost en exploitation s'élève donc à environ 1.060.000 \$ soit en terme d'équivalence time charter au mois 1,26 \$. Si le navire en question ne trouvait des affrètements qu'à un taux inférieur, le désarmement s'imposerait.

### Résultats

Grâce à l'amélioration de l'équipement des ports charbonniers d'exportation et d'importation, il est possible de charger des navires de tonnages plus élevés qu'autrefois. Il en résulte une diminution sensible des prix de revient. Mais celle-ci est évidemment moins prononcée que dans le cas du transport du pétrole puisqu'il n'est encore question que de navires de 120.000 tonnes.

D'importants progrès ont été faits également en matière de déchargement. C'est une opération qui reste malgré tout coûteuse. Même dans les ports les mieux équipés où le navire est déchargé au moyen de grues desservant des trémies et des bandes porteuses qui permettent un chargement direct dans les wagons ou dans les barges, il faut compter une dépense au moins égale à 8 F/T. C'est donc une opération qui, sur les différentes liaisons qui viennent d'être envisagées, majore les prix de revient suivant des proportions variant entre 15 et 22 %. De 2,17 - 1,27 - 0,59 et 0,41 c/T x km, ils passent à 2,65 - 1,79 - 0,72 et 0,48 c/T x km respectivement.

On a longtemps considéré que le prix directeur de l'énergie en Europe était celui du charbon américain à l'importation. Si la situation est actuellement un peu différente, le prix CIF du charbon américain reste néanmoins un repère valable. Il se situe actuellement aux alentours de 32 \$ la tonne. Même en comptant les frets au taux très bas actuel de 3,4 \$, on voit que le transport maritime intervient pour 10 % dans le prix de revient du charbon importé américain; c'est donc relativement important.

Il reste à souhaiter que la modernisation des ports de la Côte Est des Etats-Unis, d'où part la majeure partie des charbons à coke importés pour la sidérurgie, permette de recueillir pleinement le fruit des efforts accomplis, en France notamment, pour l'amélioration des terminaux.

## II - TRANSPORT FLUVIAL -

Le transport du charbon ne représente plus en France qu'une faible part du trafic fluvial. En 1976, pour un tonnage total de 93 777 000 tonnes, la part des combustibles minéraux solides était de 6 772 000 tonnes soit 7 %, et le nombre de tonnes-kilomètres de 1 122 000 000 par rapport à un trafic total de 12 156 000 000 soit 9 %.

La répartition du tonnage entre trafics intérieur et extérieur est la suivante, en tonnes :

trafic intérieur	3 828 000
importations	2 774 000
exportations	55 000
transit	115 000
<hr/>	
TOTAL	6 772 000

Le trafic extérieur est constitué essentiellement de transports vers les ports français de la Moselle canalisée. Quant au trafic intérieur, l'alimentation des centrales du bassin parisien par du charbon importé dans les ports du Havre et de Rouen représente à elle seule 3,13 millions de tonnes.

### Description du mode de transport

Les transports fluviaux s'effectuent soit par automoteurs soit par convois.

Les bateaux automoteurs se classent en divers types suivant leurs dimensions qui vont de 38,50 x 5;00 m pour la péniche flamande, qui charge 350 tonnes à plein enfoncement, jusqu'à 100 m et plus x 11,40 m pour les automoteurs les plus récents qui naviguent sur le Rhin et peuvent charger près de 3 000 tonnes pour un enfoncement de l'ordre de 4,00 m.

.../...

Les transports par bateaux non motorisés s'effectuent aujourd'hui, au moyen de convois poussés de plusieurs barges, deux à six suivant qu'il s'agit d'une voie plus ou moins importante. La puissance des pousseurs est déterminée en fonction du trafic à assurer. Pour des convois importants elle va de 1 200 à 2 400 CV sur la Seine par exemple, à 4 800 CV sur le Rhin, pour des convois de l'ordre de 10 000 tonnes. Aux U.S.A., sur le Mississippi notamment, et en U.R.S.S. naviguent des convois beaucoup plus importants que les convois européens.

Les caractéristiques des convois et les dimensions des écluses sont déterminées en fonction de la largeur et de la profondeur du fleuve et de ses méandres. Ainsi la Seine est-elle équipée avec des écluses de 185 m de long alors que sur la Moselle, plus sinueuse, elles n'ont que 175 m de long.

### Prix de revient technique

Pour commencer par un exemple il est intéressant de choisir un trafic de charbon sur la Basse-Seine. Celui-ci a en effet sensiblement augmenté ces dernières années et les armateurs se sont équipés en conséquence pour faire face avec des moyens modernes à ces nouveaux besoins.

Soit à approvisionner à partir de Rouen la Centrale E.D.F. de Creil pour un tonnage annuel de 1 M.T. Les convois sont constitués par un pousseur et deux barges de 79 m dont la capacité unitaire est de 2 180 tonnes pour un enfoncement de 3 m 20. La flotte nécessaire est déterminée de la façon suivante: durée d'une rotation à la vitesse de 12 km/h, les temps de chargement et déchargement étant estimés chacun à 20 h.

$$228 \times 2 : 12 + 40 = 78 \text{ h}$$

attente dans les ports 10 h

disponibilité moyenne annuelle 80 % soit 7000 h

nombre de rotations  $7000 : 88 = 81$

ce qui correspond à un trafic de  $81 \times 4360 = 354.460 \text{ T}$ .

Il faudra donc 2,8 pousseurs pour assurer un trafic annuel de 1 M.T. ce qui correspond en fait à 4 pousseurs utilisés à 70 % du temps, hypothèse qui peut être retenue dans le cas d'utilisation d'un pool.

#### - Valeur du matériel

Pousseur de 1 200 CV	4 MF 1'unité
au total $4 \times 4 \times 0,7$	11,2 MF
Barge de 79 m	1,6 MF 1'unité
au total $1,4 \times 7$	11,2 MF

Distance en charge 228 km

.../...

Le prix de revient technique s'établit  
comme suit :

<u>Frais annuels</u> en M.F.	Pousseurs M.F.	Barges M.F.
Personnel	2,4	
Entretien	0,6	0,3
Assurances	0,2	0,2
Amortissement et charges financières	1,3	1,3
	<hr/>	<hr/>
sous-total	4,5	1,8
 <u>Frais variables</u>		
Carburant	1	
Taxes (péages, loi Morice)		0,7
Divers (frais de route pilotage)	0,2	
	<hr/>	<hr/>
sous-total	1,2	0,7
<hr/>		
TOTAL partiel	5,7	2,5
Frais généraux	0,8	0,3
	<hr/>	<hr/>
TOTAL	6,5	2,8
<hr/>		
TOTAL GENERAL	9,3 M.F.	

tonnage annuel 1 M.T.

Prix moyen à la tonne 9,3 F/T

Prix de revient technique

distance parcourue 228 km  
coût c/ T x km 4,1 dont 0,26 de  
redevance pour utilisation de l'infra-  
structure.

.../...

## Commentaires des principaux postes

### Frais annuels

Equipage : on a pris en compte un équipage de 13 hommes pour chaque pousseur représentant un salaire global annuel de 870.000 F, y compris charges sociales au taux de 50 % soit pour 2,8 pousseurs 2,4 MF.

Entretien : il est estimé à 5 % du prix d'achat pour le pousseur et 2,5 % pour les barges

Assurances : l'assurance est comptée à 1,5 % du prix d'achat

Amortissement et charges financières

On suppose que les unités sont amorties en 20 ans, le taux d'intérêt étant, comme dans l'ensemble de l'étude, celui d'un prêt à 10 % sur 15 ans, c'est-à-dire 6,5 pour cent, ce qui donne une annuité de 11,5 %.

Le trafic de charbon sur la Basse Seine a subi depuis une dizaine d'années d'importantes fluctuations qui ont amené les compagnies de navigation à pratiquer des amortissements industriels sur de courtes durées, en tout cas plus proches de 10 que de 20 ans. C'est ainsi d'ailleurs que la pratique du leasing a pu connaître une certaine vogue dans ce secteur. Cependant il y a un retournement manifeste de la tendance depuis trois ans dans le sens d'une augmentation du trafic en ce qui concerne le charbon, qui devrait normalement se confirmer. C'est pourquoi le calcul du prix de revient a été fait en amortissant le matériel en fonction de sa durée de vie c'est-à-dire 20 ans.

### Frais variables

Carburant : 7.000 heures de marche à raison de 200 litres à l'heure au prix de 70 centimes le litre.

Frais généraux : ils sont estimés à 15 % des frais d'exploitation.

### Influence de la distance

Pour apprécier l'influence de la distance, on a calculé le prix de revient, dans les mêmes conditions que ci-dessus, pour la desserte des centrales de Creil à partir du Havre et de Porcheville à partir de Rouen. Les résultats sont les suivants :

Le Havre - Creil	325 km	3,9 c/T x km
Rouen - Porcheville	145 km	6,2 c/T x km

.../...



La courbe qui donne le prix de revient en fonction de la distance a l'allure d'une hyperbole équilatère : aux faibles distances, soit au-dessous de 150 km, le prix de revient décroît très vite quand la distance augmente alors que l'effet de la distance est beaucoup moins sensible au-delà.

### Influence de l'enfoncement

Pour desservir la centrale de Vitry à l'amont immédiat de Paris, l'enfoncement possible est seulement de 2m80 et le tonnage transporté par une barge n'est que de 1900 tonnes au lieu de 2180. Il en résulte une majoration du prix de revient de l'ordre de 15 %.

### Calcul du prix de revient d'un transport sur le Rhin

Un schéma analogue peut être utilisé sur le Rhin avec des convois de quatre barges actionnés par des pousseurs de 4.000 CV. Mais, si sur le Rhin canalisé l'enfoncement possible est de 3m50, sur le Rhin à courant libre, c'est-à-dire d'Iffezheim à Rotterdam, l'enfoncement en période de basses eaux descend à 2m30 et moins. Avec les barges Europe II les plus modernes, qui ont une capacité de 2.730 tonnes à 3m90 d'enfoncement, on ne peut tabler que sur une capacité moyenne annuelle de 1.600 tonnes. Le prix du transport de charbon de Rotterdam à Strasbourg pour une quantité de l'ordre du million de tonnes par an ressort alors à 32,6 F/T soit 4,4 c/T x km, la distance considérée étant de 730 km.

Cependant les barges abandonnées à Strasbourg peuvent éventuellement être rechargées en graviers à destination de l'Allemagne ou du Benelux. En pareil cas, les coûts à la tonne peuvent être estimés à 24,5 F/T pour le transport amont et 10 F/T pour le transport aval et le prix de revient du transport du charbon descend à 3,3 c/T x km ; on trouvera le détail des calculs à l'annexe n° 12. Il n'y a pas sur le Rhin de redevance pour utilisation de l'infrastructure.

.../...

### Frais de déchargement

Comme pour les transports maritimes, il faut inclure dans les dépenses de transport les frais de déchargement. Les coûts de transport précédemment calculés tiennent compte d'un niveau élevé de productivité des barges et donc de l'utilisation de moyens de manutention rapides. Les roues pelles en service dans les Centrales E.D.F. de Vitry et de Porcheville permettent à cet égard d'excellentes performances. Les grues portiques moins rapides sont un peu plus onéreuses.

Quelle que soit l'installation, le déchargement comporte des frais qui sont loin d'être négligeables : on retiendra qu'ils se situent aux alentours de 3 francs par tonne, reprise du charbon à partir du parc exclue.

### Règlementation de l'affrètement

Dans les exemples qui précèdent, on a considéré que les transports étaient effectués par des Compagnies exploitant leurs bateaux avec des équipages salariés. De tels schémas sont difficilement applicables au cas des artisans, propriétaires de leur bateau. La coexistence de ces deux catégories de transporteurs pose à la profession un sérieux problème d'organisation et c'est pourquoi un établissement public, l'Office National de la Navigation, a été institué comme intermédiaire entre la profession et les pouvoirs publics.

Il n'y a pas lieu de s'étendre, dans le cadre de cette étude sur le rôle de l'O.N.N. . On se bornera à signaler qu'il est notamment chargé d'organiser l'affrètement des transports publics intérieurs de marchandises, ces derniers comprenant outre des contrats au voyage ou des contrats à temps comme en matière de transports maritimes, des contrats au tonnage par lequel l'entrepreneur s'engage à transporter, dans un délai fixé, un tonnage déterminé contre le paiement d'un fret à la tonne. Les contrats d'approvisionnement des centrales E.D.F. rentrent dans cette dernière catégorie et l'O.N.N. a la délégation du Ministère des Transports pour les approuver sauf s'ils dérogent de plus de 15 % à la tarification réglementaire fixée pour tout transport intérieur.

La réglementation de l'affrètement ne joue pas pour les transports sur le Rhin et sur la Moselle en aval de Metz.

.../...

## Résultats

Le prix de revient des transports fluviaux n'est pas seulement fonction du trafic et de la distance. Il dépend également pour une grande part des possibilités offertes par la voie fluviale : tirant d'eau, dimensions des écluses ... . Les exemples que l'on vient de donner permettent de situer les prix de revient théoriques sur la Basse Seine (canalisée) et sur le Rhin (à courant libre). Il s'agit d'un trafic relativement important -un million de tonnes par an- et on a supposé qu'il était assuré dans les conditions optimales.

On est parvenu ainsi à :

Basse Seine (enfoncement 3 m 20) entre 3,9 et 6,2 C/T x km  
Rhin (enfoncement moyen 2 m 55)  
sans transport aval 5 c/T x km  
avec transport aval 3,75 c/T x km  
pour une distance de transport de l'ordre de 700 km.

Ces prix doivent être majorés pour tenir compte des frais de déchargement, qui ont été évalués à 3 F/T. On aboutit alors aux résultats suivants :

### Prix de revient

Basse Seine : prix décroissant de 7 à 4,8 c/T x km quand la distance varie de 150 à 350 km

Rhin :

sans transport aval 5 c/T x km  
avec transport aval 3,75 c/T x km  
pour une distance de l'ordre de 700 km.

Les distances à prendre en compte sont naturellement les distances réelles, compte tenu des sinuosités de la voie fluviale, remarque qui s'applique d'ailleurs également au transport ferroviaire, quoique dans une moindre mesure en général.

On notera enfin que, dans les conditions économiques actuelles et à l'inverse de ce qui a été constaté pour les transports maritimes, les prix de transport pratiqués sur la Basse Seine sont plus élevés que les prix de revient théoriques qui précèdent.

.../...

### III - TRANSPORT FERROVIAIRE DU CHARBON -

On examinera successivement :

- le transport sur une ligne spécialisée
- le transport sur un réseau banalisé

#### I - Transport sur une ligne spécialisée

Il n'existe pas en Europe occidentale de ligne ferroviaire spécialisée mais hors d'Europe de telles lignes ont été construites pour le transport de minerai de fer de l'intérieur vers la mer, tel le chemin de fer de la Société Nationale Industrielle et Minière S.N.I.M. (ex. MIFERMA) ou pour le transport quasi exclusif du charbon, tels les chemins de fer américains allant des Appalaches à la côte Est.

Sur ces lignes le coût du transport est très inférieur à ce qu'il est sur les lignes d'un réseau ferroviaire banalisé car la spécialisation permet d'adapter l'équipement aux besoins et d'éviter les multiples sujétions que comporte l'exploitation d'une ligne pour des catégories diverses de services.

Dans l'hypothèse très favorable où les rampes ne dépassent pas 0,4 % dans le sens des circulations en charge et 1,5 % dans le sens des retours à vide, il est possible d'assurer le trafic par trains de 2 km de longueur, de 18 000 T de poids remorqué (180 wagons de 100 T dont 78,5 T de charge utile) tractés en tête par 4 locomotives en unités multiples (1) et il suffit alors de 2 trains par jour pour acheminer 10 millions de tonnes de produits par an ou de 4 trains par jour pour en acheminer 20 millions de tonnes. Sur chaque train l'équipe de conduite et d'accompagnement peut se limiter à 4 agents avec communications par radio entre l'avant et l'arrière du train.

.../...

---

(1) A condition, toutefois, pour éviter des ruptures d'attelage, que les changements de pente du profil en long soient suffisamment espacés pour qu'en aucun point de la ligne un train n'occupe une section comportant à la fois un point haut et un point bas.

La ligne peut être à voie unique, avec installations de croisement très espacées et aiguilles manoeuvrées par l'équipe des trains de wagons vides, les trains chargés circulant alors sans arrêt pour économiser l'énergie. En fait de signalisation, l'on peut se contenter de communications radio et les bâtiments d'exploitation nécessaires sont peu nombreux. Les rails doivent être lourds (54 ou 60 kgs par mètre) à cause du poids des essieux (25 T) mais les dépenses d'entretien et de renouvellement de la voie sont limitées par l'adaptation des dévers à la vitesse uniforme des trains, par le très petit nombre d'appareils de voie et par les facilités que procurent, pour les travaux sur la voie, les longs intervalles entre les passages de trains.

Prix de revient technique

On choisira comme exemple celui d'une ligne d'environ 700 km ce qui permet facilement, avec une vitesse en ligne de 60 à 70 km/h., un cycle de rotation des trains de 48 h. Le coût de l'infrastructure a été évalué à 2 780 M.F.

Dans de telles conditions et pour 10 millions de tonnes par an, la dépense annuelle s'établit comme suit :

<u>Frais annuels</u>	<u>M. F.</u>
Personnel roulant	6
Matériel roulant	60
Maintenance de la voie	70
	<hr/>
sous-total	136
Charges financières 0,115 x 2780	320
	<hr/>
Total partiel	456
Energie de traction	50
Divers	16
	<hr/>
Total partiel	66
	<hr/>
TOTAL	522 M.F.

Coût à la tonne transportée

522 : 10 = 52,2 F/T

.../...

### Prix de revient

Distance parcourue 700 km

Coût centime / T x km.

$52,2 \times 10^2 : 700 = 7,46$

Au prix ainsi calculé il faut ajouter le coût des opérations de déchargement (manoeuvre du train coupé en tronçons, basculement des wagons, bandes transporteurs, etc ...) soit environ 3 F/T, ce qui porte le prix de la T x km à 7,9 c, qu'on arrondira à 8 centimes.

### Commentaires

Pour évaluer les investissements dans l'exemple qui précède, on a retenu l'hypothèse d'un coût d'infrastructure de 2,5 MF le km pour la plateforme et 0,7 MF le km pour la voie, auquel on a ajouté 250 MF pour les ateliers, les bâtiments d'exploitation et les installations de déchargement; avec les intérêts intercalaires, on arrive ainsi à 2.780 MF. L'amortissement a été calculé sur 20 ans. Avec 6,5 % de frais financiers la charge annuelle ressort à :

$$11,5 \times 2.780 = 320 \text{ MF.}$$

soit par T x km 4,57 centimes, ce qui correspond à 60 % du prix de revient total. Dans la réalité le coût de la plateforme peut varier énormément : de 1,5 MF le km en terrain plat et désert à 6 MF ou davantage selon le relief, la géologie, l'hydrologie et la densité de l'habitat. Aussi faut-il considérer comme favorable l'hypothèse d'un coût de 2,5 MF le km. On a par ailleurs envisagé des conditions idéales : rampes extrêmement faibles dans le sens de marche des trains chargés, distance adaptée à une bonne rotation du matériel. Là où ces conditions n'existent pas, le prix sera plus élevé. Par exemple si les exigences du profil en long imposent de limiter à 9000 T le tonnage des trains, les coûts des locomotives et du personnel roulant seront doublés et le prix, sans charges d'investissements d'infrastructure, monte à plus de 4 centimes la T x km. Par exemple encore si la plateforme coûtait 5 MF le km, le montant ci-dessus de 4,57 c par T x km passerait à 7,62 c et le prix de revient total, pour 10 millions de tonnes par an, excéderait 10 c la T x km.

En ce qui concerne le trafic, on a supposé qu'il était de 10 M.T. par an. Pour un trafic plus important, le prix de revient serait plus faible. Si, par exemple, on transportait annuellement 20 millions de tonnes au lieu de 10, le poids des investissements d'infrastructure serait diminué de moitié et sur la ligne dont il s'agissait plus haut, le prix du transport tomberait à 5,75 c / T x km.

.../...

Enfin pour les distances de transport inférieures aux 700 km admis dans l'évaluation ci-dessus, l'influence des bâtiments d'exploitation et de l'immobilisation du matériel pour les opérations de chargement et de déchargement s'accroît et le prix de revient s'en ressent, et cela d'autant plus que, comme il est difficile, à moins d'implanter une signalisation, d'exploiter une ligne à voie unique avec des horaires variables selon les jours, il peut être inévitable de garder un cycle de rotation de 2 jours pour le matériel roulant.

Ces coûts sont recouverts par les tarifs pratiqués pour le transport de charbon par les chemins de fer américains sur les lignes allant des Appalaches à la Côte Est qui sont, sinon spécialisées, du moins exploitées essentiellement et en priorité pour les trains lourds. Le tarif début 1977 de New River à Hampton Roads était pour 700 km environ de 9,02 dollars par tonne, soit 6,2 centimes par T/K. Les chemins de fer américains étant, du moins pour le transport des marchandises, des sociétés privées non subventionnées, ces tarifs sont vraisemblablement au moins égaux aux prix de revient, impôts compris.

Les prix de revient ci-dessus se rapportent à des transports de produits pondéreux solides. Pour le transport de produits pétroliers en citernes les prix seraient inférieurs de 2 % environ, la tare des wagons citernes étant à égalité de poids total en charge légèrement inférieure à celle des wagons de minerai ou de charbon, mais la question du transport de produits pétroliers par ligne ferroviaire spécialisée ne se pose pas, car le prix de revient en serait très largement supérieur à celui de transports par oléoducs.

## II - Transport sur un réseau banalisé

Sur les réseaux ferroviaires banalisés assurant de multiples catégories de services, où l'acheminement des trains lourds n'est qu'une activité parmi d'autres et, étant considérée comme la moins "noble", est en général sacrifiée aux exigences de qualité des autres trafics, les calculs de prix de revient ci-dessus sont sans valeur. Si l'infrastructure est le plus souvent déjà amortie, sa complexité (nombreux appareils de voie, signalisation sophistiquée, etc ...) et les exigences de qualité pour les trains rapides rendent coûteux son entretien. Sa conception, qui n'est pas adaptée à la circulation de trains lourds et longs, fait que le poids remorqué ne peut guère dépasser 2000 T par train.

.../...

De plus le calcul du prix de revient des trains complets sur ces réseaux suppose des arbitrages délicats. Ne devrait-on pas, notamment, imputer aux trains de voyageurs et de messageries les surcoûts d'acheminement des trains lourds (matériel et personnel immobilisés, énergie de traction consommée à redémarrer, etc ...) qui résultent de leur garage sur des voies d'évitement pour laisser passer les trains considérés comme prioritaires (1) Ces surcoûts sont importants car la priorité donnée aux trains rapides conduit pour les trains lourds à une vitesse commerciale qui atteint rarement la moitié de leur vitesse de marche. A quelles catégories de trains faut-il, d'autre part, imputer les surcoûts d'entretien des voies qui résultent de la multiplication des appareils de voie et de l'usure supplémentaire des rails dans les courbes tenant au fait que le dévers y est insuffisant pour les trains les plus rapides et trop fort pour les trains lourds ?

La méthode utilisée par les réseaux pour déterminer les prix de revient de leurs diverses catégories de trafic est, en fait, conventionnelle et semble défavoriser les trains lourds. Il est donc très probable que, malgré les compensations pour l'entretien de son infrastructure ou pour insuffisance de son niveau tarifaire dont bénéficie la S.N.C.F., les tarifs S.N.C.F. de trains complets couvrent très largement les dépenses dont la S.N.C.F. ferait l'économie en l'absence des dits trains.

.../...

---

(1) En U.R.S.S. où le volume, en TK, des transports de marchandises par fer est environ 15 fois plus important que sur l'ensemble des réseaux de la Communauté économique européenne, bien que la longueur totale des lignes soit à peine supérieure, le souci de la qualité des transports de voyageurs passe sur la plupart des lignes après celui de l'acheminement des trains lourds. S'il est nécessaire, tous les trains circulent à la même vitesse ; c'est, notamment ce qui se passe sur la ligne transsibérienne entre Omsk et Novosibirsk où s'écoule un énorme trafic de minerai et de charbon.



On constate qu'en France, au début de 1977, le transport du charbon par trains complets était facturé à l'usager dans les conditions approximatives suivantes :

150 km	15	c/T x km
250 km	12,5	"
400 km	9,4	"
700 km	7,6	"

Les prix décroissent en fonction de la distance, ce qui est logique en raison du poids, même pour les trains complets, des charges terminales. On trouvera à l'annexe n° 13 la courbe qui figure l'évolution du prix de transport selon la distance.

Les frais de déchargement pouvant être évalués à 3 F/T, on arrive finalement aux valeurs suivantes :

150 km	17	c/T x km
250 km	14	"
400 km	10	"
700 km	8	"

#### Résultats :

Les réseaux d'Europe occidentale ont été conçus et exploités pour assurer des transports diversifiés de marchandises et de voyageurs et les transports de charbon n'y ont jamais été privilégiés, bien que pendant longtemps le charbon y ait représenté le tiers ou la moitié des marchandises transportées. Les lieux d'expédition du charbon étaient relativement concentrés, mais les destinataires de charbon étaient très variés et les qualités de charbon demandées fort diverses, en sorte que les transports de charbon restaient des transports diffus et que, compte tenu du profil de la plupart des lignes, de l'état des techniques de traction et de la routine, l'évolution vers l'emploi de trains lourds en navettes a été très lente. Il y a 30 ans la majorité du charbon était encore transportée en Grande Bretagne en wagons de 6 à 7 T de charge utile.

.../...

Aujourd'hui les transports de combustibles solides ne représentent plus en Europe occidentale qu'une fraction des transports ferroviaires de marchandises : sur la S.N.C.F. 5,5 % en tonnage kilométrique et le double en tonnage, mais ils se sont pour l'essentiel concentrés sur quelques itinéraires. Toutefois, ils continuent à n'être pas des transports privilégiés pour lesquels les installations auraient été spécialement conçues de façon à les assurer au moindre coût et ils doivent trouver leur place, tant bien que mal, au sein d'un trafic divers et irrégulier. Leurs prix de revient s'en ressent et est, d'ailleurs, difficile à déterminer, la ventilation, entre les diverses catégories coexistantes de trafic, du coût, très lourd, des sujétions qu'entraîne cette coexistence étant inévitablement plus ou moins conventionnelle.

On retiendra que les prix décroissent avec la distance et que le coût du transport pour l'usager, déchargement compris, se situe selon la distance entre 17 c/T x km pour 150 km et 8 c/T x km pour 700 km.

Lorsqu'il s'agit de chemins de fer industriels spécialisés, pouvant assurer des trains 5 à 10 fois plus lourds que les trains classiques grâce à un profil en long et à des moyens techniques parfaitement adaptés aux besoins, le prix de revient de la T.K., hors charges financières de l'infrastructure, peut s'abaisser au voisinage de 4 centimes, ce qui, associé à la baisse du fret maritime, permet d'envisager l'exploitation de gisements considérés autrefois comme économiquement inaccessibles. Toutefois, le poids des charges financières de l'infrastructure peut multiplier ce prix de 4 centimes par 2 ou même davantage, tant que ces charges financières ne sont pas amorties.

.../...

#### IV - TRANSPORT PAR CANALISATIONS -

##### I - Historique

Un certain nombre d'installations de transport de charbon par canalisations sont en service dans le monde, notamment en Pologne, en Union Soviétique et aux USA. En France, une réalisation de ce type fonctionne depuis 10 ans, sur 20 km, près de Merlebach (en Lorraine).

Aux Etats-Unis, le "Black Mesa" relie l'Arizona à la centrale de Mohave, dans le Nevada depuis août 1970. Ses caractéristiques sont les suivantes :

Longueur : 438 km	Débit : 5 $\frac{1}{2}$ Mt/an
Diamètre : 46 cm	Main d'oeuvre totale : 55 personnes

Toujours aux Etats-Unis, un carboduc, arrêté en 1963, relie le Sud de l'Ohio à la centrale d' "East Lake", de la Cleveland Electric Illumination. Mis en service en 1957, (longueur : 170 km, débit : 1,1 Mt/an, diamètre : 0,25 cm), l'arrêt n'a été décidé qu'après l'alignement (à la baisse) des coûts de transport du charbon par voie ferrée, sur le même trajet ; le carboduc avait parfaitement rempli son office !.

Parmi les projets en cours de réalisation, on citera :

Afrique du Sud : la région minière du Nord-Ouest du Transvaal est en cours de liaison avec le port minéralier de Richards Bay (longueur : 800 km).

U.S.A. : Nevada - Utah, 300 km, 10 Mt/an

Wyoming - Arkansas : 1 700 km, 25 Mt/an

D'importants projets sont à l'étude aux USA, pour transporter le charbon des mines de l'Ouest (Montana, Wyoming) vers des marchés situés à plus de 1 500 kilomètres tels que Chicago, Saint Louis, Houston.

.../...

## II - Aspects techniques et économiques

Le transport du charbon par carboduc semble techniquement au point aujourd'hui. Bien que des transports pneumatiques (par air sous pression) soient envisagés, il s'agit dans le cas général de broyer assez finement le charbon au départ et de lui adjoindre un fluide support (eau brute en général, mais aussi peut-être pétrole, produits pétroliers, méthanol...). (1)

L'optimisation technique (donc économique) se fait au niveau de la dimension des particules et de la part, en poids, de chacun des deux constituants, en général 50 % - 50 % (pour l'eau brute).

Opération du type oléoduc ou gazoduc (donc lourde en investissements), le carboduc présente des charges d'extrémités : le broyage et l'eau support, au départ, la déshydratation, à l'arrivée, bien que cette opération puisse parfois être évitée, par usage direct.

Pour donner un ordre de grandeur des investissements en cause, on indiquera que selon une étude récente (2) un carboduc de 1 450 km susceptible de transporter 9 millions de tonnes par an pour alimenter une centrale thermique de 3 200 M.W représenterait une immobilisation d'un montant total de 710 millions de dollars, se décomposant comme suit :

	(\$ 1 000)
Usine de préparation	92 000
Carboduc	348 000
Stations de pompage (12)	155 000
Usine de déshydratation	115 000
Total	710 000

Le montant des dépenses annuelles de transport s'élèverait à :

	\$ millions
Charges fixes	99 000
Dépenses d'exploitation	37 000
Total	136 000

soit 15,1 \$/T ou 75,5 F/T ce qui donnerait un prix de revient de :  $75,5 \times 10^2 : 1\,450 = 5,2 \text{ C/T} \times \text{km}$ .

.../...

---

(1) Le mélange constitue ce qu'on appelle en anglais le slurry

(2) American Power Conférence avril 1976  
Transport de l'énergie A.J. Banks et R.B. Leeman

Que penser de cette estimation ? s'il s'agissait d'un oléoduc de même capacité, soit 18 millions de tonnes étant donné la concentration 50 - 50 du mélange, le prix de revient serait de 1,15 C/T x km, en supposant une viscosité égale à celle du pétrole. Le transport par carboduc serait donc 5 fois plus cher.

En examinant la structure des investissements on constate que le carboduc à lui seul représente déjà un montant égal à celui de l'oléoduc équivalent (24"), installations de pompage incluses.

Il faudrait donc prendre en considération, pour expliquer la différence, non seulement le poids des installations terminales, mais encore celui des stations de pompage qui représente à lui seul 16 % des immobilisations totales.

Dans ces conditions le rapport des prix de 5 à 1, ne paraît pas anormal, c'est tout ce qu'on peut dire. Faute d'élément plus précis, on se bornera donc à considérer que 5 C/T x Km est un ordre de grandeur possible pour le tonnage (9 MT) et la distance (1 450 km) considérés. Un calcul approché montre qu'avec un carboduc de 500 km, le prix de revient se situerait aux environs de 8 C/T x km pour une capacité de transport identique.

### III - Les difficultés

Le développement des carboducs aux USA, est lié aux décisions politiques qui devront intervenir pour promouvoir le "nouveau charbon". L'aspect environnement (ponction sur les ressources en eau d'une région) peut être déterminant, selon le projet envisagé.

Les défenseurs de ce mode de transport avancent notamment que les besoins en eau ne seraient pas, relativement, aussi importants que l'indiquent les chiffres, par rapport à d'autres usages voisins (liquéfaction du charbon etc...). Ils indiquent également que le rail demeurerait totalement employé, et qu'il n'y aurait pas vraiment de concurrence, mais plutôt complémentarité : là où la voie ferrée a un accès difficile, le carboduc peut passer. Enfin, le défilé des trains complets véhiculant le charbon (un train par heure sur chaque ligne, en 1985, s'il n'y a pas de carboduc nouveau) n'est pas à leurs dires un spectacle enthousiasmant !

.../...

#### IV - Résultats

Il existe dans le monde des réserves considérables de charbon demeurées inexploitées en raison des grandes distances qui séparent les lieux d'extraction des zones d'utilisation. Le transport par canalisations, dont la technique semble maintenant au point, n'est pas d'un prix de revient tel que le charbon en provenance de ces zones éloignées ne puisse devenir compétitif, alors que le prix des énergies concurrentes ne cesse d'augmenter. Il faut donc s'attendre à un développement de ce mode de transport.

Cette conclusion est très voisine de celle à laquelle on est parvenu en ce qui concerne les transports par chemins de fer industriels lourds spécialisés.

On retiendra que les prix de revient sont du même ordre de grandeur au-dessus de 1000 km pour les deux modes de transport : ils pourraient se situer aux alentours de 5 à 6 C/T x km. A plus faible distance, le carbo-duc est sans doute moins avantageux à cause du poids des installations terminales mais comme il peut bénéficier d'un tracé plus direct, il a sans doute encore ses chances au-dessous de 1000 km, notamment sur parcours quelque peu accidenté.

De toute façon il a pour lui l'avantage considérable de permettre la manutention du charbon en phase liquide et rien n'empêche de concevoir raisonnablement la constitution de chaînes de transport terrestre et maritime à très grandes distances dans des conditions économiques d'autant plus valables que l'étape la plus longue, c'est-à-dire l'étape maritime, serait assurée par des navires de très gros tonnages, sur lesquels le coût de transport est particulièrement avantageux.

Chapitre III

- TRANSPORT DU GAZ NATUREL -

Au cours des trente dernières années, l'industrie du gaz en Europe, a subi une transformation profonde caractérisée par l'arrêt d'un grand nombre d'usines de production et la mise en oeuvre d'importants réseaux destinés au transport du gaz naturel. C'est ainsi qu'en France des conduites ont été posées pour le transport du gaz naturel de Lacq (1957), du gaz d'Algérie par Le Havre (1965), du gaz de Hollande (1967), du gaz d'Algérie par Fos-sur-Mer (1972), enfin du gaz soviétique (1976).

La consommation du gaz naturel en France a atteint en 1976 188 milliards de thermies, (G. th) soit 10,8 % de la consommation d'énergie primaire.

Le conseil central de planification a fixé à 240 M Tep l'objectif de consommation d'énergie en 1985. La part du gaz naturel serait de 37 M Tep, soit 370 G.th, représentant 15,5 % des besoins. D'ores et déjà les contrats approuvés au 31 décembre 1976 nous assurent un approvisionnement de 327 G. th (1), répartis de la façon suivante :

<u>Pays d'origine</u>	<u>Quantités moyennes annuelles en G. th. (1985)</u>
France	55
Algérie	91
Pays-bas	80
Norvège	32
URSS	36
Iran	33
Total	327

Ce tableau fait ressortir la diversité des sources d'approvisionnement et laisse présager un développement des réseaux de transport qui intéresse tous les pays du marché commun.

.../...

---

(1) Gaz de France Service de Presse n° 83

Aux USA, au Canada, en URSS des vastes réseaux de transport de gaz sont déjà utilisés depuis longtemps et des longueurs de 2 à 3 000 km ne sont pas rares. Parmi les projets en cours, le record semble être celui du pipeline Alaska, Canada - USA, dont la longueur serait de 6 800 km.

Au transport intercontinental du gaz naturel est venu s'ajouter depuis une dizaine d'années le transport maritime du gaz liquéfié et à la faveur, si l'on peut dire, de la crise de l'énergie, d'importants projets de chaînes de liquéfaction et de transport maritime semblent devoir se réaliser prochainement.

Il n'y a pas lieu, dans le cadre de cette étude, de s'étendre davantage sur ces considérations générales. Il faut seulement rappeler que le pouvoir calorifique du gaz naturel est très variable suivant le gisement d'origine. Voici, à titre d'exemple, les pouvoirs calorifiques en thermies de quelques gaz naturels distribués en France :

Aquitaine	9,6 th
Hassi R'Mel (Algérie)	10,6 th
Groningue (Pays-Bas)	8,4 th

Aussi l'industrie gazière utilise-t-elle maintenant comme unité pratique la thermie, sans pour autant abandonner complètement le mètre cube. Le pouvoir calorifique du gaz considéré dans cette étude est de 10 th/m<sup>3</sup>.

On va maintenant examiner le transport du gaz sous les deux aspects suivants :

- transport par canalisation
- transport par navire méthanier

.../...



## I - TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR CANALISATION

Comme pour le pétrole le principe même du transport par canalisation consiste à disposer d'une différence de pression adaptée au débit à transporter, compte tenu de la perte de charge le long du parcours.

La structure de transport comporte :

- une canalisation en acier (tubes soudés pour le grand transport)
- des stations de recompression dont l'espacement et la puissance dépendent du débit transporté, du relief, de la nature des domaines traversés (terrestre, maritime, profondeur)
- des postes de sectionnement et des postes de coupure régulièrement espacés.

Pour commencer par un exemple, on considère trois canalisations de 30 - 40 - 50". La longueur de la canalisation est de 1 000 km. La distance entre stations de recompression est de 100 km. Les trafics considérés représentent 90 % de la capacité maximale pour chaque diamètre.

.../...

On suppose des difficultés moyennes de pose en France.  
L'échéancier de mise en régime est le suivant :

1/3 la 1ère année, 2/3 la 2ème année, puis 1.

Le tableau ci-après indique :

- les investissements
- les charges annuelles
- le prix de revient en centimes par  $10^4$  th x Km  
(équivalent à 1 000 m<sup>3</sup> x km).

en million de francs

	30 "	40 "	50 "
Investissements	1 500	2 300	3 500
Charges annuelles			
a) financières			
Amortissements + frais financiers	175	266	405
b) d'exploitations fixes (0,04)	60	92	140
Total a + b	235	358	545
Energie	32	63	97
Total charges	265	421	642
<u>Trafic annuel</u> en G th	43	86	147
<u>Prix de revient</u> c/10 <sup>4</sup> th x Km	6,2	4,9	4,4

.../...

Commentaires

1° Investissements et charges financières

Les données qui figurent dans le chapitre relatif au pétrole, en ce qui concerne le coût des canalisations, sont valables dans leur ensemble en ce qui concerne les conduites de gaz. Quant aux stations de compression, la tendance actuelle est plutôt de les équiper en turbo compresseurs. Les prix de ces appareils varient suivant que la partie turbine est dérivée ou non d'un réacteur d'avion. De toute façon, ce sont des appareils beaucoup plus coûteux que les pompes de refoulement utilisées pour le pétrole.

La pression maximale de service la plus couramment utilisée est de 70 bars. L'économie est de 2 à 5 % selon les difficultés de pose lorsqu'on passe de 70 à 100 bars et que la pose d'une seule canalisation suffit pour transporter les débits.

Le coût des ouvrages est différent selon qu'il s'agit de transport terrestre ou de traversée sous-marine. Pour une canalisation de 30" de diamètre, par exemple, les investissements pour une traversée sous-marine sous une hauteur d'eau de 150 m sont 3 à 4 fois plus élevés que pour un parcours terrestre. En ce qui concerne les stations de compression, les investissements sont eux aussi beaucoup plus chers en mer que sur terre.

La charge financière annuelle est calculée sur la base de 11,6 pour cent du montant des investissements en prenant, comme dans le cas du pétrole 5 % au titre de l'amortissement et 6,5 % au titre des intérêts.

Frais annuels

On a retenu comme pour le pétrole 4 % de l'investissement total. On ne reprendra pas ici ce qui a été dit plus haut dans le cas du pétrole sur la recherche de l'optimum économique qui permet de déterminer le diamètre, la puissance de compression à installer et le positionnement des stations. On se bornera à attirer l'attention sur l'importance des frais fixes qui représentent eux seuls entre 85 et 88 % de la dépense totale.

.../...

Résultats

Le gazoduc permet des transports à grande distance pour des quantités qui peuvent atteindre et même dépasser 15 milliards de m<sup>3</sup> par an. Le prix de revient du transport est d'autant plus bas que le débit est plus élevé. La courbe qui donne le prix de revient au kilomètre du transport du gaz à grande distance (voir annexe 14) dans des conditions de difficultés moyennes de pose en France montre que ce prix décroît de 8c/ 10<sup>4</sup>th x km pour 20 G th par an à 4,4c/ 10<sup>4</sup>th x km pour 150 G th par an.

Il est intéressant de mettre en parallèle ces résultats avec ceux auxquels on est parvenu pour le pétrole. En ce qui concerne les flux d'énergie transportables, on notera que l'oléoduc transporte cinq fois plus d'énergie que le gazoduc de même diamètre. Quant aux prix de revient, les courbes de l'annexe 8 pour le pétrole et la courbe de l'annexe 14 pour le gaz permettent de faire les rapprochements suivants :

Flux (G th / an)	Prix de revient c/ 10 <sup>4</sup> th x km		
	Gaz	Pétrole	$\frac{G}{P}$
40	6,2	2,5	2,5
80	5,0	1,6	3,1
150	4,4	1,3	3,4

On pourra donc retenir que le transport du pétrole, à quantité d'énergie égale, est approximativement trois fois moins cher que celui du gaz.

Ce qui vient d'être exposé concerne plus spécialement les transports terrestres. On trouvera à la fin du chapitre sur le transport par navires méthaniers quelques considérations sur les gazoducs sous-marins.

II - TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR NAVIRE METHANIER

Le gaz naturel n'est véritablement devenu une substance internationale, comme le pétrole, qu'à partir du jour où il a été possible de le transporter par mer.

Pour y parvenir dans des conditions économiques satisfaisantes, il faut le liquéfier à des températures comprises, suivant la composition des gaz, entre - 170 et - 160° C à la pression atmosphérique, ce qui a pour effet de réduire son volume de 600 fois par rapport à son état gazeux. Le gaz naturel liquéfié ou G.N.L. peut alors être transporté dans des navires spécialement conçus à cet effet : ce sont les méthaniers. A son arrivée au terminal, le G.N.L. est regazéifié et injecté dans le réseau de transport.

C'est une technique entièrement nouvelle qui s'est développée dans le monde au cours des vingt dernières années, en grande partie grâce aux efforts de l'industrie européenne. La chaîne de transport qui fut réalisée la première, celle qui relie l'Algérie (ARZEW) à la Grande-Bretagne (1 Gm<sup>3</sup> N/an) et à la France (0,5 Gm<sup>3</sup> N/an), fonctionne depuis 1965. L'usine est actuellement exploitée par la SONATRACH.

Depuis on a mis en service les chaînes suivantes :

Usine	Exploitant	Capacité Gm <sup>3</sup> /an	Trafic	Mise en route
ALASKA	PHILLIPS	1,5	Japon	1969
LIBYE	ESSO	3	Italie Espagne	1970
ALGERIE (SKIDDA)	SONATRACH	4,3	France Espagne	1972
INDONESIE (BRUNEI)	SHELL	6,4	U.S.A. Japon	1973
ABU-DHABI	B.P.	3,4	Japon	1977
INDONESIE	HUFFINGTON BECHTEL	6	Japon	1977

.../...

Les chaînes suivantes sont très avancées au stade des contrats sinon à celui de la réalisation:

		Gm <sup>3</sup> /an	
Algérie (GNL 1)	SONATRACH	10	Etats-Unis (El Paso)
Algérie (GNL 2)	SONATRACH	10	France Belgique
Algérie (GNL 3)	SONATRACH	15	Allemagne Hollande U.S.A.

Enfin différents autres projets sont en cours d'études pour des exportations à partir du Nigéria, de l'URSS, de l'Iran, de la Malaisie, de l'Alaska, de l'Alaska.

Il serait également possible de transporter le gaz naturel en utilisant une filière comportant la transformation du gaz en méthanol liquide. L'avantage de cette méthode, c'est que le méthanol liquide peut être transporté par des navires pétroliers classiques moins onéreux que les méthaniers.

Mais le passage par l'intermédiaire du méthanol implique une consommation de gaz beaucoup plus importante que l'emploi du méthane liquide. A cet égard la filière méthanol n'est pas spécialement intéressante. En outre, pour transporter de grandes quantités de gaz naturel, il faudrait pouvoir construire et faire fonctionner des unités de méthanol de grande taille ce qui pose des problèmes qui sont loin d'être résolus.

Pour ces raisons, on se limitera, dans ce qui suit, à l'examen de la filière G.N.L.

\*

\* \*

On examinera successivement les données relatives aux trois éléments de la chaîne de transport :

usine de liquéfaction  
navire méthanier  
terminal méthanier

.../...

### A. Usine de liquéfaction

On en est actuellement à la troisième génération d'usines de liquéfaction. L'évolution des procédés se traduit par des changements dans le cycle de réfrigération, la compression et la conception d'ensemble.

Le cycle à cascade classique utilisait 3 niveaux de réfrigération : le propane, l'éthylène et le méthane. Il ne permet pas de dépasser une certaine capacité unitaire par ligne de liquéfaction, de l'ordre de 1 Gm<sup>3</sup>/an. Les procédés les plus récents utilisent un fluide réfrigérant unique qui est un mélange d'hydrocarbures tirés du gaz naturel et d'azote. En y adjoignant un cycle auxiliaire au propane, on peut accroître la capacité de production. A BADAK, en Indonésie, on construit actuellement 2 lignes de 2,5 Gm<sup>3</sup>/an. Des lignes de 3 Gm<sup>3</sup>/an sont à l'étude.

### Prix de revient de la liquéfaction

Pour se placer dans les mêmes conditions que pour les autres formes d'énergie, ce qu'il faut c'est évaluer le prix de revient de la liquéfaction dans une usine fonctionnant à sa capacité normale en 1977. Compte tenu des délais de réalisation et de mise en régime, elle aurait donc été commandée quatre ans auparavant. A titre tout à fait indicatif, on peut estimer qu'une usine de 10 Gm<sup>3</sup> par an aurait coûté à cette époque 3,5 milliards de francs.

Pour une usine commandée en 1977, on estimerait assez valablement le montant de la dépense à 5 milliards de francs. Ces deux estimations semblent homogènes, compte tenu de la dérive des prix sur quatre ans.

.../...

Dès lors le prix de revient de la liquéfaction ou plutôt l'ordre de grandeur se détermine comme suit :

	M.F
<u>Charges financières</u>	
Amortissement sur 20 ans	0,05
Intérêt des emprunts à 15 ans	0,065
Charge totale $3,5 \times 10^3 \times 0,115$	402
 <u>Dépenses d'exploitation</u>	
Personnel	40
Entretien 2,5 % de l'investissement	90
Assurances 1 %	35
Frais divers 1 %	35
Energie (voir plus loin) $1,8 \times 10^9$ m3 gaz naturel	
Le gaz autoconsommé est compté à 2,6 c/th $1,8 \times 10^4 \times 0,26$	468
Frais généraux 15 % des frais d'exploitation	97
	<hr/>
Total	1 167
arrondi	1 200

Coût F/m3 de la liquéfaction

$$1,2 : 10 = 0,12 \text{ F}$$

ou c/th 1,2

.../...



La dépense relative à l'énergie consommée est importante et représente 40 % de la dépense totale. Elle a été calculée comme suit :

- Consommation : Il faut compter 15 % du volume. (Peut-être descendra-t-on d'ici peu à quelques 12 %). Pour une usine qui doit livrer 10 Gm<sup>3</sup>/An, il faut disposer à l'entrée de  $10 : 0,85 = 11,7$  Gm<sup>3</sup> arrondi à 12 Gm<sup>3</sup>/an. Le Volume consommé est alors de  $1,8 \times 10^9$  m<sup>3</sup>.

Prix du gaz : Il s'est progressivement créé un marché du gaz liquéfié. Les derniers contrats, type El Paso ou Distrigas ont été traités à un prix FOB de 1,3 \$/M.M. BTU (1) ce qui est équivalent à 2,6 c/th. C'est donc le prix qu'on retiendra ici. (On l'utilisera également plus loin dans le calcul du prix de transport du gaz par navire méthanier).

On remarquera que le prix FOB, ramené à 1,4 c/th pour tenir compte du coût de liquéfaction correspond à la valeur intrinsèque du gaz augmenté du coût de production, de traitement et de transport depuis le gisement jusqu'à l'usine.

#### B. Navire méthanier

La flotte mondiale des méthaniers s'est développée rapidement au cours des dernières années. Le nombre total des navires en service ou commandés fermes est de l'ordre de 80 et leur capacité totale s'élève à environ 7 millions de m<sup>3</sup>. Leur taille varie de 25.000 à 130.000 m<sup>3</sup>.

Les cuves sont de deux types :

- soit autoporteuses, c'est-à-dire indépendantes de la coque du navire. Elles supportent le poids et les mouvements de la cargaison ; une barrière secondaire permet l'isolation et l'ancrage.

- soit intégrées, c'est alors la coque du navire qui constitue la structure des cuves. Les parois sont de simples membranes d'étanchéité appuyées sur une isolation porteuse.

#### Coût de transport

Le coût du transport maritime de pétrole a fait l'objet d'un examen détaillé dans la première partie de cette étude. La méthode qui va être appliquée pour calculer le coût du transport maritime du gaz est analogue à la précédente.

.../...

---

(1) million de British thermal unit. La BTU vaut  $0,253 \times 10^3$  th. Avec le \$ à 5 F on a l'équivalence 1 \$ M.M. BTU vaut 2 c/th.

Soit par exemple un méthanier de 125.000 m<sup>3</sup> battant pavillon français, affecté au transport du GNL entre deux ports distants de 1500 milles. Le prix de ce navire livré début 1977 peut être estimé de l'ordre de 500 millions de francs.

Voici comment s'établit le prix de revient, les explications nécessaires étant données ensuite :

<u>Frais annuels</u>	<u>millions de francs</u>
Equipage	8,4
Entretien - Réparation	7,5
Assurance	9
Frais généraux	1,3
	<hr/>
Sous total	26,2
Amortissement 0,13 x 500	65
	<hr/>
Total partiel	91,2
 <u>Frais variables</u>	
Combustibles	19,4
Frais portuaires	10,6
	<hr/>
Total partiel	30,0
<u>TOTAL</u> .....	121,2 arrondi à 121

Coût au mètre cube transporté

Volume GNL livré à l'issue de chaque voyage  
125.000 - 2.056 (consommation) = 122.944 arrondi à  
123.000

Nombre de voyages / an 35,5

Volume annuel GNL 123.000 x 35,5 = 4,36 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

Volume annuel gaz 4,36 x 600 x 10<sup>6</sup> : 2,62 x 10<sup>9</sup>

Coût F/m<sup>3</sup> 121 x 10<sup>6</sup> : 2,62 x 10<sup>9</sup> = 0,0462

.../...

Prix de revient technique

Distance parcourue

$$1500 \times 1,852 = 2778 \text{ km}$$

$$\text{coût centime/m}^3 \quad \text{km} \quad 4,62 : 2778 = 0,0016$$

$$\text{coût centime/ } 10^4 \text{th km} \quad 1,6$$

Explications

Compte tenu des considérations exposées en matière de transport maritime de pétrole, les bases de calcul des frais fixes annuels n'appellent pas d'explications particulières. Le coût annuel de location c'est-à-dire le coût de time-charter ressort à 91 millions de francs.

Quant aux frais variables, ils résultent des éléments suivants :

-- durée d'une rotation à la vitesse de 19 noeuds, le temps de chargement et déchargement étant estimé à 3 jours

$$1500 \times 2 : 19 \times 24 + 3 = 9,58 \text{ jours}$$

-- nombre de rotations par an pour une disponibilité de 340 jours 35,5

-- durée en mer 234 jours

-- durée au port 106 jours

-- consommation de combustibles

en mer 210T/J d'équivalent F.O dont  
70 % sous forme de gaz évaporé  
à raison de 0,25 % de la capacité du navire  
et par jour, et 30 % sous forme de F.O

au port 50T/J de F.O en moyenne

-- dépenses de combustibles

La consommation de gaz pour un voyage aller et retour est de :

$$125.000 \times 0,25 \times 10^{-2} \times 6,58 = 2.056 \text{ m}^3$$

Le navire livre donc à chaque voyage

$$125.000 - 2.056 = 122.944 \text{ arrondi plus haut à } 123.000$$

Dans l'année la quantité de GNL consommé se monte à  
 $2.056 \times 35,5 = 72.988 \text{ m}^3$

qui correspond à

$$72.988 \times 600 \times 10 = 437,928.000 \text{ thermies arrondi à } 438 \times 10^6 \text{ th}$$

La dépense annuelle s'élève à :

$$\text{Gaz} \quad 438 \times 10^6 \times 0,026 = 11,4 \text{ MF}$$

$$\text{F.O} \quad (63 \times 234 + 50 \times 106) \times 400 = 8 \text{ MF}$$

.../...

## - Frais de port

Ils sont estimés à 150 000 francs par toucher  
La dépense correspondante est de :

$$150\ 000 \times 2 \times 35,5 = 10,6 \text{ MF}$$

On remarquera que les frais variables représentent 25 % de la dépense totale et que l'influence des frais portuaires est loin d'être négligeable. Pour des distances plus faibles, SKIDDA - FOS, par exemple, les frais portuaires sont supérieurs aux frais de combustibles. Au fur et à mesure que la liaison s'effectue sur de plus grandes distances, l'influence des frais portuaires diminue. Pour 3000 milles, elle n'est plus que de 23 % des frais variables et aux très grandes distances, elle descend au dessous de 10 %.

On a porté dans le tableau ci-dessous les valeurs d'exploitation d'un méthanière de 125 000 m<sup>3</sup> pour des distances de transport de 1000, 3000, 6000, 9000, 12000 et 15000 km.

Distance km	Dépense annuelle M.F.	Flux annuels 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Coût de transport	Prix de revient c/10 <sup>4</sup> th x km
1000	125,2	4,77	2,62	2,6
3000	121	2,48	4,88	1,6
6000	119	1,43	8,32	1,4
9000	118	0,99	11,9	1,3
12000	118	0,76	15,5	1,28
15000	117	0,66	17,7	1,18

.../...

## TERMINAUX METHANIER

Les principaux éléments constitutifs d'un terminal méthanier sont les suivants :

- le ou les appontements qui peuvent être sur rive ou en épis
- le ou les postes de déchargement (un par appontement)
- les réservoirs cryogéniques de stockage du GNL
- les installations de reprise des évaporations
- les unités de regazéification (à ruissellement d'eau ou à brûleurs immergés)
- les installations diverses de sécurité, d'aménagements généraux, d'électricité et de contrôle
- le poste de départ.

Cette description ne tient aucun compte des éventuels travaux d'aménagement portuaire.

Le terminal méthanier remplit trois fonctions assez nettement distinctes : le déchargement, le stockage et la regazéification. Selon l'utilisation souhaitée (écrêtement de pointe ou non) le coût d'un terminal peut varier assez largement.

L'investissement brut pour un terminal méthanier de 10 Gm<sup>3</sup>/an entré en service en 1977 comprenant, 1 appontement sur rive, 3 réservoirs de 120 000 m<sup>3</sup> de type aérien à cuve en béton précontraint, des unités garantissant la regazéification de 3 000 m<sup>3</sup>/th de GNL (surcapacité technique de 30 %) peut être estimé en France aux environs de 1 000 MF, intérêts intercalaires compris.

.../...

Les dépenses d'exploitation annuelles sont évaluées comme suit :

<u>Charges fixes</u>	<u>millions de francs</u>
Charges financières	115
Personnel	2
Assurances - frais d'exploitation frais généraux	40
	<hr/>
Total partiel	157
 <u>Frais variables</u>	
Frais proportionnels à la thermie regazéifiée (0,03 c/th environ)	30
Gaz consommé : environ 0,5 % $500 \times 10^6 \times 0,03$	15
	<hr/>
Total partiel	45
<u>TOTAL</u> .....	202

Coût : en F/m<sup>3</sup>

$$0,202 : 10 = 0,02 \text{ ou } 0,2 \text{ c/th}$$

Récapitulation

Le prix de revient du transport par méthannier comprend deux termes dont l'un est indépendant de la distance et correspond à la liquéfaction et à la regazéification, et l'autre est fonction de la distance.

.../...

a) liquéfaction et regazéification

Les coûts précédemment calculés pour un débit de 10 milliards m<sup>3</sup>/an, sont de 1,2 et 0,2 c/th respectivement soit ensemble 1,4 c/th.

b) transport

Les chiffres du tableau précédent relatif à des distances allant de 1000 à 15000 km font apparaître une diminution régulière du prix de revient technique de transport au fur et à mesure que la distance augmente : le prix de revient décroît de 2,8 à 1,2 c/th x km.

En additionnant les deux termes, on obtient un prix de revient de la chaîne de transport de méthane liquide qui décroît de 1,66 à 0,28 c/10<sup>4</sup> th - km.

Ces valeurs s'entendent pour une chaîne de 10 Gm<sup>3</sup> par an. Certains gains de coûts pourraient sans doute être réalisés avec des capacités plus importantes. Ainsi, pour une chaîne de 30 Gm<sup>3</sup>/an, les réductions moyennes pourraient être, en ordre de grandeur, de :

20 % sur la liquéfaction

35 % sur la regazéification

15 % sur le transport (navires de 200.000 m<sup>3</sup>)

Le graphique des prix de revient qui figure à l'annexe n° 15 met en évidence l'effet de taille quand on passe de 10 à 30 Gm<sup>3</sup> par an.

Sur le graphique de l'annexe n° 16, on a figuré non plus le prix de revient kilométrique, mais le coût du transport en fonction de la distance évaluée en centime par thermie. Pour apprécier la distance de trajet maritime à partir de laquelle le transport par navire méthanier est plus économique que le transport terrestre par gazoduc, on cherchera la distance qui correspond à l'égalité des coûts. Pour des livraisons qui atteignent 100 milliards de thermies par an, le prix de revient du transport par canalisation se situait aux alentours de  $4,72/10^4$  thxkm. (Voir courbe de l'annexe n° 14).

On a porté sur la figure de l'annexe n° 16 la droite correspondante : elle coupe la courbe du GNL à une distance de 4500 km environ.

.../...

Tout ceci n'est évidemment qu'approximatif mais permet néanmoins d'avoir une idée de la limite à partir de laquelle le transport du GNL peut être économiquement envisagé, au lieu d'un transport terrestre de gaz par canalisation.

Mais on devra aussi garder présent à l'esprit le fait qu'une chaîne de transport représente des investissements énormes. L'importance des capitaux nécessaires conduit en général à des associations entre le producteur et l'importateur et nécessite des emprunts auprès des banques ou sur le marché financier. Ce n'est qu'une fois tous les accords conclus et les autorisations gouvernementales obtenues que peut débuter la construction de l'usine et des méthaniers et ce long processus a lourdement pesé jusqu'à présent sur le développement de ce mode de transport.

C'est en partie pourquoi l'idée d'un transport par gazoduc immergé, même à de grandes profondeurs, qui s'était déjà fait jour il y a une vingtaine d'années lors de la découverte du gisement de gaz naturel d'Assi R'MEL, et avait été quelque peu abandonnée ensuite, a paru mériter d'être reprise pour les nouveaux et importants contrats envisagés entre l'Algérie et l'Europe. Déjà des essais de pose ont été effectués dans le détroit de Messine -15 km à une profondeur maximum de 360 mètres- ainsi que dans le détroit séparant la Tunisie et la Sicile -160 km à une profondeur maximum de 650 mètres-. Ces canalisations ont été posées sur le tracé du pipeline principal destiné à alimenter l'Italie en gaz algérien.

Un deuxième projet de traversée de la Méditerranée est à l'étude. C'est celui d'une canalisation destinée à alimenter l'Espagne et la France soit par le détroit de Gibraltar à une profondeur de 600 mètres en passant par le Maroc soit par une conduite directe Algérie - Espagne ce qui implique la pose d'une canalisation à des profondeurs allant jusqu'à 2 500 mètres. La société Algérienne SONATRACH, le Gaz de France et l'ENAGAZ espagnole ont créé à cet effet une société d'étude intitulée société d'Etude du Gazoduc de la Méditerranée Occidentale (SEGAMO) dont les travaux sont en cours.

.../...



L'investissement dans le cas d'un gazoduc sous-marin à faible profondeur --100 ou 200 mètres-- étant 3 ou 4 fois plus élevé que celui d'un gazoduc terrestre, on pourra pour comparer d'une façon très approximative les solutions gazoduc-méthanier, faire intervenir dans le calcul la longueur du gazoduc qui est économiquement équivalent. Le point d'équilibre pour 10 Gm<sup>3</sup>/an serait alors non plus 4500 km, mais 1000 ou 1500 km. Il serait par contre aventureux d'essayer de dire quelque chose d'analogue, sans être mieux renseigné sur les coûts de pose, dans le cas des grandes profondeurs. De toute façon il faut tenir compte des distances réelles respectives des trajets maritimes et terrestres depuis le gisement et ceci peut changer évidemment beaucoup de choses.

Face au développement du transport du méthane liquide, il n'est pas sans intérêt d'essayer de situer l'un par rapport à l'autre, le prix de revient du transport maritime du pétrole et du gaz. Les flux annuels de transport d'énergie d'un méthanier de 125.000 m<sup>3</sup> et d'un pétrolier de 80000 T.P.L. sont très voisins, le supplément de vitesse de l'un compensant le supplément du tonnage de l'autre. L'étude a fait apparaître les résultats suivants :

Distance	Coût du transport c/th		$\frac{M}{P}$
	Pétrolier	Méthanier	
1 000 km	0,14	1,66	12
10 000 km	0,52	2,7	5

Aux faibles distances, la liquéfaction et la regazéification pèsent lourdement sur le coût du transport du méthane liquide --84 % à 1 000 km-- il est alors douze fois plus élevé que celui du pétrole vers 10 000 km, le rapport n'est plus que de 5 à 1.

Si l'on fait abstraction des terminaux pour ne considérer que le transport maritime seul, on constate que celui-ci est approximativement deux fois moins cher dans le cas du pétrole que dans celui du gaz liquéfié. Il va de soi que, dans la pratique, de sérieuses distorsions peuvent apparaître du fait des taux de fret réellement pratiqués.