

EUROPÄISCHE GEMEINSCHAFT  
FÜR KOHLE UND STAHL

HOHE BEHÖRDE

COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE  
DU CHARBON ET DE L'ACIER

AUTE AUTORITÉ

COMUNITÀ EUROPEA  
DEL CARBONE E DELL'ACCIAIO

ALTA AUTORITÀ

EUROPESE GEMEENSCHAP  
VOOR KOLEN EN STAAL

HOOGTE AUTORITEIT

**BULLETIN**  
de la Communauté européenne  
du charbon et de l'acier

---

**ÉTUDE**  
sur les  
**perspectives énergétiques**  
**à long terme**  
**de la Communauté européenne**

LUXEMBOURG

Décembre 1962

Troisième numéro hors série de l'année 1962

HAUTE AUTORITÉ  
DE LA  
COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DU CHARBON ET DE L'ACIER

COMMISSION  
DE LA  
COMMUNAUTÉ ÉCONOMIQUE EUROPÉENNE

COMMISSION  
DE LA  
COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE

Étude  
sur les perspectives énergétiques  
à long terme  
de la Communauté européenne

Décembre 1962



## Préface

de P. - O. LAPIE

Membre de la Haute Autorité, Président du groupe  
de travail interexécutif „Énergie”

Voici, pour la première fois, à l'échelle européenne, une analyse des tendances fondamentales de l'énergie, articulées en termes de quantités, de coûts et de prix : elle constitue la synthèse d'un travail entrepris par nos services, depuis deux ans.

Je suis heureux de présenter, au nom des trois exécutifs de la C.E.C.A., du Marché commun et de l'Euratom, cette œuvre collective aussi importante qu'originale.

Dès le début de nos travaux, nous avons été convaincus, en effet, qu'une politique de l'énergie devrait nécessairement s'appuyer sur une analyse précise des tendances fondamentales et à long terme du marché de l'énergie en Europe. Des études ont été lancées dans cette optique.

Le 5 avril, à la Conférence des ministres de Rome, ces travaux étaient déjà assez avancés pour que l'interexécutif puisse accepter, dans un délai de deux mois, de rédiger des propositions de politique énergétique. Seules, des contraintes matérielles et la brièveté des délais ont empêché que cette étude ne soit présentée, le 25 juin, en même temps que le Mémorandum sur la politique énergétique.

Ainsi, ces « perspectives » n'ont pas été conçues comme une sorte de justification a posteriori du Mémorandum, mais bien comme un instrument d'analyse destiné à le présenter. Elles ne sont pas un document « politique » mais une « étude » destinée à éclairer l'action politique. On a voulu informer plus que convaincre.

Cette étude vise à éclairer l'action politique non pas en lui dévoilant l'avenir par des prévisions, ni en l'orientant par des objectifs recommandés mais, plus modestement, en lui présentant des perspectives.

Il ne s'agit pas de prévisions. L'étude ne prétend pas chiffrer la production charbonnière ou les importations pour 1970 ou 1975. Nous sommes conscients qu'une telle tentative non seulement sous-estimerait les incertitudes qui hypothèquent ces sortes de calculs, mais surtout qu'elle sous-estimerait le poids réel des décisions politiques qu'elle entend éclairer.

Il ne s'agit pas non plus de proposer des objectifs à atteindre. L'étude n'entend nullement recommander que la production charbonnière se situe à tel ou tel niveau. Lorsqu'elle analyse le bilan de la Communauté, en cas d'absence totale d'aide ou de protection en faveur de l'énergie communautaire, elle ne propose pas un but, mais souligne un danger.

Ni prévisions, ni objectifs! Que sont donc ces perspectives?

Dans les trois premières parties, elles sont une analyse serrée des données du marché de l'énergie. Elles constituent d'abord, dans la première partie, un moyen commode d'organiser et de rassembler, sous une forme homogène, tout ce que nous pouvons savoir du développement économique général qui encadre le marché de l'énergie. Elles regroupent et chiffrent ensuite, dans la deuxième et troisième partie, les éléments de l'offre et de la demande d'énergie. Ainsi, se trouvent analysés, en termes de quantités, de coûts et de prix, les différents éléments qui commandent les mécanismes du marché de l'énergie.

La quatrième partie, elle, tente la synthèse ou le raccordement entre l'offre et la demande. Elle commence par délimiter la zone réelle de concurrence entre les différentes sources d'énergie. Par là même, elle définit les limites entre lesquelles les choix politiques s'exercent réellement. A chacune des options politiques correspond un niveau différent d'équilibre entre les différentes formes d'énergie et, en particulier, l'énergie communautaire et l'énergie importée. Ces équilibres sont reflétés et traduits par des bilans d'ensemble de la Communauté pour 1970 et 1975.

Cette étude tend enfin à élaborer un instrument pour peser au plus juste les avantages et les coûts de telle ou telle mesure de politique économique. Il n'est pas question de vanter dans l'abstrait les avantages de telle ou telle politique de marché ouvert ou de protection, mais bien d'évaluer les incidences et les coûts de tel ou tel niveau de protection ou d'aide. C'est dans cet esprit qu'il faut lire notre cinquième et dernière partie.

En élaborant ce document, nous avons voulu construire une analyse objective. C'est pourquoi nous avons souligné les incertitudes des résultats présentés. C'est pourquoi aussi, à aucun moment, nous n'avons présenté ces résultats comme un argument en faveur de telle ou telle mesure politique. Mais, on peut se demander si nous n'avons pas été trop loin dans ce sens et si le caractère « neutre » de l'analyse ne nuit pas à son efficacité et ne réduit pas sa portée.

Je ne le pense pas, car on peut dégager de ce travail un certain nombre de considérations qui restent valables dans le cadre des marges d'incertitudes reconnues et qui s'imposent à toute politique réelle de l'énergie.

La première de ces considérations touche à l'existence même du Marché commun. Un tel travail montre que le succès du Marché commun implique la création d'un marché commun de l'énergie. En 1970, dans l'espace économique du Marché commun où les prix des matières premières, les salaires, les charges fiscales et sociales seront harmonisés, on voit mal comment seule l'énergie pourrait présenter un facteur de distorsion. Si vraiment, comme le

document le montre, des politiques énergétiques différentes risquent d'aboutir à des écarts dans le prix de l'énergie allant jusqu'à 40 %, l'énergie ne saurait constituer un flot de résistance dans la marche à l'intégration.

La deuxième considération porte sur la nécessité pour l'Europe d'une politique d'approvisionnement et d'importation. En effet, l'étude a montré que, dans toutes les hypothèses envisagées, les importations joueraient un rôle croissant et déterminant. Les problèmes de sécurité d'approvisionnement doivent donc apparaître au premier plan des préoccupations dans la politique énergétique européenne.

La troisième considération est liée à l'aide aux charbonnages communautaires que les impératifs sociaux et régionaux imposent à la Communauté. Il semblerait, en effet, socialement et politiquement dangereux de laisser décroître la production charbonnière jusqu'à un niveau à peine égal à la moitié de la production actuelle. Cette situation ne pourrait être évitée que par la mise en place de systèmes d'aide ou de protection, dont les modalités ont été soigneusement décrites et évaluées dans le corps de ce document.

La dernière considération concerne le rôle de l'énergie nucléaire. Aussi bien sous l'angle de l'énergie à bas prix que sous celui de la sécurité de l'approvisionnement, l'utilisation pacifique de l'atome peut jouer en Europe un rôle décisif; mais l'impact de l'énergie nucléaire ne pourra se faire sentir en profondeur qu'après 1975. C'est donc à présent qu'il faut préparer et organiser le développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté. En outre, avant que l'énergie nucléaire ne puisse prendre réellement le relais des charbons européens, il y aura pour l'Europe une période critique à laquelle nous devons nous adapter dès maintenant.

J'espère que ce travail répondra aux préoccupations et aux questions qui assaillent, parfois, jusqu'à l'angoisse, gouvernements, parlementaires, producteurs, travailleurs et tous les milieux intéressés par la politique énergétique. De toute façon, ces « perspectives » constitueront la référence indispensable à l'élaboration d'une politique européenne de l'énergie.

## AVANT-PROPOS

*L'étude sur les « Perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne » est le fruit d'un travail de longue haleine mené par les services compétents de la Haute Autorité, en liaison avec ceux de la C.E.E. et de la C.E.E.A. et après consultation de divers experts charbonniers et pétroliers.*

*Dans son état actuel, il constitue un document de travail des services. Son objet est triple:*

- 1) *Tout d'abord, les « Perspectives » explicitent les hypothèses de base schématisées dans le mémorandum sur la politique énergétique transmis au Conseil de ministres de la C.E.C.A. le 27 juin 1962. Les « Perspectives » ne sont donc pas un document de politique économique, mais un essai objectif pour rassembler toutes les informations qui permettent de cerner le champ et les effets des politiques possibles. A cet égard, il importe de souligner la conclusion la plus notable qui ressort de ces « Perspectives »: les marges d'erreur ou les aléas qui subsistent ne sauraient affaiblir la validité des lignes de politique économique proposées dans le mémorandum. L'autonomie et la sécurité pour des décisions de caractère politique en sont renforcées.*
- 2) *Ensuite, ces « Perspectives » fournissent des éléments de réponse aux principales questions posées par le Conseil de ministres sur la compétitivité du charbon communautaire, les mécanismes de subvention, les conditions de l'approvisionnement pétrolier, les perspectives de l'énergie nucléaire, les problèmes posés par la balance des paiements et les fluctuations conjoncturelles.*  
*Ces réponses permettront, lorsque le Conseil de ministres aura marqué son accord sur les lignes générales du mémorandum, de préciser les modalités d'application de la politique choisie et d'en chiffrer les conséquences.*
- 3) *Enfin, ces « Perspectives », qui ne préjugent pas des « Objectifs généraux charbon » au sens de l'article 46 du traité de Paris, en constituent le préliminaire nécessaire.*

## SOMMAIRE

Introduction .....	13
<i>Première partie: LE CADRE ÉCONOMIQUE D'ENSEMBLE</i> .....	17
<i>Chapitre 1</i> — Les perspectives économiques générales .....	17
Section 1 — Les perspectives économiques dans la Communauté .....	17
Section 2 — Le contexte économique et politique mondial .....	28
<i>Deuxième partie: LES PERSPECTIVES DE BESOINS D'ÉNERGIE</i> .....	29
<i>Chapitre 2</i> — Généralités sur la méthode d'évaluation des besoins .....	29
<i>Chapitre 3</i> — Les besoins totaux d'énergie .....	33
Section 1 — Besoins intérieurs globaux .....	34
Section 2 — Les besoins des grands secteurs consommateurs .....	37
Section 3 — Raisons et ampleur de l'incertitude sur les besoins futurs d'énergie.	48
<i>Chapitre 4</i> — Prix de l'énergie et besoins d'énergie .....	53
Section 1 — Les dépenses d'énergie dans la formation des coûts .....	53
Section 2 — Influence du coût et du prix de l'énergie sur les besoins .....	58
<i>Troisième partie: L'ÉVOLUTION DES CONDITIONS DE L'OFFRE D'ÉNERGIE</i> .....	65
<i>Chapitre 5</i> — Généralités .....	65
<i>Chapitre 6</i> — Le charbon communautaire .....	68
<i>Chapitre 7</i> — Le charbon importé .....	76
<i>Chapitre 8</i> — Le lignite .....	79
<i>Chapitre 9</i> — Les produits pétroliers .....	82
Section 1 — Aspect quantitatif .....	84
Section 2 — Historique des mécanismes de formation des prix .....	85
Section 3 — Les coûts .....	88
Section 4 — Tendances des prix à long terme .....	93
<i>Chapitre 10</i> — Le gaz naturel .....	96
Section 1 — Les gisements de la Communauté .....	96
Section 2 — Les importations possibles de gaz naturel .....	100
<i>Chapitre 11</i> — Les sources hydrauliques et géothermiques d'électricité .....	101



<i>Chapitre 12</i> — L'énergie nucléaire .....	105
Section 1 — L'évolution des coûts de production. ....	105
Section 2 — Les perspectives de production .....	110
Section 3 — La contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté .....	113
<i>Quatrième partie: L'ÉQUILIBRE ENTRE OFFRE ET DEMANDE D'ÉNERGIE EN 1970</i> .....	117
<i>Chapitre 13</i> — Besoins spécifiques, productions certaines et ampleur des besoins concurrentiels .....	118
Section 1 — Les besoins spécifiques .....	118
Section 2 — Les productions à écoulement certain .....	120
Section 3 — Les autres besoins .....	122
Section 4 — Récapitulation. La zone d'influence de la politique énergétique sur la répartition entre sources d'énergie .....	132
<i>Chapitre 14</i> — La couverture des besoins concurrentiels sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur .....	134
Section 1 — Le principe des calculs .....	135
Section 2 — Examen détaillé d'un schéma type .....	145
<i>Chapitre 15</i> — Le bilan énergétique de la Communauté en 1970 .....	156
Section 1 — L'écoulement du charbon communautaire dans divers schémas types .....	156
Section 2 — Le bilan énergétique global de la Communauté .....	159
Section 3 — Précision des résultats précédents .....	165
Section 4 — Influence des interdépendances temporelles sur les résultats précédents .....	166
<i>Cinquième partie: LES PRINCIPAUX PROBLÈMES POSÉS PAR L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE A LONG TERME</i> .....	171
<i>Chapitre 16</i> — Modalités et coûts d'une aide au charbon communautaire .....	172
Section 1 — Le coût pour la collectivité du soutien de la production communautaire de charbon .....	173
Section 2 — Les effets des diverses modalités d'aide au charbon communautaire ..	174
Section 3 — Comparaison des effets des diverses modalités .....	179
<i>Chapitre 17</i> — La sécurité de l'approvisionnement .....	181
Section 1 — Les risques .....	181
Section 2 — Les moyens de renforcer la sécurité .....	186
<i>Chapitre 18</i> — Autres aspects économiques du bilan énergétique de 1970 .....	188
Section 1 — L'évolution des effectifs dans les charbonnages .....	188
Section 2 — Importations d'énergie et balance des paiements .....	190
Section 3 — Les effets des fluctuations de la conjoncture .....	192
Section 4 — Problèmes particuliers à la période d'ici 1970 .....	194
<i>Conclusion</i> .....	195

## Liste des tableaux

1 — Évolution du produit national brut .....	19
2 — Évolution de la production industrielle .....	20
3 — Évolution démographique 1950-1975 (taux moyen de croissance par an) .....	21
4 — Produit national brut par tête (taux de croissance annuel) .....	24
5 — Éléments en valeur par habitant au prix de 1960 .....	25
6 — Part de chaque pays dans la Communauté .....	25
7 — Activité sidérurgique — Production d'acier .....	27
8 — Production industrielle — Taux de croissance et élasticité par rapport au produit national brut .....	28
9 — Consommations globales d'énergie primaire .....	34
10 — Consommation d'énergie par habitant .....	36
11 — Répartition par pays de la consommation d'énergie de l'ensemble de la Communauté .....	37
12 — Évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie .....	38
13 — Consommation de combustibles dans l'industrie .....	40
14 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur transports .....	41
15 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur domestique .....	42
16 — Évolution de la consommation d'électricité .....	43
17 — Consommation apparente d'électricité par habitant .....	44
18 — Évolution prévue de la consommation unitaire moyenne dans les centrales publiques .....	45
19 — Répartition, selon les différents secteurs, des besoins totaux d'énergie primaire dans la Communauté .....	48
20 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits pour l'ensemble de la Communauté .....	54
21 — Part des frais d'énergie, des frais de personnel et des amortissements dans les comptes d'exploitation de grands secteurs — France 1956 .....	55
22 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits en France en 1951 ...	57
23 — Déplacement des lignes d'équiprix pour une variation de 10 % du prix de l'énergie	61
24 — Structure des coûts de production du charbon dans divers bassins de la Communauté en 1960 .....	70
25 — Évolution du rendement fond par poste d'ici 1965 .....	70
26 — Évolution du rendement fond par poste entre 1965 et 1975 .....	71
27 — Estimation des réserves de pétrole actuellement prouvées .....	85
28 — Estimation des coûts moyens de production de pétrole brut dans quatre grandes zones (situation actuelle) .....	89
29 — Coûts cif approximatifs en différents ports des pétroles bruts de diverses origines	90
30 — Estimation des réserves prouvées en gaz naturel .....	97
31 — Production de gaz naturel .....	99
32 — Évolution de la production électrique d'origine hydraulique et géothermique ....	103

33 — Estimation du coût de production de l'énergie nucléaire .....	108
34 — Prix du combustible assurant l'équivalence entre une centrale thermique et une centrale nucléaire à différentes dates et dans différentes conditions .....	109
35 — Perspectives de production d'énergie électrique d'origine nucléaire .....	111
35bis — Centrales nucléaires achevées, en projet, dont la construction est décidée ou commencée dans les pays de la Communauté au 1 <sup>er</sup> octobre 1962 .....	112
36 — Besoins spécifiques d'énergie .....	120
37 — Les productions à écoulement certain .....	121
38 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur des autres industries .....	125
39 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur domestique ..	128
40 — Répartition de la production d'électricité selon les formes d'énergie primaire utilisée .....	131
41 — Répartition de la consommation d'énergie primaire en 1960 par secteur et par produit.....	133
42 — Consommation d'énergie primaire en 1970 par secteur et par produit. Ordres de grandeur des zones de substituabilité .....	134
43 — Différences de qualité du charbon suivant la provenance .....	137
44 — Perspectives régionales des besoins de combustibles en 1970 .....	140
45 — Perspectives de la localisation de la production de fonte en 1970 et répartition régionale des besoins de charbon à coke .....	141
46 — Capacité de production des cokeries .....	142
47 — Conditions d'écoulement du charbon à coke communautaire dans l'hypothèse d'un prix cif du charbon importé de 15 dollars et d'une subvention au charbon communautaire de 2 dollars .....	146
48 — Approvisionnement en charbon à coke pour la sidérurgie de la Communauté en 1970 .....	148
49 — Conditions d'écoulement du charbon communautaire pour usages vapeur .....	150
50 — Centrales minières .....	151
51 — Débouchés du charbon vapeur des bassins de la Communauté en 1970 dans un schéma type .....	151
52 — Hypothèses d'écoulement de l'antracite .....	152
53 — Calcul de l'écoulement possible du charbon communautaire en 1970 face à la concurrence du charbon importé dans un schéma type .....	152
54 — Esquisse de la répartition de l'approvisionnement en énergie primaire en 1970 ..	155
55 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes sur la base des coûts complets (vente au coût marginal) .....	158
56 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes (vente au coût moyen du bassin) .....	158
57 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1960 .....	160
58 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1970 .....	161
59 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1975 .....	162
60 — Schémas théoriques d'évolution de la production écoulable de charbon communautaire .....	168
61 — Illustration des répercussions des diverses modalités d'aide sur un exemple (passage d'une production écoulable de 110 millions de tonnes avec vente au coût marginal à une production écoulable de 180 millions de tonnes) .....	178
62 — Taux de couverture des besoins par la production communautaire et l'importation .....	183
63 — Production d'électricité en % de la production totale .....	183
64 — Main-d'œuvre employée dans les houillères de la Communauté.....	189

## Liste des graphiques

I	— Évolution comparée du PNB, des besoins totaux d'énergie et des besoins d'électricité dans la Communauté.....	35
II	— Part des différents secteurs dans les besoins totaux d'énergie .....	46
III	— Courbe type de dispersion des coûts dans les bassins de la Communauté .....	74
IV	— Part des combustibles solides dans la consommation d'énergie non électrique des autres industries .....	126
V	— Part des combustibles solides dans la consommation d'énergie non électrique du secteur domestique .....	129
VI	— Décomposition régionale, ports d'importation et lieux représentatifs pour chaque région (carte) .....	139
VII	— Évolution de la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté entre 1950 et 1975 .....	163
VIII	— Couverture des besoins antérieurs par la production communautaire et par l'importation en 1960, 1970 et 1975 .....	164

---

## Liste des annexes

- 1 — Généralités sur les méthodes de prévision des besoins d'énergie.
- 2 — Confrontation entre le résultat de la méthode globale et de la méthode par secteur
- 3 — Les besoins d'énergie de la sidérurgie
- 4 — Les besoins d'énergie des autres industries
- 5 — Les besoins d'énergie des transports
- 6 — Les besoins d'énergie du secteur domestique
- 7 — Les besoins d'électricité
- 8 — Les besoins de combustibles des centrales thermiques classiques
- 9 — L'évolution des coûts de production du charbon de la Communauté
- 10 — Le coût futur du charbon importé
- 11 — Les conditions économiques d'approvisionnement en pétrole

*Ces annexes ne sont pas reproduites dans l'édition actuelle du « Bulletin ». Elles figureront dans une publication ultérieure qui contiendra l'ensemble de l'étude et de ses annexes.*



## Introduction

Ce document présente des perspectives et ne constitue en aucune manière un programme. Mais ces perspectives sont destinées à éclairer le choix d'une politique de l'énergie : ce sont des perspectives à long terme, qui explorent plusieurs éventualités.

### *a) Ce sont des perspectives à long terme*

Même s'il s'agit de préparer surtout des décisions à prendre assez prochainement, il faut envisager un avenir suffisamment étendu. La politique immédiate doit être replacée dans une vue plus lointaine si l'on veut éviter des modifications de ligne directrice génératrices de gaspillages. D'autre part, l'examen d'un horizon suffisamment éloigné peut mettre en lumière des tournants, des modifications profondes, qui sont trop petites à court terme pour être aisément perceptibles. Enfin s'ajoute, dans le domaine de l'énergie, le fait que les délais de réalisation sont souvent très longs : qu'il s'agisse de mettre en exploitation un nouveau puits de mine ou d'obtenir des résultats de recherches pétrolières dans une nouvelle zone, les délais atteignent ou dépassent dix ans ; ce n'est que dans une dizaine d'années que l'énergie nucléaire commencera à couvrir de façon appréciable l'accroissement des besoins d'énergie. Les délais ne sont pas moindres chez les utilisateurs : il aura fallu au moins quinze ans pour que le processus d'électrification et de diésélisation des chemins de fer soit mené à terme.

Aussi est-il indispensable de regarder au moins jusqu'à 1975. D'ailleurs, aussi bien le rapport de la commission de l'énergie du quatrième plan français que l'enquête allemande sur l'énergie ont retenu ce même horizon. Cela n'exclut pas, bien entendu, l'examen de jalons intermédiaires. L'un d'entre eux, 1970, s'impose d'ailleurs comme marquant la fin de la période de mise en place du marché commun. En définitive, tout le rapport sera axé sur l'année 1970 ; mais, dans toute la mesure du possible, les chiffres correspondants seront donnés pour 1965 et 1975. Il ne faut d'ailleurs pas prendre les chiffres proposés pour les années lointaines comme des indications précises et rigoureuses, mais plutôt comme des ordres de grandeur.

En effet, en regardant aussi loin, les incertitudes sont évidemment nombreuses. Quel sera l'état de la technique dans quinze ans ? De nouveaux procédés de

production, de transformation, d'utilisation de l'énergie ne seront-ils pas apparus? Quelle sera la structure même de l'économie? Tous ces points d'interrogation sont très grands. Mais nous voudrions ici présenter deux remarques :

- Tout d'abord, le futur n'est pas aussi inconnu qu'il peut sembler. Le délai qui s'écoule entre les découvertes et leur application industrielle est en général de plusieurs années; il s'y ajoute le délai entre les premières applications industrielles et la généralisation du procédé, délai dû à l'inertie des équipements existants et des modes de pensée. Si bien que la plupart des techniques qui sont couramment en usage dans dix ou quinze ans sont déjà découvertes au laboratoire aujourd'hui; le problème est plutôt de les détecter et de discerner, parmi ces résultats de laboratoire, ceux qui ont un avenir industriel. Aussi, la Haute Autorité a-t-elle confié à un institut spécialisé le soin de mener des recherches sur ce point. Les considérations précédentes mènent à la seconde remarque, plus fondamentale.
- Les aléas qui pèsent sur toute tentative de scruter l'avenir ne doivent pas faire renoncer, au contraire. On ne peut, en effet, s'abstenir de prendre des décisions, dont certaines auront des répercussions à long terme et engagent donc, au moins partiellement, cet avenir. Les prendre aveuglément, sans avoir essayé de prévoir leurs effets et de voir si, dans l'état actuel de nos connaissances, elles nous semblent les meilleures, serait une faute grave. Mais il faut rester constamment conscient de ces aléas, peser les risques et adopter une stratégie qui en tienne compte. C'est pour cela que, dans la suite de ce travail, on accordera une attention toute particulière aux causes d'incertitudes qui pèsent sur chacun des résultats, on essaiera d'en évaluer, au moins approximativement, les effets; enfin, et surtout, on examinera si ces incertitudes affectent de façon importante les conclusions générales qui doivent servir de base aux choix politiques. On verra que le poids de ces incertitudes inévitables ne met pas en cause la valeur de ces conclusions.

#### b) *Ces perspectives explorent plusieurs éventualités*

Pour faciliter le choix d'une politique énergétique, ces perspectives doivent être établies pour plusieurs éventualités, de façon à en montrer clairement les différences. Les éventualités considérées diffèrent quant au choix entre énergies communautaires et énergies importées : on a recherché le montant de production communautaire qui serait compétitif avec les énergies importées, dans l'hypothèse du prix le plus probable pour ces dernières, et les variations de ce montant si le prix des énergies importées était différent ou si l'on accordait aux énergies communautaires — et notamment au charbon — une aide dont les modalités possibles seront passées en revue.

Les trois premières parties sont consacrées à indiquer les perspectives de développement économique, qui constituent le cadre général de notre étude,

évaluer les besoins d'énergie, globalement et par secteurs, et préciser l'évolution des conditions de l'offre des diverses formes d'énergie (charbon, pétrole, etc.). Dans une quatrième partie, sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur, on dessinera la répartition probable des consommations entre produits énergétiques, dans diverses hypothèses de politique. Une cinquième partie passera en revue les principaux problèmes posés par l'équilibre des bilans énergétiques ainsi établis.





## Première partie

# Le cadre économique d'ensemble

## Chapitre 1

### Les perspectives économiques générales

Les prévisions de l'expansion économique constituent le cadre général pour les estimations de l'évolution future des secteurs de l'énergie. En effet, le niveau d'activité économique détermine tant les besoins que certaines conditions de l'offre. Des hypothèses concernant l'évolution économique générale dans les années à venir ont donc dû être établies.

Cette procédure a trois conséquences :

- 1<sup>o</sup> Les prévisions énergétiques sont conditionnelles, c'est-à-dire qu'elles ne sont valables qu'étant données les perspectives économiques globales retenues;
- 2<sup>o</sup> Les prévisions énergétiques peuvent être considérées comme cohérentes avec l'expansion économique globale;
- 3<sup>o</sup> Des différences éventuelles entre les prévisions énergétiques du présent rapport et les résultats d'autres études doivent être analysées en fonction des hypothèses d'expansion générale choisies comme point de départ.

#### Section 1 — Les perspectives économiques dans la Communauté

##### A — *Remarques générales*

En ce qui concerne l'expansion économique dans les pays de la Communauté, la Commission de la Communauté économique européenne a publié tout récemment une étude établie par des experts au sein d'un groupe de travail pour les « problèmes de structure et de développement à long terme » : « Rapport sur les perspectives de développement économique dans la C.E.E. de 1960 à 1970 ».

Ces prévisions de l'expansion économique constituent la base des estimations présentées ici. Tout ce qui, dans ce chapitre, est consacré à l'évolution du produit national et à la démographie pour la période 1960-1970 est un résumé de ce rapport auquel le lecteur pourra se reporter pour un complément d'information.

De plus, il a fallu établir également des estimations pour la période 1970-1975. Ces extrapolations ont été effectuées par les services de la Haute Autorité, sur des bases analogues à celles du rapport mentionné ci-dessus, afin d'assurer la cohérence entre les chiffres. En outre, pour les prévisions des besoins de certains secteurs, il était nécessaire de disposer de certaines indications sectorielles. Il s'agissait notamment de l'activité industrielle générale et de l'activité sidérurgique. Dans ces cas, les estimations ont été également effectuées par les services de la Haute Autorité.

Avant d'indiquer les principales tendances de l'expansion économique prévues pour les quinze années à venir, il est utile de résumer brièvement quelques caractéristiques des prévisions retenues dans le rapport précité.

Tout d'abord, il faut remarquer que deux variantes ont été distinguées : la variante B est considérée par les experts comme l'hypothèse principale d'expansion, tandis que la variante A indique les résultats d'une croissance plus modérée. Les perspectives globales employées pour les prévisions énergétiques sont celles de la variante B retenue comme l'hypothèse la plus probable.

Deuxièmement, les projections ont été établies à prix constants, en prenant comme base de référence les prix de 1960. Elles ont été converties en dollars-unités de compte par l'utilisation des taux de change de 1960.

Les tendances passées de l'évolution économique ne permettent pas de retenir pour l'avenir l'hypothèse d'un rythme de croissance inchangé au cours du temps, ni de situer en 1960 le changement de ce rythme. Cependant, il est important de savoir si ces changements dans le rythme de croissance surviennent lentement au fil des années ou s'ils résultent de l'intervention soudaine d'un facteur déterminant. Pour ces raisons, on a fait apparaître la tendance du rythme de croissance en choisissant un jalon intermédiaire, l'année 1965.

Enfin, les rythmes de croissance prévus dans le présent rapport représentent des taux moyens. En fait, la situation dans les années 1965, 1970 et 1975 pourrait être fortement influencée par des fluctuations conjoncturelles ou accidentelles. Les prévisions font abstraction de ces éléments et supposent des situations de conjoncture moyenne.

Les tableaux 1 et 2 résument les principales indications du développement économique qui ont servi de base aux prévisions énergétiques :

le produit national brut

- en taux d'accroissement moyen annuel (tableau 1 A)
- en indices (tableau 1 B)

la production industrielle

— en taux d'accroissement moyen annuel (tableau 2 A)

— en indices (tableau 2 B)

Les prévisions font partie d'un ensemble d'estimations qui, dans le rapport des experts, comportent, pour l'ensemble de la Communauté et chacun des pays, des évaluations de :

- l'évolution démographique,
- la croissance du produit national,
- l'évolution des composants du produit national.

Dans les paragraphes suivants, les principaux résultats sont résumés, en même temps que sont esquissées brièvement les tendances du développement.

Tableau 1 — Évolution du produit national brut

A — Taux de croissance moyen annuel

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	1960-1970
Allemagne (R.F.)	7,4	4,4	4,0	4,2	4,2
Belgique	2,7	3,8	3,9	3,9	3,9
France	4,3	5,2	4,7	4,6	5,0
Italie	5,9	5,95	5,75	5,3	5,8
Pays-Bas	4,9	4,3	4,9	4,7	4,6
Communauté	5,5	4,9	4,6	4,6	4,7

B — Indices par rapport à 1960

Territoire	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	124	151	186
Belgique	121	145	177
France	129	162	203
Italie	133	176	227
Pays-Bas	123	157	197
Communauté	127	159	199

Source: Rapport du groupe d'experts de la C.E.E.

Tableau 2 — Évolution de la production industrielle

A — Taux de croissance moyen annuel

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975	1960-1970
Allemagne (R.F.)	9,1	5,5	5,0	5,0	5,3
Belgique	3,0	4,8	4,8	4,8	4,8
France	6,4	6,5	5,9	5,5	6,2
Italie	8,1	8,8	7,8	6,5	8,3
Luxembourg	—	4,0	4,0	4,0	4,0
Pays-Bas	5,8	5,4	6,0	5,6	5,7
Communauté	7,5	6,3	5,9	5,5	6,1

B — Indices par rapport à 1960

Territoire	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	131	167	213
Belgique	126	159	202
France	137	183	238
Italie	152	221	303
Luxembourg	122	148	180
Pays-Bas	130	174	229
Communauté	136	181	236

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

B — *Les perspectives démographiques*

Les perspectives démographiques constituent un élément important de l'expansion économique. A partir des estimations de l'évolution de la population totale (tableau 3 A), on a évalué le développement futur de la population active, en tenant compte de la structure prévue de la population totale et de taux d'activité constants, et en effectuant des corrections pour la scolarité, l'emploi féminin, l'âge de la retraite et les migrations. Les résultats sont résumés au tableau 3 B.

A partir de ces estimations, on a déduit des prévisions de la population occupée, en admettant certaines hypothèses sur le niveau de chômage dans les années 1960 et 1970 (tableau 3 C).

Par rapport à la période de référence, ce tableau indique des différences assez sensibles sur l'évolution future de la main-d'œuvre. En Allemagne et en Italie, la forte augmentation, tant de la population active que de la population occupée, ne se poursuivra pas.

Dans le premier de ces pays, l'évolution au cours des années écoulées a été caractérisée par une immigration extraordinaire et par un appel prononcé aux

Tableau 3 — Évolution démographique 1950-1975 (taux moyen de croissance par an)

A — Population totale

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	1,1	0,8	0,75	0,8
Belgique	0,6	0,6	0,5	0,5
France	0,9	0,7	0,95	0,9
Italie	0,6	0,6	0,6	0,6
Pays-Bas	1,3	1,1	1,1	1,0
Communauté	0,9	0,75	0,75	0,75

B — Population active

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	1,5	0,4	0,3	0,3
Belgique	1,1	0,3	0,7	0,7
France	0,4	0,7	0,8	0,7
Italie	1,4	0,65	0,65	0,65
Pays-Bas	1,2	1,5	1,2	1,0
Communauté	1,1	0,65	0,6	0,6

C — Population occupée <sup>(1)</sup>

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	2,2	0,4	0,3	0,3
Belgique	0,3	0,3	0,7	0,7
France	0,4	0,7	0,8	0,7
Italie	1,7	0,9	0,9	0,9
Pays-Bas	1,3	1,4	1,2	1,0
Communauté	1,4	0,7	0,65	0,6

Sources: 1950-1960 : O.C.D.E., *Statistiques générales*, « La croissance économique de 1950-1960 », rapport intérimaire, Comité de politique économique, groupe de travail n° 2.

1960-1970 : Rapport du groupe d'experts.

1970-1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

<sup>(1)</sup> La différence entre population active et population occupée est constituée par les chômeurs.

réserves de main-d'œuvre. A l'heure actuelle, ces réserves ont été réduites à un niveau très bas et la structure démographique évolue de façon défavorable.

En Italie également, la structure démographique et l'appel continu aux réserves de main-d'œuvre conduisent, bien que dans une moindre mesure, à une diminution du taux de croissance de la population occupée.

Au contraire, en France et en Belgique, les perspectives démographiques font entrevoir un développement plus rapide de la population occupée, tandis qu'aux Pays-Bas la forte croissance de la décennie écoulée ne se ralentira que modérément.

Pour l'ensemble de la Communauté, le taux de croissance de la main-d'œuvre n'atteindra pas, au cours des quinze ans à venir, la moitié du taux enregistré au cours de la période de référence.

### C — *L'évolution du produit national brut*

Le facteur quantité de main-d'œuvre n'interviendra que faiblement comme élément de la croissance du produit national brut. Par rapport à la période de référence, sa contribution relative se réduira même de 25 % à 15 %. Après une période de forte croissance de la population occupée, le seul élément important sera donc à l'avenir l'évolution de la productivité (le produit national brut par personne occupée et par an).

Au tableau 4 A, les taux d'accroissement du produit national brut par personne occupée ont été résumés. Il faut noter que pour certains pays ces chiffres tiennent compte d'une réduction assez sensible de la durée du travail dans les quinze ans à venir; la rémunération horaire augmentera donc plus vite que la rémunération annuelle.

En *Allemagne*, on a retenu une réduction du temps de travail de près de 10 % pour la période 1960-1970, qui ne se répercuterait qu'à concurrence de 8,5 % sur le produit national, la diminution de la durée du travail ayant pour effet de stimuler la productivité horaire. Compte tenu de cette réduction de la durée du travail, les prévisions de la productivité impliquent une progression un peu plus lente que celle des années 1950-1960 qui ont subi, notamment au cours de la première quinquennie, l'influence de facteurs de rattrapage et de reconstruction.

En *Belgique*, par contre, la croissance prévue pour la période 1960-1965 a été qualifiée d'hypothèse de rattrapage, ce qui implique que la Belgique aura éliminé, dès 1965, les conséquences de la situation de basse conjoncture des années 1950-1960 et le retard de croissance qui en a résulté. Pour 1970 et 1975, les prévisions supposent que les taux de rattrapage du produit national brut (3,9 %) de la période 1960-1965 sera devenu un taux structurel qui se maintiendra à long terme.

En ce qui concerne la *France*, les prévisions jusqu'à 1965 sont conformes aux estimations effectuées dans le cadre du quatrième plan. Ces chiffres montrent également une augmentation du taux de développement du produit national brut par personne occupée. En effet, les objectifs du quatrième plan du gouvernement français impliquent notamment une augmentation du taux d'investissement, stimulé par les investissements publics. Pour les perspectives à plus long terme, on dispose de projections françaises pour 1975, qui ont été retenues. Ces perspectives représentent plutôt les tendances de croissance économique à plus long terme et correspondent au taux réalisé au cours de la période de référence.

Pour l'*Italie*, le rapport du groupe de travail retient un taux d'accroissement annuel moyen de la productivité globale de 4,9 % (1960-1970). Dans les quinze ans à venir, l'expansion de la productivité serait donc plus forte que dans le passé, grâce à une orientation des investissements conduisant à une mécanisation accrue, donc à une plus grande intensité de capital.

En outre, au fur et à mesure que le gouvernement italien réussira à résoudre les problèmes des disparités régionales et de formation professionnelle, il en résultera un effet positif sur la croissance économique. Les taux prévus restent donc encore élevés par rapport aux autres pays de la Communauté. A plus long terme, on pourrait par contre envisager un ralentissement de la croissance économique, ce qui se reflète déjà, dans une certaine mesure, dans les estimations pour l'année 1975.

Aux *Pays-Bas*, il faut tenir compte, pour la période 1960-1965, d'une réduction de presque 5 % du temps de travail total. Par conséquent, le taux d'accroissement du produit national brut par personne occupée au cours de cette période sera relativement faible. En ce qui concerne la période 1965-1975, on a admis sensiblement le même taux que celui de la période de référence.

La combinaison des estimations de la population occupée et de la productivité nous donne des prévisions de l'expansion du *produit national brut* par pays et pour l'ensemble de la Communauté (tableau I). Ce tableau montre tout d'abord que l'expansion économique dans la Communauté restera élevée, bien que plus modérée que celle de la période de référence. On remarquera aussi que l'éventail des taux d'accroissement des différents pays deviendra moins large. Les extrêmes se situent à 5,7 % (Italie) et 3,9 % (Belgique) par an, tandis que la moyenne est de l'ordre de 4,7 % par an.

#### D — *Quelques implications de la croissance prévue du produit national*

Parmi les autres informations que comprend le rapport de la C.E.E., nous résumons ci-dessous une série d'indications qui ont été utilisées dans l'établissement des perspectives énergétiques :



- le produit national brut par habitant (en unités de compte) (tableau 5 A);
- la part relative de chaque pays dans le produit national brut de la Communauté (tableau 6 A);
- la consommation privée par habitant (tableau 5 B).

Pour le produit par habitant, les écarts de pays à pays se réduiraient, mais resteraient encore assez élevés en fin de période de prévision. Bien que le taux d'accroissement en Italie soit beaucoup plus élevé, le niveau en 1975 ne dépasserait que légèrement celui de la Belgique en 1960.

Tableau 4 — Produit national brut par tête (taux de croissance annuel)

A — Produit national brut par personne occupée

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	5,2	4,0	3,7	3,9
Belgique	2,4	3,5	3,2	3,2
France	3,9	4,5	3,85	3,9
Italie	4,2	5,0	4,8	4,4
Pays-Bas	3,9	2,8	3,7	3,7
Communauté	4,1	4,2	3,9	4,0

B — Produit national brut par habitant

Territoire	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	6,3	3,6	3,25	3,4
Belgique	2,1	3,2	3,35	3,3
France	3,4	4,5	3,7	3,7
Italie	5,2	5,3	5,1	4,7
Pays-Bas	3,8	3,2	3,8	3,7
Communauté	4,6	4,1	3,8	3,8

Sources: 1950-1960 : Calculs à partir des données du *Bulletin statistique* de l'Office statistique des Communautés européennes, par ajustement de  $p = a(1 + \pi)^t$ .  
 1960-1970 : Rapport du groupe d'experts.  
 1970-1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 5 — Éléments en valeur par habitant, aux prix de 1960 (en unités de compte)

A — Produit national brut

Territoire	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	1.268	1.515	1.776	2.100
Belgique	1.331	1.557	1.835	2.160
France	1.276	1.587	1.904	2.280
Italie	650	842	1.080	1.360
Pays-Bas	975	1.140	1.374	1.650
Communauté	1.074	1.315	1.585	1.910

B — Consommation privée

Territoire	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	720	907	1.079	1.280
Belgique	914	1.052	1.251	1.470
France	829	1.039	1.283	1.540
Italie	339	526	695	890
Pays-Bas	550	661	809	980
Communauté	655	828	1.022	1.170

Sources: 1960, 1965 et 1970 : Rapport du groupe d'experts.  
1975 : Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 6 — Part de chaque pays dans la Communauté (en %)

A — Produit national brut

Territoire	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	37,3	36,5	35,5	34,9
Belgique	6,7	6,4	6,2	6,0
France	32,1	32,5	32,6	32,7
Italie	17,2	18,6	19,6	20,3
Pays-Bas	6,2	6,0	6,1	6,1
Communauté	100	100	100	100

B — Production industrielle

Territoire	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	39,6	38,1	36,7	36,1
Belgique	6,6	6,1	5,8	5,6
France	33,6	33,9	34,0	33,9
Italie	15,0	16,9	18,5	19,4
Pays-Bas	5,1	4,9	4,9	4,9
Communauté	100	100	100	100

Compte tenu de l'évolution de la population totale, les estimations de la part relative du produit national brut de la Communauté reflètent les mêmes tendances : diminution assez importante de la part de la Belgique et de l'Allemagne; par contre, forte augmentation pour l'Italie; peu de modifications pour la France et les Pays-Bas.

Dans tous les pays, la consommation privée par habitant augmenterait à un rythme plus rapide que le PNB par habitant. La part de la consommation privée dans le PNB augmenterait ainsi légèrement. Pour l'ensemble de la Communauté, elle se situerait à 63 %.

#### E — *Les perspectives dans certains secteurs*

Pour les prévisions du secteur énergétique, et notamment pour les estimations détaillées des besoins, il était nécessaire de compléter les prévisions établies dans le rapport du groupe de travail par des indications sur les perspectives de l'industrie et de la sidérurgie.

En ce qui concerne la sidérurgie, grande consommatrice des produits énergétiques, on a retenu des prévisions sur la production d'acier et de fonte (tableau 7). Les chiffres de production d'acier pour 1965 sont les résultats des travaux détaillés effectués dans le cadre des objectifs généraux acier en matière d'évaluation des besoins intérieurs et extérieurs et des possibilités de production <sup>(1)</sup>. Pour 1970 et 1975, il s'agit d'une estimation plus grossière, admettant une légère baisse de l'élasticité observée dans le passé entre consommation apparente d'acier et production industrielle et une stabilisation des exportations nettes de la Communauté vers le reste du monde.

Pour l'ensemble de la production industrielle, facteur important pour déterminer la consommation d'énergie du secteur de l'industrie, les services de la Haute Autorité ont établi des hypothèses provisoires; ce sujet fait actuellement l'objet d'études détaillées du groupe de travail mentionné plus haut.

La méthode employée pour les estimations de la production industrielle a dû être provisoirement sommaire.

Les indications concernant l'évolution future de la main-d'œuvre dans l'industrie dans les pays de la Communauté sont fragmentaires. Dans le rapport du groupe de travail, des extrapolations jusqu'à 1970 n'ont été mentionnées que pour certains pays. Dans ces conditions, il s'est avéré difficile de suivre la même procédure que celle employée pour le produit national brut, en estimant l'évolution de la productivité et de la main-d'œuvre.

On s'est alors appuyé sur la liaison entre l'évolution de la production industrielle et celle du produit national brut. L'extrapolation à l'aide de cette

---

<sup>(1)</sup> Cf. mémorandum sur la définition des « objectifs généraux acier » de la Communauté, *Journal officiel* du 5 avril 1962.

relation pose des problèmes; notamment, dans les cas où les élasticités ont été très élevées pendant la période de référence, une pure extrapolation impliquerait alors à long terme une forte augmentation de la part relative de l'industrie dans le produit national brut; or, il est fort probable que le rythme de croissance de cette part est lié à la part déjà réalisée. Par exemple, pour l'Italie, la part de l'industrie dans le produit national brut en 1950 était encore très faible et, en conséquence, l'élasticité dans la période 1950-1960 a été très élevée, de l'ordre de 1,5. L'extrapolation de la même élasticité jusqu'en 1975 impliquerait en cette année une proportion de l'industrie dans le PNB qui serait la plus élevée de tous les pays de la Communauté. Il est dès lors certain que l'évolution aura un caractère asymptotique, c'est-à-dire que l'élasticité diminuera.

Dans cette optique de quinze ans, une légère diminution de l'élasticité par rapport à la période 1950-1960 est probablement suffisante <sup>(1)</sup>. Ainsi que le montre le tableau 8, de 1960 à 1975 les élasticités retenues pour les pays de la Communauté sont assez homogènes (environ 1,2), sauf pour l'Italie, où l'élasticité, quoique réduite par rapport à la période de référence, reste assez élevée (1,4).

Tableau 7 — Activité sidérurgique — Production d'acier (en millions de tonnes)

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	14,0	24,5	34,1	38,6	47,5	57,5
Belgique	3,8	5,9	7,2	8,5	10,1	11,0
France	8,7	12,6	17,3	21,7	26,9	31,5
Italie	2,4	5,4	8,2	13,0	16,8	20,0
Luxembourg	2,5	3,2	4,1	4,5	4,9	5,2
Pays-Bas	0,5	1,0	1,9	2,7	3,8	4,8
Communauté	31,8	52,6	72,8	89,0	110,0	130,0

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

Tableau 8 — Production industrielle — Taux de croissance et élasticité par rapport au PNB

Territoire	1950-1960		1960-1965		1965-1970		1970-1975	
Allemagne (R.F.)	9,1 %	(1,23)	5,5 %	(1,25)	5,0 %	(1,23)	5,0 %	(1,19)
Belgique	3,0	(1,11)	4,8	(1,25)	4,8	(1,26)	4,8	(1,23)
France	6,4	(1,49)	6,5	(1,24)	5,9	(1,25)	5,5	(1,20)
Italie	8,1	(1,40)	8,8	(1,50)	7,8	(1,37)	6,5	(1,23)
Luxembourg		(—)	4,0	(—)	4,0	(—)	4,0	(—)
Pays-Bas	5,8	(1,18)	5,4	(1,25)	6,0	(1,24)	5,6	(1,20)
Communauté	7,5	(1,36)	6,3	(1,29)	5,9	(1,28)	5,5	(1,20)

(Les chiffres entre parenthèses représentent l'élasticité de la production industrielle par rapport au PNB.)

Source: Estimations des services de la Haute Autorité.

<sup>(1)</sup> Il faudrait aussi noter que l'indice de la production industrielle correspond à l'indice courant de l'O.C.D.E., qui montre généralement un taux de croissance plus élevé que l'indice de la valeur ajoutée aux prix constants dans l'industrie. C'est pourquoi les élasticités calculées surestiment, dans une certaine mesure, l'accroissement de la part de l'industrie dans le PNB.

Le tableau 6 B résume les parts de chaque pays dans la production industrielle de la Communauté en 1960, 1965, 1970 et 1975.

## Section 2 — Le contexte économique et politique mondial

Il est certain que les perspectives de l'expansion économique de la Communauté ne sont pas indépendantes de l'évolution économique et politique dans le reste du monde.

Dans ce contexte, les prévisions reposent sur l'hypothèse primordiale de l'absence d'une guerre mondiale. Par contre, on ne peut exclure la possibilité de tensions et de conflits localisés, qui peuvent exercer une influence sur les conditions d'approvisionnement énergétique de la Communauté.

Du point de vue économique, les échanges extérieurs, qui montrent souvent une expansion plus rapide que celle du PNB, accentuent toujours davantage les liens entre les économies nationales.

La croissance économique dans la Communauté dépendra donc, dans une certaine mesure, du développement d'une série d'autres pays. Une estimation précise de la croissance économique mondiale n'a pas été effectuée. Mais les taux d'accroissement retenus pour la Communauté reposent sur l'hypothèse que l'évolution dans la Communauté ne sera pas limitée par le commerce extérieur. Il semble que cette hypothèse soit réaliste.

En ce qui concerne les autres pays industrialisés de l'Ouest, on peut trouver des indications sur la croissance économique dans les travaux du Comité de politique économique de l'O.C.D.E. On a, dans le cadre de ces études, effectuées par le groupe de travail n° 2, admis l'hypothèse d'une croissance de 50 % dans les années 1960, et les implications au niveau de la politique économique sont en cours de discussion.

La croissance escomptée pour les principaux pays industrialisés semble en harmonie avec les perspectives que nous venons d'esquisser pour la Communauté.

D'autre part, il est presque certain que dans les quinze ans à venir le problème clef de l'économie mondiale sera celui de la croissance des pays en voie de développement. Cette évolution sera, dans une large mesure, influencée par l'expansion des pays industrialisés. Il semble que ce sera la croissance de la Communauté qui déterminera le développement du tiers monde plutôt que l'inverse.

En définitive, les perspectives économiques admises pour la Communauté dans le présent rapport supposent une relative stabilité politique dans le monde et une croissance économique assez rapide dans les autres pays industrialisés.

## Deuxième partie

# Les perspectives de besoins d'énergie

## Chapitre 2

### Généralités sur la méthode d'évaluation des besoins

L'objet de ce chapitre est d'indiquer les caractéristiques méthodologiques principales de l'évaluation des besoins qui sera exposée au chapitre suivant.

#### 1. *Perspectives conditionnelles*

Les estimations de besoins d'énergie qui sont données dans ce rapport sont des *perspectives conditionnelles*, établies dans certaines perspectives économiques générales, celles qui ont été indiquées dans la première partie. Il en résulte que, si les perspectives générales ne se réalisaient pas, les indications en matière d'énergie seraient à retoucher; on indiquera, au chapitre 3, section 3, l'incertitude qui, de ce chef, peut entacher les chiffres relatifs à l'énergie.

Dans le même ordre d'idées, il faut rappeler que les besoins d'énergie sont évalués dans l'hypothèse d'une conjoncture moyenne, ainsi que dans des conditions moyennes de climat et d'hydraulicité.

#### 2. *Synthèse de résultats économiques et d'informations directes*

La méthode générale de prévision a consisté à faire la synthèse des enseignements qu'apporte l'étude du passé sur la liaison entre consommation d'énergie et développement économique et des informations directes, d'origine plutôt technique, disponibles sur l'évolution de certaines consommations spécifiques.

On pourrait évidemment être tenté de prévoir de façon systématique la consommation de chaque catégorie détaillée de consommateurs et d'en faire la somme pour chaque pays ou pour la Communauté tout entière.

Cette méthode se heurte à un obstacle général, auquel s'ajoutent actuellement des difficultés supplémentaires. On a donc dû se limiter à un petit nombre de grands secteurs.

Pour une quantité appréciable de débouchés (plus de 30 %), on se trouve en face de consommateurs très nombreux, pour lesquels il est exclu de faire le recensement des besoins : c'est le cas des foyers domestiques et de la consommation des véhicules. Il est alors nécessaire de procéder à des analyses statistiques portant sur des ensembles de consommateurs aussi homogènes que possible, qu'il s'agisse d'analyse de séries statistiques rétrospectives ou d'analyses par sondage.

De plus, on est limité actuellement par la pénurie d'informations :

- Ce n'est que dans des cas limités — mise au mille de coke à la sidérurgie, consommation de combustibles des centrales thermiques — qu'on dispose d'études technico-économiques suffisantes pour prévoir l'évolution des consommations unitaires d'énergie. La Haute Autorité a confié à des instituts de recherche le soin de mener des enquêtes sur d'autres points, mais les résultats ne seront pas disponibles avant plusieurs mois.
- Les perspectives de développement économique ne sont connues, comme on l'a vu plus haut, que de façon assez globale. On ne dispose pas, actuellement, de prévisions des niveaux d'activité de chaque branche industrielle (chimie, ciment, textiles, etc.) et l'on ne connaît pas non plus la structure future de la répartition des revenus, qui influera sur la consommation d'énergie des diverses catégories sociologiques de ménages. Là aussi, des études sont en cours au sein des services des Communautés européennes, mais il ne faut pas escompter disposer de résultats détaillés avant de nombreux mois.

Il était alors nécessaire de se limiter à une méthode visant à extraire du passé le maximum d'enseignements et à compléter ou retoucher ceux-ci par toutes les informations directement disponibles.

En fait, les variables représentatives du développement économique qui ont été utilisées sont le produit national brut et l'indice de la production industrielle. Pour les secteurs où des renseignements sur les consommations unitaires étaient disponibles, ces variables ont servi de cadre économique général; pour les autres secteurs, l'examen des séries rétrospectives a permis de dégager la liaison passée entre la consommation d'énergie et le produit national ou la production industrielle; les prévisions ont été faites sur la base de ces relations,

éventuellement retouchées pour tenir compte d'informations complémentaires <sup>(1)</sup>.

### 3. *Synthèse d'une analyse globale et d'une analyse par secteur*

Deux analyses ont été menées parallèlement : l'une porte sur la consommation d'énergie de l'économie considérée dans son ensemble, l'autre examine séparément les grands secteurs utilisateurs. Les résultats ont ensuite été confrontés par des ajustements successifs; et en accordant une préférence à l'approche sectorielle, on est parvenu à une estimation unique pour la consommation globale <sup>(2)</sup>.

### 4. *Évaluation en énergie primaire — Distinction entre combustibles et électricité*

La juxtaposition de sources d'énergie différentes pouvant rendre des services analogues et la transformation de certaines formes d'énergie en d'autres posent de délicats problèmes, bien connus, mais difficiles à résoudre.

Une méthode d'approche pourrait consister, à partir du consommateur final, à répartir ses besoins entre les diverses formes d'énergie, puis à en déduire l'activité des divers transformateurs d'énergie, et finalement les besoins d'énergie primaire. Une telle méthode suppose le recours immédiat à la comparaison des coûts pour l'utilisateur des diverses formes d'énergie, élément fondamental pour déterminer la répartition des besoins de chaque consommateur final.

On a préféré procéder en deux étapes et, réservant pour la quatrième partie la répartition de la couverture des besoins entre les diverses sources primaires, se limiter actuellement à une étude globale destinée à mettre en place les ordres de grandeur des consommations des divers secteurs; ce n'est qu'ensuite qu'on procédera à la régionalisation des besoins, nécessaire à une étude des coûts comparés au niveau de l'utilisateur.

Il est alors nécessaire d'évaluer les diverses énergies avec une unité commune; on a raisonné en énergie primaire équivalente, ce qui permet les additions, sous réserve de quelques ajustements statistiques d'ampleur limitée <sup>(3)</sup>, et évite d'explicitier tous les stades de la transformation. Mais, au niveau du consommateur final, on a jugé utile d'analyser séparément les besoins de combustibles et les besoins d'électricité <sup>(4)</sup>.

---

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 1 : Généralités sur les méthodes de prévision à long terme des besoins d'énergie.

<sup>(2)</sup> Cf. annexe 1, chapitre 3.

<sup>(3)</sup> Cf. annexe 1.

<sup>(4)</sup> Sur le caractère parfois un peu imprécis de cette distinction, cf. annexe 1.



En définitive, on a procédé aux analyses suivantes :

	Combustibles	Carburants	Électricité
1. Consommation finale par secteurs (sidérurgie, autres industries, transports, secteur domestique)	$X_1$	$X_2$	$Y_1$
2. Consommation des producteurs primaires, des transformateurs et distributeurs d'énergie <sup>(1)</sup>	$X_3$		$Y_2$
3. Besoins totaux d'électricité. Confrontation de L avec les résultats d'estimations globales			$L = Y_1 + Y_2$
4. Centrales électriques (production L)			
a) Besoins en énergie primaire correspondant à la production hydraulique, géothermique, nucléaire et aux besoins couverts par le commerce extérieur	$X_4$		
b) Besoins en combustibles des centrales thermiques classiques	$X_5$		
5. Besoins intérieurs totaux en énergie primaire. Confrontation de E avec les résultats d'estimations globales	$E = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5$		

Ces analyses sont limitées à l'étude des besoins intérieurs, à l'exclusion des exportations et des soutes.

### 5. *Évaluation par pays*

A cette étape du travail, on avait le choix entre deux procédures : raisonner directement au niveau de la Communauté ou procéder à des analyses par pays. En fait, la seconde formule s'imposait, pour trois raisons fondamentales :

- Dans la suite des travaux, il est nécessaire de procéder à une régionalisation des besoins, pour évaluer les coûts au niveau de l'utilisateur; toutes informations permettant de faciliter cette régionalisation étaient donc souhaitables.
- Les structures économiques des divers pays de la Communauté sont très différentes et le resteront longtemps <sup>(2)</sup>. On a donc toutes chances d'améliorer la prévision en examinant chaque pays séparément. De plus, des comparaisons entre pays fournissent des enseignements très intéressants.
- Les consultations d'experts ne sont possibles et fructueuses que si l'on dispose de chiffres par pays.

(1) L'estimation rigoureuse de ces besoins ne peut se faire que lorsqu'on connaît la répartition des besoins entre produits. Mais on peut en donner une évaluation approchée avec une assez bonne précision.

(2) On verra un exemple particulièrement net avec la sidérurgie (cf. annexe 4).

## 6. *Évaluation en unités physiques et non en valeur*

Conformément aux habitudes courantes, on a évalué les besoins en unités physiques (la tonne d'équivalent charbon), ce qui rend plus facile l'interprétation de besoins primaires. Il est probable d'ailleurs qu'au niveau des consommateurs de l'industrie (et des transports) ce sont les consommations physiques qui sont étroitement liées aux niveaux d'activité (du fait des contraintes techniques)<sup>(1)</sup>; par contre, au niveau du consommateur domestique, on peut se demander si le montant des dépenses d'énergie n'est pas un élément sur lequel il serait préférable de raisonner.

## 7. *Caractère indicatif des perspectives*

Il faut considérer les chiffres obtenus beaucoup plus comme des *indications de tendances* et des points de repère que comme des prévisions rigoureuses. Si l'unité adoptée est le million de tonnes d'équivalent charbon, et si tous les résultats sont donnés avec cette précision apparente, il s'agit là seulement d'une procédure commode pour que tous les tableaux s'emboîtent bien les uns dans les autres, aux différents degrés de détail de l'analyse; mais cela ne signifie nullement qu'on prétende atteindre une telle exactitude. En fait, des développements assez longs sont consacrés au chapitre 3 à mettre en lumière l'origine et l'ampleur des incertitudes. Ce n'est qu'après de nouveaux et longs travaux que ces incertitudes pourront être réduites. Néanmoins, on peut penser que les tendances générales qui se dégagent ci-dessous correspondent bien à ce qu'il est aujourd'hui possible de prévoir. La suite de l'exposé montrera d'ailleurs que, sur la plupart des points essentiels, les conclusions fondamentales de l'étude ne sont pas affectées par les incertitudes en matière de besoins.

## Chapitre 3

### Les besoins totaux d'énergie

Les méthodes d'évaluation des besoins futurs en équivalent d'énergie primaire, qui ont été sommairement esquissées au chapitre précédent, ont permis d'aboutir aux chiffres de ce chapitre. On présentera d'abord l'évolution des besoins globaux, puis celle des besoins des grands secteurs.

---

<sup>(1)</sup> On ne doit toutefois pas négliger l'éventualité que le niveau du prix de l'énergie, par rapport au niveau général des prix, ait une certaine influence sur les besoins d'énergie de l'industrie. Ce problème, très difficile et fort peu élucidé, sera évoqué au chapitre 4.

Pour des raisons de présentation, l'ordre dans lequel les estimations ont été effectivement établies est ainsi partiellement renversé. En effet, les prévisions n'ont pas consisté en la répartition par secteur d'une quantité globale fixée préalablement, mais plutôt en l'agrégation d'une série de prévisions particulières. Il est cependant plus commode, dans l'exposé, de prendre comme point de départ une vue globale.

## Section 1 — Besoins intérieurs globaux

Face à une consommation d'environ 460 millions de tec en 1960, les besoins globaux de la Communauté, exprimés en équivalent charbon, passeraient à 700 millions de tec en 1970 et atteindraient environ 850 en 1975 (tableau 9 A), soit une augmentation d'environ 50 % en dix ans et de 85 % en quinze ans <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>.

Tableau 9 — Consommations globales d'énergie primaire <sup>(1)</sup>

### A — Montants absolus en millions de tec

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	129,0	180,9	205,3	239	282	330
Belgique	28,4	33,5	33,9	37	42	48
France	82,5	102,4	121,9	151	187	231
Italie	26,2	43,0	65,6	99	137	176
Luxembourg	3,0	4,0	4,6	6,1	6,6	7,1
Pays-Bas	20,0	25,2	30,1	38	46	56
Communauté <sup>(2)</sup>	289	389	461	570	700	847

### B — Taux annuel de croissance <sup>(3)</sup>

Territoire	1950-1955	1955-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	7,0	2,7	3,0	3,4	3,2
Belgique	3,4	0,3	1,8	2,7	2,5
France	4,4	3,6	4,4	4,3	4,3
Italie	10,4	8,8	8,6	6,6	5,2
Luxembourg	3,9	2,8	5,7	1,6	1,5
Pays-Bas	4,7	3,6	4,9	3,8	3,8
Communauté	6,1	3,5	4,3	4,2	3,9

<sup>(1)</sup> Faisant partie de séries rétrospectives sur dix ans, les chiffres de ce tableau, relatifs à 1960, s'écartent quelque peu de ceux publiés dans les bilans énergétiques à court terme.

<sup>(2)</sup> Les chiffres de la Communauté peuvent différer légèrement de la somme des postes en raison d'arrondissements.

<sup>(3)</sup> Calculé sur la base des données non arrondies, en comparant les deux années limites.

<sup>(1)</sup> Le détail des chiffres par pays et par secteur figure dans l'annexe 2.

<sup>(2)</sup> Ces chiffres ne comprennent ni les routes, ni les exportations, qui représentaient en 1960 respectivement 4 % et 5 % des besoins intérieurs.

Graphique 1

### Évolution comparée du PNB, des besoins totaux d'énergie et des besoins d'électricité dans la Communauté entre 1950 et 1975

The graph illustrates the growth of three key indicators in the Community from 1950 to 1975. The Y-axis measures percentage, and the X-axis shows years. The PNB (solid line) grows from approximately 55% in 1950 to 198% in 1975. Total energy needs (dashed line) grow from about 65% to 182%. Electricity needs (dash-dot line) show the most significant increase, starting at 42% in 1950 and reaching 275% by 1975.

Year	PNB (%)	Besoins totaux d'énergie (%)	Besoins d'électricité (%)
1950	55	65	42
1955	75	80	65
1960	100	100	100
1965	130	130	150
1970	160	155	200
1975	198	182	275

Pour l'ensemble de la Communauté, le *taux annuel d'accroissement* de la consommation totale d'énergie, qui a été de 4,8 % pendant la période 1950-1960, ne serait donc plus que de 4,3 % entre 1960 et 1970; cette réduction refléterait pratiquement le ralentissement dans le rythme d'expansion de l'activité économique générale partiellement compensé par un relèvement progressif de l'élasticité entre consommation et produit national brut (0,86 entre 1950 et 1960; 0,91 entre 1960 et 1970).

Les différences de taux d'accroissement d'un pays à l'autre résultaient dans le passé à la fois d'écart dans le rythme de développement économique, de disparités dans les déformations de structure (industrialisation plus rapide en Italie qu'ailleurs, par exemple) et d'importants écarts dans l'amélioration des rendements. Pour le futur, on a admis que le progrès technique serait assez semblable d'un pays à l'autre, si bien que les différences des taux de croissance des besoins d'énergie sont dues surtout aux deux premiers facteurs.

Si l'on tient compte de l'augmentation de la population de la Communauté, l'accroissement de la *consommation d'énergie par habitant* serait de 40 % en dix ans pour l'ensemble de la Communauté; on passerait ainsi de 2,7 tec par tête en 1960 à 3,8 en 1970 (avec un rapprochement des niveaux de consommation des différents pays membres, cf. tableau 10). Mais la comparaison de ce chiffre avec celui d'autres pays ramène à leurs justes proportions les perspectives de 1970 : le niveau de la consommation moyenne par habitant prévu pour cette date serait encore bien inférieur au niveau britannique d'aujourd'hui (4,3 en 1960) et n'atteindrait même pas la moitié du niveau actuel des États-Unis, alors que le produit national par tête dans la Communauté atteindrait environ 60 % du niveau *actuel* de ce pays.

Tableau 10 — Consommation d'énergie par habitant (en kgec)

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	2.699	3.604	3.845	4.300	4.900	5.500
Belgique	3.302	3.764	3.685	3.940	4.400	4.800
France	1.978	2.365	2.679	3.200	3.800	4.500
Italie	562	894	1.328	1.940	2.600	3.200
Luxembourg	10.000	13.333	15.333	18.770	19.700	20.700
Pays-Bas	1.980	2.333	2.617	3.150	3.600	4.100
Communauté	1.863	2.410	2.726	3.250	3.800	4.500
Grande-Bretagne			4.800			
États-Unis			8.200			

Enfin, l'égalisation, dans la Communauté, des niveaux de consommation par habitant se traduirait par une modification assez sensible de la *répartition par pays* des besoins d'énergie de la Communauté (voir tableau 11). Pour prendre les cas frappants, la part de l'Italie passerait, pour l'énergie totale, de 14 % en 1960 à 20 % en 1970, tandis que celle de l'Allemagne se réduirait de 44 % en 1960 à 40 % en 1970.

Tableau 11 — Répartition par pays de la consommation d'énergie de l'ensemble de la Communauté (en %)

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	44,7	46,5	44,5	41,8	40,3	38,9
Belgique	9,8	8,6	7,4	6,5	6,1	5,7
France	28,5	26,3	26,4	26,5	26,6	27,2
Italie	9,1	11,1	14,2	17,4	19,5	20,8
Luxembourg	1,0	1,0	1,0	1,1	0,9	0,8
Pays-Bas	6,9	6,5	6,5	6,7	6,6	6,6
Communauté	100	100	100	100	100	100

## Section 2 — Les besoins des grands secteurs consommateurs

La présente section étudie les besoins d'énergie par secteur. Parmi les utilisateurs finals, on distinguera : la sidérurgie, les autres industries, les transports, le secteur domestique. D'autre part, les centrales thermiques seront isolées, si bien que, pour éviter les doubles emplois, la consommation des quatre secteurs précédents ne comprendra pas l'électricité, dont l'analyse sera faite séparément. Enfin, on examinera la consommation propre des producteurs et transformateurs d'énergie.

### A — Sidérurgie

Les besoins d'énergie de la sidérurgie sont directement fonction de la production de fonte et d'acier <sup>(1)</sup>.

Comme on l'a indiqué au chapitre 1 (tableau 7), on a retenu en 1965 le chiffre de 89 millions de tonnes correspondant aux besoins évalués dans les objectifs généraux acier, et ultérieurement des niveaux de production de 110 millions de tonnes en 1970 et 130 millions de tonnes en 1975.

On a, de plus, admis que la mise au mille de fonte à l'aciérie diminuerait encore quelque peu dans la Communauté (avec, d'ailleurs, des mouvements divergents en Italie et, jusqu'en 1965, aux Pays-Bas).

La consommation de coke augmentera beaucoup moins vite que la production de fonte; en effet, on prévoit une forte réduction de la mise au mille de coke au haut fourneau (24 % en dix ans), grâce à la préparation des charges, à la part coissante de minerais riches et à l'injection de combustible liquide ou gazeux; cette baisse ne sera compensée que très partiellement par une augmentation de la consommation de coke dans les installations

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 3 : Les besoins d'énergie dans la sidérurgie.

d'agglomération. Les hypothèses retenues pour la Communauté figurent au tableau 12 <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>.

Tableau 12 — Évolution de la consommation d'énergie dans la sidérurgie

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
1. Production d'acier (millions de tonnes)	31,8	52,6	72,8	89	110	130
2. Mise au mille de fonte à l'aciérie (kg)	822	780	740	735	720	690
3. Production de fonte brute, y compris fonte de moulage (millions de tonnes)	26,1	41,0	54,0	66	79	90
4. Mise au mille de coke au haut fourneau (kg)	947	970	883	750	670	640
5. Consommation de coke au haut fourneau (millions de tonnes réelles)	24,7	39,9	47,8	49,2	53,4	57,7
6. Consommation de coke au haut fourneau (millions de tec)	23,6	38,2	45,8	47,0	51,1	55,2
7. Consommation de combustibles solides pour l'agglomération (millions de tec)	} 19,9	1,6	3,2	6,7	10,0	12,0
8. Autres besoins d'énergie non électrique (millions de tec)		25,1	29,0	34,3	39,9	43,3
9. Consommation brute d'énergie du secteur (6+7+8) (millions de tec)		43,5	64,9	78,0	88,0	101,0
10. Production de gaz de haut fourneau (millions de tec)	14,0	22,0	26,0	24,3	24,0	24,9
11. Consommation nette d'énergie du secteur (9-10)	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6

<sup>(1)</sup> Les détails par pays figurent dans l'annexe 3.

<sup>(2)</sup> Ces chiffres ont été établis en faisant l'hypothèse qu'il y a seulement évolution des techniques du haut fourneau et non révolution ou mutation dans les procédés de réduction de minerai. Si la technique de réduction directe au gaz naturel devient susceptible d'applications industrielles, la consommation de coke peut être différente des chiffres envisagés. Pareille perspective n'est pas à retenir pour 1965; elle ne peut être rejetée pour 1970, mais n'aurait qu'une portée limitée. Par contre, en 1975 elle peut avoir des répercussions sérieuses. Ainsi, supposons à titre d'exemple que le procédé soit au point en 1965 et que la moitié des installations nouvelles mises en œuvre entre 1965 et 1975 l'utilisent, la production de fonte au haut fourneau serait en 1975 de  $65 + 1/2 (90-65) = 78$  millions de tonnes au lieu de 90; les besoins de coke seraient réduits de 10 à 15 %.

En définitive, face à une augmentation de production industrielle de 81 % entre 1960 et 1970, les pourcentages d'accroissement suivants sont retenus :

Production d'acier .....	51 %
Production de fonte .....	47 %
Consommation de coke au haut fourneau .....	12 %

## B — *Autres industries*

Les besoins de ce secteur sont fonction du niveau d'activité générale du secteur, des modifications de structure qui se produisent à l'intérieur de celui-ci en faveur ou au détriment des industries fortes consommatrices d'énergie et, enfin, des économies d'énergie dans chaque branche (1).

Les études qui ont pu être faites avec les informations actuellement existantes sur l'évolution des dix dernières années ont abouti aux résultats suivants :

- Les modifications de structure de l'industrie — c'est-à-dire de l'importance relative des diverses branches dans l'ensemble de l'industrie — ont peu influencé la consommation d'énergie. On trouve, en effet, dans les branches dont l'activité a augmenté plus vite que la moyenne de l'industrie aussi bien les industries mécaniques et électriques à faible consommation d'énergie que la chimie à grosse consommation d'énergie; de même, dans les branches à développement lent figurent d'une part les textiles, d'autre part les industries alimentaires et, dans une certaine mesure, les matériaux de construction.
- La réduction des consommations unitaires est variable d'un pays à l'autre; à l'exception de l'Italie, elle semble avoir été d'autant plus forte que le rythme de croissance de la production industrielle a été plus élevé. Cela pourrait s'expliquer par la possibilité qu'ouvre une croissance rapide de mettre en œuvre sans délai et à grande échelle les derniers perfectionnements techniques. Il se peut également que la substitution du fuel et du gaz au charbon ait favorisé cette évolution.

Pour le futur, on a admis que le ralentissement escompté du rythme de croissance entraînerait également un ralentissement dans les économies d'énergie, qui ne serait plus que de 2,4 % par an pour l'ensemble de la Communauté, au lieu de 3,1 % entre 1950 et 1960. En l'absence d'informations détaillées sur les perspectives économiques générales, il a été impossible jusqu'à maintenant de tenir compte d'éventuelles modifications de la part relative de chaque branche industrielle.

En définitive, on a admis que les besoins de l'industrie en combustibles passeraient de 88 millions de tec en 1960 à 125 en 1970 et 143 en 1975. L'accroissement entre 1960 et 1970 serait ainsi de 42 %, soit un taux annuel de

---

(1) Cf. annexe 4 : Les besoins d'énergie des autres industries.



3,6 %. Comme le rythme de croissance de la production industrielle de la Communauté a été estimé à 6,1 %, on obtient ainsi une élasticité apparente de 0,6 (soit environ le même chiffre qu'entre 1950 et 1960) <sup>(1)</sup>.

Tableau 13 — Consommation de combustibles dans l'industrie (en millions de tec)

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	22,3	33,3	36,4	41,0	45,7	50,9
Belgique	5,3	5,3	4,7	5,2	5,8	6,5
France	15,9	18,5	23,4	27,7	32,0	36,4
Italie	5,8	9,8	17,1	24,9	33,0	39,2
Luxembourg	0,06	0,10	0,11	0,12	0,14	0,16
Pays-Bas	3,6	4,5	5,8	6,9	8,4	10,0
Communauté <sup>(1)</sup>	53	72	88	106	125	143

<sup>(1)</sup> Chiffres arrondis.

### C — Les transports <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>

Déjà actuellement, la majeure partie de l'énergie utilisée dans ce secteur l'est par les transports routiers (plus de 70 % en 1960), et le phénomène s'amplifiera.

Au cours des dernières années, le parc de *voitures* particulières dans la Communauté a connu un développement très rapide. Celui des véhicules utilitaires n'augmentait que de façon assez lente, quoique régulière.

Parc automobile dans la Communauté (en 1.000 unités)

	1955	1960	1965
Voitures de tourisme	6.181	12.984	23.500
Véhicules utilitaires	2.314	3.112	3.500

D'ici 1965 on prévoit, dans la plupart des pays, un certain infléchissement du rythme de croissance du parc automobile. Ces ralentissements s'accroîtraient après 1965. Les courbes de prévision prennent ainsi une forme logistique. Elles déterminent évidemment dans une mesure appréciable l'évolution des besoins de carburants. En ce qui concerne les différents pays de la Communauté, il faut pourtant tenir compte du fait que le degré de motorisation reste encore assez différent de pays à pays et que les phénomènes de saturation ne se manifesteront probablement pas au même moment et avec la même intensité dans tous les pays.

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 1 pour l'explication de ce point.

<sup>(2)</sup> Cf. annexe 5.

<sup>(3)</sup> Y compris la consommation du matériel agricole et du matériel utilisé dans les travaux publics.

En ce qui concerne la *consommation unitaire*, on a, au cours des dernières années, observé dans la plupart des pays de la Communauté une forte réduction de la consommation unitaire d'essence-auto, tandis que celle de diesel restait beaucoup plus stable.

En général, on s'attend à une poursuite de la réduction de la consommation unitaire qui, dans certains pays, serait néanmoins freinée par l'augmentation de la cylindrée moyenne.

Dans les *chemins de fer*, le phénomène fondamental à noter est la poursuite du processus d'électrification et de diésélisation d'un grand nombre de lignes. Il en résulte à la fois une modification de forme d'énergie et une forte réduction des consommations spécifiques (à la tonne-kilomètre ou au train-kilomètre).

Ces considérations ont conduit à estimer que les besoins d'énergie non électrique du secteur « transports » passeraient de 59 millions de tec en 1960 à 102 en 1970 et 128 millions en 1975.

Tableau 14 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur transports (en millions de tec)

Territoire	1950	1955	1960	1965 <sup>(1)</sup>	1970 <sup>(1)</sup>	1975 <sup>(1)</sup>
Allemagne (R.F.)	14,8	20,2	23,9	31	38	46
Belgique	3,1	3,6	3,7	5	5	6
France	13,3	15,4	17,2	22	26	33
Italie	3,8	6,5	9,8	16	24	32
Luxembourg	0,16	0,16	0,17	0,3	0,3	0,4
Pays-Bas	2,4	2,9	4,1	6	8	10
Communauté <sup>(2)</sup>	38	49	59	80	102	128

<sup>(1)</sup> Chiffres arrondis au million de tec.

<sup>(2)</sup> Les chiffres de la Communauté peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissements.

#### D — *Le secteur domestique* <sup>(1)</sup>

Ce secteur est hétérogène : il comprend les ménages, les administrations, les commerces, l'artisanat et les consommations du secteur agricole, à l'exception de celle des tracteurs agricoles, reprise dans les transports. La délimitation du secteur varie parfois de pays à pays. Dans l'interprétation des statistiques rétrospectives, on est souvent gêné par le fait que la tendance à long terme est masquée par les fluctuations dues à la température et aux variations de stocks.

Le niveau des consommations par habitant dans les pays de la Communauté et l'évolution au cours de la décennie reflètent surtout l'incidence des facteurs de revenu et des conditions climatiques.

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 6 : Les besoins d'énergie du secteur domestique.

Tableau 15 — Consommation d'énergie non électrique dans le secteur domestique

A — Montants absolus, en millions de tec

Territoire	1950	1955	1960	1965 <sup>(1)</sup>	1970 <sup>(1)</sup>	1975 <sup>(1)</sup>
Allemagne (R.F.)	23,5	39,2	43,5	51	56	60
Belgique	8,9	9,9	9,4	10	11	11
France	18,5	23,2	26,0	32	38	45
Italie	3,4	5,8	9,1	13	18	23
Luxembourg	0,24	0,30	0,36	0,4	0,5	0,5
Pays-Bas	6,7	7,7	8,3	9	10	11
Communauté <sup>(2)</sup>	61	86	97	116	133	151

B — Par habitant, en kg équivalent charbon

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	491	781	815	910	970	1.000
Belgique	1.030	1.116	1.027	1.103	1.094	1.095
France	443	536	571	674	764	864
Italie	73	121	184	257	343	428
Luxembourg	811	987	1.147	1.292	1.463	1.507
Pays-Bas	662	716	723	760	800	840
Communauté	394	533	570	658	729	794

<sup>(1)</sup> Chiffres arrondis au millions de tec.

<sup>(2)</sup> Les chiffres de la Communauté peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissements.

Pour les estimations futures, on a relié les consommations de ce secteur à un indicateur de revenu (le produit national brut) et à un facteur de tendance. Quoique les ménages ne constituent qu'une fraction du secteur, on a également tenté d'évaluer les consommations en fonction de l'évolution prévue du parc de logements.

Les travaux effectués aboutissent pour la Communauté à faire passer la consommation de 97 millions de tec en 1960 à 133 en 1970 et 151 en 1975; la marge d'incertitude est assez élevée. Pendant les dix années considérées (1960-1970), la consommation augmenterait donc d'environ 38 %, à un rythme d'environ 3,3 % par an. Pendant la période 1950-1960, l'accroissement global a été de 58 %, soit un rythme d'environ 4,7 % par an. Le ralentissement traduit une saturation progressive des besoins, avec ralentissement de l'accroissement aussi bien du parc de logements que des consommations par logement.

E — Les besoins d'électricité

Les besoins d'électricité de chaque pays ont été estimés globalement et par secteur selon des méthodes analogues à celles utilisées pour l'estimation des besoins globaux d'énergie <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 7 : Les besoins d'électricité.

Il faut noter seulement que, dans le passé, la consommation d'électricité est liée de façon moins étroite que la consommation globale d'énergie aux indicateurs de l'activité économique générale, et qu'elle semble évoluer pour une large part selon un trend autonome. Cela renforce la qualité des prévisions, dans la mesure où l'incertitude sur le rythme d'expansion économique a moins d'influence; mais cela l'atténue aussi, dans la mesure où l'on ne sait pas si le trend autonome gardera la même intensité pendant les quinze prochaines années.

Les chiffres qui ont été finalement retenus sont consignés dans le tableau 16. La consommation de la Communauté passerait ainsi de 285 TWh en 1960 à 574 en 1970 et 790 en 1975. Le taux moyen de croissance sur la période 1960-1970 serait d'environ 7,2 % par an (soit le doublement en dix ans).

Le taux de croissance des besoins d'électricité est ainsi nettement plus élevé que celui des besoins globaux d'énergie. C'est ce qu'on observe depuis de nombreuses années. Cela signifie que la fraction d'énergie primaire consommée finalement sous forme d'électricité va en croissant.

Tableau 16 — Évolution de la consommation d'électricité <sup>(1)</sup>

A — Montants absolus en milliards de kWh bruts

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	46,9	80,0	120,6	170	234	316
Belgique	9,0	11,9	15,2	20	27	36
France	34,8	51,5	74,8	108	155	218
Italie	24,8	38,1	56,1	83	119	166
Luxembourg	0,7	1,1	1,6	3,5	4,4	4,9
Pays-Bas	7,4	11,4	16,5	24	34	49
Communauté <sup>(2)</sup>	124	194	285	409	574	789

B — Taux annuel de croissance en % <sup>(3)</sup>

Territoire	1950-1955	1955-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	11,3	9,5	7,1	6,6	6,2
Belgique	5,7	5,0	5,8	6,0	5,7
France	8,2	7,7	7,6	7,5	7,0
Italie	9,0	8,0	8,2	7,5	6,8
Luxembourg	9,5	7,8	17,5	4,4	2,3
Pays-Bas	9,0	7,6	7,5	7,6	7,2
Communauté	9,4	9,4	7,5	7,0	6,5

<sup>(1)</sup> Faisant partie de séries rétrospectives sur dix ans, les chiffres de ce tableau, relatifs à 1960, s'écartent quelque peu de ceux publiés dans les bilans énergétiques à court terme.

<sup>(2)</sup> Les chiffres de la Communauté peuvent différer légèrement de la somme des postes en raison d'arrondissements.

<sup>(3)</sup> Calculé sur la base de données non arrondies, en comparant les deux années limites.

Par habitant (tableau 17), la consommation augmenterait presque de 87 % entre 1960 et 1970, et les écarts entre pays s'atténueraient. Toutefois, avec 3.100 kWh par habitant en 1970, on resterait encore en dessous du niveau actuel des États-Unis (4.650 kWh en 1960).

Tableau 17 — Consommation apparente d'électricité par habitant (en kWh)

Territoire	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	980	1.195	2.259	3.070	4.100	5.300
Belgique	1.042	1.341	1.660	2.140	2.800	3.600
France	834	1.190	1.642	2.290	3.100	4.200
Italie	532	793	1.137	1.640	2.300	3.100
Luxembourg	2.365	3.618	5.095	10.830	13.000	14.200
Pays-Bas	734	1.060	1.436	1.950	2.700	3.600
Communauté	796	1.202	1.683	2.330	3.100	4.200

*N.B.* Ces chiffres correspondent au quotient de la consommation globale brute de chaque pays par la population. Du fait des pertes à la production, au transport et à la distribution, ils sont donc supérieurs aux consommations effectives.

#### F — Les besoins en combustibles des centrales thermiques

Une partie de la consommation d'électricité sera couverte par la production des centrales hydrauliques, géothermiques et nucléaires, et par des importations nettes. Les chapitres 11 et 12 développent les considérations qui justifient, pour ces trois types de centrales, les chiffres de production (auxquels ont été ajoutées les importations nettes) :

106 TWh en 1960,                      159 en 1970,                      230 en 1975,

soit un accroissement de 50 % en dix ans.

Le reste de la production sera obtenu dans des centrales thermiques classiques <sup>(1)</sup>.

Dans ces centrales, les consommations unitaires continueraient à décroître, par suite de l'amélioration des rendements. Le tableau 18 donne l'évolution prévue pour la consommation unitaire moyenne des centrales publiques dans chacun des six pays. Les réductions entre 1960 et 1970 seraient de l'ordre de 15 % (soit environ 1,6 % par an).

En admettant le même *rythme* de réduction pour l'ensemble des centrales thermiques, on aboutit à des besoins de combustibles dans les centrales thermiques de 151 millions de tec en 1970 et de 190 millions en 1975 (1960 : 81 millions).

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 8 : Les besoins en combustibles des centrales thermiques classiques.

Tableau 18 — Évolution prévue de la consommation unitaire moyenne dans les centrales publiques (en kcal/kWh brut)

Territoire	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	2.850	2.560	2.410	2.300
Belgique	2.830	2.560	2.410	2.300
France	2.600	2.420	2.280	2.200
Italie	2.760	2.470	2.350	2.250
Pays-Bas	2.830	2.560	2.410	2.300

G — *La consommation propre des producteurs et transformateurs d'énergie et les pertes*

Ce poste groupe toutes les consommations d'énergie non électrique qui n'atteignent pas le stade de la consommation finale ou de la transformation en énergie secondaire. L'ensemble du poste, qui ne comprend donc pas de consommation d'électricité, représente 13,2 % des besoins totaux d'énergie en 1950 et 9,3 % en 1960.

A ce stade de l'analyse, il est impossible d'établir des estimations précises sur le niveau futur des consommations. Celles-ci dépendent en effet du volume de production des différents producteurs d'énergie, qui ne peut être estimé qu'après le partage de la couverture des besoins entre les diverses sources d'énergie et entre la production intérieure et l'importation.

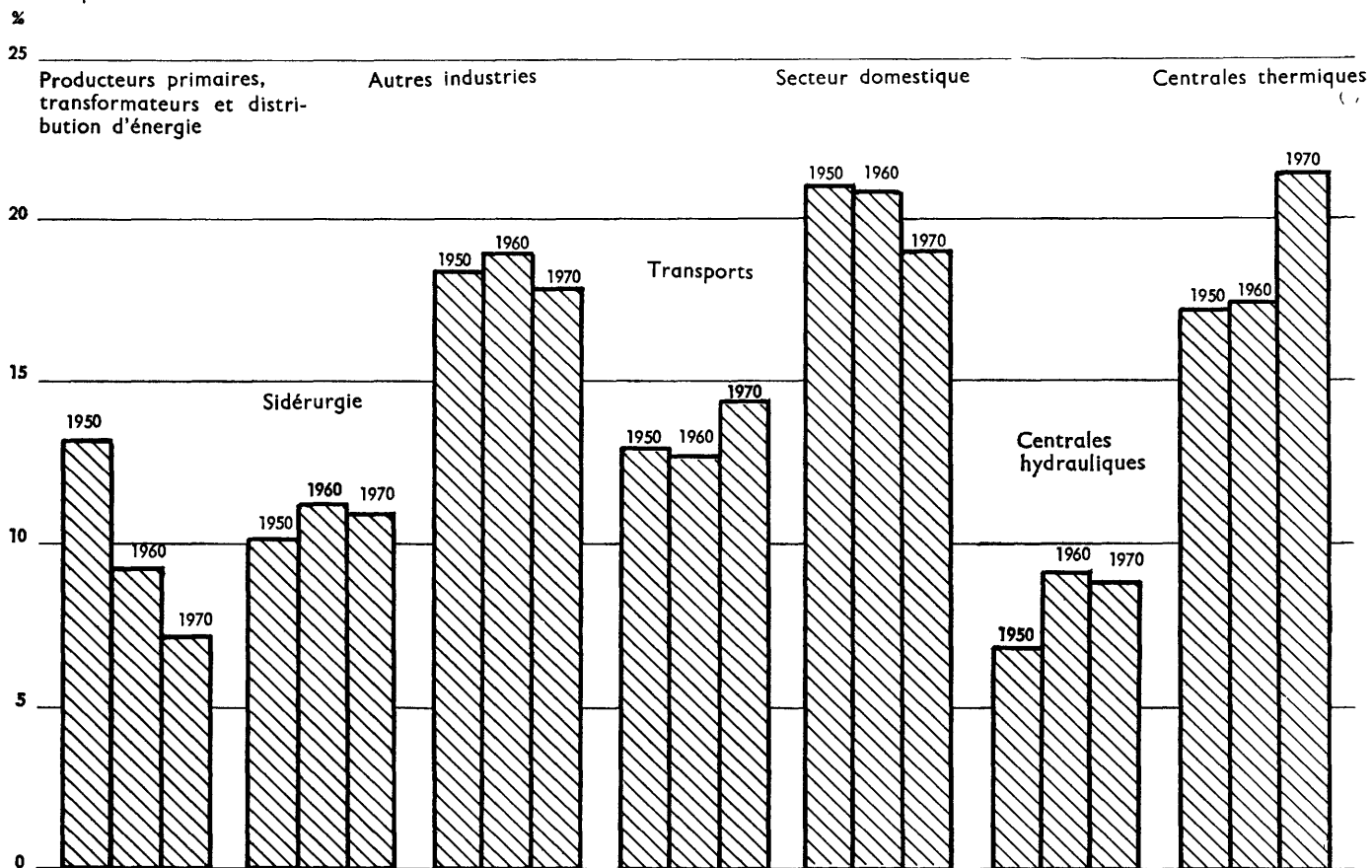
On a cependant tenté une approximation en s'inspirant de l'évolution 1950-1960 et en retouchant cette extrapolation en fonction des marges entre lesquelles pourraient se situer les niveaux de production énergétique d'ici dix à quinze ans.

Il apparaît que la différence d'évolution dans les différents pays de la Communauté dépend essentiellement de l'importance du poste autoconsommation et perte des raffineries dans l'ensemble du secteur. En Italie et aux Pays-Bas, où ce poste est prépondérant, la consommation de l'ensemble du secteur sera en forte expansion, car la capacité de raffinage s'accroît, tandis que la consommation unitaire n'accuse pas de réduction notable.

En Allemagne et, dans une moindre mesure, en Belgique, l'augmentation des besoins propres des raffineries sera, tout au moins dans la première quinquennie, compensée en partie par la stagnation de la consommation des cokeries et la réduction de l'autoconsommation dans les mines. Il est à noter que ce dernier facteur n'est pas uniquement imputable à la contraction de la production

Graphique 2

## Part des différents secteurs dans les besoins totaux d'énergie



de houille, mais aussi à une forte diminution de la consommation unitaire qui, pour le passé, s'explique notamment par la substitution de l'électricité à la vapeur. Il semble que la diminution de la consommation unitaire pourrait encore se poursuivre pendant un certain nombre d'années, mais à un rythme ralenti.

En admettant pour la France une évolution intermédiaire entre celle de l'Allemagne et de l'Italie, on aboutit pour la Communauté à une progression assez lente de la consommation de l'ensemble du secteur, qui passerait de 43 millions de tec en 1960 à 51 millions en 1970 et 58 millions en 1975, soit une augmentation de 17 % en dix ans. Selon les hypothèses en matière de production des raffineries, l'autoconsommation de celles-ci pourrait varier entre 27 et 30 millions de tec en 1970 et entre 33 et 40 millions de tec en 1975. L'autoconsommation des charbonnages pourrait être comprise entre 3 et 8 millions de tonnes, ce chiffre élevé étant le plus plausible pour l'année 1970.

## H — *Récapitulation*

La récapitulation des besoins des divers secteurs dans le tableau 19 permet de prendre conscience des modifications qu'on peut prévoir dans la structure de l'ensemble des besoins d'énergie primaire.

La modification la plus importante découle du fait que la consommation d'électricité augmentera à un rythme beaucoup plus rapide que celle des autres formes d'énergie et que la production d'électricité d'origine hydraulique, géothermique et nucléaire ne pourra couvrir qu'une partie très modeste de l'accroissement de la demande. Il en résulte une augmentation accentuée des besoins d'énergie primaire des centrales thermiques classiques, dont la part dans l'ensemble des besoins d'énergie primaire passera de 17,5 % en 1960 à 21,5 % en 1970 et 23,8 % en 1975.

L'accroissement de la part des transports de 12,8 % en 1960 à 14,5 % en 1970 et 15,1 % en 1975 implique également une modification importante qui reflète l'expansion de la demande de carburants.

En contre-partie de l'évolution des centrales thermiques et des transports, la part des besoins d'énergie non électrique des autres secteurs accuserait une diminution qui serait la plus sensible pour le secteur domestique et les « autres industries », où les possibilités d'économies d'énergie semblent aussi les plus grandes.



Tableau 19 — Répartition, selon les différents secteurs, des besoins totaux d'énergie primaire dans la Communauté

A — Montants absolus, en millions de tec

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution (sans électricité)	38,2	44,3	43,0	46,7	50,6	57,6
Sidérurgie (sans électricité)	29,5	42,9	52,0	63,7	77,0	85,6
Autres industries (sans électricité)	53,1	71,6	87,6	105,8	125,1	143,2
Transports (sans électricité)	37,6	48,8	59,0	79,8	101,9	127,6
Secteur domestique (sans électricité)	61,1	86,1	96,5	115,5	133,0	150,5
Centrales électriques (sans électricité)						
a) hydro, géo et nucléaires	19,7	28,8	42,6	48,3	62,1	80,7
b) thermiques classiques	50,0	66,5	80,6	110,1	150,5	201,8
Total des besoins (chiffres arrondis)	289	389	461	570	700	847

B — En pourcentage du total

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Producteurs primaires, pertes à la transformation et à la distribution (sans électricité)	13,2	11,4	9,3	8,2	7,2	6,8
Sidérurgie (sans électricité)	10,2	11,0	11,3	11,2	11,0	10,1
Autres industries (sans électricité)	18,4	18,4	19,0	18,6	17,9	16,9
Transports (sans électricité)	13,0	12,6	12,8	14,0	14,5	15,1
Secteur domestique (sans électricité)	21,1	22,1	20,9	20,2	19,0	17,8
Centrales électriques (sans électricité)						
a) hydro, géo et nucléaires	6,8	7,4	9,2	8,5	8,9	9,5
b) thermiques classiques	17,3	17,1	17,5	19,3	21,5	23,8
Total des besoins	100	100	100	100	100	100

### Section 3 — Raisons et ampleur de l'incertitude sur les besoins futurs d'énergie

Les chiffres de consommation présentés ci-dessus sont sujets à une marge assez appréciable d'imprécision. Cette marge est la conséquence de deux catégories d'incertitudes :

- celle qui résulte d'insuffisances dans la connaissance de l'expérience passée: imprécision de certains chiffres, lacune dans l'information statistique (notamment sur certaines variations de stocks), qui réduisent la précision des ajustements statistiques;
- celle, bien plus importante, qui affecte l'évolution future des principaux facteurs déterminant la consommation d'énergie: taux d'expansion de l'économie, déformations de la structure de l'économie, cadence du progrès dans la transformation et l'utilisation de l'énergie, influence du prix sur la consommation spécifique.

Nous tenterons de chiffrer l'incidence des principaux facteurs indiqués ci-dessus. Préalablement, il faut pourtant remarquer que toutes les marges d'imprécision déduites de ces facteurs ne se cumulent pas nécessairement.

Ainsi, la marge d'erreur statistique autour de la valeur centrale d'une extrapolation peut être simplement la conséquence de lacunes dans l'information de base (par exemple: l'absence de données en ce qui concerne les variations de stocks ou l'incidence des variations de température). Mais elle peut aussi refléter le fait que des modifications de structure se sont amorcées à la fin de la période de référence, modifications qui rendent la tendance moyenne moins représentative. Dans ce cas, il faut éviter d'évaluer deux fois (catégorie 1 et catégorie 2) l'incertitude due à ces mutations de structure.

Plus important encore est le fait que le taux du progrès technique et le taux d'expansion de l'économie semblent être liés, le premier étant d'autant plus fort que le second est plus élevé. En effet, le taux de croissance rapide se traduit par la mise en place, chaque année, d'un nombre plus grand de nouveaux équipements, ce qui permet de faire passer dans la pratique les améliorations techniques proposées par les constructeurs. La comparaison des six pays de la Communauté au cours de la dernière décennie donne des indications en ce sens. A l'exception de l'Italie, que le phénomène d'industrialisation rapide classe dans une catégorie séparée, les diminutions de consommation unitaire au cours de la période 1950-1960 ont été plus fortes dans les pays où l'activité économique s'est développée le plus rapidement <sup>(1)</sup>.

C'est à la lumière de ces considérations que doivent être interprétées les indications qui suivent.

(1)	Croissance annuelle de la production industrielle en % par an	Variation de la consommation unitaire en % par an
Allemagne (R.F.)	+ 9,1	— 4,6
France	+ 6,4	— 2,6
Pays-Bas	+ 5,8	— 1,8
Belgique	+ 3,0	— 1,8
Italie	+ 8,1	+ 0,4

#### a) Information de base en matière de besoins d'énergie

La façon dont sont obtenues les hypothèses prévisionnelles — extrapolation de séries chronologiques relativement courtes, données de base non corrigées pour variations de stocks et de climat — conduit à des fourchettes « statistiques » assez larges. Pour les formules d'ajustement les plus représentatives, elles sont en moyenne, pour l'ensemble de la Communauté, de l'ordre de 3 % de part et d'autre de la valeur centrale pour les besoins totaux d'énergie 1965, de l'ordre de 4 à 5 % pour les estimations 1975 <sup>(1)</sup>.

Comme il a déjà été indiqué, ces marges d'erreur statistique ne doivent pas être automatiquement ajoutées aux autres incertitudes qui pèsent sur les chiffres prévisionnels présentés. Ces chiffres résultent d'un choix raisonné à l'intérieur de la fourchette statistique. A cet effet, il a été fait usage de toutes les informations disponibles. Ce n'est que dans le cas où ce choix est influencé par une ligne de tendance faussée par des lacunes dans l'information et la technique statistique que l'on doit prendre en considération une incertitude additionnelle. Au stade des *consommations totales* — ce n'est plus le cas pour les études par secteur et par produit —, ces distorsions ne doivent pas être considérables.

#### b) Taux d'expansion

Il est difficile de chiffrer l'incertitude qui pèse sur le taux d'expansion des économies. Cette incertitude est la plus grande pour les pays qui, comme l'Italie, disposent encore d'importantes réserves de croissance et où il y a plus de marge pour une politique influençant effectivement le taux de croissance.

Pour 1965, année relativement proche, l'incertitude résulte surtout des fluctuations de la conjoncture autour de l'évolution moyenne, dont l'effet sera traité plus loin.

Pour 1975, par contre, le taux de croissance ne peut être connu avec précision. Par comparaison avec les réalisations de la période 1950-1960, on peut estimer que le taux retenu est assez élevé. A titre d'hypothèse préliminaire, on peut retenir comme limites extrêmes pour 1975 un niveau supérieur de 5 % et un niveau inférieur de 10 % au chiffre adopté dans ce document.

Pour diverses raisons, l'écart sur la production industrielle pourrait être un peu supérieur à ce chiffre.

Comme, pour l'ensemble de la Communauté, l'élasticité de la consommation d'énergie par rapport au produit national brut est actuellement inférieure à l'unité et le restera probablement dans les années à venir, l'incertitude sur le taux d'expansion se répercute de façon moins que proportionnelle sur les consommations d'énergie. Avec les élasticité d'environ 0,9 employées dans la

---

(1) En admettant une probabilité de deux tiers.

présente étude, la répercussion sur les besoins énergétiques des marges indiquées ci-dessus serait en 1975 d'environ 70 millions de tonnes vers le bas et 35 millions vers le haut.

#### c) Rythme du progrès technique

Un autre élément important d'incertitude porte sur le rythme du progrès technique. Dans les dix dernières années, le taux de progrès technique (réduction de consommation d'énergie pour obtenir le même effet utile) a été élevé.

Il est vraisemblable qu'il se réduira dans le futur, notamment du fait de la réduction des taux d'expansion. On a tenu compte de cet élément dans les calculs qui ont abouti au tableau 9; néanmoins, il reste une certaine incertitude qui, à échéance de 1975, peut modifier d'environ 10 % la consommation totale d'énergie.

#### d) Structure des économies

A égalité de population active et de produit national, la consommation d'énergie est différente suivant la structure de l'économie, et notamment suivant l'ampleur de l'activité sidérurgique, la place de l'industrie dans l'économie et l'importance relative des diverses industries. En effet, on peut rappeler, à titre indicatif, que la consommation d'énergie par travailleur et par an, évaluée en tec, est de l'ordre de 120 dans la sidérurgie, varie de 2 à 20 dans l'industrie (moyenne de l'ordre de 7 dans la Communauté) et est inférieure à 1 dans les activités tertiaires.

L'incertitude sur la production de fonte, dans les hypothèses de développement retenues, est faible en 1965; par contre, en 1975, elle est considérablement plus grande du fait des incertitudes sur les débouchés de l'acier et sur l'évolution des techniques sidérurgiques (rapport fonte/acier). On peut l'évaluer entre 10 et 15 %. La consommation d'énergie de la sidérurgie représentant environ 12 % du total, l'incertitude sur les besoins globaux d'énergie se trouve ramenée à moins de 2 %.

En ce qui concerne le secteur « autres industries », on peut estimer que, pour un niveau de produit national donné en 1975, l'incertitude sur l'indice de la production industrielle est de 10 % au maximum pour la Communauté. L'industrie utilisant environ 35 % de l'énergie finale (électricité comprise), l'incertitude sur les besoins globaux serait de 3,5 %.

Enfin, l'examen des dix dernières années montre que les déformations de structure de l'ensemble du secteur industriel (inégal taux de développement des industries grosses consommatrices d'énergie par unité de valeur ajoutée et des industries faibles consommatrices) n'ont eu qu'une influence modérée sur la consommation d'énergie. Bien entendu, on ne peut en conclure qu'il en sera de même à l'avenir, mais on peut penser que la sensibilité de la consommation

d'énergie à cet élément est faible ( $\pm 5\%$  pour la consommation de l'énergie dans l'industrie, soit  $\pm 2\%$  pour la consommation d'énergie totale).

En définitive, comme il y a peu de chances pour que tous les éléments précédents jouent dans le même sens pour rendre les prévisions trop fortes ou trop faibles, l'incertitude qu'ils entraînent sur les besoins totaux d'énergie doit être de l'ordre de  $5\%$  <sup>(1)</sup>.

#### e) Prix de l'énergie

L'influence du prix de l'énergie sur le rythme de développement économique et sur les besoins d'énergie est étudiée dans le chapitre suivant, dont on peut résumer ainsi les principales conclusions. Nos connaissances sont actuellement insuffisantes pour préciser exactement quelle hypothèse sur le prix de l'énergie est sous-jacente aux taux de développement qui ont été choisis. Si nous prenons donc provisoirement ceux-ci comme des données pour nos études sur l'énergie, la seule influence d'une variation du prix de l'énergie porterait sur la structure de la production industrielle et l'intensité d'utilisation de l'énergie. Comme on le verra au chapitre suivant, il ne semble pas que la consommation totale d'énergie dans la Communauté soit très sensible à des variations de prix qui n'excéderaient pas en moyenne  $10\%$  <sup>(2)</sup>.

#### f) Incertitude d'ensemble

Comme on l'a déjà indiqué, certains éléments d'incertitude ne peuvent guère se cumuler. Notamment, il est hautement improbable que l'incertitude sur le progrès technique puisse se cumuler intégralement avec celle du rythme d'expansion économique. Par contre, les autres facteurs peuvent jouer dans le même sens. Au total, l'incertitude en 1975 pourrait atteindre, du fait d'éléments structurels,  $10$  à  $15\%$  vers le bas et environ  $10\%$  vers le haut <sup>(3)</sup>.

---

<sup>(1)</sup> En France, si la demande finale au sens de la comptabilité nationale avait eu, en 1959, la même structure qu'en 1950, la consommation d'énergie n'aurait été que de  $6\%$  inférieure à ce qu'on a observé.

<sup>(2)</sup> Cette faible élasticité globale n'exclut pas que certaines répercussions sectorielles ou régionales puissent être beaucoup plus grandes.

<sup>(3)</sup> Il faut rappeler que ces chiffres sont établis pour des conditions moyennes de conjoncture, de climat et d'hydraulicité. La correction due à une conjoncture très bonne ou très mauvaise peut représenter environ  $5\%$  de la consommation globale. Mais ceci n'a pas à être pris en compte dans une étude portant sur le long terme (l'intervention des fluctuations conjoncturelles sera examinée dans le dernier chapitre de ce rapport).

### Prix de l'énergie et besoins d'énergie

Les prévisions de besoins d'énergie présentées dans le chapitre 3 ont été établies en faisant abstraction du prix de l'énergie. Dans la mesure où elles s'appuyaient sur des relations établies pour le passé entre la consommation d'énergie et divers indicateurs de l'activité économique, on admettait implicitement soit que ces relations sont indépendantes du prix de l'énergie, soit que le prix de l'énergie évoluera par rapport au niveau général des prix de la même façon dans le futur que dans le passé. Le fait que ces hypothèses soient admises de façon très générale dans toutes les études relatives aux prévisions des besoins n'empêche pas qu'il soit légitime de se demander dans quelle mesure elles sont valables.

La liaison entre le prix de l'énergie et le montant des besoins est fort complexe; pour la mesurer, il faudrait tenir compte de nombreux mécanismes qui conditionnent le développement de l'économie, ce qui est déjà difficile de façon qualitative, et le serait encore bien plus de façon quantitative. Aussi ne prétend-on pas ici résoudre le problème; plus modestement, on fournira dans une première section certaines informations sur la part des dépenses d'énergie dans la formation des coûts, et ensuite on donnera certaines indications sur la liaison entre prix et besoins <sup>(1)</sup>.

#### Section 1 — Les dépenses d'énergie dans la formation des coûts

A l'aide des chiffres de la comptabilité nationale et des tableaux d'échanges interindustriels, on peut situer la part des frais d'énergie dans les coûts. On donnera d'abord une vue globale, puis des indications détaillées par catégories de produits.

##### *A — Part de l'énergie dans le produit national*

Globalement, on peut évaluer la part des facteurs de production de la nation ou du territoire considéré, qui est consacrée à mettre à la disposition de l'économie l'énergie dont elle a besoin, en comparant au produit national la somme des valeurs ajoutées par les divers secteurs énergétiques et de la valeur des importations nettes d'énergie.

---

<sup>(1)</sup> La Commission de la C.E.E. a confié à un groupe d'experts indépendants le soin d'étudier, de manière très détaillée, l'influence économique du prix de l'énergie, notamment sur l'expansion économique générale et sur le niveau de la consommation d'énergie.

On arrive à des chiffres qui sont peu différents d'un pays à l'autre et se situent autour de 9 %.

Ce pourcentage est établi en incluant aussi bien l'énergie utilisée dans les secteurs productifs que l'énergie consommée par les utilisateurs domestiques. Si on défalque cette dernière, on arrive à environ 6 %.

Une vue un peu plus détaillée est donnée par le rapport des achats d'énergie à la valeur ajoutée des grands secteurs :

- Agriculture — 2 à 4 %;
- Industrie — 7 à 10 %;
- Transports — environ 15 % (y compris taxe sur les carburants).

#### B — Les frais d'énergie dans les prix de revient

A partir des tableaux d'échanges interindustriels, on peut situer la part des frais d'énergie dans les prix de revient de divers groupes de produits et la comparer à d'autres éléments des prix de revient, notamment les frais de main-d'œuvre et les investissements. La première colonne du tableau 20 donne des résultats globaux pour l'ensemble de la Communauté; le tableau 21 donne des résultats plus détaillés pour la France.

On voit sur le tableau 21 que les frais directs d'énergie sont toujours inférieurs, et la plupart du temps très inférieurs, aux frais de personnel, et qu'ils sont même souvent inférieurs aux amortissements des immobilisations d'usines. Cette observation est importante si l'on s'intéresse aux facteurs de localisation des activités industrielles.

Tableau 20 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits pour l'ensemble de la Communauté

	Achats directs d'énergie en % de la valeur des produits	Achats directs et indirects cumulés d'énergie en % de la valeur des produits
Industrie agricole et alimentaire	1,4	4,2
Matériaux de construction et verre	8,6	11,5
Mines de fer et sidérurgie	20,8	24,3
Minerais et métaux non ferreux	11,4	14,8
Industrie mécanique et électrique	1,5	8,2
Chimie	7,8	10,7
Textile, habillement, cuir	2,8	5,9
Industries diverses	2,2	4,6
Bâtiment et génie civil	0,9	5,4
Transports	11,6	13,7

Tableau 21 — Part des frais d'énergie, des frais de personnel et des amortissements dans les comptes d'exploitation de grands secteurs — France 1956

	Frais d'énergie	Frais de personnel salaires (*)	Amortissement
	en % du chiffre d'affaires (taxes comprises)		
Agriculture, pêche	3,0	13	7
Industries agricoles et alimentaires	2,1	11	2
Extraction de minerai, minéraux	5,7	41	15
Production verre, céramique, matériaux de construction	13,0	28	5
Industries chimiques, caoutchouc	7,0	30	6
Production de métaux	19,4	30	12
Industries mécaniques	2,4	39	5
Construction électrique	2,1	34	3
Automobiles, cycles	2,4	32	5
Construction navale et aéronautique	1,8	40	4
Industries textiles	2,8	24	4
Habillement	1,0	13	1
Cuir et peaux	1,3	18	1
Bois et ameublement	2,6	23	2
Papiers et carton	6,3	24	5
Presse et édition	0,9	35	3
Industries diverses	3,3	18	2
Bâtiment et travaux publics	2,8	29	2
Transports et télécommunications	10,5	58	17
Commerces divers	3,7	24	4

Source: Les comptes de la nation, volume 1, Les comptes, Paris 1960.

(\*) Ce chiffre ne comprend pas le revenu des entrepreneurs individuels, si bien qu'il apparaît anormalement faible dans les secteurs tels que l'habillement ou les industries agricoles et alimentaires, où les salariés ne représentent qu'une fraction des effectifs.

Mais ces chiffres ne donnent qu'une vue incomplète des phénomènes, et notamment ils sont tout à fait insuffisants pour repérer les répercussions d'une modification dans le prix de l'énergie sur le prix de revient de tel ou tel produit; en effet, ils ne rendent pas compte de la totalité de l'énergie finalement incluse dans chaque produit.

Ainsi, dans le coût d'un produit déterminé, par exemple un tracteur agricole, l'énergie intervient de trois façons différentes :

- a) Le fabricant du produit supporte certaines dépenses d'énergie, qui figurent explicitement dans son compte d'exploitation. C'est l'énergie directe, dont l'importance dépend du degré d'intégration des entreprises. Pour les machines agricoles, en France en 1951, cette énergie directe représentait 1,9 % de la valeur départ usine.
- b) Le fabricant utilise des matières premières et des demi-produits et supporte des dépenses de transport. La somme de l'énergie incorporée dans ces produits et services constitue l'énergie indirecte. Pour le machinisme agricole, elle représente 7,1 %.



- c) Enfin, dans les charges d'exploitation figurent les amortissements, c'est-à-dire en première approximation la contre-partie des services rendus par les immobilisations. Ces immobilisations, résultat de travaux de bâtiment ou de génie civil et de l'installation de machines, incorporent de l'énergie, et l'on peut calculer la part de l'énergie incluse dans le coût du produit fabriqué par les services des immobilisations. Nous l'appellerons « énergie des amortissements » (0,3 % pour le machinisme agricole).

La somme de ces trois termes, énergie directe, indirecte et des amortissements, peut être considérée comme représentant la part du coût de l'énergie dans la valeur du produit fabriqué. Pour le machinisme agricole, cette part s'élève à 9,3 %.

La deuxième colonne du tableau 20 donne des résultats assez globaux pour la Communauté et le tableau 22 des résultats plus détaillés pour la France en 1951. (Des calculs sont en cours pour d'autres pays, mais des difficultés tenant aux lacunes statistiques rendent très difficile l'établissement de chiffres comparables de pays à pays.)

Le rapport de l'énergie indirecte à l'énergie directe est d'autant plus grand que les produits sont plus en aval dans le processus de transformation industriel. Si l'on regarde le total, on peut classer les produits en trois grands groupes :

- Dans un premier groupe, comprenant des produits intermédiaires de base, le pourcentage atteint ou dépasse 15 % : produits sidérurgiques (20 à 25 %), produits de la première transformation de l'acier, ciment, plâtre, grès, céramique, verre, produits chimiques (en moyenne 15 %), pâte à papier, transports.
- Dans un deuxième groupe, le pourcentage est aux environs de 10 % ; nous y trouvons les produits des industries mécaniques et électriques et le papier.
- Pour les autres produits manufacturés et les produits alimentaires, le pourcentage ne dépasse guère 5 % et peut se trouver sensiblement en dessous.

On voit que les frais d'énergie sont d'autant plus faibles que le produit est plus élaboré.

Tableau 22 — Part des frais d'énergie dans le coût total de certains produits en France en 1951

Dénomination des produits	Énergie directe	Énergie indirecte	Énergie des amortissements	Total
<b>I — Produits intermédiaires</b>				
Produits sidérurgiques	19,0	2,1	0,8	21,9
Produits de la première transformation de l'acier	5,1	14,5	0,6	20,2
Métaux non ferreux	8,8	4,4	0,3	13,5
Pièces de fonderie	2,9	6,4	0,2	9,5
Produits chimiques	10,4	4,9	0,4	15,7
Fibres artificielles et synthétiques	5,8	3,4	0,2	9,4
Briques et tuiles	15,8	0,9	0,5	17,2
Ciment, plâtre	15,5	2,0	0,3	17,8
Pâte à papier	13,6	6,6	—	20,2
<b>II — Transports</b>				
Transports intérieurs de personnes et de marchandises	15,4	0,8	1,5	17,7
Postes et télécommunications	2,9	1,4	0,8	5,1
<b>III — Produits alimentaires</b>				
Farine, semoule, gruaux	0,8	0,5	—	1,3
Pain, pâtes alimentaires	1,1	0,3	0,2	1,6
Poissons	14,2	0,1	0,1	14,4
Conserves	0,9	0,6	0,2	1,7
Produits laitiers	0,4	0,3	0,1	0,8
Vins, apéritifs, alcool de bouche	2,3	0,6	0,1	3,0
Sucre et dérivés	4,6	1,0	0,3	5,9
<b>IV — Produits finis</b>				
Demi-produits du travail des métaux, articles métalliques	0,8	7,8	0,3	8,9
Machines agricoles	1,9	7,1	0,3	9,3
Machines pour l'industrie	0,8	6,0	0,4	7,2
Matériel aéronautique	1,8	3,9	0,5	6,2
Automobiles, motos, cycles	1,4	7,0	0,3	8,7
Machines et matériel électriques	1,2	4,3	0,4	5,9
Produits pharmaceutiques	1,0	6,3	0,4	7,7
Pneus, articles en caoutchouc	1,7	1,7	0,2	3,6
Tissus	1,3	1,5	0,3	3,1
Produits d'habillement	1,2	1,4	—	2,6
Cuirs tannés	1,4	2,0	—	3,4
Chaussures	0,2	1,7	—	1,9
Verre	12,4	1,9	0,4	14,7
Grès, céramique	14,7	1,3	0,7	16,7
Meubles et literie	1,0	1,6	0,2	2,8
Papier et carton	5,1	6,8	—	11,9
Journaux, livres, imprimés	0,1	4,1	0,2	4,4
Bâtiment	0,8	4,5	0,2	5,5

N.B. — Les chiffres d'utilisation directe peuvent être différents de ceux donnés au tableau 21 et qui, relatifs à l'année 1956, sont plus précis.

## Section 2 — Influence du coût et du prix de l'énergie sur les besoins

La répercussion sur le montant des besoins d'une variation du niveau du coût et du prix de l'énergie est fort complexe. Il semble qu'on puisse jeter une certaine lumière sur cette question en examinant successivement :

- l'effet global sur le rythme de croissance économique;
- l'influence sur la structure de la production nationale, c'est-à-dire sur l'importance relative des diverses activités;
- l'influence sur les consommations unitaires.

Bien entendu, ces trois effets ne sont pas indépendants; il existe notamment des liaisons entre le rythme de croissance économique et l'importance relative de chaque activité dans la production nationale; de même, le rythme de croissance commande l'évolution des salaires réels, avec laquelle le niveau de consommation unitaire n'est pas sans lien (notamment pour l'électricité, dont la consommation dépend du degré de mécanisation). Mais nos connaissances à l'heure actuelle ne sont pas suffisantes pour répondre à la question d'ensemble et il est seulement possible de donner des indications sur chacun des effets énumérés plus haut.

### A — *Effet global sur le rythme de croissance économique*

Il s'agit là d'un problème extrêmement difficile. L'observation des faits ne suggère pas de réponse claire et dépourvue d'ambiguïté. On va se limiter provisoirement à une analyse théorique du problème.

Il semble possible de distinguer deux modes de transmission sur le taux de croissance de variations dans le coût ou le prix de l'énergie <sup>(1)</sup> :

- d'une part, une transmission physique ou mécanique; toute modification du montant des facteurs de production (travail et capital) affecté à la fourniture d'énergie se répercute sur le montant de ces facteurs disponibles pour les autres activités. L'élément important est alors le niveau du coût réel de l'énergie pour la collectivité;
- d'autre part, des répercussions psychologiques; il se peut qu'une variation du prix de l'énergie (prix rendu pour l'utilisateur) ait sur le comportement des agents économiques, et notamment des chefs d'entreprise, une influence qui déborde plus ou moins largement le champ des strictes répercussions sur le prix de revient et le choix des techniques de production; une baisse

(1) Pour éviter toute ambiguïté, rappelons que la recherche ici entreprise porte uniquement sur l'influence du prix de l'énergie sur les besoins globaux de tout un pays (ou d'un ensemble plus vaste). Les effets régionaux — et notamment l'effet stimulant que peut provoquer sur une région, dont divers facteurs de production sont sous-employés, le fait de disposer d'énergie plus abondante ou moins chère que les autres régions — ne seront pas abordés ici.

du prix pourrait, par exemple, déclencher un mouvement d'investissement assez important ou, d'une façon plus générale, conduire à un emploi plus poussé des facteurs disponibles (et notamment de la main-d'œuvre dans certaines régions). Il est probable que ces répercussions ne sont appréciables que si les variations dépassent certains seuils et qu'elles ne se font sentir qu'avec certains décalages dans le temps.

#### a) Répercussions mécaniques

On peut tenter de les chiffrer à l'aide d'un modèle très global.

Dire que le coût de l'énergie est abaissé signifie qu'une fraction plus faible des forces de production du pays doit être consacrée à la fourniture d'énergie <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>.

L'effet d'un abaissement du coût de l'énergie sur le taux de développement de l'économie sera évidemment variable suivant que l'accroissement du produit national qui en résulte sera répercuté intégralement sur la consommation, intégralement sur l'investissement ou simultanément sur l'un ou l'autre. On peut examiner deux cas types :

Si l'accroissement du produit national porte de façon égale, en valeur relative, sur la consommation et l'investissement, en d'autres termes si l'investissement continue à représenter le même pourcentage du produit national, le taux de croissance de l'économie reste pratiquement le même. La consommation croît au même rythme, mais reste chaque année supérieure à ce qu'elle serait avec un coût de l'énergie plus élevé. Si l'écart de prix est de 10 %, et si le coût de l'énergie représente 10 % du PNB, l'augmentation du PNB, de la consommation et du niveau de vie est de l'ordre de 1 %.

On peut également examiner les effets dans l'autre hypothèse extrême, où l'augmentation du produit national porterait uniquement sur l'investissement, l'évolution de la consommation restant inchangée.

Tout le problème revient à chercher l'effet sur le taux de croissance d'une augmentation du volume d'investissement (et du taux d'investissement). Cette augmentation est modique au départ; en effet, un écart de prix de 10 %, dans une économie où le coût de l'énergie représente 10 % du PNB, se traduit par une augmentation du PNB (à niveau général des prix constants) de 1 %; si la consommation reste inchangée, l'investissement passe approximativement de 20 à 21 % du PNB. Mais à long terme il y a un effet cumulatif. Un calcul

---

<sup>(1)</sup> Il faut bien souligner qu'on parle ici du coût de l'énergie pour la collectivité. Les modifications des prix effectifs, par le jeu de la fiscalité ou de subventions, ne doivent pas avoir d'effets sensibles au plan global (mais, bien entendu, peuvent influencer le niveau d'activité de certaines industries; cf. infra).

<sup>(2)</sup> Il semble plus réaliste de raisonner sur une baisse que sur une hausse, car les protections actuelles contre les énergies importées sont assez importantes dans plusieurs pays, et la question se pose de savoir si, et dans quelle mesure, il y a lieu de les abaisser.

sur un modèle très global permet de penser que, à la limite, la répercussion sur le produit national serait de l'ordre de 2,5 à 3 %, c'est-à-dire qu'un abaissement de 10 % du coût de l'énergie ferait prendre au développement économique une avance qui, au début, serait de quelques mois et atteindrait presque un an au bout de quinze à vingt ans <sup>(1)</sup>.

Le calcul précédent faisait abstraction du contexte international. Si nous raisonnons maintenant sur une économie ayant des relations commerciales régulières avec des pays où le prix de l'énergie demeure inchangé, au moment de l'abaissement du coût, on doit assister soit à une hausse de salaires, soit à une baisse des prix intérieurs et une modification du taux de change. Mais il s'agit là d'un phénomène qui se produit une seule fois : ultérieurement, il n'y a pas de raison, à priori, pour que le taux de change doive subir des changements <sup>(2)</sup>. Par contre, il se peut qu'il y ait des répercussions sur le niveau d'activité de certains secteurs, phénomène qui sera abordé plus loin au point B.

#### b) Répercussions psychologiques

Il s'agit là d'un problème qu'on ne peut pas traiter de façon théorique, car il se présente en termes très différents d'un pays à l'autre, et probablement même d'une région à l'autre. Ce n'est vraisemblablement que par des analyses concrètes des évolutions passées et des situations actuelles, et peut-être par des enquêtes de motivation, qu'on pourrait mieux connaître l'ampleur et les mécanismes de telles répercussions <sup>(3)</sup>.

### B — *Influence sur la structure de la production nationale*

Le prix de l'énergie influe sur la structure de la production nationale de deux façons différentes :

- la part des frais d'énergie étant assez variable suivant les produits finis, une modification du prix de l'énergie entraîne des modifications différentes des prix des divers produits finis, et cette modification des prix relatifs peut être accompagnée d'une déformation de la structure de la demande finale, notamment en provenance des ménages;
- le prix comparé de l'énergie dans un pays et à l'étranger influe sur la compétitivité des diverses activités nationales avec l'étranger.

---

<sup>1)</sup> Le résultat global peut masquer des écarts plus grands aux niveaux sectoriel et régional.

<sup>2)</sup> Nous trouvons ici un cas particulier d'un problème plus large : entre deux économies où le niveau général des prix intérieurs est constant, mais qui ont des taux de croissance différents, le taux de change peut-il être stable? La réponse théorique est très difficile à donner. A titre intérimaire, nous pouvons seulement observer la coexistence d'économies à taux de croissance assez différents, sans modification du taux de change.

<sup>(3)</sup> Un groupe d'experts nommés à cet effet abordera prochainement l'étude de ce problème.

Tant que les variations de prix ne dépassent pas 15 à 20 %, il est probable que le premier effet n'est pas très grand, car les modifications correspondantes de prix relatifs restent comprises entre 1 et 3 %, soit un niveau très inférieur aux écarts des prix pratiqués suivant le mode de distribution commerciale<sup>(1)</sup><sup>(2)</sup>.

Par contre, le second effet peut avoir une importance assez grande pour certaines activités, notamment celles situées au début du processus de transformation, pour lesquelles les frais d'énergie représentent une proportion appréciable de leurs coûts de production.

Il est extrêmement difficile d'évaluer la modification de compétitivité qu'entraînerait une modification des prix de l'énergie, car on ne connaît pas le niveau exact des coûts de production des divers pays. On peut toutefois donner les quelques indications fragmentaires suivantes.

La compétition entre deux usines se mesure au niveau de l'utilisateur. Il en résulte que l'abaissement du coût d'une industrie a pour effet de déplacer la ligne d'équiprix pour l'utilisateur<sup>(3)</sup>. Le tableau 23 indique pour quelques produits, en ordre de grandeur, l'ampleur du déplacement de cette ligne pour une variation de 10 % du prix de l'énergie. Cette ampleur est proportionnelle à la part des frais d'énergie dans les coûts de production et inversement proportionnelle à la valeur à la tonne du produit fabriqué; aussi, les distances de déplacement des lignes d'équiprix sont-elles très différentes suivant les produits.

Tableau 23 — Déplacement des lignes d'équiprix pour une variation de 10 % du prix de l'énergie

	Coût à la tonne en dollars	Part des dépenses d'énergie dans coûts en %	Effet relèvement de 10 % du coût de l'énergie		Coût de transport cents/TK	Distance de déplacement des lignes d'équiprix en km
			en %	en \$		
	1	2	3 : col. 2 × 0,1	4 : $\frac{\text{col. 1} \times \text{col. 3}}{100}$	5	6 : $\frac{\text{col. 4}}{\text{col. 5}} \times 0,5 \times 100$
Acier	100	25	2,5	2,5	1,2	100
Ciment	12	25	2,5	0,3	0,8	18
Aluminium	500	17	1,7	8,5	1,2	350
Fil de laine	3 200	3	0,3	9,6	1,6	300
Filé de coton	1 000	3	0,3	3,0	1,6	95
Pâte à papier	120	14	1,4	1,7	1,2	70
Engrais azotés	155	30	3,0	5,0	1,0	250
Automobile	à l'unité 2 000	5	0,5	10,0	12	40

(1) Pour une variation du prix de l'énergie de 20 %, les répercussions mécaniques sont de 0,5 % sur le prix de l'habillement, 3 % sur le verre. L'écart des prix relatifs est de 2,5 %.

(2) Cette conclusion ne vaut pas pour la consommation par les ménages de l'énergie elle-même. L'influence des variations de prix sur cette consommation est très difficile à évaluer, car il faut soigneusement la distinguer de l'effet de revenu, et d'autre part elle est dans une certaine mesure liée à l'achat de nouveaux appareils.

(3) La ligne d'équiprix est le lieu géométrique des points où le coût pour l'utilisateur est le même, qu'il s'approvisionne auprès d'une usine ou d'une autre.

### C — *Influence sur les consommations unitaires*

Il est probable qu'une baisse du prix de l'énergie entraînerait une augmentation des consommations unitaires, d'une part en incitant, dans les cas où cela est possible, les industriels à adopter des techniques de production faisant plus appel à l'énergie (mécanisation plus poussée, changement de processus de production), d'autre part en atténuant peut-être les stimulants à la recherche d'économies d'énergie à tous les stades.

Il est toutefois extrêmement difficile d'avancer un chiffre. On peut seulement penser que les intenses consommateurs d'énergie ont déjà fait un gros effort pour réduire leur consommation unitaire et que, pour les faibles consommateurs d'énergie, la part modique des dépenses d'énergie dans leurs coûts les conduit à porter leurs efforts de rationalisation en priorité sur d'autres éléments de leurs prix de revient. Il est donc probable que les effets sur les consommations unitaires d'un écart pas très élevé du prix de l'énergie seraient assez faibles <sup>(1)</sup>.

### D — *Conclusions d'ensemble*

Les indications précédentes ne sont pas suffisantes pour permettre de dégager des résultats précis sur la sensibilité des besoins d'énergie à des variations du coût et du prix de l'énergie. Les seules conclusions qu'on puisse formuler sont les suivantes :

- Les connaissances sur les modalités de la croissance économique ne sont pas encore assez complètes pour qu'on puisse préciser à quel niveau du coût de l'énergie correspondent les taux d'expansion retenus au chapitre 1. Il est donc nécessaire de raisonner provisoirement comme si les taux étaient indépendants du coût de l'énergie, tout en sachant qu'il ne s'agit là que d'une approximation.
- Tout en raisonnant sur un seul taux d'expansion, il est certain qu'une variation du prix de l'énergie peut avoir des effets sur le niveau d'activité de certains consommateurs et sur le niveau de consommation unitaire. Ces deux effets vont d'ailleurs dans le même sens : une baisse du prix a tendance à relever le niveau d'activité des gros consommateurs et à augmenter les consommations unitaires. Mais une variation pas très élevée n'a probablement des répercussions que sur un nombre assez restreint de consommateurs industriels.

---

<sup>(1)</sup> Rappelons qu'il s'agit ici de la consommation globale d'énergie. Il est, par contre, certain que la répartition entre formes d'énergie est fort sensible à des modifications des prix relatifs à ces diverses formes.

- En définitive, il est tout à fait probable qu'une modification du coût de l'énergie a des effets sur la consommation d'énergie, mais on n'est pas, actuellement, suffisamment informé pour les chiffrer. On sait seulement qu'une variation du coût a tendance à entraîner une variation en sens inverse des besoins et, lorsque la variation du coût ne dépasse pas 10 à 15 %, il semble que, sans être négligeable, la variation des besoins soit d'un ordre de grandeur inférieur aux effets des autres incertitudes qui pèsent sur l'évolution des besoins d'énergie et qui ont été exposés au chapitre précédent.





## Troisième partie

# L'évolution des conditions de l'offre d'énergie

## Chapitre 5

### Généralités

L'évolution des conditions de l'offre est à examiner à la fois sous l'angle des quantités disponibles et des coûts. En fait, les deux aspects sont étroitement liés : un coût de production n'est fréquemment valable que pour une quantité déterminée, chaque fois que jouent des phénomènes de rendement croissant ou décroissant, particulièrement fréquents dans les activités minières. D'autre part, l'évaluation des réserves, à un moment donné, dépend des conditions techniques et économiques d'exploitation; on est donc conduit à parler du montant des réserves qu'on peut extraire dans ces conditions sans dépasser un certain prix de revient.

Dans ce qui suit, on va donc essentiellement s'attacher à fournir les informations disponibles sur les coûts. En l'état actuel de nos informations, on ne peut avancer complètement sur cette voie. Il est néanmoins possible de donner une série d'indications et d'ordres de grandeur; c'est l'objet de cette partie qui fera le point des informations actuellement disponibles sur le charbon communautaire, le charbon importé, le lignite, le pétrole, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire.

Dans ce chapitre introductif, on va indiquer dans quel esprit et avec quelles hypothèses fondamentales ont été établies les perspectives d'évolution des conditions de l'offre. Le principe général a consisté à se placer dans les hypothèses de développement économique indiquées précédemment, à admettre une expansion régulière (c'est-à-dire à faire abstraction des fluctuations de la conjoncture), à raisonner à un niveau général des prix constants, à se placer dans les perspectives les plus probables d'évolution des techniques. Tous ces points vont être succinctement repris ci-dessous. Une dernière section précisera les différences éventuelles entre coûts et prix.

#### *A — Les perspectives de développement économique*

Pour les pays de la Communauté, les perspectives retenues sont celles qui ont été indiquées dans la première partie. Le contexte économique général est donc celui d'une expansion assez poussée.

## B — Niveau général des prix constants

On a éliminé systématiquement les phénomènes d'inflation, c'est-à-dire qu'on raisonne en supposant inchangé par rapport à la période de référence (généralement 1960) le niveau général des prix. L'adoption de cette hypothèse n'implique aucune prise de position sur l'évolution effective du niveau général des prix des divers pays intéressés; il s'agit simplement d'une commodité de calcul, qui permet de ne pas tenir compte des variations dans les taux de change; c'est en effet par ces variations que seraient corrigées d'éventuelles disparités dans les évolutions de niveau général des prix des divers pays. L'objet de ce chapitre est donc de rechercher l'évolution des coûts et des prix des différentes sources d'énergie par rapport à un niveau général des prix constants, la comparaison entre pays se faisant sur la base des taux de change actuels (1).

L'hypothèse du niveau général des prix constants n'implique en aucune manière que tous les prix restent constants; le progrès technique, et donc la productivité, étant inégal dans les divers secteurs d'activité, certains prix monteront et d'autres baisseront; on admet seulement que leur moyenne pondérée reste constante. On trouve dans l'analyse même l'exemple d'un tel mouvement, puisque, comme on le verra plus loin, on est conduit à penser que le coût du charbon communautaire se relèvera par rapport au niveau général des prix.

D'autre part, l'élévation du produit national par tête implique que le revenu par tête augmente sensiblement au même rythme; de façon plus précise dans le calcul des coûts, nous admettrons une augmentation des salaires qui, en moyenne, sera égale à celle du revenu national par tête de population active.

## C — Expansion régulière

Tous les calculs seront faits dans l'hypothèse d'une expansion régulière de l'économie. Cela signifie qu'au moins à cette étape du travail nous laisserons délibérément de côté l'influence des fluctuations de la conjoncture (l'examen de celle-ci fera l'objet d'un chapitre particulier dans la cinquième partie).

Nous admettrons donc le plein emploi des capacités de production et les coûts seront calculés sur la base de ce plein emploi. Un exemple peut permettre de préciser ce que nous entendons par là. Dans le passé, les fluctuations de la conjoncture ont entraîné des fluctuations très importantes dans la demande de frets maritimes et, en conséquence, dans le niveau des taux des frets qui, en l'espace d'un petit nombre d'années, pouvaient osciller entre le simple et le

---

(1) Une recherche est en cours pour déterminer dans quelle mesure des disparités de taux de croissance entre pays sont susceptibles de provoquer une modification des taux de change assurant l'équilibre de la balance des échanges extérieurs.

triple, le niveau le plus bas ne couvrant pas toujours les dépenses d'amortissement normales, le niveau le plus haut au contraire permettant de substantiels bénéfices. La méthode cohérente pour les calculs qui suivent est de supposer que les navires pour lesquels seront calculés les coûts seront employés de façon régulière non seulement tout au long de l'année, mais également tout au long de leur durée de vie.

La notion de plein emploi des capacités de production doit évidemment être entendue en fonction des caractéristiques de la demande et de la durée prévisible du travail; c'est ainsi, par exemple, que pour les centrales nucléaires on envisagera qu'elles seront employées pour couvrir la base du diagramme de charge, ce qui correspond, du moins jusqu'en 1975, à une utilisation de l'ordre de 6.500 à 7.000 heures par an (soit un taux de 80 %); de même, on tiendra compte, dans les charbonnages, de l'évolution probable de la durée du travail; de plus, bien entendu, seront pris en compte tous les arrêts normaux pour l'entretien des installations.

#### D — *Évolution probable des techniques*

Les coûts futurs ont été établis en escomptant la poursuite du progrès technique. Les hypothèses, dans ce domaine, sont particulièrement difficiles à formuler. Dans un certain nombre de cas, on connaît d'ores et déjà avec une certaine précision les modalités possibles du progrès technique; mais généralement ces informations ne sont valables que pour les quelques années prochaines. A échéance plus lointaine, on a retenu ce qui semblait possible, notamment après consultation d'un certain nombre d'experts, en se souvenant que les taux d'expansion économique assez élevés sur lesquels on a raisonné impliquent une poursuite du progrès technique dans l'ensemble de l'économie. On a toutefois délibérément laissé de côté l'hypothèse de modifications révolutionnaires sur lesquelles, actuellement, aucun élément d'information n'était disponible; c'est ainsi que, pour les charbonnages, on a envisagé une augmentation assez forte du rendement fond, mais en restant dans les conditions générales de la technique charbonnière européenne actuelle. Ceci ne signifie pas qu'on rejette l'éventualité du recours à des techniques profondément différentes, se traduisant par exemple par un écrémage très poussé du gisement; mais si les recherches de certains ingénieurs permettent de penser que de telles techniques sont possibles, il est encore trop tôt actuellement pour avoir la moindre idée sérieuse des répercussions sur les prix de revient. De même, on n'a pas retenu pour le calcul l'éventualité du transport du charbon dans des tuyaux, mais on s'est limité aux modes de transport classiques.

#### E — *Coûts et prix*

Toutes les informations qui vont être données dans les chapitres suivants de cette troisième partie sont relatives aux coûts de production. On

ne peut passer sans précautions de cette notion à celle des prix. En effet, le secteur de l'énergie est caractérisé par la production de produits liés et par l'existence, pour l'énergie primaire, de phénomènes de « rendements décroissants ». Il en résulte que les prix dépendent de la stratégie de vente effectivement pratiquée par les producteurs. Le phénomène joue par exemple pour les produits pétroliers raffinés, où il est possible, dans une certaine mesure, notamment à court terme, de faire supporter les charges de raffinage et de distribution par un produit plutôt que par un autre en fonction des caractéristiques du marché, et notamment de l'élasticité de la demande par rapport aux prix. De même, les compagnies pétrolières, qui font des recherches dans diverses régions du monde où les coûts de recherche et de production du pétrole brut sont très différents, peuvent effectuer une certaine péréquation interterritoriale. Enfin, les entreprises charbonnières possèdent fréquemment plusieurs sièges, dont les coûts de production sont différents pour la même qualité de charbon; elles peuvent vendre soit au coût du siège marginal, soit à leur coût de production moyen; la même dualité de stratégie possible se retrouve au niveau du bassin, notamment lorsqu'il existe des comptoirs de vente ou une entreprise unique.

## Chapitre 6

### Le charbon communautaire

Une série d'études ont été entreprises pour essayer de préciser dans quelles conditions économiques le charbon pourrait être extrait en 1965 et 1975 dans les bassins de la Communauté.

Pour chaque bassin, on a tenté d'établir des courbes de coût; chaque courbe donne le montant de la production en fonction du prix de revient du siège marginal, en d'autres termes, pour chaque niveau de coût, le tonnage qui peut être produit de façon à ce que le prix de revient du siège le plus cher soit précisément égal à ce coût.

L'établissement de ces courbes pose une série de problèmes relatifs notamment à l'évolution des divers éléments du coût, aux différentes catégories de charbon, aux éléments à retenir dans les coûts (coût total, coût de régression). Enfin, à la courbe des coûts peuvent être associées plusieurs courbes d'offre, suivant qu'on pratique la vente au coût marginal ou au coût moyen. Tous ces points vont être successivement passés en revue <sup>(1)</sup>.

---

(1) Pour des détails complémentaires, se reporter à l'annexe 9 : Les coûts de production du charbon de la Communauté.

## A — L'évolution des divers éléments du coût

D'une façon schématique, le coût de la production du charbon comprend trois termes :

- les charges de main-d'œuvre,
- les achats de fournitures,
- les amortissements et charges financières.

Dans la prévision des coûts, les éléments d'incertitude sont tels qu'il faut éviter d'entrer dans trop de détails, mais au contraire se concentrer sur les facteurs les plus importants. Le tableau 24, qui indique pour divers bassins de la Communauté la répartition des coûts entre trois grandes catégories, montre que l'élément principal est constitué par les frais de personnel, dont l'évolution dépend du niveau des salaires et du niveau du rendement par poste.

### a) Évolution de la rémunération du personnel

L'évolution des salaires et traitements (y compris les charges sociales) dans les mines est étroitement liée à l'évolution du revenu national par travailleur.

Pour la prévision de salaires, on a admis jusqu'en 1965 l'évolution considérée comme la plus probable par les experts consultés. Au delà de 1965, on a admis que ces salaires augmenteraient au même rythme que le revenu national par travailleur. Les taux retenus sont les suivants :

Pays	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Allemagne (R.F.)	4,2	3,7	3,9
Belgique	3,2	3,2	3,2
France	4,0	3,85	3,9
Pays-Bas	3,8	3,7	3,7

Ces taux impliquent grosso modo que l'écart relatif existant en 1960 entre les conditions de rémunération des mineurs et la moyenne des autres travailleurs dans l'économie ne se modifiera pas. Ils sont plutôt à considérer comme des hypothèses minimales.

En ce qui concerne les charges sociales, on a admis que le niveau des prestations augmenterait comme celui des salaires et en conséquence que le rapport des charges sociales aux salaires resterait inchangé <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Cela revient donc à admettre implicitement que tout supplément de charges occasionné par une élévation du rapport des retraités et assimilés aux travailleurs en activité, par suite d'une réduction des effectifs, ne serait pas laissé à la charge des charbonnages.

Tableau 24 — Structure des coûts de production du charbon dans divers bassins de la Communauté en 1960 (en %)

Bassin	Frais de personnel	Fournitures	Amortissements et charges financières	Total
Ruhr, Aix-la-Chapelle	53	34	13	100
Sarre	54	36	10	100
Campine	53	28	19	100
Nord-et-Pas-de-Calais	63	19	18	100
Lorraine	56	23	21	100
Limbourg	61	21	18	100

b) Évolution des rendements

Pour l'évolution des rendements fond, des hypothèses ont été adoptées suivant les bassins, après échanges de vues préalables avec divers experts de la Communauté.

Pour 1965, une étude très complète a été faite par les experts, tenant compte des particularités de chaque siège; le rythme d'augmentation prévu est assez variable d'un siège à l'autre; pour une production sensiblement égale à celle d'aujourd'hui (tenant compte de certaines fermetures et de certaines améliorations des taux d'utilisation des capacités), on aboutit à la hausse des rendements et aux chiffres du tableau 25. (Le chiffre d'accroissement très faible pour la France tient compte de nombreux travaux préparatoires qui porteront leurs effets après 1965.)

Tableau 25 — Évolution du rendement fond par poste d'ici 1965 (moyenne par bassin)

Bassin	Indice		Taux annuel d'accroissement 3	Rendement en kilogrammes par poste (tonne pour tonne)	
	1960 1	1965 2		1960 4	1965 5
	Ruhr (y compris Aix-la-Chapelle)	100		123	4,3
Sarre	100	131	5,6	2.055	2.700
Campine	100	131	5,5	1.790	2.350
Sud Belgique	100	121	4,1	1.450	1.760
Nord-et-Pas-de-Calais	100	108	1,5	1.560	1.680
Lorraine	100	110	2,0	2.580	2.850
Limbourg	100	130	5,4	1.830	2.380

Entre 1965 et 1975, nous avons admis que dans chaque bassin le rythme d'augmentation des rendements serait le même pour les différents sièges. Il s'agit là d'une hypothèse simplificatrice qui ne reflète évidemment pas rigoureusement la situation, mais on ne disposait pas des informations nécessaires pour proposer des chiffres différenciés suivant les sièges. Ces rendements figurent à la colonne 3 du tableau 26.

Pour des niveaux de production correspondant sensiblement au plein emploi des capacités de production envisagées par les experts pour 1965 (non compris l'anhracite), les rendements moyens par poste de chaque bassin seraient ceux de la colonne 5.

Des fermetures intervenant après cette date auraient évidemment pour effet, en éliminant les sièges dont le rendement est le plus faible, de relever le rendement moyen du bassin. Toutefois, cet effet n'est pas aussi grand qu'on ne le croit parfois; pour les divers bassins de la Communauté, les rendements vont sensiblement de 65 à 130 par rapport à une moyenne, par bassin, de 100. Une fermeture de 10 % ne relèverait le rendement moyen du bassin que de 2 à 3 %.

Tableau 26 — Évolution du rendement fond par poste entre 1965 et 1975 (moyenne par bassin)

Bassin	Indice		Taux annuel d'accroissement	Rendement en kg par poste dans l'hypothèse de la production envisagée par les experts pour 1965 <sup>(*)</sup>	
	1965	1975		1965	1975
	1	2		4	5
Ruhr (y compris Aix-la-Chapelle)	100	137	3,2	2.700	3.750 <sup>(1)</sup>
Sarre	100	137	3,2	2.700	3.700
Campine	100	136	3,2	2.350	3.200
Sud Belgique	100	136	3,2	1.760	2.390
Nord-et-Pas-de-Calais	100	148	4,0	1.680	2.490
Lorraine	100	148	4,0	2.850	4.220
Limbourg	100	148	4,0	2.380	3.530

(<sup>1</sup>) Ce chiffre incorpore l'effet de l'augmentation, entre 1965 et 1975, du taux d'emploi des capacités.

(\*) Non compris l'anhracite.

Pour les effectifs du jour, on a admis que l'amélioration des rendements serait égale à l'augmentation de productivité moyenne de l'ensemble de l'économie (cf. tableau 4).

### c) Autres éléments du coût de production

On a admis que les dépenses de fourniture à la tonne resteraient au même niveau absolu qu'au cours de l'année de référence. Ceci n'exclut pas que les prix des diverses fournitures et matériel suivent des évolutions divergentes et que les frais de matériel puissent présenter à l'avenir une structure autre que celle de 1960, tant en raison des variations des quantités consommées que par suite de modification des prix relatifs (ainsi, on peut escompter à l'avenir une utilisation accrue de courant électrique en remplacement de l'air comprimé). Mais on admet qu'il y a compensation entre toutes ces modifications.



Il s'agit probablement d'une hypothèse plutôt favorable, car la forte augmentation des rendements prévue risque de provoquer une consommation accrue, à la tonne, de fournitures et pièces de rechange.

En ce qui concerne les amortissements et les charges financières, on a admis qu'ils resteraient au même niveau à la tonne de capacité. Il en résulte une baisse par tonne produite; en effet, les calculs de coûts sont relatifs à des sièges qui utiliseraient à plein leurs capacités techniques de production en 1970 et 1975, contrairement à la situation actuelle où de nombreux sièges n'utilisent qu'une fraction de cette capacité (pour 1965, l'hypothèse du plein emploi ne sera pas encore complètement vérifiée pour tous les bassins de la Communauté) <sup>(1)</sup>. Cette hypothèse de stabilité des charges à la tonne de capacité est vraisemblablement assez optimiste; en effet, l'augmentation des rendements devra s'accompagner d'un accroissement de la mécanisation et il n'est pas certain que le recours accru à du matériel soit compensé par des baisses de prix relatif de celui-ci.

L'effet conjugué des deux hypothèses précédentes, et de la hausse plus rapide des salaires que des rendements, entraîne une déformation dans la structure des coûts de production : la part des frais de personnel aurait tendance à augmenter.

## B — *Différentes catégories de charbon*

Aussi bien les coûts de production que les débouchés sont profondément différents suivant les catégories de charbon. Il est toutefois difficile d'aller très loin dans une ventilation des catégories, du fait que le même siège produit souvent deux ou plusieurs catégories et que la latitude dans le traitement du charbon après extraction (lavage, criblage, etc.) est assez grande. Aussi s'est-on limité aux trois catégories principales de charbon :

anthracite,  
charbon cokéifiable,  
charbon à vapeur.

Dans cette première étape du travail, on a laissé de côté l'anthracite (qui représentait en 1960 environ 9 % de la production totale de la Communauté) et on a donc établi seulement deux courbes de coût, l'une pour le charbon cokéifiable, l'autre pour le charbon vapeur pour chaque bassin, sauf pour la Campine et le Limbourg, pour lesquels on n'a retenu qu'une courbe (charbon cokéifiable) <sup>(2)</sup>.

<sup>(1)</sup> Pour un siège où les amortissements et les frais financiers représentent 20 % du coût, le passage du taux d'utilisation de la capacité de 80 à 95 % entraîne une réduction du coût d'environ 3 %.

<sup>(2)</sup> La distinction entre charbon cokéifiable et charbon vapeur repose sur la *nature* des charbons, mais ne préjuge pas leur *affectation* effective. Cette dernière dépend, comme on le verra dans la quatrième partie, des débouchés. Dans certains cas, du charbon cokéifiable doit être écoulé sur le marché du charbon vapeur en raison des limites des débouchés à la cokéfaction.

La distinction entre catégories de charbon n'est pas toujours facile, et un siège d'extraction qui produit à la fois du charbon à coke et du charbon vapeur ne peut pas répartir ses coûts avec précision entre deux catégories de charbon. On a essayé de tourner la difficulté dans certains cas en classant chaque siège dans l'un ou l'autre groupe, selon la catégorie de charbon qu'il extrait principalement.

La classification sommaire adoptée ne permet pas de tenir compte de toutes les différences de sortes et de qualités, et risque de fausser le classement des sièges en ce qui concerne les situations compétitives; en effet, un siège qui produit avec un rendement plus faible et un coût plus élevé qu'un autre peut en définitive être dans une meilleure position compétitive si la différence de valorisation de produits par le marché est plus grande que la différence des coûts. On a essayé de tenir compte de ces différences de qualités et de sortes en corrigeant d'après les différences de valorisation actuelle.

Pour le charbon vapeur, on a admis pour le futur un degré de préparation du charbon analogue à celui actuellement pratiqué. Si on se limitait à un épierrage sommaire, en supprimant toute préparation complémentaire, on obtiendrait un charbon utilisable seulement dans des centrales électriques, mais le coût de production par rapport aux charbons actuellement lavés serait réduit d'environ 1 à 1,5 dollar par tec à 7.000 calories <sup>(1)</sup>.

### C — *Les résultats actuellement disponibles*

Une analyse assez poussée a pu être effectuée pour les courbes de coûts relatifs aux deux catégories de charbon cokéifiable et charbon vapeur en 1965, pour les principaux bassins de la Communauté.

Pour 1975, les études sont moins complètes et les résultats moins précis, du fait de l'incertitude plus grande sur l'évolution des rendements.

Pour des raisons de secret professionnel, il est impossible de présenter en détail les résultats auxquels on est parvenu. On peut toutefois donner une indication sur la forme générale des courbes et les tendances générales de l'évolution.

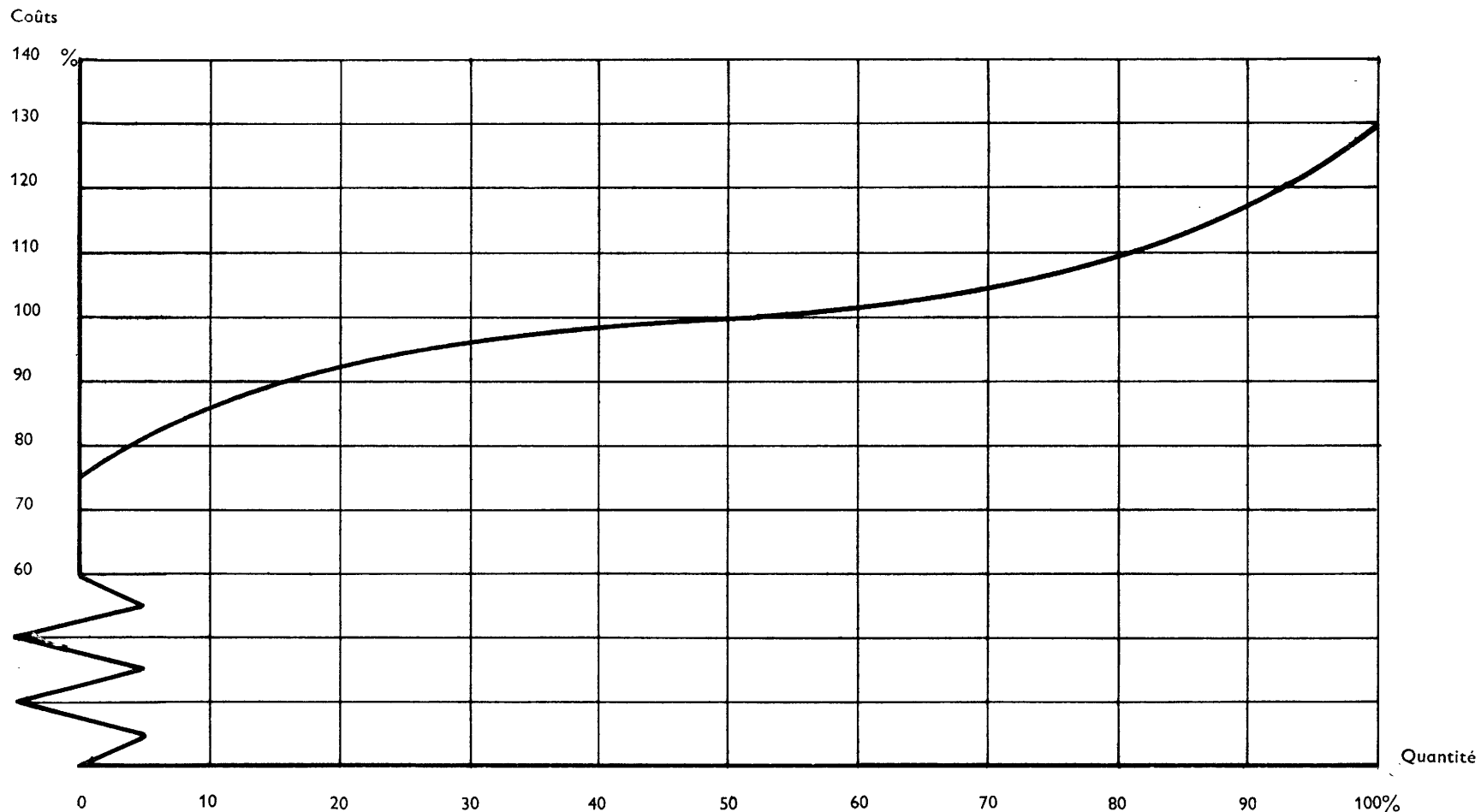
Les courbes de coûts ont l'aspect du graphique ci-joint, sur lequel ont été assemblés tous les bassins de la Communauté <sup>(2)</sup>. Suivant les bassins, la

(1) Le poids effectif de ces 7.000 calories serait alors majoré de 15 à 20 %. D'autre part, au niveau des centrales, l'utilisation de ce charbon entraînerait quelques dépenses supplémentaires (notamment pour l'évacuation des cendres) qu'on a chiffrées à 0,4 dollar par tec. Tous ces points devront faire l'objet de recherches complémentaires.

(2) Cette courbe est donnée uniquement aux fins d'illustration. Il est impossible d'en tirer la moindre conclusion sur le niveau de compétitivité du charbon de la Communauté; les études doivent se faire par bassin et avec une régionalisation des besoins. (Cf. la quatrième partie de l'étude.)

Graphique 3

Courbe type de dispersion des coûts dans les bassins charbonniers de la Communauté



pente des courbes de coûts marginaux est plus ou moins forte, mais le phénomène suivant est assez général : à gauche, quelques sièges à faible coût; puis, la grande masse des sièges pour lesquels le coût n'est pas très différent; enfin, à droite, des sièges marginaux dont le coût se relève fortement. On peut exprimer le même phénomène en indiquant que le coût moyen d'un bassin n'évolue que lentement en fonction du degré de réduction de la production (1).

Il faut toutefois se garder soigneusement d'en déduire qu'une réduction, même appréciable, de la production n'aurait qu'un effet très modique sur la compétitivité d'un bassin face aux énergies importées. En effet, une telle réduction a non seulement pour résultat de réduire le coût moyen, mais encore et surtout de permettre d'abandonner les débouchés les plus éloignés de la mine et de se concentrer sur ceux qui sont plus voisins des lieux d'extraction, en réduisant ainsi les frais de transport (qui peuvent atteindre ou dépasser 25 % du prix départ mine). L'analyse de la conjugaison de ces deux effets fera l'objet de la quatrième partie.

En ce qui concerne l'évolution dans le temps, on peut noter dans les bassins les plus importants de la Communauté une tendance à une augmentation des salaires plus rapide que celle des rendements, d'où, entre 1965 et 1975, une augmentation de presque 10 % des coûts dans l'ensemble des bassins.

D'une façon plus précise, pour la période 1960-1965 :

- les bassins de la Ruhr, d'Aix-la-Chapelle, de la Sarre et du Limbourg peuvent escompter des prix de revient à peu près constants;
- dans le bassin de Campine, il convient de s'attendre à des abaissements de coûts;
- les bassins français de Lorraine et du Nord-et-Pas-de-Calais doivent s'attendre à des augmentations des coûts, car l'accroissement prévu du rendement par poste ne suffira pas à compenser l'augmentation prévisible des revenus du travail.

Au cours de la période 1965-1975, l'accroissement possible du rendement dans tous les bassins ne sera pas suffisant pour compenser l'accroissement des revenus du travail, mais la hausse du coût global qui en résultera sera moins forte dans les bassins français que dans les bassins allemands. Pour éviter toute ambiguïté, il importe de rappeler qu'il est impossible de tirer de ces indications des conclusions sur la compétitivité comparée des divers bassins; celle-ci ne peut se déduire que d'analyses tenant compte de la situation géographique de chaque bassin.

---

(1) Rappelons que les coûts sont relatifs à des sièges qui utilisent à plein leur capacité.

## D — Précision des résultats précédents

Les deux sources principales d'imprécision ont déjà été mentionnées :

- incertitude sur l'évolution des salaires des mines européennes, due aux incertitudes sur le taux d'expansion des économies, sur la durée du travail, sur la rémunération du mineur comparée à celle du travailleur de l'industrie;
- incertitude sur l'évolution du rendement dans les mines européennes.

Si l'on admet le taux d'expansion économique, il est à peu près certain que le taux d'augmentation des salaires qui a été utilisé pour les calculs est un minimum; il n'est pas exclu qu'il faille relever la situation du mineur par rapport à celle des autres travailleurs de l'industrie pour obtenir en 1970 et 1975 le personnel nécessaire, en quantité et en qualité.

En ce qui concerne les rendements, il est plus difficile d'indiquer dans quel sens joue l'imprécision. Il est certain que les taux d'accroissement qui ont été retenus d'ici 1975 sont élevés, car il s'agit de chiffres moyens maintenus pendant une longue période. Ils semblent toutefois possibles aux yeux des experts consultés. On ne peut pas non plus rejeter l'éventualité d'une révolution dans les techniques; il est probable toutefois qu'elle ne pourrait permettre une hausse plus rapide des rendements que grâce à une mécanisation plus poussée, qui se traduirait par un relèvement des charges d'amortissement et des frais financiers (et peut-être des dépenses de fournitures). Enfin, on doit se rappeler que les efforts d'amélioration du rendement ont, jusqu'à maintenant, porté principalement sur les opérations aux chantiers d'abattage, qui requièrent moins de 40 % du total des postes fond et jour; une accentuation des efforts de rationalisation dans les autres opérations serait peut-être susceptible d'avoir des effets appréciables, mais elle ne porterait ses effets qu'après des modifications probablement très grandes de l'organisation des diverses entreprises charbonnières, et donc après un délai très important.

## Chapitre 7

### Le charbon importé

On raisonne uniquement sur le charbon américain, qui semble seul susceptible de fournir régulièrement des quantités annuelles de l'ordre de grandeur des besoins de l'Europe en charbons d'appoint au cours des quinze années prochaines <sup>(1)</sup>.

---

<sup>(1)</sup> Le charbon en provenance des pays de l'Est n'a pas été pris en considération, car on a estimé que, tant sur le plan des quantités que sur celui des prix, il pourrait difficilement constituer la base d'un approvisionnement régulier pour l'ensemble de la Communauté.

En l'année de référence 1960, le coût du charbon américain se décomposait approximativement comme suit :

Coût en 1960 du charbon américain en dollars par tonne métrique

	Charbon vapeur	Charbon à coke Pocahontas	Charbon à coke mélange <sup>(1)</sup>
Départ mine	4,40	6,50	5,25
Transport sur Hampton Roads	4,50	4,50	4,50
Fret atlantique	3,50	3,50	3,50
Total	12,40	14,50	13,25

<sup>(1)</sup> 50 % de charbon à basse teneur en MV du type Pocahontas et 50 % de charbon à haute teneur en MV.

Pour le futur, les incertitudes portent essentiellement sur les coûts départ mine et sur les frets atlantiques <sup>(1)</sup>.

#### a) Coût départ mine du charbon

Le rendement par poste, qui avait peu varié entre 1930 et 1940, a augmenté d'environ 30 % entre 1940 et 1950, et beaucoup plus rapidement ensuite (80 % entre 1950 et 1959). Cette accélération est due à la conjonction de deux facteurs :

- augmentation de rendement dans tous les types de mines, par la mécanisation des opérations et l'introduction de nouveaux procédés (« continuous miner » dans les mines souterraines) ;
- part croissante prise par la production des mines à ciel ouvert, où le rendement est deux à trois fois plus élevé que dans les mines souterraines (cette part est passée de 9 % en 1940 à 24 % en 1950 et 30 % en 1959).

A l'avenir, ces deux facteurs peuvent continuer à jouer de façon importante. L'augmentation des salaires pourrait être plus que compensée par l'augmentation de rendement à production inchangée. Mais on a tout lieu de penser que les besoins en charbon des États-Unis augmenteront fortement dans les prochaines années. D'après diverses estimations, l'augmentation serait de 66 % entre 1955 et 1975, aboutissant à une consommation de 750 millions de tonnes en 1975. Il est peu probable que l'effet de cette augmentation des besoins se traduise déjà dans les prix au cours des toutes prochaines années. Pour 1965, on a seulement admis que les prix départ mine des charbons exportés s'aligne-

<sup>(1)</sup> Pour un exposé plus complet, on se reportera à l'annexe 10.

raient sur ceux (légèrement supérieurs) des charbons livrés à l'intérieur. Au delà de 1965, au contraire, les coûts pourraient s'accroître de façon assez sensible, pour le charbon à coke qui, pour une large part, provient de mines souterraines dont le coût est le plus élevé.

Cette augmentation peut être plus modérée pour le charbon vapeur, qui provient, pour une plus grande part, de mines à couches plus puissantes ou à ciel ouvert. En définitive, on a envisagé que le prix départ mine par tonne métrique pouvait passer :

- pour le charbon à coke Pocahontas, de 6,5 dollars en 1960 à 7 dollars en 1965 et 7,7 dollars en 1970;
- pour le mélange Pocahontas-Clintwood, de 5,25 dollars en 1960 et 1965 à 5,75 dollars en 1970;
- pour le charbon vapeur, de 4,40 dollars en 1960 à 4,65 dollars en 1965 et 1970.

#### b) Transport intérieur et transbordement aux États-Unis

Certains facteurs, tels que l'utilisation de trains-blocs de 240 wagons de 80 tonnes, peuvent laisser prévoir certaines modifications en baisse des tarifs actuels. L'ordre de grandeur de ces baisses possibles ne peut pas être estimé actuellement. Des prévisions à long terme sur le prix cif ne peuvent d'ailleurs pas en être sérieusement affectées.

Si appel devait être fait à des charbons situés plus à l'ouest, le transport jusqu'à la côte serait plus onéreux, mais ce charbon serait probablement produit à un coût plus faible.

#### c) Fret atlantique

Les fluctuations énormes des frets au cours de ces dernières années (2,9 dollars en juin 1959, 10 dollars au début de 1956, 15 dollars en décembre 1956) ont laissé croire qu'il était impossible de faire des prévisions sérieuses pour les frets. En fait, ces fluctuations portaient sur un trafic d'un montant très irrégulier destiné à couvrir des besoins sporadiques, reflet des tensions politiques ou conjoncturelles à caractère essentiellement temporaire. Ici, au contraire, nous recherchons le coût de l'acheminement régulier de tonnages importants, qui serait donc effectué par de gros minéraliers fonctionnant de façon régulière tout au long de leur existence.

On est conduit alors à rechercher le coût de fonctionnement de tels bateaux qui seraient construits dans les années prochaines. On arrive à des estimations qui sont comprises entre 3,5 et 5 dollars par tonne pour le trajet Hampton

Roads — Rotterdam, notamment selon la taille du minéralier employé (pour les autres ports de la Communauté le fret peut être sensiblement différent).

#### d) Coût cif du charbon vapeur

En rassemblant les éléments précédents, on arrive pour 1970 aux estimations suivantes en dollars par tonne :

Coût départ mine	4,5 — 5
Transport sur Hampton Roads et manutention	4,2 — 4,7
Fret atlantique	3,5 à 5
Coût cif	12,2 — 14,7

Sur la base de ces chiffres, on peut retenir 13 — 13,5 dollars comme valeur centrale. En 1975 le niveau pourrait être légèrement supérieur.

#### e) Coût cif du charbon à coke

Pour le charbon à coke en provenance des États-Unis, une gamme de prix est à envisager suivant la nature du charbon. Les charbons les plus chers seraient les charbons d'appoint à basse teneur en MV du type Pocahontas et destinés à des mélanges avec des charbons européens à haute teneur en MV. En 1970, le prix de ce charbon serait de 16,5 dollars par tonne rendu port de la mer du Nord (fourchette 15,7 — 17,2 dollars). Les charbons les moins chers seraient un mélange préparé par les vendeurs de charbons à basse et haute teneur en MV. Le prix de ce mélange en 1970 serait d'environ 14,5 dollars (fourchette 13,75 — 15,25 dollars). Les prix correspondants en 1975 seraient un peu supérieurs.

## Chapitre 8

### Le lignite

Environ 94 % de la production communautaire actuelle provenant de l'Allemagne, la situation et les perspectives du lignite de la C.E.C.A. sont caractérisées par les conditions d'exploitation en République fédérale. Comme ce problème a déjà été étudié dans l'enquête allemande sur l'énergie, on se limitera ici à reprendre les résultats principaux de cette enquête <sup>(1)</sup>.

D'après la valeur calorifique, on distingue grossièrement entre le lignite récent et le lignite ancien. Comme en 1960 la Communauté entière pro-

(1) Cf. « Untersuchungen über die Entwicklung der gegenwärtigen und zukünftigen Struktur von Angebot und Nachfrage in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik unter besonderer Berücksichtigung des Steinkohlenbergbaus », Berlin 1962.



duisait environ 98 millions de tonnes de lignite récent et 3 millions de tonnes de lignite ancien seulement, l'intérêt d'une analyse porte sur l'évolution du lignite récent.

#### A — *Les réserves*

Les réserves de lignite prêtes pour l'abattage selon les méthodes d'exploitation actuelles sont estimées à environ 9 milliards de tonnes ou 2,5 milliards de tonnes équivalent charbon <sup>(1)</sup>.

#### B — *L'évolution des coûts*

##### a) Lignite récent

En 1959, le coût moyen de production du bassin rhénan, englobant les sièges les plus importants, était de 2 dollars par tonne de lignite ou de 7,6 dollars par tonne équivalent charbon. La répartition par grandes catégories de dépenses se présente comme suit :

	\$/t	en %
Coûts d'exploitation	0,6	31
Amortissements et intérêts	0,7	35
Autres	0,7	34
	2,0	100

Plus de la moitié des coûts d'exploitation est imputable à l'enlèvement du mort-terrain, les autres frais étant surtout conditionnés par des indemnités pour dommages miniers et des dépenses de remise en culture fixées par la loi. Dans les *autres régions* productrices en Allemagne, les frais d'extraction varient entre 2,2 dollars par tonne (Bavière) et 5,7 dollars par tonne de lignite (Hesse), la différence s'expliquant essentiellement par la profondeur des gisements.

*Perspectives 1965-1975.* — En admettant un accroissement annuel des salaires d'environ 5 %, une réduction de la durée du travail à 40 heures à partir de 1963 et une généralisation de l'exploitation à l'aide de machines de grandes dimensions, on peut s'attendre, jusqu'à 1975, à une augmentation des coûts de production du lignite rhénan de 30 %.

<sup>(1)</sup> Équivalent charbon à 7.000 kcal/kg.

*Coûts d'exploitation.* — L'évolution des coûts d'exploitation reflétera la détérioration des conditions géologiques. Dans le bassin rhénan, un quart du lignite actuellement extrait provient de la région sud, où l'on ne compte, en général, qu'un demi-mètre cube de mort-terrain par tonne de lignite. Au fur et à mesure que les réserves de cette région s'épuiseront (durée de vie des réserves actuelles : jusqu'à 1970), on sera obligé d'exploiter des gisements au nord, où la relation mort-terrain/charbon atteint une moyenne de 3 à 1. Le passage complet à l'exploitation par des machines de grandes dimensions ne compensera pas cette détérioration : même aux salaires de 1959, on devrait s'attendre à une hausse des coûts d'exploitation de 0,25 dollar par tonne.

*Amortissements et intérêts.* — La détérioration de la relation mort-terrain/lignite conduira à une augmentation des dépenses de capital pour les machines de grandes dimensions. Même en admettant une durée de vie plus longue des nouvelles installations et tout en retenant les salaires actuels, les intérêts et les amortissements monteraient de 0,7 par tonne en 1959 à 1,1 dollar par tonne en 1975.

*Coûts totaux.* — C'est grâce à une réduction très forte des frais d'indemnisation et de remise en culture compensant deux tiers de la hausse des frais d'exploitation que les coûts totaux de la production rhénane augmenteront de 0,6 dollar par tonne seulement.

Dans les autres bassins allemands, la hausse des coûts totaux varierait entre presque 1 dollar par tonne et 2,1 dollars par tonne de lignite produit.

#### b) Lignite ancien

D'après les renseignements de l'enquête sur le lignite ancien exploité en Bavière, le coût de production de la « Pechkohle » aurait été en 1959 de 20 dollars par tec. On s'attend à une augmentation de prix d'au moins 6 dollars jusqu'à 1975.

#### c) Résumé

En tenant compte de la valeur calorifique de différents types de charbon et en admettant une croissance des salaires de 5% par an, on peut s'attendre à un prix moyen du lignite rhénan d'au maximum 10 dollars par tec vers 1975.

### C — L'évolution de la production

Les mines de lignite allemandes auraient basé leurs plans d'exploitation sur l'évolution suivante (lignite récent) (en millions de tonnes) :

	Rhénanie	Autres régions productrices	R.F. total
1960	81,4	14,7	96,1
1975	95,0	15,5	110,5

L'expansion se manifestera donc surtout dans le bassin rhénan.

En supposant que l'extraction de *lignite ancien* en Allemagne ainsi que la production totale de lignite dans les *autres pays de la Communauté* restent environ stationnaires, c'est-à-dire au niveau atteint en 1961, on arrive à un chiffre de production tonne pour tonne de 117 millions de tonnes en 1975, c'est-à-dire d'environ 34 millions de tec à comparer à 29 millions de tec en 1960.

L'accroissement serait exclusivement dû aux besoins croissants des centrales électriques. La production de briquettes de lignite se réduirait à environ 8 millions de tonnes ou 5 millions de tec contre 10 millions de tec en 1961.

## Chapitre 9

### Les produits pétroliers

Pour déceler les tendances de l'offre de produits pétroliers dans la Communauté, il est indispensable de procéder à un examen du marché du pétrole à l'échelle mondiale, cette démarche est nécessaire en raison tant de la répartition géographique de la production que de la structure de l'industrie.

Seuls deux pays au monde sont à la fois grands producteurs et importants consommateurs de pétrole : ce sont les États-Unis et l'U.R.S.S. Ailleurs, les régions de grande production sont situées dans des pays encore peu industrialisés et à faible consommation ; inversement, les pays à structures industrielles développées d'Europe occidentale et d'Extrême-Orient ne disposent que de productions locales largement insuffisantes.

A ces circonstances découlant des conditions naturelles <sup>(1)</sup> s'ajoute la prédominance sur la plupart des marchés, hormis celui des États-Unis, de compagnies qui exploitent des gisements et exercent des activités de raffinage et de distribution dans presque tous les pays. Cette intégration verticale et internationale explique l'interconnexion des débouchés des grands centres producteurs de pétrole qui exportent vers tous les continents.

Depuis une quarantaine d'années, la consommation mondiale de pétrole double à peu près tous les dix ans. Diverses estimations conduisent à penser que la consommation totale, à l'exception de celle de l'U.R.S.S., de l'Europe orien-

---

(1) Ou plutôt de la connaissance que l'on en a présentement et de l'état actuel de la technique.

tale et de la Chine, pourrait doubler entre 1960 et 1975 : les besoins des États-Unis augmenteraient d'environ 50 %, ceux de l'Europe seraient multipliés par 2,5 environ, ceux des autres pays par 2,5 ou 3. Parmi ces derniers, se trouvent bon nombre de pays en voie de développement dont le taux d'expansion économique est particulièrement difficile à prévoir et pour lesquels les chiffres précédents pourraient être un peu faibles; mais la répercussion de cette incertitude sur le total reste limitée. Finalement, les besoins mondiaux de pétrole vers 1975, non compris ceux des pays de l'Est, se situeraient aux environs de 2 milliards de tonnes par an.

A ce chiffre s'ajoutera la consommation des pays de l'Europe orientale, de l'U.R.S.S. et de la Chine continentale. On ne possède que des données rétrospectives très globales sur la consommation dans ces pays, mais on sait que les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) vont prendre une place rapidement croissante dans l'approvisionnement énergétique de l'U.R.S.S. et de l'Europe orientale. Compte tenu des échanges entre les pays de ce groupe, il reste à l'heure actuelle un solde exportateur vers le reste du monde et il apparaît raisonnable d'admettre que cette situation se prolongera à l'avenir <sup>(1)</sup>; cependant, l'intensité de cette offre dépendra des résultats de la recherche et des disponibilités en équipement pour le développement des champs et les transports. D'un autre côté, les exportations de ces pays sont incluses dans des accords bilatéraux et leur volume est étroitement lié à la politique commerciale des pays acheteurs. On a donc raisonné en admettant une fourchette vraisemblable de surplus exportable s'élargissant fortement dans le temps.

Dans le cadre général ainsi défini, deux séries de questions se posent. Il s'agit tout d'abord de savoir si les disponibilités physiques de pétrole brut seront suffisantes pour faire face à l'augmentation de la demande mondiale : ce sera l'objet de la première section.

L'autre aspect du problème concerne les conditions de coût et de prix auxquelles pourrait être assurée la couverture de ces besoins : dans la deuxième section, on rappellera l'évolution des mécanismes de formation des prix et l'on montrera la signification incertaine, dans la situation actuelle, des « prix affichés » aux grandes origines de même que la portée douteuse des rabais accordés pour certaines transactions. Les données de prix ne permettant pas, en raison des incertitudes dont elles sont affectées, de dégager les tendances à long terme, on procédera dans la section 3 à un examen des éléments objectifs — c'est-à-dire des coûts. C'est à partir de ces derniers que seront ensuite tracées, dans la section 4, des perspectives de prix pour le fuel lourd en Europe.

---

(1) Les perspectives de production de l'Union soviétique, basées sur les potentialités des étendues sédimentaires du pays seraient de 240 MT/an en 1965, 350 MT/an en 1970 et la capacité de production pourrait être portée à 700 MT/an en 1980. Quant à la Chine, aucun chiffre ne peut être avancé aujourd'hui; mais il faut souligner les efforts gouvernementaux tendant à développer une productivité pétrolière interne, efforts qui se fondent sur des conditions géologiques apparemment favorables.

## Section 1 — Aspect quantitatif

Les réserves prouvées de pétrole sont actuellement évaluées à environ 41 milliards de tonnes récupérables <sup>(1)</sup>, ce qui représente, au *rythme actuel*, près de 40 années de production.

Les réserves récupérables aujourd'hui prouvées ne représentent qu'une partie des ressources mondiales, c'est-à-dire des quantités de pétrole que l'on peut espérer pouvoir extraire des champs pétrolifères découverts ou à découvrir. Le chiffre de 240 milliards de tonnes a été avancé comme représentant les quantités que l'on pouvait extraire dans les conditions économiques et avec les techniques actuelles. Certains estiment même que cette évaluation des quantités totales sur lesquelles on peut compter est extrêmement prudente et pêche largement par défaut. Quoi qu'il en soit, si ces chiffres ne sont pas suffisamment élevés pour conclure que les réserves de pétrole sont illimitées, du moins mènent-ils à la conclusion que sur le plan purement quantitatif et en circonstances normales l'approvisionnement devrait pouvoir être assuré sans difficulté majeure dans les 20 ou 25 ans à venir.

Ces chiffres donnent en même temps la mesure de l'effort de recherche qui sera nécessaire dans les prochaines années; même si l'on devait se contenter en 1975 d'un « stock » de réserves prouvées de seulement 25 années de production courante, il serait encore nécessaire de découvrir d'ici là 25 à 30 milliards de tonnes de réserves nouvelles. Ceci réclame un effort orienté dans trois directions :

- reconnaissance de l'extension des gisements récemment découverts, encore mal connus et évalués par défaut;
- découverte de nouveaux gisements;
- perfectionnement et application des techniques permettant d'augmenter la récupération finale <sup>(2)</sup>.

Pour donner une vision objective de la situation et des perspectives, ces appréciations globales doivent être complétées par un examen de la répartition géographique actuelle des réserves. Cette répartition, donnée au tableau 27, met en lumière :

- l'extrême concentration des réserves en trois grandes régions : États-Unis, Venezuela et Moyen-Orient, qui détiennent ensemble 88 % des réserves mondiales <sup>(3)</sup>;

<sup>(1)</sup> Y compris l'Europe orientale, l'U.R.S.S. et la Chine (ensemble un peu moins de 5 milliards de tonnes).

<sup>(2)</sup> Les réserves prouvées au Moyen-Orient sont évaluées aujourd'hui à 25 milliards de tonnes environ; les réserves probables à partir des seuls gisements découverts aujourd'hui pourraient atteindre 40 milliards de tonnes environ.

<sup>(3)</sup> Pourcentage par rapport aux réserves totales, non compris celles de l'U.R.S.S., de l'Europe orientale et de la Chine.

- la part très largement prépondérante du Moyen-Orient, où se situent environ 67 % des réserves prouvées du monde;
- la faible part de l'Europe occidentale dans le total mondial, soit moins de 1 % <sup>(1)</sup>;
- le volume encore modeste des réserves prouvées en Afrique du Nord (moins de 3 % <sup>(1)</sup>);
- l'importance traditionnelle de l'U.R.S.S., dont les réserves récupérables étaient évaluées à la fin 1960 à 4,5 milliards de tonnes environ, soit 11 % du total du monde entier<sup>(2)</sup>.

Tableau 27 — Estimation des réserves de pétrole actuellement prouvées

	Réserves 1960		Production 1960		Rapport réserves/ production 1960
	MT	%	MT	%	
Moyen-Orient	24 570	67,2	259	27,0	95
U.S.A.	4 980	13,7	388	41,8	13
Venezuela	2 650	7,2	148	16,3	18
Indonésie	1 270	3,5	21	2,7	61
Afrique (y compris l'Égypte)	1 155	3,2	17	1,55	68
Amérique du Nord (sauf U.S.A.)	860	2,4	40	4,4	21
Caraïbes et Amérique du Sud (sauf Venezuela)	600	1,6	31	3,4	19
Europe occidentale	240	0,7	15	1,65	16
Extrême-Orient (sauf Indonésie)	185	0,5	6	2,2	31
Total	36 510	100,0	925	100,0	40
U.R.S.S. — Bloc oriental	4 500		167		27
Total général	41 010		1 092		38

## Section 2 — Historique des mécanismes de formation des prix

### a) Pétrole brut

Pendant longtemps, les États-Unis furent le plus grand producteur et exportateur de pétrole. C'est la raison pour laquelle les prix américains conservèrent pendant très longtemps une signification universelle : les prix des con-

<sup>(1)</sup> Pourcentage par rapport aux réserves totales, non compris celles de l'U.R.S.S., de l'Europe orientale et de la Chine.

<sup>(2)</sup> Il semble que ce soit là une estimation prudente; toutefois, il est difficile d'apprécier les renseignements publiés en l'absence d'informations précises, à la fois sur les gisements découverts et sur les méthodes utilisées en U.R.S.S. pour l'évaluation des réserves, notamment sur le facteur de récupération.

currents des exportateurs américains, quel que soit le lieu de production, s'alignaient sur ceux auxquels revenait le pétrole américain en chaque point de consommation. Tel fut notamment le cas des productions du Moyen-Orient, pour lesquelles ce système appliqué jusqu'après la deuxième guerre mondiale entraînait une discrimination des prix fob suivant les destinations; c'est à la suite de l'intervention de l'Economic Cooperation Administration qu'une cotation unique à chaque port de chargement remplaça la pratique des prix multiples; ces cotations furent d'abord calculées de telle sorte que le brut du Moyen-Orient pût concurrencer celui du Venezuela au Royaume-Uni; dans une seconde étape, la côte nord-est des États-Unis se substitua aux ports de la Manche comme point de rencontre des prix cif.

Le système des « posted prices » ainsi défini a, pendant une dizaine d'années, assez bien reflété les conditions réelles du marché. Mais depuis que les États-Unis ont établi en 1958 un contrôle des importations, les prix affichés au Moyen-Orient, majorés des frets à travers l'Atlantique, sont devenus sensiblement plus bas que les prix intérieurs américains. Dans ces conditions, et sous la pression croissante de l'offre, une situation s'est progressivement développée suivant laquelle certaines ventes sur le marché international s'effectuent à un niveau inférieur à celui des prix affichés. Cette baisse a surtout été sensible au départ du Moyen-Orient, mais s'est également produite au Venezuela et dans d'autres régions productrices. Dans ces circonstances, il aurait peut-être été justifié de réduire les prix affichés plus que cela n'a été fait; mais les gouvernements des pays producteurs ont exercé une pression sur les sociétés pétrolières pour maintenir les prix à leur ancien niveau. Le niveau des « posted prices » n'a donc pas été changé depuis septembre 1960, mais il s'est développé une pratique de rabais dont l'importance n'est qu'imparfaitement connue.

Finalement, les prix affichés constituent encore, en principe, les prix d'ordre dans les échanges internes des grands groupes pétroliers; mais comme ils servent de référence pour le calcul des redevances et impôts versés aux états producteurs, ils sont soumis à des contraintes politiques et ne correspondent pas forcément — au moins à priori — aux prix moyens effectivement réalisés par les compagnies productrices. A l'inverse, les rabais individuels ne portent que sur la part de la production de pétrole brut vendue par ces compagnies à des acheteurs indépendants: ces ventes ne représentent qu'une fraction marginale du marché, sur laquelle, en outre, se concentre la pression de l'offre russe. Il n'est donc pas possible d'apprécier le prix du pétrole brut en extrapolant purement et simplement à l'ensemble du marché ces rabais, d'ailleurs variables suivant les transactions.

Finalement, le prix moyen réel du pétrole brut n'est pas aujourd'hui une donnée immédiate: à cause de la prédominance de l'intégration verticale, il est plutôt un résultat correspondant à la valorisation obtenue en fonction des prix de vente des produits raffinés sur les lieux de grande consommation.

#### b) Produits raffinés

Pour les produits raffinés, l'évolution a été assez similaire à ce qui s'est passé pour le pétrole brut. Le principe de la parité en tous lieux avec les prix

américains a été longtemps la règle. Ici encore, c'est une intervention administrative qui vint modifier cette pratique : se conformant au désir exprimé par l'amirauté britannique pendant la deuxième guerre mondiale, les raffineries du golfe Persique substituèrent aux prix multiples des cotations fob fixées approximativement aux mêmes niveaux que celle des États-Unis et des Caraïbes. Dans ce système, dit des points de base, les prix des produits raffinés en Europe occidentale se trouvaient fixés à la parité d'importation ex-Caraïbes ou ex-golfe de Mexique ; bien entendu, des circonstances locales, des réglementations de prix, des structures particulières au niveau de l'industrie du raffinage, etc., affectaient plus ou moins l'application de la règle ; mais d'une manière générale, la structure des prix des raffinés en Europe occidentale était largement influencée par celle des États-Unis. Ce mode de fixation des prix, qui continue à servir de référence pour les barèmes publiés par les grandes compagnies, ne reflète plus toujours les conditions réelles sur de nombreux marchés européens, spécialement pour les fuels lourds qui font l'objet d'une pratique étendue de rabais. Depuis 1958, en effet, les prix effectifs des produits raffinés sur les marchés européens ont suivi un processus rapidement évolutif.

La baisse des prix a été, d'une manière générale, moins accentuée sur les produits blancs (essence particulièrement) que sur les produits noirs (fuel lourd). Ceci tient surtout au fait que les grandes compagnies pétrolières continuent à contrôler le marché de l'essence, alors que pour celui des fuel-oils la concurrence est beaucoup plus vive du fait de nombreux importateurs indépendants, dont certains se procurent ce produit à des conditions avantageuses, notamment en U.R.S.S.

Une telle réaction du marché s'explique aisément, car la mise en place d'un réseau de distribution d'essence impose une organisation beaucoup plus complexe et des frais d'investissement plus élevés que pour vendre du fuel-oil.

Cette baisse, en modifiant profondément la physionomie de la concurrence sur le marché de l'énergie en Europe, a entraîné des réactions diverses de la part des pouvoirs publics : application de taxes sur les combustibles liquides, limitation des rabais par rapport aux barèmes ou encore fixation de prix limites pour l'essence. Il en résulte des différences notables de prix hors taxes suivant les pays de destination, différences qui sont en partie le reflet de discriminations fiscales ou réglementaires, des politiques commerciales, etc.

Cette évolution des prix des produits pétroliers en Europe a suscité de nombreuses analyses souvent contradictoires, dont les principales ont trait aux relations réciproques des rapports des prix des produits entre eux et reposent généralement sur l'idée qu'il est impossible d'affecter des coûts à chaque produit pétrolier, puisque ceux-ci sont issus d'une production jointe.

Ces points de vue, de même que l'analyse historique des prix sont exposés en détail à l'annexe II dans le chapitre consacré aux prix <sup>(1)</sup>.

De toute manière, la complexité de la situation impose pour la recherche des tendances futures du marché un examen des éléments de coûts de production à chaque stade y compris à celui de la recherche et de la production.



## Section 3 — Les coûts

### A — *Éléments de coûts du pétrole brut*

Par coût, il faut entendre ici un coût à long terme, c'est-à-dire incluant les dépenses de recherches, de mise en production (ou développement) des gisements et d'exploitation, le tout calculé en tenant compte des décalages souvent importants entre les dates des dépenses et celle de l'extraction et de la mise à disposition du pétrole brut.

Tel qu'il est ainsi défini, ce coût en développement est particulièrement difficile à évaluer pour le pétrole; ceci tient à deux traits essentiels qui caractérisent les risques particuliers de l'industrie pétrolière : le caractère aléatoire de la recherche et l'extrême dispersion des coûts de production découlant des conditions naturelles. Il en résulte qu'il n'est possible de mesurer ni le coût de remplacement des réserves prouvées ni celui de l'exploitation des gisements à découvrir sauf à recourir à des extrapolations statistiques; or, de telles méthodes ne peuvent être valablement appliquées que si elles reposent sur une expérience suffisamment étendue dans le temps, dans l'espace et par le nombre de gisements observés pour que des moyennes significatives puissent être dégagées; c'est pourquoi, elles se limitent généralement à l'étude de l'évolution aux États-Unis, où elles ne sont d'ailleurs considérées que comme de simples indications de tendances.

Partout ailleurs, les résultats de spéculations de ce genre seraient particulièrement fragiles; aussi n'est-il possible de donner pour les grandes régions productrices situées hors des États-Unis que des informations représentatives des coûts à partir des gisements *actuellement découverts* et compte tenu des dépenses d'explorations effectuées jusqu'à présent : il s'agit donc non de coûts en développement au sens strict du terme, mais de « coûts actuels ». Cette limitation restreint la portée des indications chiffrées pour des régions comme le Venezuela ou l'Afrique du Nord; pour le Moyen-Orient, toutefois, les réserves prouvées sont si vastes que les coûts moyens « actuels » demeurent valables dans la limite d'une production au moins double et vraisemblablement triple de celle de 1960, c'est-à-dire approximativement tout au cours de la période étudiée.

Les indications figurant en annexe 11 analysent les trois éléments principaux qui, du point de vue économique, entrent dans les prix du pétrole brut :

- un coût technique de production local (comprenant la couverture des dépenses de recherche);

---

(<sup>1</sup>) Cf. annexe 11, chapitre III, § 1.

- des redevances et impôts <sup>(1)</sup> versés aux États;
- une marge variable dans le temps et selon les entreprises, comprenant à la fois le bénéfice des compagnies et la couverture d'une série de frais communs à l'ensemble des activités de chaque groupe, et notamment la compensation des pertes en capital subies à l'occasion de campagnes de recherche dans d'autres régions.

### 1. Coûts techniques locaux

Les coûts techniques moyens de production de pétrole brut sont aux États-Unis environ sept fois et au Venezuela près de trois fois plus élevés qu'au Moyen-Orient (tableau 28). Cette dernière région comprend aujourd'hui les bassins pétroliers les plus importants du monde; elle s'étend sur des territoires très vastes recouvrant des réservoirs situés dans des formations géologiques diverses et dont un grand nombre n'ont pas encore été explorés : la caractéristique essentielle y est l'existence d'accumulations de pétrole de dimensions exceptionnelles comme il n'en a jamais été découvert dans d'autres parties du monde.

Tableau 28 — Estimation des coûts moyens de production de pétrole brut dans quatre grandes zones <sup>(1)</sup> : situation actuelle (en dollars par tonne)

Zone	Recherche	Développement	Exploitation	Total sans redevances
États-Unis	7 à 8	9 à 10	2 à 3	18 à 21
Venezuela	1,5 à 2,0	4 à 5,5	<sup>(2)</sup>	5,5 à 7,5
Moyen-Orient	0,3 à 0,5	1,5	0,5	2,3 à 2,5
Sahara-Libye	2	4 à 5	3 à 4 <sup>(3)</sup>	9 à 11

<sup>(1)</sup> États-Unis : coût au puits.  
 Venezuela : coût fob à l'embarquement.  
 Moyen-Orient : coût fob golfe Persique.  
 Sahara-Lybie : coût fob côte méditerranéenne.

<sup>(2)</sup> Inclus dans le développement.

<sup>(3)</sup> Y compris transport jusqu'à la côte.

<sup>(1)</sup> Les redevances et impôts doivent en effet être considérés comme faisant partie des coûts; ceci est vrai dans la mesure où l'imposition des compagnies productrices dans le pays d'origine ne comporte pas des aménagements susceptibles de réduire cette charge.

Tableau 29 — Coûts cif approximatifs en différents ports des pétroles bruts de diverses origines (en dollars par tonne)

Origine	Golfe Persique			Sahara			Venezuela		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
<i>Taux de frets</i>	1. <i>Sans redevances ni impôts</i>								
Scale flat (moyenne de fret en 1959-1960)	8,5	10,5	12	11,5	13	14,5	12	11,5	9,5
Scale - 20 (moyenne pour quelques années)	7,5	9	10	11	12,5	13,5	11	10,5	9
Scale - 30 (tendance à long terme)	7	8,5	9,5	11	12	13	10,5	10	8,5
	2. <i>Avec redevances et impôts au niveau actuel</i>								
Scale flat	13,5	15,5	17				19	18,5 <sup>(1)</sup>	16,5
Scale - 20	12,5	14	15				18	17,5 <sup>(1)</sup>	16
Scale - 30	12	13,5	14,5				17,5	17 <sup>(1)</sup>	15,5

*N.B.* Destinations A : Gênes.  
 B : Rotterdam.  
 C : USNH (Côte nord-est des États-Unis).  
 (1) En comptant la « royalty » moyenne.

## 2. Les royalties

Le terme de « royalties » est entendu ici au sens large et comprend aussi bien les redevances proprement dites que les impôts sur le bénéfice perçus par les États des pays de production.

Il y a dans le monde de très nombreux régimes fiscaux du pétrole et, pour apprécier la charge et la situation concurrentielle de chaque région, il convient d'analyser en détail les mécanismes appliqués. Pour s'en tenir au Venezuela et au Moyen-Orient, les principales distinctions sont les suivantes :

- la redevance est au Venezuela de 1/6 et au Moyen-Orient de 1/8 du prix de vente;
- les impôts sur le bénéfice local (c'est-à-dire comprenant la « marge », troisième élément de coût énuméré plus haut) sont tels que, finalement, après inclusion des redevances, l'État reçoit au Venezuela plus des deux tiers et au Moyen-Orient environ la moitié de ces « bénéfices locaux »;
- au Venezuela, le chiffre d'affaires qui sert de base de calcul retient en principe les prix de vente réels, sous réserve des contrôles et restrictions de l'autorité fiscale; au Moyen-Orient, les prix affichés constituent la référence de calcul.

Les charges fiscales *moyennes* se situent aujourd'hui approximativement aux niveaux suivants à la tonne :

Venezuela : 7 dollars moyenne générale <sup>(1)</sup>  
Moyen-Orient : 5 à 6 dollars suivant les qualités et les pays.

Il est clair que cet élément de coût pose un problème plus politique qu'économique, encore qu'il dépende de l'abondance ou de la rareté relative de l'offre par rapport à la demande.

### 3. Provisions et bénéfices

Le dernier élément comprend un ensemble de dépenses diverses et de charges de péréquation entre des gisements exploités dans divers pays et ayant des productivités différentes; à la limite, cette péréquation est une compensation pure et simple de pertes pour des campagnes de recherche infructueuses.

Les compagnies pétrolières réinvestissent la plus grande partie des bénéfices apparents réalisés au niveau de la production de pétrole brut au Moyen-Orient dans un ensemble d'opérations. Il est difficile de mesurer a priori la part exacte de bénéfice réel contenue dans ce poste : ceci tient aux raisons exposées précédemment sur l'incertitude concernant le coût de remplacement des réserves. En toute hypothèse, la marge dont il s'agit peut être variable non seulement en fonction de l'effort de recherches de chaque compagnie, mais aussi de sa politique financière. Si, par exemple, on cherche à diversifier géographiquement les capacités, les sources de financement procurées par les bénéfices apparents au Moyen-Orient devront être relevées. Dans l'immédiat, cette éventualité est contrecarrée par la concurrence que s'exercent entre elles les compagnies et qui a des chances de subsister encore un certain nombre d'années tant que l'offre sera en net excédent sur la demande <sup>(2)</sup>.

### B — *Frets maritimes*

Il n'est pas question de prévoir des taux de frets, mais au contraire de rechercher l'évolution du coût de l'acheminement régulier du pétrole des sources de production d'outre-mer aux ports de la Communauté en se basant sur l'existence et le développement d'une flotte maritime composée de navires de dimensions et de caractéristiques différentes.

Les indications figurant en annexe permettent de retenir les coûts *moyens* approximatifs suivants (en dollars par tonne métrique) :

---

<sup>(1)</sup> La base de calcul étant en principe le prix réel, la charge effective peut être sensiblement plus faible sur les quantités expédiées vers les marchés ou l'écoulement du brut ou de produits vénézuéliens suppose l'octroi de rabais importants.

<sup>(2)</sup> Les constatations faites en ce qui concerne les disponibilités montrent que la situation d'excédents de l'offre pourra, sauf trouble politique grave, se maintenir pendant encore un certain nombre d'années.

	Rotterdam		Gènes	
	aujourd'hui	dans quelques années	aujourd'hui	dans quelques années
Golfe Persique <sup>(1)</sup>	6,7	5 à 5,7	5,2	4 à 4,4
Méditerranée orientale	3,1	env. 2,5	1,8	env. 1,4
Caraïbes	4,4	env. 3,2	4,2	env. 3,4

<sup>(1)</sup> En supposant les taxes au canal de Suez environ constantes.

En admettant que les surplus de tonnages auront disparu d'ici là, les taux spots actuellement beaucoup plus bas que la moyenne devraient dans quelques années osciller autour de ces valeurs moyennes.

On en déduit les coûts cif approximatifs du tableau 29.

### C — Raffinage

Le coût de raffinage varie suivant la nature du brut traité, l'importance relative des divers produits obtenus ainsi que certaines exigences qualitatives. Pour un raffinage limité aux opérations élémentaires, il est actuellement en Europe de 5 à 6 dollars par tonne de brut traité.

Comme le traitement de pétrole brut conduit à la production de produits liés, l'affectation des coûts à chaque produit soulève un ensemble de problèmes théoriques délicats :

- dans un raisonnement à court terme, supposant un équipement de raffinage constant, il est difficile de trouver des critères satisfaisants de répartition, car les coûts marginaux de chaque produit sont très variables suivant les conditions de départ et les moyens techniques utilisés pour développer la production de tel ou tel produit, etc.,
- au contraire, dans une perspective à long terme, le développement de l'offre d'un produit suppose l'expansion des équipements nécessaires, et le produit considéré doit normalement supporter les charges correspondantes.

Les coûts de raffinage à imputer au fuel lourd comprennent dès lors les investissements nécessaires à la réception, au stockage et à la distillation du brut à traiter ainsi qu'au stockage du produit lui-même, d'une part, et des combustibles et divers frais de manipulation, d'autre part : l'ordre de grandeur de ce coût se situe aujourd'hui à environ 1,5 dollar par tonne <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Aux coûts analysés ci-dessus, s'ajoutent divers frais communs et le coût de stockage de réserve, soit au total environ 1 dollar par tonne.

## Section 4 — Tendances des prix à long terme

A partir des considérations qui viennent d'être exposées, on peut chercher à fixer des points de repère pour tracer la tendance à long terme des prix du fuel lourd en Europe, et ceci par deux voies différentes : d'une part, en partant des prix du pétrole brut et en examinant les éléments de coût sur l'ensemble de la chaîne production-consommation; d'autre part, en analysant les conditions de marché en Atlantique nord.

### a) Prix du pétrole brut

Pour se limiter au cas du Moyen-Orient, qui représente plus de 80 % de l'approvisionnement actuel de l'Europe, le niveau des prix affichés est de l'ordre de 1,8 dollar par baril, soit environ 12,60 dollars par tonne. Par rapport à ces prix, des compagnies pratiquent des rabais au profit d'acheteurs indépendants allant jusqu'à 0,30 dollar par baril, ce qui correspond à un prix fob de 1,50 dollar par baril ou de 10,50 dollars par tonne <sup>(1)</sup>. Ces prix comprennent des redevances versées aux gouvernements des pays producteurs qui représentent environ 5 dollars par tonne.

A long terme, deux éléments principaux seraient susceptibles d'exercer une influence dans le sens de la hausse des prix du pétrole :

- accroissement des frais de recherches et d'exploitation;
- pression exercée par les pays producteurs pour accroître les recettes que leur procure le pétrole produit sur leur territoire.

Il semble cependant que, sous réserve des incidences possibles des exigences des pays producteurs, l'influence des facteurs de hausse puisse être contrecarrée par le jeu de la concurrence entre les compagnies productrices, concurrence qui a des chances de subsister aussi longtemps que l'offre sera en net excédent sur la demande.

L'hypothèse la plus raisonnable que l'on puisse faire dans ces conditions est celle du maintien, pendant quelques années, des prix à un niveau peu différent du niveau actuel, c'est-à-dire y compris les rabais appliqués aux prix postés.

Dans la suite du calcul, en tenant compte d'une marge d'incertitude raisonnable, on retiendra comme limite possible les prix affichés actuels et sans rabais.

---

<sup>(1)</sup> Pour la part relativement peu importante de la production du Moyen-Orient qui a fait l'objet de cessions sur contrats à durée limitée à des acheteurs non intégrés.

## b) Tendence des prix du fuel-oil

On constatera dans les prévisions faites pour 1975 que la consommation de fuel-oil augmentera sans doute plus vite que celle de l'essence et des autres produits raffinés. Une telle évolution devrait, semble-t-il, conduire les compagnies à rechercher une meilleure valorisation du fuel-oil. Dans une perspective à long terme, faisant abstraction de circonstances momentanées, il faudrait, pour que la production de fuel-oil se justifie encore économiquement, que ce produit supporte normalement les charges correspondant aux équipements nécessaires à sa fabrication.

De toute façon, le prix du fuel-oil ne pourrait excéder durablement et d'une manière sensible le prix du pétrole brut, sauf à inciter les consommateurs à rechercher les moyens techniques susceptibles de permettre l'utilisation directe de pétrole brut dans les chaudières. L'écart de prix maximum correspondrait au coût des installations nécessaires pour assurer la sécurité technique de fonctionnement des appareils utilisateurs.

Sur la base des hypothèses faites plus haut concernant le prix du pétrole brut et les taux de frets, on est ainsi conduit à retenir pour le prix du fuel-oil un niveau de l'ordre de 17 à 19 dollars la tonne pour un port de la Manche (prix fob de brut : 10,5 à 12,5 dollars; fret maritime : 5 dollars; raffinage : 1,5 dollar) et de 16 à 18 dollars pour un port de la Méditerranée (prix fob de brut : 10,5 à 12,5 dollars; fret maritime : 4 dollars; raffinage : 1,5 dollar).

Ce résultat est corroboré par l'analyse des éléments de coût donnés ci-dessus sur l'ensemble de la chaîne intégrée de la production au raffinage inclus <sup>(1)</sup>.

## c) Le marché de fuel lourd en Atlantique nord

Un autre élément à prendre en considération est la pression qu'exerce le charbon américain sur les prix de l'énergie dans la vaste zone de consommation que constitue la côte nord-est des États-Unis; c'est ainsi que les prix fob Caraïbes doivent être ajustés de manière à assurer la compétitivité du fuel lourd de cette origine sur le marché américain, qui représente son débouché le plus important.

A l'heure actuelle, les prix les plus bas à New York, Philadelphie, Boston, etc., s'établissent à 2,25 à 2,30 dollars par baril, soit environ 15 à 16 dollars par tonne, contre un prix de charbon d'environ 14 dollars par tonne d'équivalent fuel <sup>(2)</sup>; cette différence provient de l'incorporation, dans les prix de fuel, de l'avantage que l'emploi de ce produit présente pour les consommateurs et qui est évalué à 10—15 %. Ce prix rendu côte atlantique des États-Unis correspond au prix posté actuellement aux Caraïbes, soit 2 dollars par baril ou 13,3 dollars par tonne.

D'un autre côté, les distances entre les ports d'embarquement du charbon américain ou les raffineries portuaires des Caraïbes, d'une part, et l'Europe

<sup>(1)</sup> Voir annexe 11.

<sup>(2)</sup> 10 dollars par tonne de charbon vapeur (cf. chapitre 7).

du Nord, d'autre part, sont très voisines; mais le coût de transport du fuel est, à la calorie, inférieur à celui du charbon : ainsi, le fret atlantique long terme (bas) pour le charbon américain a été évalué à 4,7 à 4,9 dollars par tonne d'équivalent fuel <sup>(1)</sup> contre environ 4,4 aujourd'hui et à terme 3,2 dollars pour le fuel lourd en provenance des Caraïbes. Celui-ci reviendrait dans ces conditions à 18 dollars par tonne aujourd'hui et 17 dollars par tonne avec les frets dans quelques années.

Ces prix cif sont à rapprocher de l'estimation de 13 à 13,5 dollars par tonne qui a été faite pour le charbon vapeur américain importé (soit 17,5 à 19 dollars par tonne d'équivalent fuel); ils constituent une limite théorique supérieure des prix des fuels (sans frais de déchargement et de distribution) dans la région de la Manche — mer du Nord; mais ceci n'est valable que pour autant que subsisteront les conditions actuelles de la concurrence fuel-charbon aux États-Unis <sup>(2)</sup>.

Le fuel lourd en provenance des Caraïbes devrait donc en principe conserver une prime sur le charbon-vapeur américain importé en Europe, à plus forte raison si l'on considère l'avantage à l'emploi.

Les analyses qui viennent d'être faites convergent vers une tendance des prix des fuels à long terme se situant dans une marge de 17 à 19 dollars la tonne en mer du Nord <sup>(3)</sup>.

Il est certain qu'actuellement les prix pratiqués pour le fuel-oil sont sur certains marchés à un niveau beaucoup plus faible. Les cotations les plus basses observées en 1960 et au début de 1961 se situent aux environs de 12,5 dollars la tonne pour un port de la Manche. De tels prix, nettement inférieurs aux coûts à long terme les plus bas, correspondent en réalité au coût de la tonne supplémentaire ex-Moyen-Orient acheminée à des taux de fret « spot » et sans couverture des frais de raffinage; en d'autres termes, ce sont des prix d'excédents comportant l'abandon de la rémunération normale du capital investi sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement.

Mais on note actuellement sur certains marchés un raffermissement des cours; sous influence des divers facteurs mentionnés ci-dessus, les prix se placent maintenant aux environs de 14 et même parfois de 15 dollars la tonne en Europe du Nord. Même si l'on peut escompter que les prix demeureront encore à ce niveau pendant un certain temps, il est clair qu'il existe un risque de hausse et il serait déraisonnable de prendre en considération, pour l'orientation à donner à la politique énergétique, les cotations les plus basses observées. Le niveau de prix indiqué plus haut, de 17 à 19 dollars par tonne, peut être retenu comme base de calcul pour la quatrième partie du rapport. Ce prix ne constitue évidemment pas une prévision. Il correspond à une série d'hypothèses de travail

---

(1) Cf. chapitre 7, pages 78 et 79.

(2) C'est-à-dire tant que la demande de charbon américain, aussi bien aux États-Unis mêmes qu'à l'exportation et notamment vers l'Europe, restera dans la limite de l'offre aux coûts actuels.

(3) Prix total, y compris frais de stockage, déchargement, etc., mais hors taxes.



cohérentes visant à prendre en compte, dans toutes les mesures du possible, les diverses incertitudes qui pèsent sur lui et notamment :

- le caractère aléatoire de la recherche pétrolière et la possibilité de nouvelles découvertes importantes;
- le volume de gaz naturel qui pourra être mis à la disposition du consommateur européen;
- les revendications des pays producteurs en faveur d'une augmentation des recettes qu'ils perçoivent sur le pétrole;
- la politique d'importation de pétrole pratiquée par le gouvernement des États-Unis;
- la politique d'expansion des exportations de pétrole brut et de produits pétroliers poursuivie par l'U.R.S.S.;
- la politique énergétique qu'adoptera la Communauté et les mécanismes mis en place pour surveiller le marché;
- enfin, le rythme et l'ampleur de développement de l'énergie atomique (ce facteur devenant important surtout après 1970).

Ce prix retenu est un prix de tendance; il est sensiblement supérieur aux prix actuels et inférieur à celui qui risquerait de s'établir en l'absence de toute politique destinée à obtenir un effet stabilisateur. Il traduit donc le coût de cette politique en même temps qu'il anticipe son succès.

## Chapitre 10

### Le gaz naturel

#### Section 1 — Les gisements de la Communauté

##### A — *Les réserves*

Pour répondre à l'augmentation de la consommation d'énergie et pour fournir aux consommateurs des sources d'énergie particulièrement appropriées à certains usages, l'effort de recherche d'hydrocarbures s'est intensifié dans plusieurs pays de la Communauté grâce d'ailleurs à un cadre institutionnel favorable.

Cette concomitance de facteurs a donné lieu à la découverte de nouveaux gisements parfois très importants, pour lesquels le tableau 30 présente, pour chaque pays de la Communauté, la situation des « réserves prouvées ».

Tableau 30 — Estimation des réserves prouvées en gaz naturel <sup>(1)</sup> (en milliards de m<sup>3</sup>) <sup>(2)</sup>

Pays	Réserves prouvées <sup>(3)</sup>	
	Évaluation inférieure	Évaluation supérieure
Allemagne (R.F.)	25	42
France	130	255
Italie	105	160
Pays-Bas	300	400
Communauté	560	857

<sup>(1)</sup> Ces chiffres ne tiennent pas compte de la production de gaz naturel associée à celle du pétrole brut.

<sup>(2)</sup> On a retenu comme taux de conversion 1 m<sup>3</sup> = 1,29 kg équivalent charbon.

<sup>(3)</sup> La poursuite constante de la recherche, et plus encore la nature technique des travaux visant à établir la consistance définitive des nouveaux gisements, a conduit à présenter une fourchette de valeurs.

L'emplacement des gisements de gaz naturel et celui des feeders de transport (seul moyen de transport massif) constituent un ensemble caractérisé par une remarquable rigidité qui se répercute sur l'économie de cette source d'énergie; il est donc utile de donner des indications géographiques plus fines que les seuls chiffres par pays.

Les réserves actuellement connues sont distribuées comme suit :

Allemagne : région du nord 80 % ; région du sud 20 % ;

France : 100 % région sud-ouest ;

Italie : 75 % région de la vallée du Pô (Nord) et 25 % région du sud de la Péninsule et Sicile ;

Pays-Bas : 100 % région nord-est.

En ce qui concerne les feeders actuellement en service, leur emplacement géographique et leurs longueurs respectives sont établis en fonction d'objectifs d'économie nationale ou régionale qui tiennent compte, en même temps, des nécessités du marché, notamment de celui des énergies concurrentes.

C'est ainsi que,

— en Allemagne :

le réseau du gaz naturel est essentiellement concentré dans le nord avec un développement de moins de 1.000 km. A côté de ce dernier, le pays a installé un très vaste réseau de gaz de cokeries touchant les principaux centres industriels (14.000 km) ;

— en France :

un effort a été fait pour atteindre des régions assez éloignées des gisements ; grâce à quelques milliers de kilomètres de lignes principales de transport, 38 % de la production actuelle sont placés dans le nord-ouest, 27 % dans la région de Lyon-Dijon, 24 % dans la région parisienne et 11 % vers Nantes-Angoulêmes ;

— en Italie :

la presque totalité de 5.000 km environ des lignes de transport se trouve dans la partie nord du pays, dans le sud et en Sicile, de nouveaux feeders sont en construction, notamment ceux qui doivent déboucher à Rome et à Terni ;

— aux Pays-Bas :

le développement du réseau de gaz reflète encore la situation précédant les récentes découvertes, quelque 1.500 km, auxquels on doit ajouter environ autant pour les lignes de transport de gaz de cokerie.

## B — *Les possibilités de production*

Depuis 1953, la production de gaz naturel dans la Communauté a plus que quadruplé. En raison des avantages d'emploi que ce gaz offre à plusieurs importants secteurs de consommation, on n'a pas trouvé de difficultés à le placer sur le marché au fur et à mesure de sa disponibilité : en 1962, plus d'un cinquième de la production totale de gaz de la Communauté provenait du gaz naturel : en Italie, il représentait 70 % du total, en France 30 %, 15 % aux Pays-Bas et 4 % en Allemagne.

L'indication d'une perspective de production est naturellement en relation avec les rapports escomptés des prix entre le gaz naturel et les autres énergies capables de rendre à l'utilisateur final un service équivalent.

Tout en reconnaissant que, dans la formation de ce prix, bien des facteurs entrent en ligne de compte, notamment l'emplacement des lieux de production par rapport à ceux de consommation, les caractéristiques de cette dernière (nature, volume, dispersion), la rigidité et les régimes de transports, etc., il n'en est pas moins vrai que le point de départ reste le coût de production.

Or, dans ce coût, une partie importante est imputable au coût de la recherche, en raison du caractère aléatoire de celle-ci ; en outre, le coût se réfère fréquemment à une production jointe (gaz, pétrole et parfois des produits autres que les hydrocarbures).

Dans ces conditions, il est souvent difficile :

- de répartir le montant des dépenses effectuées pour un ensemble de recherches qui couvrent un espace et se réfèrent à un laps de temps dépassant de loin ceux en cause ;

— de faire la distinction objective entre gaz naturel et d'autres produits joints, ces derniers conditionnant parfois l'exploitation du premier.

C'est ainsi que, fréquemment, le coût du gaz d'un gisement déterminé reflète essentiellement les frais directs de développement et d'exploitation, auxquels on ajoute les frais de recherche concernant le remplacement des réserves épuisées.

Compte tenu de ce qui précède, les chiffres les plus courants que l'on avance dans la Communauté se rangent dans une gamme assez étendue, de 0,08 à 0,2 U.S. cents pour 1.000 kcal. (La viabilité du gaz à des coûts si différents est liée directement aux considérations énoncées au commencement de ce paragraphe.)

Sur la base des réserves actuelles, on admet comme plausible, pour les quinze années, la production minima des gisements de la Communauté reprise dans le tableau 31 (pour 1975, on a jugé nécessaire de donner une fourchette, notamment pour les Pays-Bas).

Tableau 31 — Production de gaz naturel (en milliards de m<sup>3</sup>)

Pays	1960	1965	1970	1975	
				Hypothèse faible	Hypothèse forte
Allemagne (R.F.)	0,7	1,7	2,5	3,0	4,5
Belgique	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
France	3,1	5,5	6,0	7,5	7,5
Italie	6,5	7,5	8,6	10,0	10,0
Pays-Bas	0,3	2,0	7,0-10,0	12,0	20,0
Communauté	10,7	16,8	24,7-27,7	32,6	42,1
Id., en millions de tec	13,8	21,7	32,0-35,7	42,0	54,4

## Section 2 — Les importations possibles de gaz naturel

Les réserves extra-européennes sont fort abondantes :

Afrique du Nord (essentiellement Sahara) 800-1.400 milliards de m<sup>3</sup>

Iran	1.800	”
Irak	650	”
Kuwait	900	”
Arabie Séoudite	1.300	”

(Les disponibilités de l'U.R.S.S., quoique très importantes, n'ont pas été reprises dans ce tableau.)

L'utilisation régulière de ces quantités en dehors des lieux de production est principalement liée à la solution économique d'un problème de technique des transports : en effet, le coût rendu consommateur du gaz d'importation est affecté d'une façon déterminante par les frais de transport <sup>(1)</sup>.

Sur la base des résultats techniques obtenus jusqu'ici en matière de feeders sous-marins, on peut estimer que, vers 1970, le coût rendu consommation sur la côte méditerranéenne pourrait être de l'ordre de 2 dollars par million de kilocalories (soit environ 14 dollars la tec); ce coût est la somme du prix du gaz naturel au départ du gisement (20 à 35 %), du coût de transport par conduite du gisement à la côte méditerranéenne de l'Europe (45 à 50 %), du coût de stockage et de distribution (environ 30 %). Dans des régions plus lointaines, par exemple la Ruhr, le coût serait de l'ordre de 3 dollars (soit 21 dollars la tec).

Le transport par méthanier semble plus coûteux, si bien qu'on peut penser que ce mode de transport sera réservé plutôt à couvrir des besoins de pointe.

Les prix rendu de ce gaz pour des consommateurs voisins de la mer du Nord seraient de l'ordre de 3,2 dollars par million de kilocalories (23 dollars la tec) <sup>(2)</sup>.

En ce qui concerne la quantité écouable de gaz importé dans toute l'Europe, la Commission économique de Genève a estimé tout récemment qu'elle pourrait se situer aux environs de 22 milliards de m<sup>3</sup> dans le cas où le prix de vente pourrait être de l'ordre de 16 à 17 dollars/tec. Cette quantité augmenterait en proportion si ce prix pouvait être plus bas.

<sup>(1)</sup> Des études récentes sur le transport du gaz africain en Europe font état d'une dépense (tout compris) de l'ordre de 1 milliard de dollars pour 12 milliards de m<sup>3</sup> (= 15 millions de tec).

Sur le plan financier, ce montant est à comparer avec les 6 milliards par an de dépenses que le rapport Robinson prévoit pour faire face à la demande d'énergie de l'Europe occidentale dans la période 1955-1965.

<sup>(2)</sup> Pour un tanker de 35.000 t d'une capacité de 25 000 m<sup>3</sup>, assurant 30 voyages par an entre l'Algérie et la Grande-Bretagne, et transportant donc 420 millions de m<sup>3</sup> de gaz par an.

Sur la base de ces hypothèses, il semble que, pour la Communauté, on puisse envisager une fourchette d'importation de 6 à 9 milliards de m<sup>3</sup> (8 à 12 millions de tec) en 1970 et 15 à 20 milliards de m<sup>3</sup> (20 à 26 millions de tec) en 1975.

En définitive, les disponibilités de gaz naturel dans la Communauté seraient comprises entre 31 et 37 milliards de m<sup>3</sup> (40 à 48 millions de tec) en 1970 et entre 48 et 62 milliards de m<sup>3</sup> (62 à 80 millions de tec) en 1975.

## Chapitre 11

### Les sources hydrauliques et géothermiques d'électricité

Les quantités d'énergie électrique obtenues à partir de sources hydrauliques ou géothermiques <sup>(1)</sup>, ainsi que leur part relative dans les disponibilités totales de courant de chaque pays de la Communauté diffèrent beaucoup suivant les conditions locales, qu'elles soient orographiques, hydrologiques, économiques, etc.

L'évolution future semble déterminée par les facteurs et considérations suivants :

- a) Les réserves hydrauliques, économiquement utilisables sur la base des techniques actuelles de construction, sont déjà largement exploitées, notamment en Italie et en Allemagne. En France, toutefois, il reste encore à exploiter environ 40 % (même 50 % si l'on tient compte de l'énergie des marées) du potentiel hydraulique.
- b) Vue sous l'angle économique de l'exploitation, la production hydro-électrique doit être distinguée selon la partie destinée à couvrir la base du diagramme de charge (usines au fil de l'eau) et celles réservée à parer aux fluctuations systématiques et accidentelles de la charge, qu'elles soient journalières, hebdomadaires ou saisonnières (réservoirs, éclusées, centrales de pompage). Les équipements sont d'ailleurs différents pour ces différentes productions.

Une telle répartition, basée sur la productibilité moyenne de l'année, correspondait en 1960 aux pourcentages suivants :

---

<sup>(1)</sup> Ces centrales n'existent qu'en Italie, où leur contribution à la production nationale est minime. Dans le présent chapitre, elles sont associées aux centrales hydrauliques, puisqu'il s'agit également d'une énergie primaire.

	Allemagne	France	Italie
1. Énergie de base (fil de l'eau)	83	52	62
2. Énergie modulée (réservoirs, éclusées, pompage)	17	48	38

- c) Compte tenu de l'expansion de la demande d'électricité, de ses variations dans le temps et de la nécessité d'y faire face essentiellement par la production thermique des grandes centrales de base (d'abord classiques, ensuite nucléaires), la production « modulée » des usines de lacs ou assimilées (éclusées, pompage) est appelée, sauf progrès décisif dans l'emploi des turbines à gaz de grande puissance, à jouer un rôle croissant. C'est la raison pour laquelle, déjà de nos jours, existe la tendance à aménager des réservoirs de tête aussi grands que possible avec une grande puissance installée permettant d'intervenir d'une façon soudaine et massive, essentiellement pour la satisfaction des pointes.

En rendant disponible, à travers l'accumulation, de l'énergie d'été en énergie d'hiver, de tels aménagements contribuent en outre à améliorer la productibilité de l'ensemble des usines disposées en aval.

- d) La production « modulée » ira de pair avec le développement de l'interconnexion entre pays et régions d'un même pays. L'interconnexion permettra également de développer les interchanges hydro-thermiques avec les pays frontaliers de la Communauté, notamment la Suisse, l'Autriche, plus tard la Scandinavie et, le cas échéant, incitera la construction, dans un même but de régularisation de la charge, de stations de pompage, dont celle de Vianden au Luxembourg est un exemple.

C'est ainsi que, sous les réserves déjà exprimées quant à la signification à donner à une subdivision trop rigide entre types de centrales hydrauliques, on peut avancer quelques estimations quant à l'évolution de l'énergie modulée d'ici 1975.

Part de l'énergie modulée dans la production totale hydro-électrique (en %)

	Allemagne	France	Italie
1960	17	48	38
1975	20/25	55/60	50/60

Compte tenu de ce qui précède, la production d'origine hydraulique et géothermique présenterait par pays l'évolution du tableau 32.

Tableau 32 — Évolution de la production électrique d'origine hydraulique et géothermique

## A — Production brute en TWH par pays

Pays	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	8,6	12,0	13,0	15,0	19,5	21,0
Belgique	—	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3
France	16,4	26,0	41,1	43,5	51,0	61/55
Italie	22,7	32,6	48,2	51,0	57,5	63,0
Luxembourg	0	0	—	1,1	1,4	1,4
Pays-Bas	—	—	—	—	—	0,2
Communauté	47,7	70,7	102,5	110,9	129,7	146,9/140,9
Id., en millions de tec (1)	19,1	28,3	41,0	44,4	51,9	58,8-56,4

## B — Pourcentage par rapport à la production brute totale d'électricité du pays (2)

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	18,7	15,2	11,1	9,1	8,9	6,9
Belgique	0	1,0	1,3	1,5	1,1	0,9
France	47,5	50,5	54,9	40,7	34,5	28,3/25,5
Italie	91,9	85,6	85,8	61,4	48,6	38,9
Luxembourg	0	0	0	37,9	41,2	40,0
Pays-Bas	—	—	—	—	—	0,5
Communauté	39,0	36,7	36,5	27,8	23,2	19,2/18,4

## C — Répartition géographique détaillée en 1960 et 1975

	1960 (3)	1975		1960 (3)	1975
<i>Allemagne (R.F.)</i>			<i>France</i>		
1. Schleswig-Holstein (+ Hambourg)	0,2	0,3	1. Paris	}	0,1
2. Niedersachsen (+ Bremen)	0,3	0,6	2. Bassin parisien		
3. Nordrhein-Westfalen	0,8	0,8	3. Nord	0	—
4. Hessen	0,3	0,3	4. Est	4,6	6,9
5. Rheinland-Pfalz	0,2	1,8	5. Ouest	0,3	0,8
6. Baden-Württemberg	3,8	6,2	6. Massif central	7,4	6,6
7. Bayern	7,4	11,0	7. Sud-Ouest	7,6	8,9
8. Saar	—	—	8. Sud-Est	}	21,1
9. Total	13,0	21,0	9. Méditerranée		
			10. Total	41,1	58,0
<i>Italie</i>					
1. Italie septentrionale	34,9	46,1			
2. Italie centrale	5,4	9,2			
3. Italie méridionale	5,2	7,0			
4. Italie insulaire	0,6	0,7			
5. Italie entière	46,1	63,0			

(1) Coefficient de conversion : 1 kWh = 0,4 kg équivalent charbon.

(2) Sur la base des besoins d'électricité évalués au chapitre 3.

(3) Année d'hydraulicité particulièrement forte.



Ces tableaux appellent quelques commentaires :

- Dans tous les pays producteurs d'énergie hydraulique, la participation de l'énergie hydraulique à l'approvisionnement total est décroissante.
- Les données relatives aux années 1950, 1955 et 1960 se réfèrent à la production effective, l'année 1960 étant affectée par une hydraulité particulièrement favorable<sup>(1)</sup>; celles concernant 1965, 1970 et 1975 ont été estimées sur la base d'une hydraulité moyenne. A ce sujet, notons que par rapport à la valeur moyenne, l'écart possible de la production hydraulique communautaire entre le cas d'une hydraulité particulièrement favorable ou particulièrement défavorable, est aujourd'hui d'environ  $\pm 12$  milliards de kWh. Cet écart augmentera proportionnellement avec l'augmentation de la productibilité moyenne.
- Pour la France, la fourchette présentée pour l'année 1975 est liée principalement aux incertitudes relatives à l'importance des réalisations du programme nucléaire. En effet, un développement favorable de ce programme se traduirait, d'après le Plan français, par une réduction de la productibilité hydraulique d'environ 6 TWh. Dans une telle éventualité la production hydraulique se concentrerait davantage sur la couverture des pointes.

Pour mieux apprécier la compétitivité avec les autres sources primaires d'énergie, les quantités et qualités d'énergie hydraulique produites dans chaque pays deviennent plus expressives lorsqu'elles sont distribuées, même sommairement, d'après leur emplacement géographique actuel et prévu pour 1975 (tableau 32 C).

En liaison avec les considérations déjà faites précédemment en matière d'échanges avec les pays producteurs d'énergie hydraulique extra-communautaires, il y a lieu de noter que si pour la Belgique, la France, l'Italie et les Pays-Bas les mouvements des échanges se soldent en moyenne, il n'en est pas de même pour l'Allemagne et le Luxembourg, qui accusent les soldes importateurs suivants :

Soldes en importateurs en TWh

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	0,9	1,2	4,0	4,0	5,0	5,0
Luxembourg	—	—	—	0,6	0,9	1,4

<sup>(1)</sup> Selon l'U.C.P.T.E., le coefficient de productibilité dans les trois pays hydrauliciens de la Communauté ont été respectivement pour les années 1950, 1955 et 1960, de :

	Allemagne	France	Italie
1950	1,01	0,92	0,95
1955	1,10	0,96	0,98
1960	1,05	1	1,36

Alors que pour l'Allemagne le solde est essentiellement d'origine hydraulique, celui du Luxembourg, en majeure partie destiné à la centrale de pompage de Vianden, est d'origine thermique.

L'évolution des productions indiquées ci-dessus est celle qui semble aujourd'hui la plus probable dans l'hypothèse d'un prix de la tec de l'ordre de 13 dollars à Rotterdam et de 12 dollars à Gênes. Un prix de la tec un peu supérieur pourrait conduire à accélérer un peu la progression envisagée, mais vers 1975, le niveau ne serait pas beaucoup modifié. Un prix de la tec un peu bas entraînerait probablement un certain transfert de l'énergie de base vers l'énergie de pointe, mais, là encore, les niveaux atteints en 1970 et 1975 ne seraient pas très différents de ceux prévus.

## Chapitre 12

### L'énergie nucléaire

La construction de centrales nucléaires nécessite des moyens financiers importants qui doivent pouvoir être amortis sur de longues périodes d'utilisation. Les décisions de construire des centrales nucléaires sont donc liées aux perspectives de l'économie énergétique à moyen et à long terme, et les options que comportera la politique énergétique de la Communauté auront, par conséquent, une influence considérable sur l'avenir de l'énergie nucléaire dans nos six pays.

Il est, d'autre part, évident que les possibilités offertes par l'énergie nucléaire dans les années à venir doivent constituer un élément déterminant dans l'établissement d'une politique énergétique pour la Communauté. Il suffit, à cet égard, de mentionner l'influence que la production d'électricité à bon marché dans des centrales nucléaires aura sur l'évolution des prix des sources concurrentes d'énergie primaire et en particulier sur le pétrole.

Afin que l'on puisse apprécier le sens et l'étendue de ces influences réciproques, on examinera successivement l'évolution des conditions économiques déterminant l'utilisation de l'énergie nucléaire en vue de produire de l'électricité, les perspectives de production qui semblent aujourd'hui les plus probables et la contribution que peut apporter l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement de la Communauté en énergie.

#### Section 1 — L'évolution des coûts de production

La compétitivité de la production d'électricité dans des centrales nucléaires par rapport à celle des centrales thermiques classiques évolue dans le temps en fonction de la demande d'énergie électrique (niveau et forme du diagram-

me de charge), des conditions d'offre des sources d'énergie classique, du contexte industriel et financier, ainsi que du progrès technique. L'interaction de ces facteurs, et notamment des trois premiers, donne à la compétitivité une dimension géographique : elle ne sera pas atteinte au même degré et à la même date dans toutes les régions de la Communauté.

La comparaison des coûts de production des énergies concurrentes n'est donc pas le seul facteur en cause, mais elle constitue cependant, dans l'état actuel de nos informations, l'élément le plus directement utilisable pour apprécier les perspectives de l'énergie nucléaire.

#### A — *Les coûts de production*

Le coût de production de l'électricité d'origine thermique, qu'elle soit classique ou nucléaire, se compose essentiellement de trois éléments :

- les charges liées à l'immobilisation du capital;
- le coût du cycle du combustible;
- les frais d'exploitation et d'entretien.

L'expérience limitée dont on dispose actuellement se rapporte principalement à trois « filières » qui peuvent être considérées comme industriellement éprouvées : il s'agit du réacteur à eau pressurisée, du réacteur à eau bouillante et du réacteur au gaz-graphite. Les deux premières utilisent de l'uranium légèrement enrichi, la troisième de l'uranium naturel.

Les renseignements qui suivent, concernant le niveau actuel du coût de production de l'énergie nucléaire ainsi que son évolution probable dans les prochaines années, sont principalement déduits des informations disponibles sur les centrales en construction ou en projet. (Voir à ce sujet le tableau 35 bis figurant dans la section 2 du présent chapitre.) Les renseignements utilisés ont été fournis, pour les centrales de la Communauté, par les exploitants ou les constructeurs eux-mêmes, pour les centrales américaines par les publications de l'U.S. Atomic Energy Commission et pour les centrales anglaises par l'U.K. Atomic Energy Authority. Ils se rapportent, en ce qui concerne le coût d'installation, à des centrales livrées « clé sur porte » et en ce qui concerne le coût du cycle de combustible à des contrats comportant notamment des garanties quant à la disponibilité, le taux de combustion et la durée de vie des éléments de combustible.

Toutefois, les calculs effectués par les constructeurs ou les exploitants reposent sur des éléments qui ne sont pas nécessairement identiques et qui peuvent même être, dans certains cas, très différents; c'est ainsi que les taux d'intérêt utilisés dans le secteur électrique varient dans les pays de la Communauté de 5,5 à 7 %; les impôts et taxes se situent entre 0 et 5 % par an du capital investi. D'autre part, les durées d'amortissement sont de 15 ans aux Pays-Bas, de 17 ans dans la République fédérale, de 20 à 25 ans dans les autres pays, ces écarts étant dus à des considérations fiscales.

Aussi, les services d'Euratom se sont-ils efforcés d'établir des chiffres harmonisés à partir des renseignements disponibles pour divers réacteurs en construction ou en projet.

Étant donné cette diversité des taux d'intérêt et des durées d'amortissement, on a calculé le coût de production du kilowattheure dans trois hypothèses définies par le rapport des charges d'immobilisation annuelle au capital investi, ce rapport ayant respectivement les valeurs de 8,6 %, 10 % et 13 %. Ces chiffres sont basés sur une durée de vie probable des centrales nucléaires de vingt ans, laquelle correspond à la durée minimum universellement admise.

En ce qui concerne les durées d'utilisation annuelle, il est raisonnable d'envisager que les centrales nucléaires seront utilisées pour couvrir la base du diagramme de charge, et l'on a fait des calculs dans deux hypothèses correspondant respectivement à 6.000 et 7.000 heures d'utilisation par an.

Les éléments du coût de production de l'électricité dans une centrale nucléaire conçue d'après la technologie actuelle mais qui ne serait mise en service que vers les années 1965-1967 en raison des délais de construction, se présentent comme suit :

- Uranium enrichi (eau légère, bouillante ou pressurisée) :
  - coût de l'installation : 200 à 250 \$/kWe
  - coût du cycle de combustible<sup>(1)</sup> : 2,4 à 3,5 mills/kWh
  - charges d'exploitation et d'entretien : 5 à 8 \$/kWe installé
- Uranium naturel (gaz-graphite) :
  - coût de l'installation : 250 à 280 \$/kWe
  - coût du cycle de combustible<sup>(2)</sup> : 2,1 à 2,5 mills/kWh
  - charges d'exploitation et d'entretien : 4 à 7 \$/kWe installé

D'autre part, les perspectives pour des centrales nucléaires d'une puissance unitaire d'au moins 400 MWe, mises en service vers 1968-1970<sup>(3)</sup>, sont les suivantes :

- Uranium enrichi et eau légère :

Les coûts d'installation peuvent descendre jusqu'à 175 \$/kWe et le coût du cycle de combustible<sup>(2)</sup> à 2 mills/kWh et même moins.
- Uranium naturel :

Les réacteurs du type gaz-graphite peuvent encore faire l'objet d'améliorations technologiques importantes, qui devraient permettre d'atteindre des

(1) Ce coût du cycle prend en compte la valeur de rachat du plutonium aux prix fixés par l'U.S. Atomic Energy Commission, soit 9,5 \$ le gramme de plutonium métal pour 1966 et 8 \$/g pour 1970. On sait, en effet que la combustion de l'uranium dans un réacteur s'accompagne de la formation d'une certaine quantité de plutonium récupérable.

(2) Ce coût du cycle ne prend pas en compte la valeur du plutonium récupérable. En effet, cette récupération n'a pas d'incidence économique sensible.

(3) Cette hypothèse se justifie par la tendance constatée de part et d'autre de l'Atlantique à augmenter la dimension des unités dans les centrales, classiques aussi bien que nucléaires.

coûts d'installation inférieurs à 250 \$/kWe et un coût du cycle situé entre 1,6 et 2 mills/kWh.

Dans ces conditions, le coût de production des centrales mises en service vers 1968-1970 ne semble pas devoir être très différent pour les diverses filières.

Il faut observer que ces perspectives sont relativement moins optimistes que celles qui ont été fournies par la U.S. Atomic Energy Commission dans une déclaration du 25 juin 1962 et selon laquelle on pourrait atteindre, pour des centrales d'une puissance de 600 MWe, respectivement en 1966 et 1970 des coûts d'installation de 170 et 135 \$/kWe et des coûts du cycle de combustible <sup>(1)</sup> de 1,8 et 1,5-1,7 mills/kWh.

En complétant les renseignements donnés ci-dessus pour les périodes 1965-1967 et 1968-1970 par les coûts de production harmonisés de la meilleure centrale de chaque type, qui a été mise en service en 1962 ou le sera dans le courant de l'année suivante, on aboutit aux indications reprises dans le tableau ci-dessous.

Tableau 33 — Estimation du coût de production de l'énergie nucléaire (en « mills » ou en millièmes de dollars par kWh)

Durée d'utilisation	Charges d'immobilisation annuelle en % du capital investi					
	8,6 %		10 %		13 %	
	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a
Date de mise en service						
1962-1963						
U enrichi	9,1	8,3	9,8	8,9	11,3	10,2
U naturel	8,7	7,8	9,5	8,5	11,3	10,0
1965-1967						
U enrichi	6,8	6,2	7,4	6,7	8,7	7,8
U naturel	6,7	6,1	7,4	6,7	8,8	7,9
1968-1970	5,5	5,0	6,0	5,4	7,0	6,3

### B — La compétitivité avec les centrales thermiques classiques

La compétitivité des centrales nucléaires a été estimée par comparaison avec une centrale thermique classique définie par les éléments suivants :

<sup>(1)</sup> Ce coût du cycle ne prend pas en compte la valeur du plutonium récupérable. En effet, cette récupération n'a pas d'incidence économique sensible.

- Le coût d'installation est de 150 dollars par kWe pour les centrales entrant en service en 1962-1963, 140 dollars pour celles mises en service en 1965-1967 et 125 dollars pour les centrales ultérieures <sup>(1)</sup>.
- Comme consommation spécifique de combustible, on a retenu les chiffres suivants :
  - 1962-1963 : 2.350 kcal/kWh, soit 335 g e.c. <sup>(2)</sup>/kWh net;
  - 1965-1967 : 2.200 kcal/kWh, soit 315 g e.c./kWh net;
  - 1968-1970 : 2.100 kcal/kWh, soit 300 g e.c./kWh net.
- Quant aux charges d'entretien et d'exploitation, elles sont estimées à 5 dollars par kWe et par an pour les deux premières étapes et à 4 dollars pour la fin de la décennie en cours.

Dans ces conditions, on peut alors estimer le niveau du prix rendu centrale de la tonne d'équivalent charbon à 7.000 kcal/kg, permettant à une centrale thermique au charbon de produire l'électricité au même prix que les centrales nucléaires considérées plus haut.

Tableau 34 — Prix du combustible assurant l'équivalence entre une centrale thermique et une centrale nucléaire à différentes dates et dans différentes conditions (en dollars par tec à 7 000 kcal/kg)

Durée d'utilisation	Charges d'immobilisation annuelle en % du capital investi					
	8,6 %		10 %		13 %	
	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a	6000 h/a	7000 h/a
Date de mise en service						
1962-1963						
U enrichi	18,8	17,6	19,4	18,1	21,6	20,0
U naturel	17,4	16,0	18,4	16,8	21,4	19,4
1965-1966						
U enrichi	13,1	12,3	13,5	12,6	15,2	14,1
U naturel	12,9	12,1	13,5	12,6	15,8	14,5
1968-1970	10,7	10,1	10,8	10,2	12,1	11,3

<sup>(1)</sup> Il est à noter que ces chiffres :

- valent uniquement pour des centrales au charbon; le coût unitaire d'installation des centrales au fuel-oil est un peu plus bas, celui des centrales mixtes un peu plus élevé;
- comprennent le coût du parc à charbon et des installations de manutention (mais non de la réserve de charbon) ainsi que des équipements de décendrage et d'évacuation des cendres;
- se rapportent au kilowatt électrique net;
- comprennent les intérêts intercalaires pendant la construction;
- concernent des installations nouvelles sur terrain vierge (et non les accroissements de puissance des centrales existantes).

Sauf la première, ces normes sont celles qui correspondent le mieux à celles suivies pour déterminer les coûts d'installation présents et futurs des centrales nucléaires.

<sup>(2)</sup> e.c. : équivalent charbon à 7.000 kcal/kg.

Les chiffres du tableau ci-dessus comportent évidemment une certaine marge d'incertitude; ils revêtent cependant un degré suffisamment élevé de probabilité en tant qu'indication de la rapidité de décroissance des coûts de production dans les centrales nucléaires.

Notons d'ailleurs que ces évaluations ne supposent aucun bouleversement des techniques et qu'elles ont été établies avec toute la prudence requise. Il apparaît notamment aujourd'hui qu'une durée de vie de vingt ans pour les centrales nucléaires est peut-être un peu faible.

Dans ces conditions, si l'on table un prix de référence pour les combustibles fossiles de 13 dollars/tec, en harmonie avec les résultats utilisés à titre d'hypothèse dans des chapitres précédents <sup>(1)</sup>, il apparaît que les centrales nucléaires seront déjà compétitives dans plusieurs régions de la Communauté entre 1965 et 1967 et le seront, dans l'ensemble, vers 1968 ou 1970, pour des durées d'utilisation égales ou supérieures à 6.000 heures par an.

Comme les coûts de production continueront à diminuer dans les années ultérieures, les centrales nucléaires pourront devenir compétitives même pour des durées d'utilisation annuelles inférieures à 6000 heures par an, ce qui étendra d'autant leur utilisation.

A partir de 1970 environ, l'extension du recours à l'énergie nucléaire ne sera donc plus limitée par son coût de production, mais elle risque de l'être, essentiellement, par la difficulté, pour les industries nucléaires, de soutenir le rythme d'installation de puissance qui serait économiquement souhaitable. Les milieux compétents estiment, en effet, généralement qu'il serait difficile, pour tout un ensemble de raisons techniques et industrielles, de dépasser un rythme de croissance correspondant au doublement de la puissance annuelle installée tous les trois ans.

Depuis plusieurs années déjà, la Commission d'Euratom s'efforce, en collaboration avec les milieux intéressés, de lever cet obstacle dans toute la mesure du possible et de jeter les bases d'un essor rapide de l'énergie nucléaire dans les années à venir.

## Section 2 — Les perspectives de production

Au 31 décembre 1961, la puissance électrique nette des centrales nucléaires en service était de 73 MWe. La mise en service de nouvelles installations et le relèvement de la puissance des installations existantes la feront passer à 175 MWe à la fin de l'année en cours et, successivement à plus de 700 MWe à la fin 1963 et à plus de 1000 MWe à fin 1964. La production en 1965 pourrait atteindre 6,5 milliards de kWh. De plus, des centrales représentant une puis-

---

<sup>(1)</sup> Charbon vapeur américain importé : 13 dollars; fuel-oil : 17 à 19 dollars par tonne.

sance d'au moins 1 500 MWe sont actuellement en construction ou en projet et seront mises en service entre 1965 et 1967 (voir tableau 35<sup>bis</sup>).

En ce qui concerne les années ultérieures, les productions sont évidemment incertaines; les chiffres qui figurent ci-dessous résultent essentiellement de publications ou de déclarations faites par diverses personnalités appartenant à des organismes nationaux ou internationaux ou par ces organismes eux-mêmes. Pour 1970, la fourchette est relativement peu ouverte; on peut estimer que la production de la Communauté serait comprise entre 20 et 25 TWh. Pour 1975, l'incertitude est évidemment beaucoup plus grande. On peut avancer à titre indicatif une fourchette de 60 à 100 TWh, en remarquant que ces chiffres sont sensiblement inférieurs à ceux d'une étude récente de l'Unipede, qui envisageait une puissance installée comprise entre 11.000 et 26.000 MWe, ce qui correspond à une production comprise entre 65 et 150 TWh.

En puissance installée, les chiffres retenus ci-dessus correspondent pour 1975 à environ 10.000 et 16.000 MWe. On voit qu'une extrapolation raisonnable de ces chiffres jusqu'en 1980, basée sur l'hypothèse du doublement de la puissance nucléaire tous les trois ans (ou le triplement en cinq ans), conduirait à des estimations qui concordent très largement avec l'indication prospective de 40.000 MWe nucléaires en 1980, publiée par la Commission d'Euratom dans son troisième rapport annuel.

Les données par pays sont reprises dans le tableau suivant. Pour les pays qui n'ont pas publié leurs intentions, on a établi des évaluations largement ouvertes, mais dont l'importance relativement faible ne risque pas de modifier considérablement les ordres de grandeur totaux pour la Communauté.

Tableau 35 — Perspectives de production d'énergie électrique d'origine nucléaire (en TWh)

Territoire	1960	1965	1970 (¹)	1975 (¹)
Allemagne (R.F.)	—	0,2	4-6	19-30
Belgique	—	0,1	0,5	1-5
France	0,1	2,5	10-12	19-30
Italie	—	3,7	6-8	20-30
Pays-Bas	—	—	0,3	1-5
Communauté	0,1	6,5	20-25	60-100

(¹) L'incertitude actuelle oblige à donner une fourchette.

En ce qui concerne la répartition régionale des centrales nucléaires, on peut supposer qu'elles seront construites principalement dans des régions qui ne disposaient jusqu'à présent d'aucune source locale d'énergie, mais qui, tout en n'étant pas trop éloignées des centres de consommation, auraient de bonnes possibilités de raccordement au réseau d'interconnexion.



Tableau 35 bis — Centrales nucléaires achevées (A), en projet (P), dont la construction est décidée (D) ou commencée (C) dans les pays de la Communauté au 1<sup>er</sup> octobre 1962

Site et désignation	Pays	Puissance nette (MWe)	Type	Date de criticité	État d'avancement
Mol - Br. 3	Belgique	10,5	Eau pressurisée	30-8-1962	C
Kahl (Main) - Vak	Rép. féd.	15	Eau bouillante	13-11-60	A
Jülich - Avr	Rép. féd.	15	Haute température	1963	C
Karlsruhe - Mzfr (Mehrzweckforschungsreaktor)	Rép. féd.	50	U nat.-eau lourde	1965	C
Grundremmingen (Donau) Krb (RWE-Bayernwerk)	Rép. féd.	237	Eau bouillante	Fin 1965	D
Obrigheim - Kbwv (Baden-Württemberg)	Rép. féd.	150	Modérateur organique	1967	P
Chooz (Ardennes) Sena (Soc. éner. nucl. des Ardennes)	France Belgique	210-242	Eau pressurisée	Fin 1965	C
Marcoule (Gard)	France				
G.1		5	Graphite-gaz	7-1-56	A
G.2		37	Graphite-gaz	21-6-58	A
G.3		37	Graphite-gaz	11-6-59	A
Chinon (Indre-et-Loire)	France				
EDF 1		70	Graphite-gaz	16-9-62	C
EDF 2		170-190	Graphite-gaz	1963	C
EDF 3		375-480	Graphite-gaz	1965	C
St-Laurent-des-Eaux (Loir-et-Cher)	France				
EDF 4		400-500	Graphite-gaz	1967	D
Brennilis (Bretagne)	France				
EL 4		80	U nat.-eau lourde	1964	C
Garigliano (Campanie) Senn (Soc. Elettronucleare Nazionale)	Italie	150-230	Eau bouillante	1963	C
Latina (Lazio) Simea (Soc. Ital. Merid. Energia Atomica)	Italie	200	Graphite-gaz	1963	C
Trino Vercellese (Lombardie) Selni (Soc. Elettronucleare Ital.)	Italie	257	Eau pressurisée	1964	C
GKN (Gelderland) (Gemeensch. Kernenergiecentrale Nederland)	Pays-Bas	50	Eau bouillante	1967	P

### Section 3 — La contribution de l'énergie nucléaire à la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté

Comme on le verra au chapitre 17, l'ampleur des importations qui seront nécessaires, en 1970 et au delà, pour couvrir les besoins d'énergie confère une importance particulière au problèmes de sécurité d'approvisionnement, il est alors nécessaire de prévoir dans quelle mesure le développement de l'énergie nucléaire est susceptible d'apporter un élément de sécurité de plus en plus important.

La valeur de cet élément est liée aux conditions de l'approvisionnement en combustibles nucléaires ainsi qu'à la facilité de leur stockage.

#### A — *Approvisionnement en combustibles nucléaires*

Le problème de l'approvisionnement ne se pose pas pour l'énergie nucléaire, le marché étant caractérisé par la pléthore et par l'existence de stocks stratégiques.

Les réserves d'uranium reconnues jusqu'à présent, et exploitables à un prix de 8 à 10 dollars la livre d' $U_3O_8$  sous forme de concentrés, représentent environ 600.000 tonnes métriques d'uranium métal contenu. Elles se répartissent principalement sur trois continents : le Canada et les U.S.A., l'Afrique du Sud et, dans une moindre mesure, l'Australie, ce qui constitue une répartition géographique favorable, entre des pays politiquement stables du monde libre.

En ce qui concerne plus spécialement la Communauté, et bien que le prix d'extraction et de concentration y soient plus élevés que dans certains autres pays du monde libre, la production se maintient et est même en légère progression.

Les prix cités plus haut sont ceux qui sont généralement utilisés pour le calcul des coûts de production d'énergie électrique. Mais l'incidence du prix du concentré d'uranium sur le coût de production du kilowattheure nucléaire est faible (par exemple  $\pm 0,4$  mill/kWh pour les types actuels de réacteurs, c.-à-d. environ 5 % du coût de production). Il en résulte qu'une augmentation de prix permettant l'exploitation de réserves plus importantes que celles citées ci-dessus n'entraînerait qu'un relèvement minime du coût du kilowattheure, relèvement certainement inférieur aux abaissements que peuvent entraîner dans l'avenir les nombreuses possibilités d'amélioration mentionnées plus loin.

En matière d'uranium enrichi, si la Communauté ne dispose pas d'installations d'enrichissement et si, pratiquement, les U.S.A. détiennent un monopole de vente, ceux-ci sont cependant d'accord de ravitailler la Communauté et d'autres pays du monde libre dans le cadre des accords bilatéraux existants. Aux termes de ces accords, les mêmes conditions d'approvisionnement que celles dont bénéficient les réacteurs américains seront appliquées aux réacteurs

étrangers. De plus, l'U.S.A.E.C. est disposée à conclure des contrats d'approvisionnement à long terme.

Il y a lieu de souligner, en outre, que les installations américaines d'enrichissement existantes ont une capacité de production suffisante pour ravitailler normalement des réacteurs de puissance à uranium enrichi totalisant 40.000 MWe, alors que, selon les prévisions, l'ensemble du monde libre n'atteindra ce chiffre, pour tous les types de réacteurs, que dans la première partie de la prochaine décennie.

Selon une information parue dans « Forum Memo » de décembre 1959, une nouvelle installation de séparation isotopique à construire aux U.S.A. aurait pu couvrir les coûts de production aux prix de vente en vigueur à cette période. Les baisses de prix intervenues récemment étant fondées sur des baisses de prix d'achat de l'uranium naturel et des coûts d'enrichissement, cette considération doit encore être valable à l'heure actuelle.

Ces constatations ne signifient cependant pas que l'on doive, lorsque l'on déterminera les multiples aspects d'une politique énergétique qui garantirait à la Communauté la sécurité de son approvisionnement en énergie, s'abstenir de prendre en considération les mesures qui permettront à l'énergie nucléaire de contribuer à cette sécurité d'une façon croissante.

Il convient notamment d'envisager l'opportunité de conclure des contrats à long terme pour les achats d'uranium à des prix favorables en dehors de la Communauté, de constituer des stocks de combustibles nucléaires, de favoriser la prospection dans la Communauté et peut-être même dans certains pays tiers, d'encourager les recherches tendant à améliorer les techniques d'extraction et de concentration des minerais d'uranium et ultérieurement du thorium, en vue de permettre le recours à des réserves importantes qui ne sont pas exploitables aux prix actuels.

La sécurité sera également servie par les recherches visant à améliorer le fonctionnement des types de réacteurs connus et à mettre au point des types plus perfectionnés. L'augmentation du rendement thermodynamique des réacteurs de puissance apportera en effet une valorisation énergétique meilleure des réserves d'uranium actuellement connues. D'autre part, le recyclage du plutonium, son utilisation dans des réacteurs rapides, surtout s'ils sont surgénérateurs, et l'utilisation du thorium ainsi que des stocks d'uranium appauvri, conduiraient à une multiplication très considérable des réserves et de leur contenu énergétique potentiel.

Ces progrès permettraient en effet :

- une utilisation d'environ 50 % de l'énergie de fission contenue dans l'uranium naturel, contre moins de 1 % à l'heure actuelle;
- une réutilisation de l'uranium appauvri, dont il existe des stocks abondants, actuellement inexploitable;
- la mise en valeur des réserves de thorium, plus abondantes et plus répandues que celles d'uranium;

— la réduction de l'incidence déjà faible des prix de la matière fissile sur le coût de l'énergie produite et, par là même, l'augmentation des réserves exploitables sans augmentation de ce coût.

On peut donc conclure que l'on disposerait, dans ces conditions, d'un approvisionnement pratiquement illimité des installations utilisant la fission nucléaire.

### B — *Stockage*

Le stockage des combustibles nucléaires peut également contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. On s'est donc efforcé de déterminer l'incidence qu'aurait, sur les coûts de production de l'énergie électrique, l'établissement de stocks de sécurité suffisants pour une année de fonctionnement des centrales conventionnelles ou nucléaires.

A cette fin, on a pris en considération les charges financières et d'entretien des installations spéciales nécessaires (parc, réservoir, magasin), les intérêts et les impôts, évalués ensemble à 9 % de la valeur du combustible stocké, les frais de mise en stock, les frais de reprise et la perte de valeur due au stockage, ces trois derniers éléments n'intervenant d'ailleurs que pour le charbon en raison de leur montant négligeable dans les autres cas. On a admis, en outre, que le stock de combustible était financé par les moyens propres de la centrale, même pour les centrales à uranium enrichi où la location du combustible est actuellement la règle.

On aboutit ainsi aux estimations suivantes :

Lieu du stockage	Centrales au charbon	Centrales au fuel-oil	Centrales nucléaires	
			U naturel	U enrichi
	Mines	Centrale	Usines d'éléments de combustible	
Prix de base du combustible (en dollars)	14 \$/t	20 \$/t	8 \$/lb	Barème actuel selon degré d'enrichissement
Augmentation de coût des combustibles fossiles due au stockage (en dollars par tonne métrique)	3-3,5	3-3,5	—	—
Augmentation du coût de l'électricité (en mills/kWh)	1,0	1,0	0,1	0,2

La confrontation montre que dans les conditions précitées le stockage de combustible pour un an de fonctionnement revient de cinq à dix fois plus cher pour les centrales conventionnelles que pour les centrales nucléaires, et ceci sans même tenir compte du fait que les réacteurs nucléaires ont, de toute façon, dans leur charge de combustible une réserve valable pour plus d'une année.

### C — *Conclusion*

Les informations précédentes démontrent que la production d'énergie électro-nucléaire répond aux impératifs d'une sécurité d'approvisionnement aussi élevée que possible :

- Les réserves actuelles et futures en uranium naturel, dans des pays politiquement stables, permettent d'assurer l'approvisionnement d'un programme étendu de réacteurs.
- Les réacteurs à uranium enrichi sont approvisionnés par l'U.S.A.E.C., qui est disposée à conclure des contrats à long terme dans le cadre de sa politique actuelle d'approvisionnement. D'autre part, les usines d'enrichissement peuvent couvrir les besoins en U enrichi prévisibles à long terme.
- Le stockage de combustibles nucléaires pour l'approvisionnement d'une centrale pendant un an ne coûte que le tiers ou le quart du coût du stockage du combustible nécessaire au fonctionnement des centrales conventionnelles.
- Compte tenu des progrès techniques auxquels on peut s'attendre, l'énergie tirée de la fission nucléaire constituera, à longue échéance, une source pratiquement inépuisable, offrant un degré élevé de sécurité. Sa contribution à la sécurité d'approvisionnement en énergie de la Communauté sera donc à la mesure de l'usage qui en sera fait.

La fixation des principes d'une politique commune d'approvisionnement en matières fertiles et fissiles contribuerait certainement à améliorer encore la sécurité de l'approvisionnement à moyen et à long terme.

## Quatrième partie

# L'équilibre entre offre et demande d'énergie en 1970

L'objet de cette partie est d'examiner comment la couverture des besoins globaux d'énergie, évalués dans la deuxième partie, pourrait être assurée par les diverses sources primaires d'énergie, étant donné les conditions de l'offre exposées dans la troisième partie.

L'idée directrice est que cette répartition se fait sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur, compte tenu pour celui-ci des avantages propres de chaque forme d'énergie<sup>(1)</sup>. L'application rigoureuse de cette idée consisterait à examiner successivement la situation de chaque catégorie d'utilisateurs groupant dans chaque région les usagers comparables; on ne peut songer à effectuer actuellement un tel travail dans tous ses détails.

On est conduit alors à adopter une démarche moins stricte, en plusieurs étapes. Tout d'abord en l'état actuel des techniques, ou compte tenu de leur évolution probable, certains besoins d'énergie ne pourront être satisfaits, à échéance de cinq ou quinze ans, que par des produits énergétiques bien déterminés; ces besoins spécifiques comprennent notamment le coke au haut fourneau et les carburants pour les transports routiers, ferroviaires ou de navigation intérieure, ainsi que l'autoconsommation des producteurs d'énergie.

D'autre part, certaines productions s'écouleront en priorité du fait qu'elles sont fatales ou qu'elles sont très économiques. Il s'agit notamment, d'une part, du gaz de haut fourneau et du gaz de cokerie, d'autre part de l'hydro-électricité, du lignite, du gaz naturel en provenance de gisements déjà découverts.

---

(1) Il est à peine besoin de rappeler qu'il n'est aucunement question de préparer un schéma de répartition de l'énergie. On cherche seulement quelle serait cette répartition probable dans une économie caractérisée par le libre choix du consommateur.

Le reste de la couverture des besoins se répartira entre les divers combustibles en fonction des coûts comparés pour l'utilisateur. Mais, compte tenu des avantages propres de certaines formes d'énergie, certains usagers auront exclusivement recours à elles, tant que le prix relatif des diverses formes d'énergie restera dans la fourchette probable qu'on peut dégager des indications des chapitres précédents.

La mise en œuvre de toutes ces considérations, qui fera l'objet du chapitre 13, permet de réduire grandement l'ampleur des besoins pour la satisfaction desquels deux ou plusieurs produits sont réellement en concurrence. La répartition de ces besoins entre les divers produits nécessite une analyse plus fine, au niveau régional, qui fera l'objet des chapitres 14 et 15, où seront étudiées plusieurs variantes correspondant à divers prix des énergies importées et divers niveaux d'une éventuelle aide au charbon communautaire.

On aboutira ainsi à un bilan énergétique global pour la Communauté.

## Chapitre 13

### Besoins spécifiques, productions certaines et ampleur des besoins concurrentiels

Nous chiffrerons successivement les besoins spécifiques et les productions certainement écoulables (du fait de leur bas prix). On donnera ensuite des indications préliminaires sur la couverture des autres besoins, de façon à prévoir l'ampleur du domaine de concurrence de divers produits énergétiques et la zone d'influence d'une politique énergétique.

#### Section 1 — Les besoins spécifiques

A cette catégorie appartiennent le coke sidérurgique, les carburants, la consommation propre des producteurs.

##### a) Les besoins de coke sidérurgique

Actuellement, la consommation d'énergie dans la sidérurgie est constituée pour environ les deux tiers par le coke, pour le reste par les combustibles servant au chauffage des fours à l'aciérie et aux laminoirs et par l'électricité.

Comme on l'a indiqué plus haut, la consommation de coke a été calculée à partir des perspectives de production de fonte et des perspectives d'évolution

de la technique. Les besoins au haut fourneau seraient en 1970 de 53 millions de tonnes et 58 en 1975 contre 48 en 1960 <sup>(1)</sup>.

En ajoutant à ces chiffres des estimations concernant l'emploi de poussier dans les installations d'agglomération, ainsi que les autres usages de coke dans les sidérurgies, on peut estimer en définitive que la consommation totale de coke à la sidérurgie serait de 61 millions de tonnes en 1970 et de 66 en 1975.

En raisonnant sur le maintien des conditions d'exploitation des cokeries les plus modernes, pour produire 61 millions de tonnes de coke à usage sidérurgique, il faut enfourner environ 92 millions de tonnes de charbon à coke. Le chiffre homologue pour 1975 est de 98 millions de tonnes.

#### b) Les carburants

Pour les divers usages suivants: transports routiers, transports aériens, transports ferroviaires, navigation intérieure, matériel agricole, le total des besoins en carburants s'élèverait en 1970 à 65 millions de tonnes, soit 95 millions de tec et à 126 millions de tec en 1975.

#### c) Les besoins propres des producteurs et transformateurs d'énergie

Ces besoins peuvent être considérés en première approximation comme spécifique à quelques petites exceptions près.

Leur montant exact ne peut être fixé qu'après répartition de la couverture des besoins entre les diverses formes d'énergie. On peut estimer que le montant se situera en 1970 aux alentours de 50 millions de tec.

#### d) Récapitulation

Aux chiffres précédents, il y aurait lieu d'ajouter certaines consommations spécifiques de l'industrie, notamment une certaine quantité de charbon dans les cimenteries, le charbon pour la carbochimie, les produits pétroliers pour la pétrochimie. Ces quantités sont très difficiles à évaluer et l'ampleur des éléments réellement spécifiques n'est probablement pas très grand, eu égard aux besoins totaux d'énergie. Nous renoncerons donc à les estimer.

Dans ces conditions, le tableau 36 récapitule les besoins spécifiques d'énergie, qui représenteraient environ le tiers des besoins (ce pourcentage reste assez constant, la rapide augmentation des besoins de carburants compensant la très faible hausse des besoins de charbon à coke sidérurgique).

---

<sup>(1)</sup> On a vu au chapitre 3 que le chiffre de 1975 pourrait être abaissé de 10 à 15 % si les procédés de réduction au gaz naturel se développaient rapidement.



Tableau 36 — Besoins spécifiques d'énergie (en millions de tec)

	1960	1965	1970	1975
Charbon à coke pour couvrir les besoins en coke de la sidérurgie	76 <sup>(1)</sup>	82	92	98
Carburants	41	70	95	126
Autoconsommation des producteurs et transformateurs	43	47	51	58
Total des besoins spécifiques	160	199	238	282

(<sup>1</sup>) Ce chiffre ne comprend que le charbon à coke correspondant aux besoins de la sidérurgie; il est donc inférieur à l'enfournement total des cokeries en 1960.

## Section 2 — Les productions à écoulement certain

Deux types de production peuvent être considérés comme certains :

- les productions primaires, dont le coût est certainement compétitif;
- les produits liés aux productions destinées à couvrir les besoins spécifiques.

### A — Les productions primaires à écoulement certain

Nous entendons par là les productions qui seront certainement compétitives, parce que leur prix de revient sera assez bas, soit du fait de conditions géologiques, soit parce que certaines dépenses ont déjà été faites (construction de barrages, découverte de gisements de pétrole ou de gaz naturel) et que les dépenses de production futures sont alors relativement faibles.

Il s'agit du lignite, de l'hydro-électricité, du gaz naturel et du pétrole brut correspondant aux gisements déjà découverts dans la Communauté, enfin de la quantité d'énergie nucléaire correspondant aux évaluations minimales.

A partir des considérations développées précédemment sur les conditions de l'offre, on peut retenir les chiffres qui figurent au tableau 37. Ces productions couvriraient environ 20 % des besoins totaux d'énergie.

Si l'on tient compte des projets actuels, on peut estimer qu'environ 60 % de lignite sera enfourné dans des centrales thermiques, le reste se répartissant entre le secteur domestique et l'industrie.

Le gaz naturel couvrira d'abord les marchés où son usage est en mesure d'assurer des avantages spécifiques importants (traitements thermiques à atmosphère contrôlée, verrerie, céramique, chimie, secteur domestique). Ces marchés représentent actuellement environ 60 % de la consommation glo-

bale de gaz naturel. Mais la nécessité d'assurer un degré d'utilisation élevé des feeders conduira à atteindre également d'autres marchés, plus concurrentiels, où le gaz naturel prendra sa place par des moyens commerciaux (par exemple contrats intermittents), tarifaires (tarifs binômes) et techniques (unité de production de pointe, stockage souterrain).

### B — Les productions secondaires à écoulement certain

A la cokéfaction est associée une production de gaz de cokeries. A l'activité des hauts fourneaux est associée une production de gaz de haut fourneau (dont le volume par tonne de fonte et le pouvoir calorifique vont en décroissant du fait de la réduction de la mise au mille de coke) <sup>(1)</sup>.

Enfin, la production de carburants est inséparable de celle d'une certaine quantité de fuel-oil. Mais on peut observer que déjà actuellement la marche des raffineries européennes n'est pas orientée vers la production maximale de carburants comme c'est le cas aux Etats-Unis; avec une marche du type américain, on obtiendrait en 1975 une quantité de fuel-oil inférieure à la consommation actuelle de la Communauté. Etant donné la croissance escomptée des besoins de combustibles, il est certain que la production techniquement minimale de combustibles liquides liée à la production de carburants n'aura aucune difficulté à se placer sur le marché, même avec une arrivée importante de gaz naturel <sup>(2)</sup>.

Tableau 37 — Les productions à écoulement certain (en millions de tec)

	1960	1965	1970	1975
<i>Produits primaires</i>				
Lignite	29	30	32	34
Hydro- et géo-électricité <sup>(1)</sup>	43	46	54	62
Gaz naturel communautaire	14	22	33	42-54
Pétrole communautaire	17	18	19	20
Electricité nucléaire	—	2	8	24-36
<b>Total</b>	<b>103</b>	<b>118</b>	<b>146</b>	<b>182-206</b>
<i>Productions secondaires</i>				
Gaz de cokerie	...	16	18	19
Gaz de haut fourneau	26	24	24	25
Fuel-oil et gaz de raffineries		pour mémoire		

<sup>(1)</sup> Y compris importations nettes.

<sup>(1)</sup> Cf. annexe 3 : Les besoins d'énergie de la sidérurgie.

<sup>(2)</sup> Ces productions à écoulement certain ne doivent pas être ajoutées sans précaution aux besoins spécifiques sous peine de doubles emplois. Parmi les productions primaires, le pétrole de la Communauté sert à produire des carburants (environ 4 millions de tec en 1970). Parmi les produits secondaires, le gaz de cokerie est déjà compté dans le charbon à coke.

### Section 3 — Les autres besoins

Les besoins spécifiques et les besoins couverts par la production à écoulement certain représentent un peu plus de la moitié des besoins. Le reste, constitué uniquement par des besoins de combustibles, peut être couvert par du charbon, du fuel-oil, une production nucléaire supérieure aux chiffres minimaux retenus plus haut.

La part qui sera prise par ces diverses sources d'énergie dépend essentiellement de deux catégories de facteurs : le coût comparé des combustibles nécessaires (et de l'équipement correspondant), pour obtenir le même effet utile, et un certain nombre de considérations complémentaires relatives notamment à la souplesse et à la commodité d'emploi, à la pureté du combustible, etc.

Mais le passage de la situation actuelle à une autre situation d'équilibre déterminée par les facteurs précédents ne peut pas être instantané; un certain nombre d'éléments d'inertie interviennent en effet pour freiner cette évolution; il y a, d'une part, des éléments tenant à la présence des installations existantes qui, lorsqu'elles sont relativement modernes, ne peuvent pas être changées sans occasionner un coût important et qui, de toute façon, ne pourraient pas être toutes renouvelées simultanément. À ces facteurs d'origine technique s'ajoutent d'autres tels que les habitudes commerciales des acheteurs, l'opinion de ces derniers sur la sécurité et un certain nombre de liens d'intégration financière plus ou moins poussée entre producteurs et consommateurs d'énergie. Il ne faut pas surestimer l'effet de ces liens, néanmoins ceux-ci ont vraisemblablement une assez grande importance à échéance de quatre ou cinq ans. Par contre, à échéance de dix ou quinze ans, leur influence est certainement beaucoup plus faible, et, dans une première approche du problème, il est vraisemblable qu'on peut la négliger; on est conduit alors à tenir compte dans le calcul seulement des rigidités techniques résultant des installations en usage aujourd'hui. Ce n'est qu'à titre qualitatif que les effets des liens ci-dessus mentionnés seront alors examinés.

Il en résulte qu'on ne peut pas considérer la situation actuelle comme une situation d'équilibre. Même si le niveau relatif du prix ne se modifiait pas, certaines évolutions en cours se poursuivraient, entraînant une modification des parts relatives des différentes sources énergétiques. On peut considérer qu'un certain nombre d'usagers ou d'utilisateurs passeront sans l'ombre d'un doute aux produits pétroliers liquides ou gazeux; on en déduit une limite inférieure des consommations de produits pétroliers et donc une limite supérieure des débouchés offerts au charbon. À l'opposé, le caractère spécifique de certains besoins et les éléments d'inertie mentionnés plus haut doivent conduire à maintenir une certaine consommation du charbon. On va, dans les paragraphes qui suivent, retracer brièvement l'évolution des dernières années et indiquer entre quelles limites extrêmes pourrait se situer le niveau d'équilibre, si le niveau des prix relatifs à la thermie des divers combustibles par rapport au charbon reste compris entre 0,8 et 1,2.

Pour déterminer l'ampleur de cette plage, il est commode de passer en revue les divers grands groupes d'utilisateurs.

## a) Sidérurgie

En dehors du coke pour le haut fourneau et de l'électricité, les besoins en énergie de la sidérurgie couvrent des usages thermiques au haut fourneau (injection de charbon pulvérisé, de fuel ou de gaz) et dans les installations annexes (réchauffage du vent notamment), à l'aciérie et aux laminoirs (fours de réchauffage). Ces besoins en combustibles peuvent être couverts par du charbon, du fuel, du gaz.

A l'avenir, les disponibilités en gaz de haut fourneau augmenteront moins vite que la consommation de coke, du fait de la réduction de la mise au mille de coke au haut fourneau.

L'examen des divers usages, compte tenu des évolutions techniques probables, a conduit à retenir pour la consommation de charbon en 1975 un chiffre de 3 millions de tonnes, sur lequel l'incertitude peut être de 0,5 million de tonnes.

## b) Autres industries

Avant d'aborder les perspectives de répartition de la consommation d'énergie entre les divers combustibles, il peut être intéressant de regarder rapidement comment s'est présentée l'évolution des dix dernières années.

Le tableau 38 et le graphique correspondant montrent la décroissance de la part des combustibles solides au cours de la période 1950-1960. C'est en Italie, aux Pays-Bas et en Belgique que le mouvement a été le plus rapide. En République fédérale, l'évolution s'est fortement accélérée depuis 1957. La France est caractérisée par une tendance beaucoup plus régulière que celle des autres pays.

L'extrapolation mécanique de ces courbes donnerait une part des combustibles solides dans l'énergie non électrique du secteur qui, dans l'ensemble de la Communauté, ne dépasserait pas 20 % en 1970 et serait inférieure à 10 % en 1975.

Il ne peut cependant pas être question d'accepter purement et simplement le résultat de cette extrapolation. D'une part, la situation actuelle n'est pas une situation d'équilibre, car les réactions aux variations de prix relatifs se font avec une certaine inertie. D'autre part et surtout, la consommation d'énergie dans l'industrie n'est pas du tout un phénomène homogène, du fait d'usages très différents. Ici, quelques précisions techniques sont nécessaires.

La comparaison des avantages et des inconvénients relatifs des divers combustibles doit tenir compte d'éléments techniques et économiques :

Tout d'abord, le rendement est souvent différent pour les divers combustibles, c'est-à-dire que le même effet utile sera obtenu avec un nombre de calories différent suivant le combustible.

A côté de ces aspects techniques interviennent un certain nombre d'éléments économiques; pour le même effet utile, les frais de fonctionnement et d'amortissement des installations peuvent différer d'un combustible à l'autre; de plus, un combustible peut présenter sur ses concurrents des avantages particuliers, tenant par exemple à sa souplesse et à sa pureté, qui permettent d'améliorer la qualité des fabrications et se traduisent donc finalement par une économie pour l'industriel.

Pour progresser dans l'analyse et parvenir à des résultats chiffrés, il faudrait connaître l'influence de tous ces facteurs pour les diverses catégories d'usages et connaître de plus la répartition de la consommation totale d'énergie par usages. Sur tous ces points, on n'a que des indications partielles souvent délicates à extrapoler. On peut néanmoins en dégager divers résultats.

Tout d'abord, on sait que des deux grandes catégories d'usages la production de vapeur absorbe environ 55 % de la consommation d'énergie et le chauffage de fours environ 35 %; le reste correspond à quelques usages spécifiques, notamment la fourniture de matières premières.

Pour la production de vapeur, les informations disponibles semblent indiquer que le rapport des prix à la calorie assurant l'équivalence entre le fuel et le charbon est de l'ordre de 1 pour les grandes installations, et notamment pour les centrales thermiques; pour les installations moyennes et petites, ce rapport serait un peu supérieur et pourrait atteindre 1,2. Pour les fours, au contraire, ce rapport serait supérieur à 1,2 et dépasserait fortement 1,3 dans un certain nombre de cas.

Dans le passé, il est tout à fait vraisemblable — et ceci est confirmé par les divers cas particuliers qu'on peut connaître — que le passage du charbon au fuel (ou au gaz) s'est fait d'abord pour les usages pour lesquels le rapport d'équivalence était le plus élevé (fours).

Il y a peu de raisons d'admettre pour 1975 une répartition entre usages sensiblement différente de celle qui existe actuellement. Il est vrai que la chimie connaîtra vraisemblablement un développement plus rapide que les cimenteries et les verreries, mais l'effet de ce développement pourrait être largement compensé par des économies d'énergie plus fortes dans la première de ces branches.

Au niveau des combustibles, on peut estimer qu'à échéance de 1975 environ 80 % des usages fours seront passés au fuel ou au gaz si l'on admet que le rapport de prix à la calorie reste dans la fourchette 0,8-1,2. La durée de vie des fours étant de l'ordre de quinze à vingt ans, les effets d'inertie technique doivent être faibles. Mais le charbon pourrait garder certains débouchés dans les chaux et ciments <sup>(1)</sup> si le rapport des prix à la calorie est suffisamment voisin de 1.

---

(1) En 1955, cette branche représentait 37 % de l'énergie consommée pour l'usage «fou» en France. La part du charbon y était de 84 %, tandis que dans la verrerie le charbon ne représentait plus que 14 %.

Tableau 38 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur des autres industries (en %)

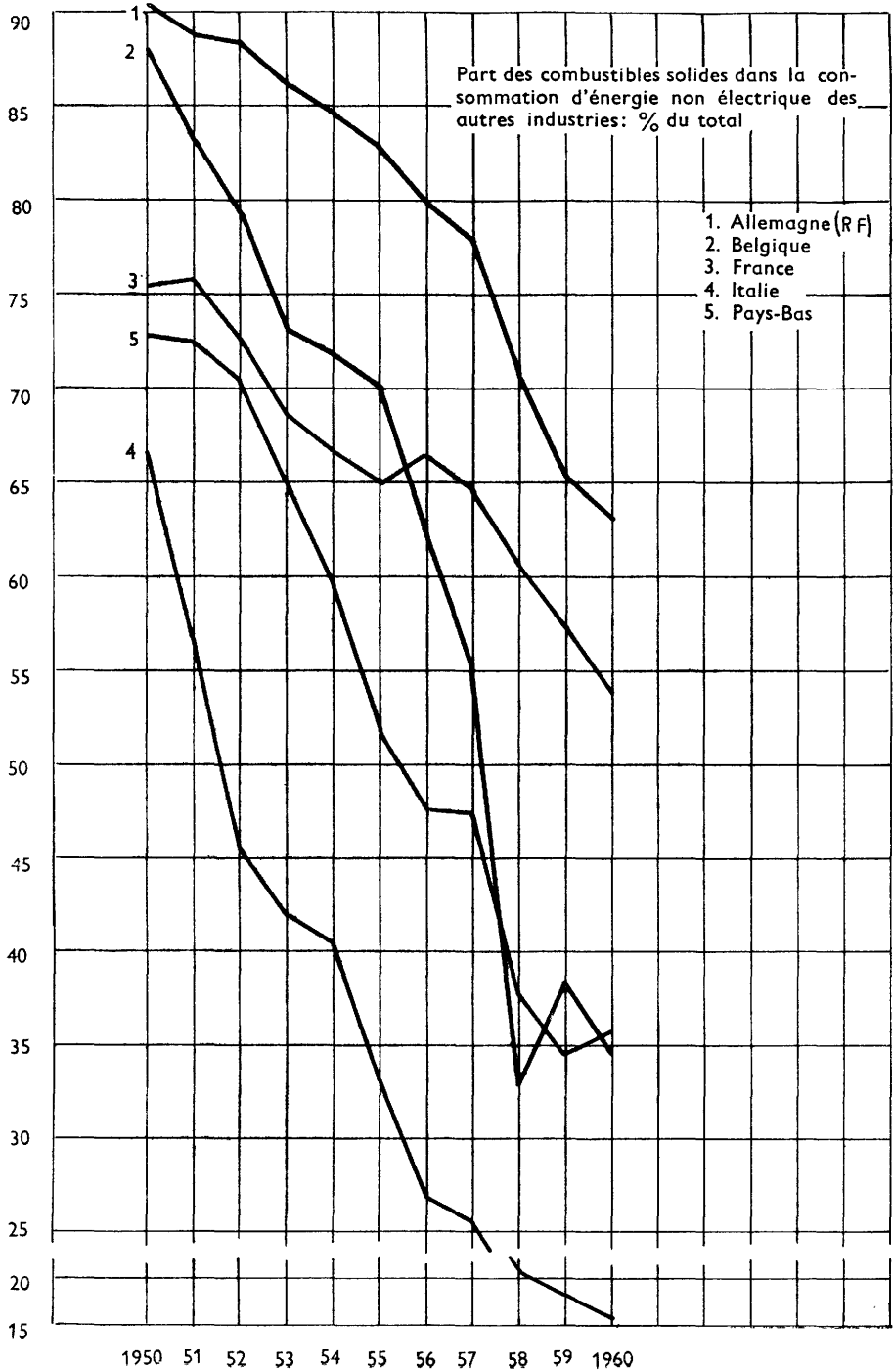
Région	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
Communauté				
1950	82	12	6	100
1955	68	20	12	100
1960	48	36	16	100
Allemagne (R.F.)				
1950	90	2	8	100
1955	83	5	12	100
1960	63	24	13	100
Belgique				
1950	88	9	3	100
1955	70	24	6	100
1960	34	53	13	100
France				
1950	75	20	5	100
1955	65	30	5	100
1960	54	35	11	100
Italie				
1950	67	26	7	100
1955	33	39	28	100
1960	15	50	35	100
Luxembourg				
1950	100	—	—	100
1955	72	14	14	100
1960	50	38	12	100
Pays-Bas				
1950	73	17	10	100
1955	52	35	13	100
1960	36	55	9	100

En ce qui concerne les usages vapeur, il faut d'abord tenir compte de ce qu'une partie croissante de l'industrie chimique s'intègre à l'industrie pétrolière et couvrira donc aussi ses besoins thermiques par le fuel <sup>(1)</sup>. En dehors de ce secteur, le charbon pourrait conserver une fraction importante des usages vapeur.

Une limite supérieure des débouchés du charbon, constituée ainsi par les usages vapeur en dehors de la pétrochimie et une fraction des usages fours de la branche chaux et ciments, correspondrait à environ la moitié des besoins industriels. Ce résultat n'est toutefois valable que dans les pays où le charbon

(1) En France, en 1955, la chimie représentait 27 % de la consommation d'énergie pour la fourniture de vapeur. La part du charbon y était encore de 71 %.

Graphique 4



garde encore plus de 50 % des débouchés industriels. En admettant pour l'Italie, la Belgique et les Pays-Bas le maintien de la part actuellement détenue pour le charbon, et 50 % pour les autres pays, on arrive pour la Communauté à environ 40 %, soit 55 millions de tonnes comme limite supérieure en 1975. On peut envisager pour 1970 un pourcentage un peu supérieur, correspondant environ au même tonnage.

L'extrapolation de l'évolution des dix dernières années conduirait à environ 25 millions de tonnes. Sur la base des appareillages existant aujourd'hui et qui seront encore en usage dans 10 ans, on pourrait envisager un chiffre inférieur. En fait, les seuls débouchés véritablement garantis sont ceux qui résultent de certaines formes d'intégration verticale, notamment la carbochimie.

En définitive, et à titre provisoire, on peut estimer que la consommation de charbon et coke dans l'industrie en 1970 sera comprise entre 20 et 55 millions de tonnes, celle de fuel et de gaz comprise entre 65 et 100 millions de tec, celle de lignite d'environ 5 millions de tec. Le gaz sera utilisé principalement pour des usages fours où sa souplesse d'utilisation est particulièrement appréciée; on peut situer sa consommation entre 25 et 40 millions de tec. Il reste alors entre 25 et 75 millions de tec pour le fuel.

#### c) Le secteur domestique

Pendant la décennie écoulée, la réduction de la part des *combustibles solides* dans la consommation du secteur a été moins accentuée que dans le secteur industriel, Les facteurs d'inertie ont probablement joué un plus grand rôle. En outre, certains utilisateurs continuent à marquer une préférence pour le poêle à charbon.

Le graphique montre que ces facteurs ont contribué à maintenir une part des combustibles solides plus élevée que dans les autres industries. D'autre part, dans certains pays comme l'Allemagne, le phénomène de la décroissance de cette part ne s'est clairement manifesté que dans la seconde moitié de la décennie. On remarquera aussi que l'Italie, dont la part (50 %) en 1950 était déjà nettement inférieure à celles des autres pays, a connu un développement analogue à celui observé par exemple en Belgique et aux Pays-Bas, où le niveau de départ en 1950 dépassait 80 %.

Il faut enfin noter une grande stabilité de la part relative occupée par le gaz.

L'évolution future sera dans une mesure très large conditionnée par le type des nouveaux logements (habitation individuelle ou grands complexes) et, pour le logement individuel, par le choix entre le chauffage central et le chauffage à poêle. C'est à la fois dans les grands complexes d'habitation et dans le chauffage à poêle que le charbon semble avoir le plus de chance de se maintenir.

Pour l'estimation quantitative, on ne peut guère, en l'absence de renseignements sur les équipements existants, aller bien au delà d'une extra-



polation de l'évolution passée en admettant un ralentissement progressif dans la réduction de la part des combustibles solides. Un travail de ce genre aboutit pour les combustibles solides à un chiffre d'environ 60 millions de tec en 1965 et de 40 millions en 1975, par rapport à 65 millions en 1960. Les extrêmes des débouchés de charbon et coke pourraient être estimés en 1970 à 45 et 75, auxquels viennent s'ajouter environ 5 millions de tonnes de lignite et briquettes de lignite. On pourrait envisager pour le gaz un chiffre compris entre 15 et 20 (soit 12 à 13 % des besoins), et il resterait entre 35 et 70 à couvrir par les produits pétroliers (y compris les gaz liquides).

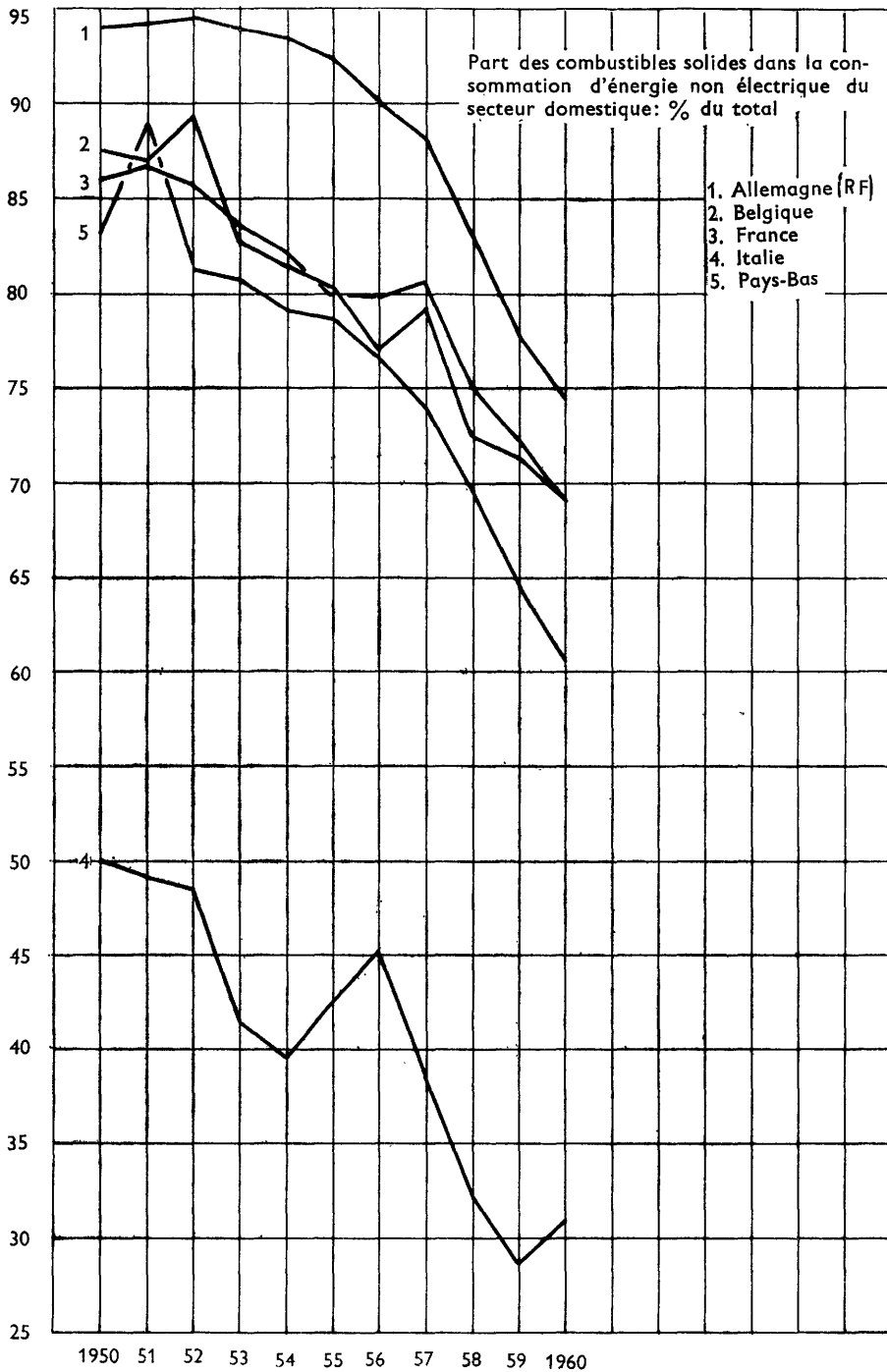
Tableau 39 — Répartition de la consommation de combustibles dans le secteur domestique (en %)

Région	Combustibles solides	Combustibles liquides	Gaz	Total
<b>Communauté</b>				
1950	87	7	6	100
1955	83	11	6	100
1960	67	26	7	100
<b>Allemagne (R.F.)</b>				
1950	94	1	5	100
1955	92	4	4	100
1960	74	21	5	100
<b>Belgique</b>				
1950	87	9	4	100
1955	80	16	4	100
1960	69	27	4	100
<b>France</b>				
1950	86	7	7	100
1955	80	14	6	100
1960	69	24	7	100
<b>Italie</b>				
1950	50	37	13	100
1955	42	44	14	100
1960	31	54	15	100
<b>Luxembourg</b>				
1950	88	8	4	100
1955	87	10	3	100
1960	72	25	3	100
<b>Pays-Bas</b>				
1950	83	9	8	100
1955	79	12	9	100
1960	61	29	10	100

#### d) Les transports ferroviaires

Comme on l'a déjà dit plus haut, pour des raisons économiques, la technique de la traction ferroviaire subit actuellement de très grosses transformations; la

Graphique 5



traction vapeur (utilisant du charbon, du lignite et très accessoirement du fuel) cède la place soit à la traction électrique, soit à la traction diesel, le partage entre ces deux derniers types dépendant du volume du trafic, de la voie et de certaines considérations annexes. Il en résulte une très nette tendance à la réduction de consommation directe de charbon dans les chemins de fer. Le processus est pratiquement terminé aux Pays-Bas et en Italie, avancé en Belgique et en France; il s'est récemment amorcé en Allemagne. On peut penser que la consommation de charbon des chemins de fer de la Communauté sera ramenée à 7 ou 8 millions de tonnes en 1965 et sera de l'ordre de 1 à 2 millions en 1975, donc infime.

#### e) Les centrales thermiques

Les besoins d'électricité ont été chiffrés à 594 TWh en 1970 et 790 TWh en 1975. On peut estimer qu'ils sont connus à  $\pm 5\%$  dans l'hypothèse d'expansion économique envisagée et à  $\pm 10\%$  de façon générale.

Une partie de la production sera obtenue à partir de sources d'énergie « non substituables » : électricité hydraulique et géothermique, centrales fonctionnant au lignite et au gaz de haut fourneau. On a estimé que cette production s'élèverait en 1970 à 194 TWh, soit 34 % du total (contre 53 % en 1960). Le chiffre correspondant pour 1975 est de l'ordre de 220 TWh, soit 28 %. Il reste alors à produire 376 TWh en 1970 et environ 560 TWh en 1975, à partir du charbon, du fuel et gaz naturel et du nucléaire.

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, on envisage une production de 20 à 25 TWh en 1970 correspondant à 3,5 millions de kW installés, et une production de 60 à 100 TWh en 1975, correspondant à 10 à 16 millions de kW installés <sup>(1)</sup>.

A partir de ces hypothèses, on peut essayer d'évaluer deux chiffres extrêmes pour la consommation de charbon.

Pour 1965, les programmes déjà prévus laissent relativement peu de latitude; la production dans les centrales fonctionnant au charbon (y compris l'autoproduction des autres industries) serait de l'ordre de 177 TWh.

<sup>(1)</sup> Il faut cependant noter que si l'avantage concurrentiel prévu intervient à partir de 1968 ou 1970, la quantité d'électricité produite par les centrales nucléaires en 1975 pourrait être supérieure aux chiffres indiqués ci-dessus, à condition que cette expansion ne soit pas limitée par la capacité des industries nucléaires de suivre le rythme d'installation de puissance économiquement souhaitable. Un effort industriel accéléré, soutenu par une politique appropriée des gouvernements et par l'action de la Commission d'Euratom dans le cadre du deuxième programme quinquennal devrait cependant permettre de lever cet obstacle dans une certaine mesure et d'atteindre une production plus élevée.

Cette éventualité n'a pas été considérée ici, par souci de prudence, et l'on a retenu comme hypothèse de travail les productions suivantes d'électricité d'origine nucléaire :

1970 : 23 TWh

1975 : 80 TWh

soit dans chaque cas la moyenne des évaluations présentées au chapitre 12.

Pour 1970 et 1975, la fourchette technique est évidemment beaucoup plus grande.

Le *maximum* correspondrait aux hypothèses suivantes :

- aucune construction après 1965 de centrales nouvelles au fuel ou au gaz naturel, maintien en service de celles existant en 1965 dans l'hypothèse maximale pour le charbon;
- limite inférieure de la fourchette pour la production nucléaire.

On aboutit alors, en 1970, à une production de l'ordre de 290 TWh dans les centrales fonctionnant au charbon, correspondant à une consommation de 105 millions de tec.

Tableau 40 — Répartition de la production d'électricité selon les formes d'énergie primaire utilisée (en TWh chiffres bruts)

Ligne		1960	1965	1970	1975
1	Consommation	285	409	574	789
2	Solde des échanges (importations nettes)	4	5	6	6
3 = 1 - 2	Production brute totale	281	404	568	783
	Au départ de « sources fatales » :				
4	Hydraulique et géothermique	102 <sup>(1)</sup>	111	130	141-147
5	Lignite et tourbe	32	40	46	56
6	Gaz de haut fourneau	14	16	18	21
7 = 4 + 5 + 6	Sous-total	148	167	194	218-224
8 = 3 - 7	Au départ des « autres sources »	134 <sup>(2)</sup>	237	374	565-559

(<sup>1</sup>) Année d'hydraulicité très forte.

(<sup>2</sup>) Dont 112 au charbon et 22 au fuel et gaz naturel.

Le *minimum* correspondrait au maintien en service après 1965 de centrales installées au charbon à cette date, mais à aucune construction de nouvelle centrale. Tout l'accroissement de production serait alors obtenu à partir de produits pétroliers ou de réacteurs nucléaires. Dans ce cas, on aboutit en 1970 à une production de l'ordre de 180 TWh, nécessitant l'emploi d'environ 65 millions de tec.

Ces deux extrêmes correspondent en quelque sorte à des notions physiques. L'élément fondamental pour éclairer la suite de l'analyse est constitué par le rapport des prix à la thermie qui assure l'équivalence des coûts du kilowatt-heure, pour le même diagramme de charge, dans des centrales fonctionnant au charbon ou au fuel. L'équivalence calorifique est sensiblement égale à 1, les rendements étant approximativement les mêmes. Par contre, le coût de construction d'une centrale au charbon est d'environ 10 à 15 % supérieur à celui d'une centrale au fuel. La répartition des coûts étant d'environ 30 % pour l'amortissement, 60 % pour le combustible, 10 % pour les frais d'exploitation,

le rapport des prix à la calorie rendue centrale assurant l'équivalence doit être compris entre 0,9 et 0,95. Ce n'est donc que par une étude plus fine, au niveau régional, qu'on pourra préciser la répartition. Il faut d'ailleurs envisager l'éventualité de construction de centrales mixtes pouvant fonctionner soit au charbon, soit au fuel.

#### Section 4 — Récapitulation. La zone d'influence de la politique énergétique sur la répartition entre sources d'énergie

On peut récapituler comme suit les indications précédentes (en millions de tec) :

	1960	1965	1970	1975
Besoins totaux (tableau 9)	461	570	700	847
Besoins spécifiques (tableau 36)	160	199	237	282
Besoins couverts par des productions primaires fatales <sup>(1)</sup> (tableau 37)	99	114	141	179
Solde	202	257	322	386

(<sup>1</sup>) Après défalcation des doubles emplois avec les besoins spécifiques.

En ce qui concerne la répartition du solde, l'analyse a montré que, aussi bien pour la sidérurgie que pour les transports ferroviaires, la répartition était à peu près certaine. Pour les autres secteurs, par contre, la considération des prix relatifs est importante. Enfin, il ne faut pas oublier que les débouchés du charbon peuvent être alimentés soit par du charbon communautaire, soit par du charbon importé.

Les diverses indications des pages précédentes sont récapitulées au tableau 42, qui compare les couvertures probables des besoins de divers secteurs en 1970 à la couverture effective de 1960. Bien entendu, les chiffres de ce tableau ne doivent être considérés que comme des ordres de grandeur.

En définitive, et sous réserve du fait qu'on a provisoirement adopté une hypothèse de travail unique pour la production nucléaire, les consommations du domaine réellement concurrentiel, où le niveau des prix relatifs sera l'élément décisif, et où donc la politique énergétique est susceptible d'avoir une influence, seraient les suivantes en 1970 :

- 1) Concurrence entre charbon, fuel, gaz naturel :
  - combustibles dans l'industrie : une cinquantaine de millions de tec
  - combustibles dans le secteur domestique : une trentaine de millions de tec
  - combustibles dans les centrales électriques : environ 40 millions de tec
  - soit au total 110 à 120 millions de tec (soit un peu moins de 20 % des besoins);

- 2) Concurrence entre charbon communautaire et charbon importé :
- les mêmes consommateurs qu'en 1 ;
  - une fraction des besoins en charbon à coke, dont le total s'élève à 92 millions de tonnes.

Tableau 41 — Répartition de la consommation d'énergie primaire en 1960 par secteur et par produit (en millions de tec)

Secteur	Produit								
	Houille	Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut fourneau	Hydro et géo	Electricité nucléaire	Total
I. <i>Producteurs, transformateurs</i> <sup>(1)</sup> et distributeurs d'électricité									
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	17,3	2,6	8,6 <sup>(1)</sup>	0,6	9,0	4,9	-	-	43,0
b) Équivalent du gaz manufacturé en énergie primaire	+24,9	-	+1,2	-	-26,1	-	-	-	-
c) Total (a + b)	42,2	2,6	9,8	0,6	-17,1	4,9	-	-	43,0
II. <i>Sidérurgie</i> <sup>(2)</sup>									
a) Consommation brute	51,6	0,5	4,8	1,2	6,0	13,9	-	-	78,0
b) Production gaz haut fourneau						-26,0			-26,0
c) Consommation nette du secteur (a-b)	51,6	0,5	4,8	1,2	6,0	-12,1	-	-	52,0
III. <i>Autres industries</i> <sup>(2)</sup>	35,6	6,5	31,2	7,1	6,6	0,6	-	-	87,6
IV. <i>Transports</i>	13,1	0,1	45,2	0,4	-	-	-	-	59,0
V. <i>Secteur domestique</i>	55,3	9,4	25,4	2,2	4,2	-	-	-	96,5
VI. <i>Centrales électriques</i> <sup>(3)</sup>	50,0	15,4	6,3	2,0	0,3	6,6	42,5	0,1	123,2
VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic + IIc + III + IV + V + VI)	248,0	34,5	122,7	13,5	-	-	42,5	0,1	461,3

Les chiffres des lignes et colonnes « total » correspondent à ceux des tableaux de l'annexe 2.

<sup>(1)</sup> Sans pertes des raffineries et sans déduction de 1,5 million de tec (benzol, etc.) élaborés à base de houille.

<sup>(2)</sup> Sans électricité.

<sup>(3)</sup> Sur base tonne pour tonne pour le charbon.

Tableau 42 — Consommation d'énergie primaire en 1970 par secteur et par produit. Ordres de grandeur des zones de substituabilité <sup>(1)</sup> (en millions de tec)

Secteur	Produit									Total
	Houille	Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut four-neau	Hydro et géo	Electricité nucléaire		
<b>I. Producteurs, transformateurs et distributeurs d'énergie <sup>(2)</sup></b>										
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	12-15	3	21-24	1	7	4				51
b) Équivalent du gaz manufacturé en énergie primaire	18		2-4		-(20-22)					-
c) Total (a + b)	30-33	3	23-28	1	-(13-15)	4	-	-		51
<b>II. Sidérurgie</b>										
a) Consommation brute	61 + (4-10)	-	9-17	4-8	2	12				
b) Production gaz haut four-neau						-24				-24
c) Consommation nette du secteur (a + b)	65-71	-	9-17	4-8	2	-12	-	-		77
<b>III. Autres industries</b>	20-55	5	25-77	20-35	4-6	-	-	-		125
<b>IV. Transports</b>	6	-	96	-	-	-	-	-		102
<b>V. Secteur domestique</b>	45-75	5	35-70	10-15	5-7	-	-	-		133
<b>VI. Centrales électriques</b>	65-105	19	17-57	2	-	8	54	8		212
<b>VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic + IIc + III + IV + V + VI)</b>	231-345	32	216-334	41-45 <sup>(3)</sup>	0	0	54	8		700

<sup>(1)</sup> Les sommes des extrêmes des fourchettes des diverses lignes ne sont pas égales aux extrêmes des fourchettes de la dernière ligne du fait que toutes les fourchettes ne sont pas indépendantes.

<sup>(2)</sup> Non compris l'électricité.

<sup>(3)</sup> Dont 8 à 12 d'importation.

## Chapitre 14

### La couverture des besoins concurrentiels sur la base des coûts comparés pour l'utilisateur

A la fin du chapitre précédent, on est arrivé à une certaine répartition des besoins d'énergie entre les différentes sources, qui est relativement indépendante des prix relatifs du charbon et du fuel lorsque ceux-ci restent dans la fourchette 0,8—1,2, mais qui laisse une double marge d'incertitude : marge

d'incertitude entre charbon et produits pétroliers, notamment pour les autres industries, les foyers domestiques et les centrales électriques; marge d'incertitude sur la répartition du charbon entre charbon communautaire et charbon importé.

Si l'on veut réduire ces marges, il est nécessaire de procéder à une analyse géographique relativement détaillée, de façon à pouvoir comparer, au moins approximativement, les coûts pour l'utilisateur, en tenant compte des frais de transport depuis le lieu de production ou d'importation jusqu'au lieu d'utilisation.

La répartition entre sources d'énergie, et notamment la place qui sera tenue par le charbon communautaire, dépendra, d'une part, des niveaux comparés des coûts de production des divers produits et, d'autre part, de la politique énergétique suivie. Dans une très large mesure, celle-ci se traduira par une action sur le niveau des prix comparés pour l'utilisateur des divers combustibles, qu'il s'agisse d'un relèvement des prix des produits importés par suite de droits de douane à l'importation ou d'une aide accordée aux producteurs communautaires.

On va pour le moment se limiter à l'étude d'un certain nombre de schémas types de synthèse entre l'offre et la demande telles qu'elles ont été caractérisées aux précédents chapitres, chaque schéma traduisant l'effet combiné de différentes hypothèses relatives au niveau futur des prix de l'énergie importée et à l'ampleur de l'intervention sur les prix, sous forme de droits de douane et de subventions <sup>(1)</sup>.

## Section 1 — Le principe des calculs

On peut déterminer, au moins en ordre de grandeur, les débouchés possibles de chaque bassin charbonnier face à la concurrence des produits concurrents, qui proviennent tous de l'importation, soit directement comme le charbon étranger, soit indirectement comme le fuel-oil obtenu par raffinage de pétrole importé.

Les éléments fondamentaux du calcul sont les suivants :

— les prix et les coûts :

$p_i$  prix cif à la tonne dans un port A du produit importé,

$c_m$  coût départ mine du charbon communautaire,

$t_i$  frais de transport intérieur à la tonne du port A au lieu d'utilisation,

$t_m$  frais de transport intérieur à la tonne de la mine au lieu d'utilisation;

— le coefficient d'équivalence physique  $e$  entre une tonne de charbon communautaire et une tonne de produit importé;

<sup>(1)</sup> Ces schémas se limitent aux formes d'énergie non électrique, puisque les centrales électriques sont traitées comme des consommateurs finals.



— la valeur  $a$  des avantages spécifiques pour l'utilisateur résultant de l'emploi d'un produit concurrent au lieu d'une tonne de charbon communautaire;

— les modalités d'intervention des pouvoirs publics :

D droit de douane à la tonne sur le produit importé,

S subvention à la tonne versée au charbon communautaire.

Les prix pour l'utilisateur sont respectivement égaux à :

$p_i + D + t_i$  pour le produit importé,

$c_m - S + t_m$  pour le charbon communautaire,

et il y a indifférence pour l'utilisateur entre les deux produits lorsque  $e(p_i + D + t_i) - a = c_m - S + t_m$ , si bien que le charbon communautaire est compétitif dans la zone d'utilisation considérée lorsque le coût départ mine (avant subvention éventuelle) est inférieure ou au plus égal à  $e(p_i + D + t_i) - a + S - t_m$ . (On voit tout de suite que pour le choix de l'utilisateur entre les deux produits une subvention  $x$  joue le même rôle qu'un droit de douane  $\frac{x}{e}$ ). Dans le cas d'un marché ouvert où, en outre, ne sont pas versées de subventions, la relation se réduit à  $e(p_i + t_i) - a = c_m + t_m$ .

On peut ainsi, pour chaque groupe d'utilisateur ayant la même localisation, déterminer le niveau maximum du coût départ mine pour que le charbon du bassin soit compétitif. En faisant le même calcul pour toutes les zones d'utilisation, on détermine une courbe de demande pour le charbon du bassin considéré, et en confrontant cette courbe avec une courbe d'offre déduite de la courbe de coût qui a été décrite au chapitre 6 et qui correspond à une certaine hypothèse sur l'évolution des rendements, on calcule le montant de la production du bassin communautaire qui peut s'écouler face à la concurrence des produits importés, dans certaines hypothèses de protection et de subvention <sup>(1)</sup>.

Pour appliquer ce schéma de calcul, cinq points sont à préciser :

A — les modalités de comparaison charbon-charbon et charbon-fuel-gaz;

B — la régionalisation des besoins d'énergie;

C — le calcul des coûts de transport;

D — la définition de la courbe d'offre;

E — la prise en compte d'écoulements privilégiés.

A — *Modalités de comparaisons charbon-charbon et charbon-fuel-gaz*

Dans la comparaison au niveau de l'utilisateur du coût de divers combustibles, il faudrait tenir compte d'éventuelles différences de rendement d'utilisation des appareils et d'éventuels avantages spécifiques (propreté, commodité, souplesse, etc.) de certains produits; ces éléments ont été représentés ci-dessus par  $e$  et  $a$ .

(<sup>1</sup>) En pratique, les calculs suivants ont été faits avec  $D = 0$  et différentes valeurs de  $S$ ; mais les résultats sont les mêmes si on remplace  $S$  par  $\frac{D}{e}$ , ou même si on remplace  $S$  par  $S'$  et  $D'$  tels que  $S = S' + \frac{D'}{e}$ .

Les comparaisons charbon-charbon (charbon communautaire et charbon importé, ou charbon de divers bassins) sont les plus simples, car l'élément *a* n'intervient pas. Seules les différences de qualité entre les charbons importés et les charbons communautaires nécessitent une correction générale. Comme l'indique le tableau ci-dessous, ces différences vont de 4 à 10 % pour le charbon à coke, de 7 à 16 % pour le charbon vapeur <sup>(1)</sup>.

Tableau 43 — Différences de qualité du charbon suivant la provenance

Provenance	Diminution de valeur par rapport au charbon américain (en %)	
	vapeur	coke
U.S.A.	—	—
Ruhr	— 7,2	— 4,1
Nord-et-Pas-de-Calais	— 9,4	— 8,2
Lorraine	— 16,0	— 7,5
Bassins belges	— 11,5	— 10,3
Sarre	— 13,7	— 8,2
Limbourg	— 15,0	— 6,8

Au contraire, les comparaisons charbon-fuel ou charbon-gaz (de même que les comparaisons fuel-gaz) sont plus délicates; elles nécessiteraient, pour être menées à leur terme, des connaissances technico-économiques qui ne sont que très partiellement disponibles actuellement.

Pour tenir compte de ces difficultés, on va procéder par étapes successives :

a) Comparaison charbon-charbon

Étant donné que les débouchés sont différents, il y aurait lieu d'examiner séparément le charbon à coke, le charbon à vapeur, l'anhracite. Mais les productions des deux premières catégories de charbon ne sont pas complètement indépendantes. En effet, le charbon utilisé dans les cokeries est constitué par des fines, à la production desquelles est automatiquement associée une certaine

<sup>(1)</sup> Les coefficients résultent d'estimations qui peuvent être mises en question. Un groupe d'experts consulté par la Haute Autorité a proposé un jeu de coefficients assez différent de celui indiqué au tableau :

	Charbon vapeur	Charbon coke
Ruhr	— 2,9	— 8,6
Nord-et-Pas-de-Calais	— 4,6	— 4,5
Lorraine	— 13,2	— 3,2
Bassins belges	— 2,8	— 11,9
Sarre	— 3,5	— 8,6
Limbourg	— 6,9	— 5,7

Ces coefficients ne se réfèrent malheureusement qu'à environ 25 % des quantités écoulées en 1960. Ces tonnages ne constituent pas un échantillon représentatif du total de la production, car ils sont constitués essentiellement par certaines qualités et éliminent presque entièrement certains usages. Les coefficients correspondants ne peuvent donc pas être utilisés pour la présente étude où on s'intéresse à la totalité des débouchés.

production de classés. On a admis qu'à trois tonnes de fines est associée une tonne de classés, qui sont utilisés à des usages vapeur.

Il faut, d'autre part, noter que le coke utilisé dans la sidérurgie ne représente qu'une fraction du coke total sortant des cokeries; on a admis qu'en 1975 cette fraction, qui comprend à la fois le gros coke pour haut fourneau et le poussier de coke pour les installations d'agglomération, représenterait 87 % du coke total.

Si l'on tient compte enfin du fait que le charbon à coke communautaire est relativement plus compétitif que le charbon vapeur par rapport aux produits correspondants importés, on est conduit à procéder aux études dans l'ordre suivant :

- examen de la couverture des besoins en charbon à coke correspondant aux besoins en coke de la sidérurgie. Il en résulte, comme produits liés, une production de classés à usage vapeur et des disponibilités en coke non sidérurgique;
- examen de la couverture des besoins en combustibles.

#### b) Introduction du fuel et du gaz dans l'analyse

On examinera d'abord dans quelle mesure la compétition du fuel et du gaz est susceptible de modifier les débouchés précédemment dégagés pour le charbon communautaire.

On examinera ensuite, de façon plus succincte, comment se présente la compétitivité charbon-fuel.

#### B — Régionalisation des besoins

Une étape préliminaire du calcul consiste à *régionaliser* les besoins futurs d'énergie qui ont été évalués par pays. On ne dispose actuellement d'aucune information sur les taux de développement futurs des diverses régions, comparés aux taux de développement nationaux. Aussi a-t-on supposé, à *titre d'hypothèse de travail* qui devra être corrigée ultérieurement, que toutes les régions d'un pays se développeront au même rythme que l'ensemble du pays, sauf pour la production sidérurgique (cf. infra) <sup>(1)</sup>. On a adopté un découpage régional inspiré de celui proposé par la C.E.E. dans son « Essai de délimitation régionale de la C.E.E. », en retenant en Allemagne les huit länder, en France neuf régions<sup>(2)</sup>. Chaque région est représentée ensuite par un centre de consommation.

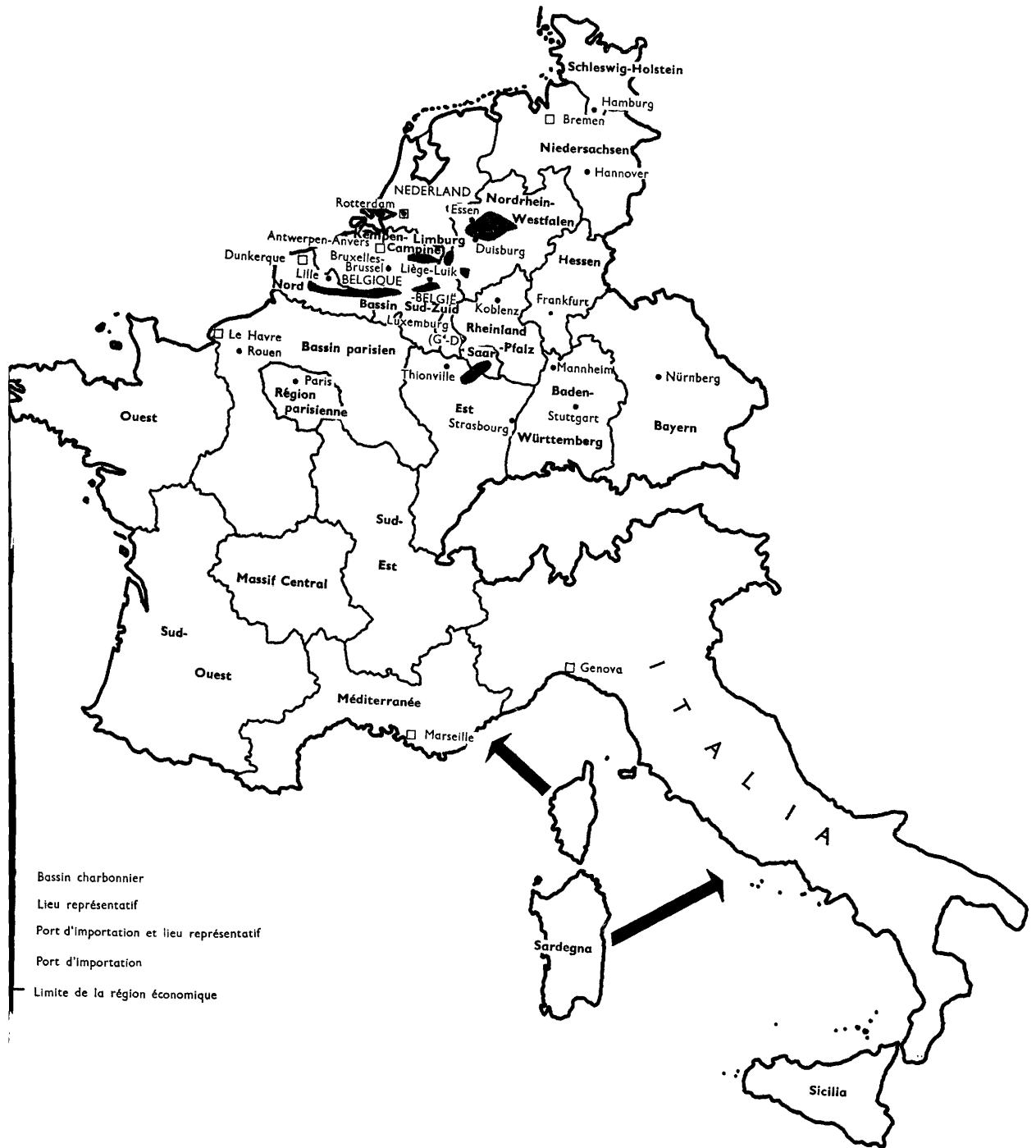
Il est évident que lorsqu'il s'agit de grandes régions où la consommation n'est pas concentrée autour du point de consommation choisi (p. ex. certains

(1) On verra plus loin que des écarts par rapport à cette hypothèse d'homothétie ne modifieraient pas sensiblement les résultats relatifs aux débouchés de charbon communautaire.

(2) On s'est contenté provisoirement de considérer l'Italie comme un tout (alors que la C.E.E. distingue six régions), car aucun débouché n'est à prévoir en Italie pour le charbon communautaire.

Graphique 6

# Décomposition régionale, ports d'importation et lieux représentatifs pour chaque région



länder au sud de la Rhénanie-Westphalie), cette procédure implique une schématisation assez poussée.

Pour les besoins de combustibles, les résultats des calculs sont résumés au tableau 44. On remarquera que pour les centrales on n'a pas pris en consi-

Tableau 44 — Perspectives régionales des besoins de combustibles en 1970 (en millions de tec)

	Autres industries	Secteur domestique	Centrales thermiques (sans lignite et gaz HF) <sup>(1)</sup>	Total
<i>Allemagne (R.F.)</i>				
Schleswig-Holstein	3,0	4,6	2,9	10,5
Niedersachsen	4,8	7,8	5,8	17,9
Rheinland	21,0	17,0	25,0	63,0
Hessen	3,0	5,1	4,0	12,1
Rheinland-Pfalz	3,7	3,6	5,2	12,5
Baden-Württemberg	4,7	8,2	5,2	18,1
Bayern	5,6	10,1	4,7	28,4
(Saar)	—	—	1,7	1,7
Total	45,8	55,9	54,5	156,2
<i>France</i>				
Paris et région parisienne	4,8	8,6	7,2	20,6
Bassin parisien	4,6	5,1	5,6	15,3
Nord	6,0	6,7	6,2	18,9
Est	4,5	4,2	4,5	13,2
Ouest	1,3	2,7	0,7	4,7
Massif Central	0,8	1,1	—	1,9
Sud-Ouest	2,8	2,9	2,1	7,8
Sud-Est	4,6	4,3	} 4,5	} 18,2
Méditerranée	2,6	2,2		
Total	32,0	37,8	30,8	100,6
<i>Belgique</i>	5,8	10,6	8,6	25,0
<i>Italie</i>	33,0	18,0	19,0	70,0
<i>Luxembourg</i>	0,14	0,49	—	0,63
<i>Pays-Bas</i>	8,4	10,2	10,8	29,4
Total Communauté	125,1	133,0	123,7	381,7

<sup>(1)</sup> Le raccordement avec les besoins totaux du secteur tels qu'ils ont été déterminés dans la deuxième partie se fait en ajoutant les besoins couverts par le lignite et le gaz HF, soit

	Total tableau 44	Gaz HF	Lignite	Besoins totaux des centrales thermiques
Allemagne (R.F.)	54,5	3,7	18,0	76,2
France	30,8	1,6	0,6	33,0
Belgique	8,6	0,8	—	9,4
Italie	19,0	0,4	0,5	19,9
Luxembourg	—	0,9	—	0,9
Pays-Bas	10,8	0,3	—	11,6
Communauté	123,7	7,7	19,1	150,5

dération les besoins qui seront certainement couverts par des sources fatales ou quasi fatales : gaz de haut fourneau et lignite.

Le raisonnement suivi pour les besoins de combustibles doit cependant être corrigé en ce qui concerne la répartition géographique de la production de fonte. Il faut en effet tenir compte du fait que la production de minerai de fer dans la Communauté ne pourra pas augmenter beaucoup après 1965, et que l'accroissement des besoins sera couvert principalement par le minerai importé; on est donc conduit à envisager que la tendance actuelle à un déplacement de la sidérurgie vers le littoral puisse se poursuivre et que la production de fonte dans les régions actuellement productrices de l'intérieur croisse moins vite que la production totale.

En définitive, on a travaillé pour la production de fonte (tableau 45) sur deux cas : le cas principal A correspond à une déformation au profit des régions du littoral; ses résultats seront confrontés avec ceux d'un cas B correspondant entre 1965 et 1970 (et 1975) à un développement homothétique de la situation actuellement prévisible pour 1965.

Tableau 45 — Perspectives de la localisation de la production de fonte en 1970 et répartition régionale des besoins de charbon à coke (en millions de tonnes)

	Production de fonte			Besoins de charbon à coke en 1970	
	1960	1970 (estimation)		A	B
<i>Allemagne (R.F.)</i>	25,7	A	B	A	B
Nordrhein-Westfalen	18,0	34	34	38	38
Schleswig-Holstein, Niedersachsen	3,2	23	24	26	27
Saar	3,3	6	5	6	5
Autres	1,2	4	4	5	5
<i>France</i>	14,0	1	1	1	1
Est	10,5	21	21	25,5	25,5
Nord (non côtier)	2,3	12,5	15	16	18
Nord côtier	—	3	3	3,5	4
Ouest	0,8	3	1	3	1
Sud côtier et autres régions	0,4	1	1	1	1
<i>Belgique</i>	6,5	2	1	2	1
Intérieur	6,5	9	9	10,5	10,5
Sur la côte	—	7	7,5	8,5	9
<i>Italie</i>	2,7	2	1,5	2	1,5
<i>Luxembourg</i>	3,7	9	9	9	9
<i>Pays-Bas</i>	1,3	4	4	6	6
Communauté	54,0	3	3	3	3
		80	80	92	92

Le tableau précédent donne la localisation présumée des hauts fourneaux en 1970. Mais le charbon à coke est en fait utilisé dans les cokeries, et c'est à

l'emplacement de celles-ci que doit se faire la comparaison entre le coût du charbon communautaire et le coût du charbon importé.

A l'heure actuelle existent des cokeries minières, situées sur le carreau des mines, et des cokeries sidérurgiques, situées à côté des hauts fourneaux (tableau 46). Étant donné la longue durée de vie des cokeries, on va admettre pour les années futures le maintien des capacités actuelles des cokeries minières et la localisation de toutes les autres cokeries nécessaires au voisinage de la sidérurgie.

Ce complément au tableau 45 porte en fait sur quatre bassins : Nord-et-Pas-de-Calais, Lorraine, Sud Belgique, Limbourg. En effet, pour la Ruhr et la Sarre on a admis que la mine et la sidérurgie avaient la même localisation, et la Campine n'a pas de cokeries minières sur place.

Les tableaux précédents sont relatifs à 1970. Les chiffres de 1965 et 1975 correspondent à une évolution régulière entre aujourd'hui et 1975.

Tableau 46 — Capacité de production des cokeries (en millions de tonnes)

Régions	Production de 1960	Capacité	
		effective début 1961	escomptée début 1966
<i>Cokeries minières</i>			
Ruhr	31,7	40,9	40,8
Aix-la-Chapelle	1,9	1,9	1,9
Niedersachsen	0,1	—	—
Sarre	1,6	1,6	1,7
Belgique et Pays-Bas	4,3	4,5	4,4
Nord-et-Pas-de-Calais	4,8	4,9	5,8
Lorraine	1,9	1,9	3,1
Centre-Midi	0,7	0,8	1,0
Total	46,9	56,5	58,7
<i>Cokeries sidérurgiques</i>			
Allemagne	9,5	11,1	10,8
Belgique et Pays-Bas	6,0	6,3	6,3
France	4,4	4,7	4,8
Italie	1,9	2,3	5,1
Total	21,8	24,3	27,0
<i>Cokeries indépendantes</i>			
Belgique et Pays-Bas	1,8	1,9	1,6
France	—	—	—
Italie	1,8	2,5	2,6
Total	3,6	4,4	4,2
Total général	72,2	85,3	89,9

Source: « Les investissements dans les industries du charbon et de l'acier de la Communauté », juillet 1961, page 44, et juillet 1962, page 44.

### C — *Le calcul des coûts de transport*

L'évaluation des coûts de transport à retenir pour les années futures est particulièrement difficile. Il aurait été souhaitable de procéder à une étude sur l'évolution probable des coûts de divers modes de transport; mais l'extrême complexité des calculs de prix de revient dans les transports, due à la fourniture d'un grand nombre de services liés et au fait que les accroissements de capacité se font par seuils souvent très grands, a empêché de tenter une telle étude. Il faut d'ailleurs ajouter que ce qui importe aux études sur l'énergie, ce sont les tarifs de transport et non les coûts, et qu'intervient donc un élément d'incertitude sur la politique qui sera pratiquée dans la Communauté en matière de tarifs de transport.

Devant toutes ces difficultés, on a utilisé, comme hypothèse de travail, le niveau de 1960 des tarifs de transport, en retenant systématiquement pour chaque itinéraire le mode de transport actuellement le moins coûteux, sauf dans deux cas où d'importants travaux d'infrastructure sont en cours; c'est ainsi qu'on a tenu compte des perspectives ouvertes à la navigation intérieure par la canalisation de la Moselle jusqu'à Metz et du Main jusqu'à Nurnberg.

Il convient de souligner que le fait d'utiliser les tarifs de 1960 ne préjuge pas l'orientation future de la politique de transports, notamment en ce qui concerne l'harmonisation des tarifs des différents modes de transport. Les différences entre les schémas types développés ci-dessous peuvent tout aussi bien être interprétées comme traduisant l'effet de mesures de politique de transport que comme l'expression des mouvements des prix de l'énergie importée ou d'interventions dans le domaine énergétique proprement dit.

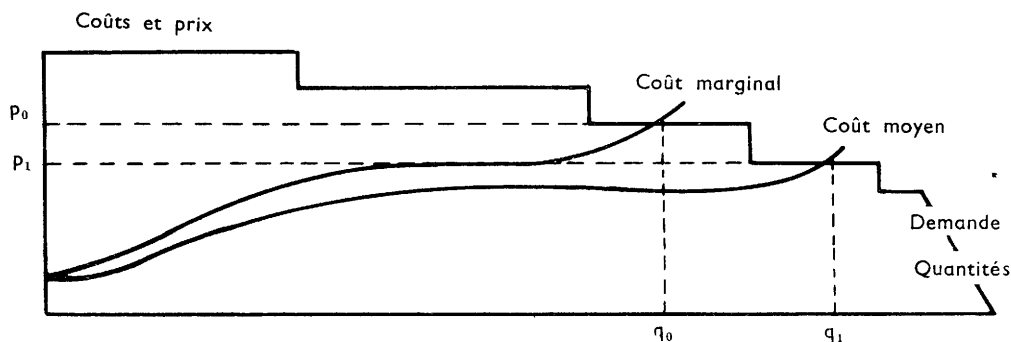
### D — *Définition des courbes d'offre*

Le volume de charbon communautaire compétitif face aux produits importés dépend de la courbe d'offre utilisée pour les calculs. On peut concevoir plusieurs types de telles courbes d'offre.

Nous admettons qu'il y a un prix unique départ mine dans chaque bassin pour chaque qualité de charbon, prix indépendant de la nature de l'utilisateur et de l'usage effectif du charbon. Dans le premier cas, on admet que ce prix est égal au coût de production de la mine en activité où ce coût est le plus élevé. En d'autres termes, la courbe d'offre est identique à la courbe de coût du chapitre 6 et le niveau d'équilibre correspond à l'intersection de cette courbe avec la courbe de demande dont la construction a été expliquée plus haut : on peut écouler une quantité  $q$ , à un prix départ mine  $p$ , ce cas constituera la base de nos schémas types.

Mais on peut aussi envisager un second cas, où chaque bassin vend toujours à un prix unique, mais où ce prix est égal au coût moyen de la production.





Sans insister actuellement sur les modalités concrètes d'une telle pratique, on peut immédiatement observer qu'elle conduirait à des débouchés plus élevés  $q_1$  et à un prix de vente plus bas  $p_1$ .

On pourrait même envisager une différenciation des prix départ mine (pour une même qualité), afin de faire payer à chaque utilisateur un prix égal à celui du charbon importé; le volume de la production écouable serait encore plus élevé que dans les cas précédents. Mais à long terme, une telle attitude de la part du vendeur aurait pour effet de chasser l'industrie hors des régions charbonnières, et en même temps d'attirer les raffineries de pétrole vers les zones charbonnières; elle agirait à l'encontre du but recherché d'augmenter les débouchés du charbon.

On va, dans la suite, étudier principalement le premier cas, mais donner également les résultats dans le second cas.

#### E — *L'existence d'écoulements privilégiés*

Une fraction de la production de charbon, variable suivant les bassins, mais toujours importante, est livrée directement par les mines pour certains usages, sans passer par le marché. C'est le cas, notamment, des livraisons aux cokeries minières, aux usines d'agglomération minières, aux centrales thermiques minières et au personnel, et de la consommation propre des mines. En 1960, l'ensemble de ces livraisons représentait environ 45 % de l'écouement total.

Il est certain que, pour ces tonnages, les conditions de concurrence avec les énergies importées se présentent d'une façon particulière. Les entreprises charbonnières auront systématiquement tendance à utiliser leur production propre plutôt que d'alimenter leurs cokeries ou centrales par du charbon importé, même si celui-ci leur revenait moins cher. Cette tendance sera particu-

lièrement marquée pour les cokeries qui sont adaptées au charbon communautaire et pour lesquelles le passage au charbon importé demanderait des transformations importantes. La limite à cette pratique sera donnée par la nécessité d'assurer en longue période l'équilibre financier de l'ensemble charbonnages + cokeries + centrales.

Pour traiter complètement le problème de la compétitivité entre charbon communautaire et énergies importées, il serait nécessaire d'examiner les prix de vente possibles du gaz, du coke et de l'électricité, c'est-à-dire d'étudier la compétitivité entre cokeries minières et cokeries sidérurgiques, entre cokeries minières et industrie gazière, entre centrales minières et centrales publiques. Un tel travail est hors de question, au moins actuellement. On procédera donc en deux étapes :

- dans la première étape, on examinera la compétitivité des diverses énergies sans tenir compte des liaisons juridiques entre les mines et les utilisateurs; c'est la perspective qu'on doit adopter lorsqu'on se place dans une optique à long terme;
- on regardera ensuite dans quelle mesure ces liaisons sont susceptibles d'affecter les résultats précédents au cours de la période sur laquelle porte la prévision.

## Section 2 — Examen détaillé d'un schéma type

Pour éclairer l'application des calculs dont le principe vient d'être exposé, on va présenter en détail la succession des étapes dans le cas d'un schéma relatif à l'année 1970 <sup>(1)</sup>.

### A — Concurrence charbon-charbon

On a vu plus haut que, au niveau de l'utilisation, il y a indifférence entre charbon communautaire et charbon importé lorsque

$$e(p_i + D + t_i) = C_m - S + t_m$$

si  $e = 1$ , on peut écrire cette égalité  $C_m = p_i + D + S + t_i - t_m$ .

On présente la démarche du calcul dans l'hypothèse où  $p_i + D + S$  vaut 15 dollars pour le charbon vapeur américain et 17 dollars pour le charbon à coke américain. Pour le charbon vapeur, par exemple, ce niveau de 15 dollars peut être interprété comme un prix cif de 13 dollars, et une aide (droit de douane + subvention) de 2 dollars, ou comme un prix cif de 14 dollars et une aide de 1 dollar, ou comme un prix cif de 15 dollars et une aide nulle. L'enchaînement des calculs est le même, quelle que soit l'interprétation<sup>(2)</sup>. Pour rendre

<sup>(1)</sup> Cette section peut être sautée par le lecteur désireux seulement de prendre connaissance des résultats qu'il trouvera au chapitre 15.

<sup>(2)</sup> Sous réserve des petits écarts dus au fait que « e » est un peu différent de 1.

l'exposé plus concret, on s'exprimera comme si l'on adoptait l'interprétation prix cif 13 dollars et subvention 2 dollars (et pour le charbon à coke prix cif 15 dollars, subvention 2 dollars), mais il ne faut pas tirer de conclusion de cet exemple destiné seulement à expliquer la démarche de raisonnement.

On examinera successivement le charbon à coke, le charbon vapeur et l'an-thracite.

#### a) Charbon à coke

Les besoins en 1970 sont de 92 millions de tonnes, réparties régionalement comme indiqué plus haut au tableau 45.

Si le prix cif rendu Rotterdam (mais non déchargé) est de 15 dollars, on peut (tableau 47) déterminer le prix rendu dans les différentes régions d'utilisation (colonne 3) et, compte tenu des différences de qualité, le prix de compétition départ mine pour divers bassins de la Communauté (colonne 6) et enfin le coût maximum, compte tenu de la subvention (colonne 7).

On peut alors rechercher comment s'établirait l'approvisionnement de chaque région sidérurgique.

Tableau 47 — Conditions d'écoulement du charbon à coke communautaire dans l'hypothèse d'un prix cif du charbon importé de 15 dollars et d'une subvention au charbon communautaire de 2 dollars (en dollars par tonne)

Bassin sidérurgique	Port d'importation	Prix rendu du charbon	Prix rendu équivalent du charbon communautaire $e(p_i + t_i)$	Bassin charbonnier	Prix équivalent départ mine $e(p_i + t_i) - t_m$	Coût maximum départ mine $e(p_i + t_i) - t_m + S$
1	2	3	4	5	6	7
Nordrhein-Westfalen	Rotterdam	16,9	16,2	Ruhr	15,9	17,9
Niedersachsen	Bremen	17,9	17,2	Ruhr	14,2	16,2
Schleswig-Holstein	Hambourg	16,0	15,3	Ruhr	11,3	13,3
Sarre	Rotterdam	18,8	18,0	Sarre	13,2	15,2
France-Est	Rotterdam	18,6	17,2	Sarre,	15,8	17,8
			17,8	Lorraine	14,3	16,3
France-Nord (non côtier)	Dunkerque	17,2	15,8	Nord-et-Pas-de-Calais	15,1	17,1
Côte nord	Dunkerque	15,9	14,6	Nord-et-Pas-de-Calais	13,0	15,0
Côte sud	Marseille	15,5				
Belgique int. (Liège)	Anvers	16,8	15,1	Campine	13,9	15,9
Côte		15,8	16,1	Ruhr	14,0	16,0
Italie	Gênes	16,4	14,2	Campine	12,3	14,3
Luxembourg	Rotterdam	18,8	15,7	Ruhr	10,7	12,7
Pays-Bas	Rotterdam	18,8	18,0	Ruhr	14,0	16,0
		16,0	14,9	Limbourg	13,6	15,6

*Allemagne.* — Le charbon de la Ruhr est compétitif dans toutes les zones de consommation en Allemagne, sauf sur la côte.

Pour la sidérurgie sarroise, on peut envisager un approvisionnement mixte, provenant principalement de la Sarre (3 millions de tonnes) et complété par du charbon de la Ruhr (2 millions de tonnes).

*Belgique.* — Le bassin de Campine pourra fournir en 1970 les 8,5 millions de tonnes de charbon à coke nécessaires pour la sidérurgie non côtière.

Par contre, pour la sidérurgie côtière, la Campine n'est pas compétitive vis-à-vis du charbon importé.

*France.* — Pour l'approvisionnement de la sidérurgie lorraine, la protection géographique est importante contre le charbon importé, mais on doit envisager un partage des débouchés entre la Lorraine, la Sarre et la Ruhr, compte tenu des coûts comparés et de la nécessité technique d'avoir du charbon d'appoint de la Ruhr. Le calcul permet d'envisager 6 millions de tonnes en provenance de la Lorraine, 4 millions de tonnes en provenance de la Sarre et 6 millions de tonnes en provenance de la Ruhr.

Le strict calcul indiquerait que le bassin du Nord-et-Pas-de-Calais pourrait écouler seulement 3,5 millions de tonnes dans les cokeries minières, alors que la capacité de celles-ci sera voisine de 6 millions de tonnes. Mais les avantages d'alimentation en charbon du bassin (facilité d'approvisionnement, fours construits pour ce type de charbon) laissent penser qu'en fait on pourra écouler environ 5,5 millions de tonnes.

Tous les besoins de la sidérurgie côtière seront couverts par l'importation.

*Italie.* — Tout approvisionnement en provenance des charbonnages européens est exclu (il faudrait un prix départ mine inférieur à 11 dollars).

*Luxembourg.* — Compte tenu des frais de transport (avec la Moselle canalisée) et des différences de qualité, la Ruhr pourra approvisionner la totalité des besoins de la sidérurgie luxembourgeoise.

*Pays-Bas.* — Le charbon à coke du Limbourg pourra couvrir la totalité des besoins du pays.

*Communauté.* — On peut récapituler les résultats précédents dans le tableau 48. Les bassins de la Communauté fourniraient 74 millions de tonnes, l'importation 18 millions de tonnes.

Deux résultats se dégagent :

- le charbon communautaire alimente complètement les cokeries minières dont l'existence est prévue pour 1966 (tableau 46);
- le charbon importé n'est utilisé qu'en Italie et pour la sidérurgie du littoral.

Tableau 48 — Approvisionnement en charbon à coke pour la sidérurgie de la Communauté en 1970 (Hypothèse : prix d'importation + droit de douane + subvention = 17 dollars (en millions de tonnes))

Pays	Ruhr	Sarre	Campine (1)	Nord-et-Pas-de-Calais	Lorraine	Limbourg	Communauté	Importations	Total
Allemagne (R.F.)	32	3	—	—	—	—	35	3	38
Belgique	—	—	8,5	—	—	—	8,5	2	10,5
France	6	4	—	5,5	6	—	21,5	4	25,5
Italie	—	—	—	—	—	—	—	9	9
Luxembourg	6	—	—	—	—	—	6	—	6
Pays-Bas	—	—	—	—	—	3	3	—	3
Communauté	44	7	8,5	5,5	6	3	74	18	92

(1) Dans ce schéma, le bassin Sud Belgique n'écoule pas de charbon à coke.

Ces chiffres ont été établis pour la répartition géographique de production de fonte correspondant à un déplacement appréciable vers le littoral. Cette répartition est évidemment incertaine et il est intéressant de comparer ce qu'aurait donné un calcul sur l'autre schéma géographique où les usines du littoral sont moins nombreuses. Les différences portent sur l'Allemagne, la Belgique et la France.

En Allemagne, on pourrait envisager une réduction du chiffre d'importation d'environ 1 million de tonnes au profit de la Ruhr. En Belgique, l'écart serait de 0,5 million de tonnes au profit de la Campine. Enfin, en France, on pourrait envisager un écart de 1 million de tonnes au profit du Nord-et-Pas-de-Calais ou de la Ruhr. Au total, l'écart serait d'environ 3 millions de tonnes.

Il faut noter enfin que ces chiffres d'écoulement ont été calculés en supposant implicitement que l'écoulement du classé et du coke non sidérurgique, dont la production est liée, se ferait à un prix au moins égal au coût, et qu'il ne serait donc pas nécessaire de faire supporter au charbon à coke une charge destinée à alléger en contre-partie le prix de vente des classés. On examinera plus loin, lors de l'étude des combustibles vapeur, le bien-fondé de cette hypothèse.

#### b) Charbon vapeur

Pour le charbon vapeur, il y a concurrence entre le charbon communautaire, le charbon importé, le fuel-oil.

Comme on l'a expliqué plus haut, on raisonne d'abord comme s'il n'y avait que deux produits concurrents, le charbon communautaire et le charbon importé. Si le coût à la thermie du charbon importé et du fuel est le même sur la côte, l'emploi du fuel est au moins aussi avantageux — et souvent plus avantageux — que le charbon importé dans les zones de l'intérieur (écarts dans les coûts de transport et avantage spécifique). Le calcul nous donnera donc

une estimation par excès des débouchés potentiels du charbon communautaire. On cherchera alors, dans une seconde étape, un ordre de grandeur des débouchés qui, en fait, devraient être abandonnés au fuel.

Le schéma type de base qui est étudié actuellement correspond à un prix d'importation du charbon américain de 13 dollars <sup>(1)</sup> et de la subvention de 2 dollars par tonne au charbon communautaire.

Le tableau 49 donne les coûts rendus aux lieux d'utilisation du charbon importé et les coûts départ mine correspondants, correction faite des différences de qualité. On voit que le coût maximum départ mine correspond toujours aux débouchés situés dans la même région que la mine, et cette remarque va commander la démarche à suivre pour les calculs.

On examinera d'abord les débouchés proches de la mine. Au tableau 44, on a donné une indication sur ce que pourrait être la répartition régionale des besoins en combustibles solides, liquides et gazeux en 1970. Les considérations du chapitre précédent permettent de fixer la limite supérieure des débouchés offerts aux combustibles solides. La seconde étape consiste à en déduire les énergies fatales ou quasi fatales :

- lignite (et briquettes);
- petit coke (égal à 1/10 du charbon à coke);
- anthracite (cf. paragraphe ci-dessous);
- classés liés à la consommation de charbon à coke d'origine communautaire (1/3 du charbon cokéfié).

C'est pour le reste qu'on examinera la compétitivité avec le charbon importé.

Trois éventualités se présentent alors :

- le charbon vapeur du bassin n'est aucunement compétitif avec le charbon importé;
- le charbon vapeur du bassin est compétitif avec le charbon importé pour une fraction des débouchés seulement;
- le charbon vapeur du bassin est compétitif avec le charbon importé pour la totalité des débouchés.

Dans les deux premières éventualités, l'analyse est terminée. Dans la troisième, il faut regarder si le charbon du bassin peut s'écouler dans d'autres régions. Le schéma de cette nouvelle analyse est alors exactement identique à celui qui vient d'être exposé.

L'application systématique de cette méthode à tous les bassins permet de chiffrer les débouchés, d'une part pour l'industrie et le secteur domestique (non compris l'anthracite), d'autre part pour les centrales électriques. Pour ces

<sup>(1)</sup> Ce prix est valable pour des fines; pour des classés, il faut compter entre 0,5 et 1 dollar de plus.

Tableau 49 — Conditions d'écoulement du charbon communautaire pour usages vapeur  
(hypothèse : prix cif d'importation dans port ARA + droit de douane +  
subvention = 15 dollars)

Région de consommation	Lieu représentatif	Port d'importation	Coût supplémentaire <sup>(1)</sup> jusqu'à l'utilisateur	Prix rendu au lieu de consommation du charbon importé $p_1 + t_1$	Prix rendu équivalent du charbon communautaire $e(p_1 + t_1)$	Frais de transport depuis la mine $t_m$	Prix départ mine $e(p_1 + t_1) - t_n$	Bassin charbonnier	Coût maximum départ mine $e(p_1 + t_1) - t_n + S$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Allemagne (R.F.)</i>									
Schleswig-Holstein	Hambourg	Hambourg	1,0	14,0	13,0	4,0	9,0	Ruhr	11,0
Niedersachsen	Hannover	Bremen	2,9	15,9	14,8	3,0	11,8	Ruhr	13,8
Nordrhein-Westfalen	Duisburg-Essen	Rotterdam	1,9	14,9	13,0	0 à 0,5	13,3 à 13,8	Ruhr	15,3 à 15,8
Hessen	Frankfurt	Rotterdam	2,3	15,3	14,2	3,1	11,1	Ruhr	13,1
Rheinland-Pfalz	Koblenz		2,1	15,1	14,0	2,8	11,2	Sarre	13,2
Baden-Württemberg	Stuttgart	Rotterdam	2,9	15,9	14,8	3,8	11,0	Ruhr	13,0
	Mannheim	Rotterdam	2,5	15,5	14,4	3,2	11,2	Ruhr	13,2
Bayern	Nurnberg					3,4	11,0	Sarre	13,0
		Rotterdam	3,7	16,7	15,5	3,7	11,8	Ruhr	13,8
<i>France</i>									
Paris	Paris	Le Havre	3,0	16,0	14,8	4,0	10,8	Ruhr	12,8
Bassin parisien	Rouen				14,5	2,9	11,6	Nord-P.-d.-C.	13,6
		Le Havre	1,9	14,9	13,5	3,0	10,5	Nord-P.-d.-C.	12,5
Nord	Lille	Dunkerque	2,2	15,2	13,8	0,5 à 1,0	12,8 à 13,3	Nord-P.-d.-C.	14,8 à 15,3
Est	Thionville	Anvers-	3,6	16,6	13,9	1,4	12,5	Lorraine	14,5
		Rotterdam			15,4	3,5	11,9	Ruhr	13,9
					14,4	1,5	12,9	Sarre	14,9
		Strasbourg	Anvers-	3,2	16,2	15,0	3,2	11,8	Ruhr
		Rotterdam			13,6	2,2	11,4	Lorraine	13,4
					14,0	2,6	11,4	Sarre	13,4
<i>Belgique</i>									
	Bruxelles	Anvers	2,0	15,0	13,3	1,8	11,5	Campine	13,5
	Liège	Anvers	1,8	14,8	13,1	1,2	11,9	Campine	13,9
	Sud		2,1	15,1	13,4	1,9	11,5	Bassin sud	13,5
<i>Pays-Bas</i>									
	Région Ouest	Rotterdam	0,8 à 1,3	13,8 à 14,3	11,7 à 12,2	6,3	10,4 à 10,9	Limbourg	12,4 à 12,9
	Limbourg		1,7	14,7	12,5	—	12,5	Limbourg	14,5

(<sup>1</sup>) Ce poste comprend la différentielle de port par rapport au prix cif ARA, la commission pour manquant, les frais de débarquement, le coût du transport intérieur y compris les frais de déchargement chez l'utilisateur.

dernières, il faut enfin comparer le chiffre d'écoulement de charbon avec les besoins probables des centrales minières, en admettant pour celles-ci des capacités égales à celles prévues pour 1965 (tableau 50). La méthode de calcul employée, et notamment la concentration des besoins en un point de chaque région, ne permet pas de tenir compte exactement de l'avantage que procure aux centrales minières leur localisation au voisinage immédiat des puits. On est conduit alors à relever un peu certains débouchés, de façon à ce que toutes les centrales minières soient alimentées en charbon communautaire.

Tableau 50 — Centrales minières

	Consommation de charbon en 1960 (millions de t)	Puissance effective début 1961 (millions de kW)	Puissance prévue début 1966 (millions de kW)
Ruhr	7,3	3,5	5,2
Aachen	0,2	0,1	0,3
Niedersachsen	0,2	0,1	0,2
Saar	0,8	0,5	0,8
Campine	0,4	0,4	0,4
Belgique Sud	1,2	0,8	0,9
Nord-et-Pas-de-Calais	3,2	1,3	1,3
Lorraine	1,7	0,7	0,7
Centre-Midi	1,1	0,6	0,5
Italie		0,1	0,8
Limbourg	0,9	0,4	0,5
Total	17,0	8,5	11,6

Pour quelques bassins, on ne dispose pas de courbes de coût. Il s'agit de la Basse-Saxe, du Centre-Midi en France et de l'Italie. Sur la base des informations disponibles, et par comparaison entre ces bassins et ceux qui viennent d'être étudiés, on a admis que les débouchés seraient en 1970 de l'ordre de 5 millions de tonnes (la production en 1960 était de 13,5 millions de tonnes).

On arrive en définitive, pour l'ensemble des bassins, aux chiffres du tableau 51.

Tableau 51 — Débouchés du charbon vapeur des bassins de la Communauté en 1970 dans un schéma type (hypothèse : prix d'importation + droit de douane + subvention = 15 dollars/t) (en millions de tonnes)

Industrie et secteur domestique	24
Centrales électriques	45
Total charbon vapeur	69



c) Anthracite

La production en 1960 a été de 19 millions de tonnes. Il s'agit là de charbon dont la qualité permet une valorisation forte. Il y aura surtout concurrence avec les produits pétroliers. Faute d'une analyse détaillée, on peut retenir pour le futur les chiffres du tableau 52, qui traduisent une légère tendance à la baisse de la production.

Tableau 52 — Hypothèses d'écoulement de l'anthracite (en millions de tonnes)

	Production 1960	Hypothèses d'écoulement		
		1965	1970	1975
Ruhr	4,4	4	4	4
Aachen	2,1	2	2	2
Niedersachsen	0,2	0,2	0,2	—
Sud Belgique	5,9	5,5	5	4
Nord-et-Pas-de-Calais	1,1	1	1	1
Centre-Midi	1,7	1,5	1	1
Pays-Bas	3,4	3	3	3
<b>Total</b>	<b>18,8</b>	<b>17,2</b>	<b>16,2</b>	<b>15</b>

d) Tous charbons

En récapitulant les chiffres des sections précédentes, on peut évaluer l'écoulement possible des bassins de la Communauté en 1970 dans le schéma type étudié (tableau 53).

Tableau 53 — Calcul de l'écoulement possible du charbon communautaire en 1970 face à la concurrence du charbon importé dans un schéma type (hypothèse : prix du charbon importé + droit de douane + subvention : fines à cokes f = 17 dollars, vapeur v = 15 dollars (en millions de tonnes)

Charbon cokéfié	74
Classés pour industries et secteur domestique	24
Anthracite	16
Centrales	45
<b>Total des livraisons</b>	<b>159</b>
Consommation propre des mines	5
Production écoulable	164

B — *Les effets de la concurrence du fuel sur le charbon communautaire*

Si les prix à la thermie sont les mêmes pour le fuel et le charbon importé sur la côte, la concurrence du fuel peut conduire à réduire les débouchés du charbon communautaire pour deux raisons.

D'une part, les coûts de transport sont différents — parfois fortement — pour le charbon et les produits pétroliers. L'importance de cet écart ira d'ailleurs croissant avec le temps, car le nombre de raffineries à l'intérieur alimentées en pétrole brut par oléoduc augmentera. En 1970, les produits pétroliers liquides fourniraient entre 220 et 340 millions de tec, soit 150 à 230 millions de tonnes de produits pétroliers. On peut envisager qu'il y aura alors 25 à 40 raffineries en exploitation; on aurait donc au moins une raffinerie dans chacune de nos régions de consommation (à l'exception de quelques régions de très faible consommation, comme le massif Central français), qui serait alimentée en pétrole brut par oléoduc, donc avec un coût de transport de 0,2 à 0,3 dollar la tonne par 100 kilomètres.

Les coûts de transport du charbon sont nettement plus élevés. Les écarts de coûts sont d'autant plus grands qu'on s'enfonce vers l'intérieur. A la tec, on peut estimer les écarts suivants :

Région de consommation	Port d'importation	Écart de coût de transport, à la tec disponible
Nordrhein-Westfalen	Rotterdam	1 dollar
Est de la France	Anvers	2 dollars

D'autre part, comme on a déjà eu l'occasion de la signaler au chapitre précédent, le fuel-oil peut présenter, par rapport au charbon, certains avantages spécifiques dont l'importance est très variable suivant les usages.

La concurrence du fuel joue contre les classés, l'anhracite, le charbon pour centrales. Le calcul complet des répercussions de la concurrence du fuel supposerait le recours à des informations précises dont on ne dispose pas actuellement. Mais on peut s'en faire une idée en regardant la part des combustibles solides dans la couverture des besoins qui correspond aux débouchés précédemment calculés; les répercussions seront d'autant plus faibles que cette part est plus faible.

Sauf pour le bassin de la Ruhr, les pourcentages dans l'industrie et le secteur domestique sont assez faibles, et on peut penser que la concurrence du fuel ne doit pas conduire à baisser de façon appréciable les débouchés envisagés pour les classés et le petit coke. Pour la Ruhr, par contre, le pourcentage est élevé et, sans qu'on puisse avancer un chiffre précis, il est probable que les débouchés du charbon doivent être réduits de quelques millions de tonnes.

On peut faire le même type de calcul pour les centrales. Là encore, on s'aperçoit que le problème se pose surtout pour la Ruhr. Si le prix de la thermie fuel est le même que le prix de la thermie charbon sur la côte, on peut estimer qu'il y aura dans la Ruhr une différence en faveur du fuel de 0,7 à 1 dollar. La concurrence du fuel serait susceptible de réduire de 4 à 5 millions de tonnes les débouchés du charbon de la Ruhr dans les centrales.

C — Résultats d'ensemble du schéma type considéré

Il reste à se demander comment joue la concurrence du fuel et du charbon importé. Si le prix à la thermie est le même sur la côte, le fuel supplantera le charbon importé chez la plupart des consommateurs de l'intérieur, par suite de son coût de transport plus faible à la calorie et de ses avantages spécifiques pour certains usages. On peut alors considérer que les débouchés du charbon (charbon communautaire + charbon importé) se situeront aux environs du niveau minimum évalué au chapitre précédent.

On peut alors dresser le tableau 54 qui indique la répartition entre sources d'énergie primaire de l'approvisionnement des grands secteurs utilisateurs. De façon plus globale, la couverture des besoins totaux serait assurée comme suit :

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	164	70- 80	234-244
Lignite	32	-	32
Pétrole	20	297-311	317-331
Gaz naturel	33	8- 12	41-45
Électricité hydraulique et nucléaire	62	-	62
Total	311	389	700

Les productions communautaires couvriraient dans ce cas 44 % des besoins.

Le même schéma de calcul peut être appliqué pour d'autres valeurs des paramètres  $v$  et  $f$  correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire. Il peut d'autre part être appliqué, soit comme ci-dessus dans l'hypothèse d'une vente dans chaque bassin à un prix uniforme par qualité égal au coût du siège marginal, soit dans l'hypothèse d'une vente à des prix moyens assurant juste l'équilibre financier de chaque bassin. Le chapitre suivant donne les résultats de diverses variantes dans l'une et l'autre de ces hypothèses.

Tableau 54 — Esquisse de la répartition de l'approvisionnement en énergie primaire en 1970 (en millions de tec)

Dans la variante v = 15 dollars  
f = 17 dollars

	Houille		Lignite	Pétrole	Gaz naturel	Gaz manufacturé	Gaz de haut fourneau	Énergie hydro et géoth.	Énergie nucléaire	Total
	communautaire	importée								
<b>I. Producteurs, transformateurs et distributeurs d'énergie</b>										
a) Autoconsommation, pertes à la transformation et à la distribution	12		3	24	1	7	4			51
b) Conversion du gaz en énergie primaire	18			3		-21				-
c) Consommation nette du secteur (a + b)	30		3	27	1	-15	4	-	-	51
<b>II. Sidérurgie</b>										
a) Consommation brute	50	17	-	12-16	4-8	2	12			101
b) Production gaz haut fourneau							-24			24
c) Consommation nette du secteur (a + b)	50	17	-	12-16	4-8	2	-12			77
<b>III. Autres industries</b>			6	60-70	20-25	5	-			125
<b>IV. Transports</b>	39	33-38		96						102
<b>V. Secteur domestique</b>			5	60-70	10-15	7				133
<b>VI. Centrales électriques</b>	45	20-25	18	52-57	2	-	8	54	8	212
<b>VII. Total des besoins en énergie primaire (Ic+IIc+III+IV+V+VI)</b>	164	70-80	32	317-331	41-45	-	0	54	8	700

N.B. La somme des extrêmes de fourchettes des diverses lignes ne sont pas égales aux extrêmes de fourchettes de la dernière ligne, du fait que toutes les fourchettes ne sont pas indépendantes.

## Chapitre 15

# Le bilan énergétique de la Communauté en 1970

### Section 1 — L'écoulement du charbon communautaire dans divers schémas types

La méthode de calcul décrite au chapitre précédent a été appliquée à divers schémas types qui diffèrent par le niveau de la somme prix d'importation + droit de douane + subvention. On a fait les calculs pour quatre valeurs, correspondant respectivement à 13, 15, 16 et 18 dollars à la tonne pour le charbon vapeur, 15, 17, 18 et 20 dollars pour le charbon à coke.

On a également envisagé deux techniques de vente dans chaque bassin, au coût marginal ou au coût moyen. Dans le premier cas, le prix de vente dans chaque bassin est uniforme par qualité et égal au coût de production du siège marginal fournissant cette qualité. Dans la seconde technique, on s'impose la contrainte que l'équilibre financier de l'ensemble du bassin soit maintenu. Dans cette hypothèse, les bénéfices des sièges les plus productifs servent à compenser les déficits des moins productifs afin de garantir l'égalité entre les recettes totales et les coûts totaux du bassin. Une telle technique de vente suppose évidemment une organisation plus poussée au sein d'un même bassin. Le calcul n'a pu être effectué que pour les catégories de charbon et les bassins pour lesquels on disposait de courbes de coûts. Pour l'antracite en général et le charbon vapeur des bassins de la Basse-Saxe et du Centre-Midi, les quantités indiquées sont les mêmes que celles admises dans le calcul au coût marginal.

On a ainsi examiné huit variantes, dont les résultats sont donnés aux tableaux 55 (vente au coût marginal) et 56 (vente au coût moyen). En fait, les variantes A, dont les résultats n'ont pas été reportés aux tableaux, méritent des commentaires particuliers. L'application mécanique des méthodes de calcul précédentes conduit à des chiffres de débouchés très bas, de l'ordre de 105 millions de tonnes pour tous les bassins de la Communauté. A un tel niveau de production, aussi éloigné du niveau actuel, correspondrait une extrême contraction géographique des débouchés; dans ce cas, l'outil d'analyse utilisé, qui concentre fictivement la consommation d'une région au centre de celle-ci, n'est plus assez fin; notamment, il ne permet pas de tenir compte des avantages que présente, pour les centrales et les cokeries minières, leur situation à proximité immédiate des puits. Il est alors nécessaire de faire une correction qui nécessiterait un examen très détaillé de chaque bassin. A titre forfaitaire, on peut estimer que toutes les cokeries et centrales minières dont l'existence est prévue pour 1966, d'après l'enquête sur les investissements, seront effectivement en marche en 1970 et seront alimentées exclusivement en charbon communautaire. On est conduit ainsi à relever le chiffre d'environ 20 millions de tonnes, et on arrive alors à des débouchés de l'ordre de 125 millions de

tonnes dans le cas de la vente au coût marginal et 135 millions de tonnes dans le cas de la vente au coût moyen (dont un peu plus de la moitié pour la cokéfaction.).

Aux chiffres de débouchés des diverses variantes doivent correspondre des productions légèrement supérieures (d'environ 3 %) pour alimenter l'autoconsommation des mines.

Par rapport à la vente au coût marginal, la vente au coût moyen augmente les débouchés du charbon communautaire. Ainsi, dans la variante C, la Ruhr pourrait atteindre des marchés d'Allemagne du Sud, et le Nord-et-Pas-de-Calais pourrait couvrir l'ensemble des besoins du nord de la France, à l'exception de la région côtière.

Il est important de souligner que les résultats des tableaux 55 et 56 ont été calculés sur la base des coûts complets incluant amortissements et charges financières, c'est-à-dire dans l'optique d'un maintien ultérieur des capacités de production au niveau atteint en 1970. Si l'on raisonnait pour les sièges marginaux, sur la base des coûts de régression, la production écoulable en 1970 serait plus élevée (mais la production devrait diminuer dans les années ultérieures); ce point sera examiné plus à fond dans la section 4 ci-dessous.

Rappelons encore une fois que le niveau des paramètres  $v$  et  $f$  peut avoir plusieurs interprétations, puisqu'à une même valeur de  $v$  (et  $f$ ) peuvent correspondre différentes valeurs des deux termes prix cif à l'importation et aide au charbon communautaire. Ainsi,  $v = 16$  dollars peut avoir les diverses interprétations suivantes :

prix cif	13	14	15	16
aide	3	2	1	0

de même, l'aide peut être soit un droit de douane, soit une subvention, soit une combinaison des deux.

L'avantage de cette présentation paramétrique est de fournir au lecteur des résultats valables pour diverses estimations du prix cif.

Il reste maintenant à se demander quelle valeur paraît la plus probable pour ce prix cif en 1970. Sur la base des indications des chapitres de la troisième partie, on peut avancer pour le charbon vapeur américain port ARA le niveau de 13 à 13,5 dollars, pour les fines à coke environ 15,5 dollars. Le niveau du prix du fuel sur la côte serait de 18 à 19 dollars, si bien que le coût à la tec serait le même que pour le charbon.

Sur la base des calculs précédents, les quantités de charbon communautaire compétitives avec les énergies importées, en l'absence de droit de douane et de subvention, et sur la base de la vente au coût marginal du bassin, seraient de l'ordre de 125 millions de tonnes, soit un peu plus de la moitié de la production actuelle.

Tableau 55 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes sur la base des coûts complets

I. Vente au coût marginal — Chaque variante est définie par le jeu des valeurs des paramètres  $v$  et  $f$  correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire ( $v$  et  $f$  en dollars/tec) (en millions de tonnes)

Variante	Coké- faction	Usages vapeur	Anthracite	Total des livraisons à l'extérieur	Autocon- sommation des mines	Total de l'écoulement
<i>A. <math>v=13, f=15</math>. Pour mémoire : voir commentaires dans le texte.</i>						
<i>B. <math>v=15, f=17</math></i>	74	69	16	159	5	164
<i>C. <math>v=16, f=18</math></i>	75	85	16	176	5	181
<i>D. <math>v=18, f=20</math></i>	77	119	16	212	6	218

*N.B.* Ces débouchés sont calculés sur la base des coûts complets. Sur la base des coûts de régression on arrive, surtout pour les variantes A et B, à des chiffres nettement supérieurs (cf. section 4, page 166).

Tableau 56 — Écoulement possible du charbon communautaire en 1970 dans diverses variantes

II. Vente au coût moyen du bassin — Chaque variante est définie par le jeu des valeurs des paramètres  $v$  et  $f$  correspondant respectivement, pour les combustibles vapeur et les fines à coke, à la somme du prix cif d'importation, du droit de douane éventuel et de la subvention éventuelle à la tonne marginale du charbon communautaire ( $v$  et  $f$  en dollar/tec) (en millions de tonnes)

Variante	Coké- faction	Usages vapeur	Anthracite	Total des livraisons à l'extérieur	Autocon- sommation des mines	Total de l'écoulement
<i>A. <math>v=13, f=15</math>. Pour mémoire : voir commentaires dans le texte.</i>						
<i>B. <math>v=15, f=17</math></i>	74	81	16	171	5	176
<i>C. <math>v=16, f=18</math></i>	76	117	16	209	6	215
<i>D. <math>v=18, f=20</math></i>	78	126	16	220	7	227

*N.B.* Ces débouchés sont calculés sur la base des coûts complets. Sur la base des coûts de régression on arrive, surtout pour les variantes A et B, à des chiffres nettement supérieurs (cf. section 4, page 166).

Une aide (droit de douane ou subvention) de 2 dollars permettrait d'augmenter les débouchés de 40 millions de tonnes, une aide de 4 à 5 dollars de 100 millions de tonnes.

Les tableaux et résultats précédents sont relatifs à l'année 1970. Des calculs analogues peuvent être faits pour 1965 et 1975; leurs résultats ne sont pas donnés pour les raisons suivantes.

Pour 1965, on peut penser que les facteurs d'inertie qui ont été mentionnés plus haut joueront de façon assez intense, et donc que les quantités de charbon communautaire pratiquement écoulables seront sensiblement supérieures à celles qui résulteraient de la stricte application de calcul du type précédent.

Pour 1975, la validité d'un tel type de calcul est analogue à celle de 1970. Les résultats détaillés ne sont pas donnés ici pour ne pas alourdir le texte à l'excès, mais les grandes lignes peuvent être résumées comme suit. Par rapport à 1970, deux facteurs jouent en sens inverse :

- la tendance à la hausse des coûts du charbon communautaire, face à une relative stabilité des prix des produits importés, conduit à rapprocher des lieux de production les lignes d'indifférence sur lesquelles le prix pour l'utilisateur est le même qu'il s'agisse de charbon communautaire ou de charbon importé;
- la tendance générale à l'accroissement des besoins augmente les besoins des consommateurs situés à proximité des mines.

Le calcul montre que, entre 1970 et 1975, ces deux facteurs se contrebalancent sensiblement : la réduction de l'aire qui constitue le marché de chaque bassin charbonnier est compensée par une augmentation de la densité spatiale de consommation d'énergie, si bien que les quantités écoulables en 1975 sont du même ordre de grandeur que celles indiquées plus haut pour 1970 dans les variantes correspondantes.

## Section 2 — Le bilan énergétique global de la Communauté

Les recherches précédentes permettent d'esquisser la physionomie générale du bilan énergétique global de la Communauté en 1970.

Le tableau 58 donne un tel bilan dans le cas où le prix à la calorie des divers produits importés est le même sur la côte. Dans ce cas, les besoins de l'intérieur non couverts par les productions primaires communautaires seront alimentés par des produits pétroliers de préférence au charbon importé, dont les frais de transport intérieurs sont plus élevés. Le charbon, communautaire et importé, couvrirait alors environ le tiers des besoins et le pétrole près de la moitié.



Le niveau ainsi prévu pour le charbon semble être un minimum qui ne serait pas sensiblement modifié si le prix à la tonne des produits pétroliers était sur la côte un peu inférieur à celui du charbon importé. Par contre, s'il était plus élevé, hypothèse qu'on ne doit pas exclure complètement (cf. chapitre 9 et chapitre 17), les importations de charbon pourraient être plus élevées de quelques dizaines de millions de tonnes, si bien que charbon et produits pétroliers couvriraient alors une part équivalente des besoins (environ 40 % chacun).

Les productions communautaires couvriront ainsi vers 1970 entre 40 et 50 % des besoins intérieurs, contre 73 % en 1960 (tableau 57).

Tableau 57 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1960

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations nettes <sup>(1)</sup>	Total <sup>(2)</sup>
Charbon	235	13	248
Lignite	29	4	33
Pétrole	17	106	123
Gaz naturel	14	—	14
Énergie hydraulique	41	2	43
Énergie nucléaire	—	—	—
<b>Total</b>	<b>336</b>	<b>125</b>	<b>461</b>

B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations nettes	Total
Charbon	51	3	54
Lignite	6	1	7
Pétrole	4	23	27
Gaz naturel	3	—	3
Énergie hydraulique	9	—	9
Énergie nucléaire	—	—	—
<b>Total</b>	<b>73</b>	<b>27</b>	<b>100</b>

<sup>(1)</sup> Et variation de stocks.

<sup>(2)</sup> Soutes non comprises.

Tableau 58 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1970

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations	Total (*)
Charbon	125-225	110-30	235-255
Lignite	32	—	32
Pétrole	20	310-286	330-306
Gaz naturel	33	8-12	41-45
Électricité hydraulique	54	—	54
Électricité nucléaire	8	—	8
Total	272-372	428-328	700

B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	18-32	15-4	33-36
Lignite	5	—	5
Pétrole	3	45-42	48-45
Gaz naturel	5	1	6
Électricité hydraulique	7	—	7
Électricité nucléaire	1	—	1
Total	39-53	61-47	100

N.B. Ce bilan est établi dans l'hypothèse de la parité des prix à la tec sur la côte du charbon importé et du fuel.

(\*) Soutes non comprises.

Tableau 59 — Structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté en 1975

A — En millions de tec

	Production communautaire	Importations	Total (*)
Charbon	125-200	100-40	225-240
Lignite	34	—	34
Pétrole	20	418-369	389-438
Gaz naturel	44-56	20-26	64-82
Énergie hydraulique	62	—	62
Énergie nucléaire	24-40	—	24-40
Total	309-412	538-435	847

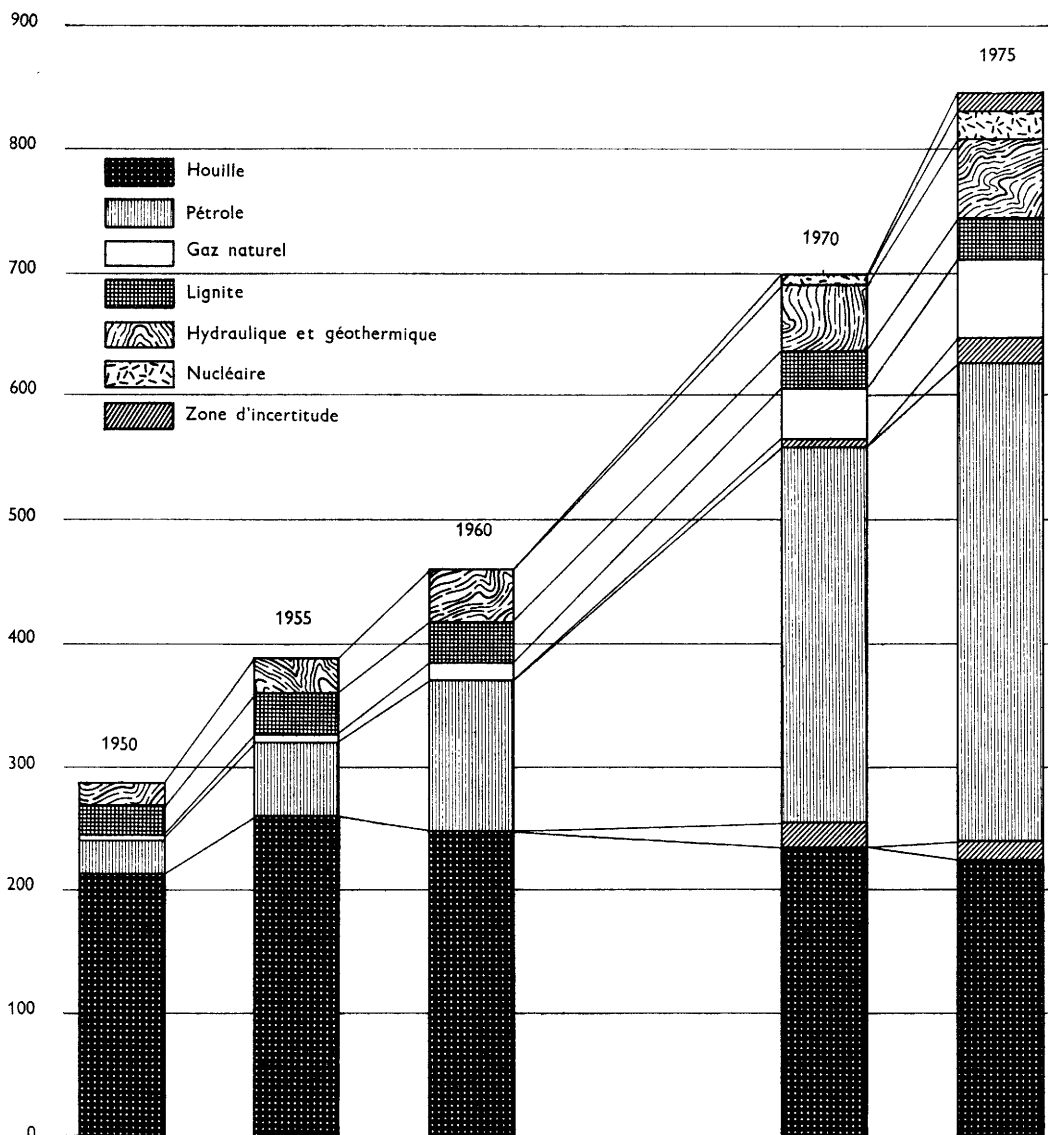
B — En pourcentages

	Production communautaire	Importations	Total
Charbon	15-23	11-5	26-28
Lignite	4	—	4
Pétrole	2	50-44	52-46
Gaz naturel	5-7	3	8-10
Énergie hydraulique	7	—	7
Énergie nucléaire	3-5	—	3-5
Total	36-48	64-52	100

(\*) Soutes non comprises.

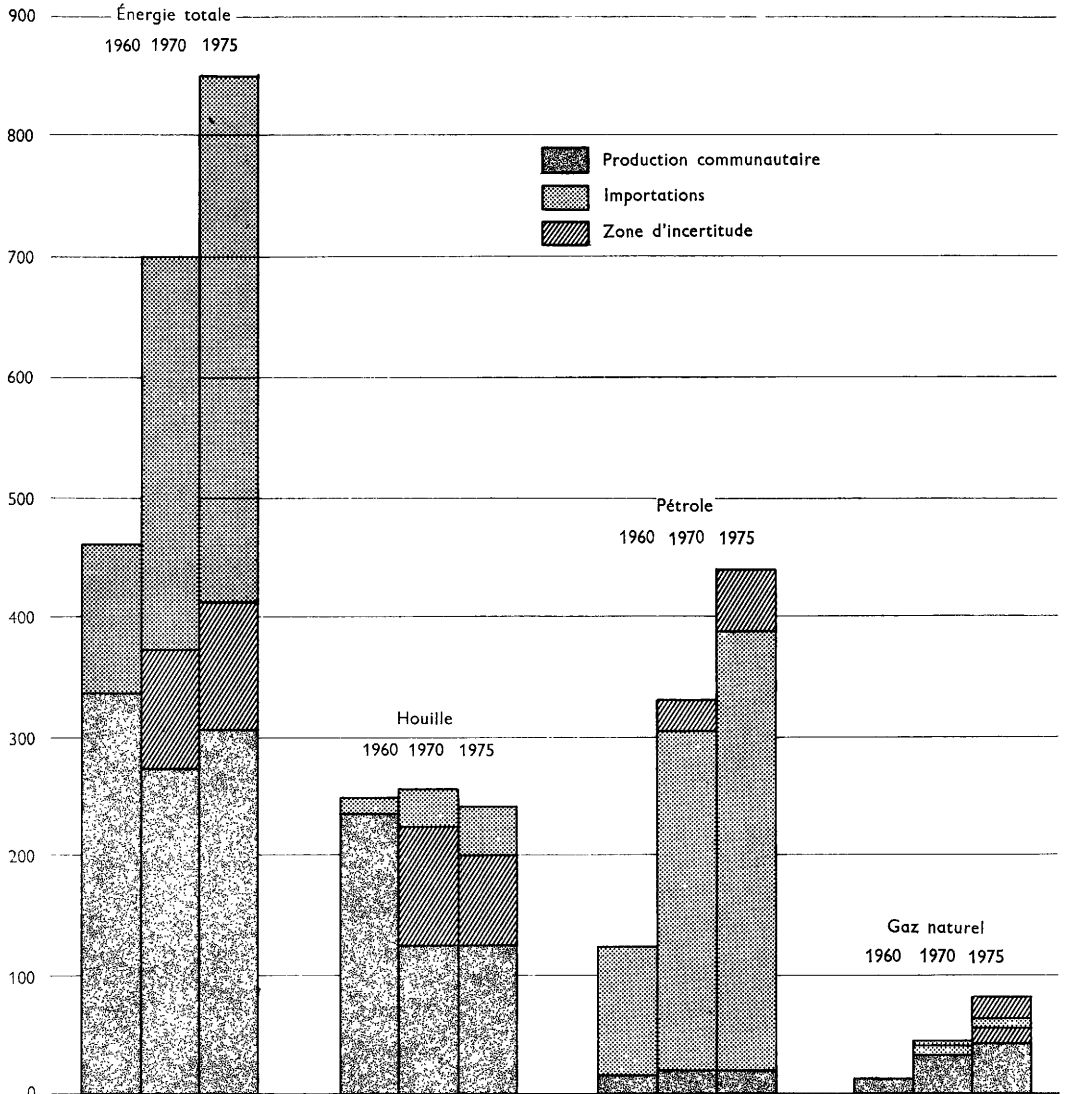
Graphique 7

# Évolution de la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté entre 1950 et 1975 (en millions de tec)



Graphique 8

Couverture des besoins intérieurs par la production communautaire et par l'importation en 1960, 1970 et 1975 (en millions de tec)



Remarque: Les zones d'incertitude par produit ne sont pas indépendantes les unes des autres et ne se cumulent donc pas toutes dans l'énergie totale.

### Section 3 — Précision des résultats précédents

La masse des indications chiffrées qui précèdent ne doit pas entraîner d'illusions sur la précision des résultats. Il s'agit là d'indications qui doivent être considérées comme des ordres de grandeur, du fait des nombreuses incertitudes qui interviennent aux différentes étapes du calcul et dont les principales vont être passées en revue.

#### a) Les courbes de coût

On a vu précédemment que les hypothèses utilisées, notamment celles relatives à l'évolution des salaires, conduisent probablement à des coûts un peu faibles, si bien que les débouchés seraient évalués plutôt par excès.

La présentation paramétrique des diverses variantes, adoptée dans les sections précédentes, permet d'ailleurs de voir immédiatement quels seraient les effets d'une modification dans les courbes de coûts, que celle-ci résulte d'une nouvelle hypothèse sur l'évolution du salaire du mineur ou d'une nouvelle appréciation sur l'évolution des rendements.

Rappelons enfin que, comme il a été dit au chapitre 6, les courbes de coût du charbon communautaire maintiennent pour la période examinée le rapport actuel entre charges sociales et salaires. Elles impliquent donc que des mesures soient prises pour éviter une détérioration de ce rapport résultant d'une éventuelle régression. Il reste que le rapport actuel peut comprendre certaines charges anormales, dont l'évaluation est du reste extrêmement délicate. De premières analyses permettent de penser que ces charges ne doivent pas excéder, dans les cas les plus défavorables, 1 dollar par tonne. Si les études ultérieures confirment cet ordre de grandeur, les tableaux ci-dessous établissant le niveau de compétitivité doivent être lus comme si le point d'équilibre correspondait à un prix cif plus faible de 1 dollar ou à un niveau d'aide plus bas de 1 dollar.

#### b) Les besoins régionaux d'énergie

L'incertitude porte sur les besoins globaux et sur les régionalisations. Il est certain que l'hypothèse de croissance homothétique que nous avons faite plus haut n'est pas correcte; les politiques régionales des divers pays visent en effet à atténuer les disparités du niveau de vie entre régions. Mais l'examen détaillé des débouchés prévus dans chaque région pour le charbon communautaire montre que, dans la plupart des cas, ces débouchés ne seraient pas sensiblement modifiés si on adoptait une autre hypothèse de développement régional, car ils ne représentent qu'une fraction des besoins d'énergie de chaque région. Ce n'est que pour la Ruhr que les écarts pourraient être appréciables; les débouchés seraient à corriger dans le même sens que les besoins; or il est vraisemblable que la politique régionale tendra à assurer à diverses régions

(telles que la Bavière) un taux de croissance supérieur à la moyenne nationale si bien que le développement de la Ruhr serait un peu plus lent que celui de l'ensemble du pays; on peut conclure que l'hypothèse de développement homothétique a tendance à majorer les débouchés du bassin charbonnier de la Ruhr.

c) Les frais de transport

Ceux-ci constituent un des maillons importants du calcul. Il est certain que les débouchés du charbon communautaire dépendent dans une certaine mesure de la politique des transports. Sans qu'on puisse actuellement préciser exactement les répercussions, on peut déjà observer qu'une hausse générale des tarifs de transport aurait plutôt tendance à augmenter les débouchés du charbon communautaire, puisque celui-ci sera en 1970 transporté sur des distances plus courtes que les produits d'importation concurrentiels. On essaiera de préciser ces effets dans des travaux ultérieurs.

d) Résultat d'ensemble

S'il est assez difficile de donner une indication précise sur l'ampleur de l'incertitude qui entache les chiffres précédents, il semble vraisemblable que les évaluations de débouchés dans chaque variante sont plutôt par excès que par défaut. Bien entendu, ceci n'est valable que dans l'hypothèse où les perspectives d'évolution de rendement dans les mines sont correctes; avec des évolutions différentes, les débouchés pourraient être différents.

#### Section 4 — Influence des interdépendances temporelles sur les résultats précédents

Les tableaux des sections précédentes, relatifs à l'écoulement possible du charbon communautaire dans différentes hypothèses d'aide, étaient en fait des coupes instantanées donnant à diverses dates la situation compétitive d'un siège supposé devoir maintenir sa capacité de production pendant une longue période.

Pour utiliser ces tableaux de façon pertinente, il faut tenir compte avec le plus grand soin du fait que les niveaux de production à diverses dates ne sont pas indépendants les uns des autres :

— Tout d'abord, on ne peut envisager des fluctuations importantes, tantôt vers la hausse, tantôt vers la baisse, au cours du temps; cela se traduirait en effet par un sous-emploi des capacités à certains moments et par des fluctuations dans le nombre de mineurs en activité qui sont impensables.

— D'autre part, on peut extraire du charbon de sièges dont on a décidé la fermeture à une date ultérieure; dans ce cas, le coût de production du siège est sensiblement réduit. Ce point va être développé.

a) Les coûts de régression

En régime normal, une mine fait des travaux qui sont destinés à permettre le maintien de la capacité de production à échéance de plusieurs années; c'est ainsi par exemple que, pendant l'exploitation d'un siège, on prépare la mise en exploitation d'un étage inférieur. La suppression de ces travaux préparatoires entraîne une économie sensible. De plus, la décision de fermeture ultérieure permet d'exclure des coûts l'amortissement du matériel qui n'aura pas à être renouvelé.

La situation compétitive d'un siège à un moment donné dépend donc de ses perspectives ultérieures de production. On peut envisager trois cas :

- maintien de la capacité de production de façon permanente;
- maintien du siège ouvert, mais avec la perspective de fermeture dans quelques années;
- fermeture immédiate.

Pour l'étude du premier cas, il faut raisonner sur les coûts complets tels qu'ils ont été calculés au chapitre 6; c'est ce qu'on a fait précédemment.

Pour l'étude des deux autres cas, il faut raisonner sur des « coûts de régression » <sup>(1)</sup> qui se déduisent des coûts complets en défalquant les termes relatifs à certains travaux préparatoires et à certains amortissements; pour un siège donné, ces termes sont d'autant plus importants que la fermeture est plus proche, mais ils peuvent varier fortement d'un siège à l'autre en fonction de conditions géologiques et de l'état de modernisation des sièges.

Le traitement des charges financières dans le calcul des coûts de régression est délicat, du fait de certains aspects juridiques. Il y a lieu de distinguer les charges financières du passé et d'éventuelles nouvelles charges financières. Economiquement, la fermeture d'un siège ne modifie pas les charges financières du passé; cela signifie que ces charges continueront à courir, que le siège reste ouvert ou soit fermé, aussi, dans le calcul du coût de production du siège maintenu ouvert temporairement, ne doit-on pas les inclure.

Juridiquement, plusieurs situations sont possibles : si le siège appartient à une entreprise qui reste en activité, cette entreprise continue à devoir payer les charges. Si, au contraire, le siège était la seule activité de l'entreprise, la fermeture de l'un entraîne la cessation d'activité de l'autre, et les créanciers de l'entreprise perdent leur capital.

---

(<sup>1</sup>) Ainsi dénommés parce qu'ils sont relatifs à des sièges dont on prévoit que la production régressera à plus ou moins brève échéance.



Il peut alors y avoir un conflit entre l'aspect économique et l'aspect juridique. Si l'entreprise reste ouverte, la fermeture d'un siège peut conduire à relever le coût comptable des autres productions (et notamment d'autres sièges charbonniers), sans que cela corresponde à un relèvement du coût économique, et peut ainsi rendre comptablement non compétitifs des sièges qui, économiquement, le seraient. Si l'entreprise est un siège unique, le poids des charges financières du passé peut la forcer à fermer alors qu'il serait économique, sur la base des coûts partiels, de continuer l'exploitation encore quelques années.

Le cas de nouvelles charges financières est évidemment très différent, et beaucoup plus simple : si la poursuite de l'exploitation doit entraîner la création de telles nouvelles charges, il faut les inclure dans le « coût de régression ».

Pour toutes les raisons qui précèdent, le « coût de régression » diffère du coût complet d'un montant qui est très variable d'un siège à l'autre. A titre purement indicatif, des calculs portant sur certains sièges semblent indiquer que cet écart peut être compris entre 1 et 3 dollars. De même, la durée de vie d'un tel siège est très variable suivant son état au moment où on décide sa fermeture à terme; elle peut être comprise entre 3 et 10 ans environ.

#### b) L'élaboration d'une perspective de production

La méthode rigoureuse consisterait à procéder à reculons, en partant d'une date où on se donne le niveau de production qu'on veut maintenir à long terme, et où on suppose l'assainissement terminé, puis en remontant aux années antérieures, suivant le schéma suivant :

Tableau 60 — Schémas théoriques d'évolution de la production écouable de charbon communautaire (en millions de tonnes)

Schéma		Production écouable				
		1960	1965	1970	1975	1980
1	Aide 2 dollars à partir de 1963 Stabilisation de la production après 1975	230	215	195	150	150
2	Aide 3 dollars de 1963 à 1970 2 dollars après 1970 Stabilisation de la production après 1975	230	225	205	150	150
3	Aide 2 dollars à partir de 1963 Stabilisation de la production après 1980	230	215	195	165	150
4	Aide 3 dollars de 1963 à 1970 2 dollars après 1970 Stabilisation de la production après 1980	230	225	205	170	150

Supposons qu'on décide de maintenir après 1975 une capacité de 150 millions de tonnes, nécessitant en 1975 une aide de 2 dollars à la tonne marginale. La production des années antérieures sera égale à 150 millions de tonnes plus les tonnages fournis par des sièges à fermer avant 1975. Ainsi, pour 1970, avec une aide de 2 dollars, on peut écouler 160 millions de tonnes sur la base des coûts complets, plus environ 30 à 40 millions de tonnes sur la base des coûts de régression. Les chiffres analogues pour 1965 seraient de 160 et 50 à 55. Si on admet une aide de 2 dollars tout au long de la période et une stabilisation après 1975, on pourrait avoir l'évolution du schéma 1 (tableau 60). Si l'on envisage une aide différente d'ici 1970, l'évolution peut être différente; de même si l'on recule la date de la stabilisation. Trois exemples sont donnés aux schémas 2 à 4.

On peut donc envisager un grand nombre d'évolutions possibles, suivant les hypothèses faites sur l'évolution du montant de l'aide et sur la date limite fixée pour l'assainissement.



## Cinquième partie

# Les principaux problèmes posés par l'équilibre énergétique à long terme

Le chapitre précédent a indiqué quelle pourrait être la structure de l'approvisionnement énergétique de la Communauté dans l'hypothèse du libre choix du consommateur s'adressant systématiquement au fournisseur le meilleur marché, et dans diverses variantes de production de charbon communautaire, correspondant à divers niveaux d'aide de la part de la puissance publique.

Cette intervention de la puissance publique, pour relever le niveau de la production de charbon écoulable, se traduit par un coût pour la collectivité, ainsi que par divers effets, notamment sur le prix moyen de l'énergie au niveau de l'utilisateur. Ces questions vont être étudiées au chapitre 16.

Les schémas d'approvisionnement du chapitre 15 ont mis en lumière l'importance croissante des importations, aussi bien en tonnage qu'en part relative de la couverture des besoins. Il est alors nécessaire de préciser comment se présentent les perspectives de sécurité et de stabilité à long terme de l'approvisionnement (chapitre 17).

Ce recours de plus en plus poussé à l'importation peut également avoir sur la balance des paiements des répercussions qui seront succinctement analysées au chapitre 18, section 2.

Bien que les problèmes de main-d'œuvre ne doivent être examinés de façon détaillée que lors de la préparation des objectifs généraux charbon proprement dits, de brèves indications seront données au chapitre 18, section 1, sur les tendances de l'évolution des effectifs et les problèmes qui en découlent.

Enfin, on rappellera que, du fait de l'inégale sensibilité des producteurs d'énergie aux fluctuations de la conjoncture, celles-ci risquent d'apporter des obstacles à une évolution régulière du bilan énergétique (ch. 18, section 3).

## Chapitre 16

### Modalités et coûts d'une aide au charbon communautaire

L'objet de ce chapitre est de préciser les coûts et les modalités d'une aide au charbon communautaire destinée à permettre un écoulement supérieur à ce qui serait strictement compétitif <sup>(1)</sup>.

Rappelons initialement qu'il faut distinguer *deux techniques de vente* concevables pour chaque bassin : dans un cas, le prix est égal au coût du siège marginal ayant le coût de production le plus élevé (abaissé éventuellement du montant des subventions) ; dans l'autre cas, le prix est égal au coût moyen du bassin (abaissé aussi éventuellement par des subventions), grâce à une péréquation entre les bons et les mauvais sièges <sup>(2)</sup>. (On a vu au chapitre 15, section 1, que le montant de l'aide nécessaire pour assurer l'écoulement d'une certaine quantité de charbon communautaire est plus faible dans le second cas que dans le premier.) Quelle que soit la modalité en vigueur, nous ferons l'hypothèse qu'il y a par qualité un *prix de vente unique départ mine* pour tous les sièges d'un même bassin.

*Plusieurs modalités d'aide* sont possibles pour atteindre l'objectif qui est de réduire l'écart, au niveau de l'utilisateur, entre le prix du charbon communautaire et le prix de l'énergie importée :

- droit de douane relevant le prix des énergies importées ;
- subvention aux producteurs permettant d'abaisser le prix de vente du charbon communautaire ; cette subvention peut être d'un taux uniforme pour tous les sièges d'un même bassin (et éventuellement pour tous les bassins) et égale à la différence entre le prix de vente et le coût du siège marginal (le siège le plus coûteux en exploitation) ou différenciée suivant le siège en fonction du coût de production, et égale, pour chaque siège, à l'écart entre le prix de vente du bassin et le coût de production du siège ;
- subvention aux utilisateurs, permettant d'égaliser pour ceux-ci le coût du charbon communautaire et le coût des énergies importées.

*Deux notions* devront être prises en considération :

- d'une part, le coût pour la collectivité ;
- d'autre part, la répartition des avantages et des charges entre les divers intéressés, selon les modalités d'aide envisagées.

<sup>(1)</sup> La présentation qui suit est volontairement simplifiée. Du fait qu'elle reste encore assez compliquée, le lecteur déduira à quel point le problème ainsi abordé est complexe et combien les répercussions d'un système d'aides sont nombreuses dans toute l'économie.

<sup>(2)</sup> La pratique actuelle est probablement intermédiaire entre ces deux cas, du fait que certaines entreprises possèdent à la fois de bons et de mauvais sièges entre lesquels elles opèrent une certaine péréquation.

Les deux notions doivent être soigneusement distinguées; ainsi le versement d'une subvention n'est pas automatiquement un coût pour la collectivité, dans la mesure où elle consiste seulement en un transfert de certains agents économiques à d'autres agents, sans qu'il y ait recours supplémentaire à des facteurs de production. Au contraire, toute mesure entraînant une augmentation des quantités de facteurs de production nécessaires pour permettre l'approvisionnement énergétique global crée un coût pour la collectivité, même s'il n'y a versement direct d'aucune subvention. On verra dans la suite comment ces deux notions s'articulent quantitativement l'une avec l'autre.

*Le calcul* précis de tous les effets est *extrêmement difficile*; il supposerait d'abord une connaissance très bonne des courbes de coûts et des courbes de demande (donc de la localisation des divers utilisateurs); il supposerait également la possibilité d'évaluer certaines répercussions indirectes dans l'ensemble de l'économie. Il est donc exclu de présenter ici des résultats chiffrés complets. Toutefois, pour rendre plus concret l'exposé suivant consacré à l'énumération des principales répercussions selon les modalités d'aide et les techniques de détermination du prix du charbon, on donnera des chiffres arrondis pour le cas où l'on veut relever l'écoulement du charbon communautaire du niveau qu'il atteindrait sans aucune aide<sup>(1)</sup> et avec vente au coût marginal (environ 125 millions de tonnes) jusqu'à un niveau d'environ 180 millions de tonnes (correspondant donc à une aide nécessaire à la tonne marginale d'environ 3 dollars dans le cas de la vente au coût marginal et d'environ 2 dollars dans le cas de la vente au coût moyen). (Les résultats sont résumés au tableau 61.) Cet exemple, qui est une illustration chiffrée, ne préjuge en rien du choix définitif du niveau de production entre le noyau compétitif et la production actuelle.

## Section 1 — Le coût pour la collectivité du soutien de la production communautaire de charbon

Quel que soit le système d'aide adopté, du point de vue de la collectivité, le coût fondamental résulte du fait que l'on produira, par exemple, à 14 dollars un produit (rendu utilisateur) que l'on peut importer et payer en exportant par exemple des marchandises dont la fabrication a coûté 13 dollars. Le coût pour la collectivité, dans cette hypothèse, sera de 1 dollar par tonne protégée ou subventionnée.

Ainsi, subvention et protection entraînent pour la collectivité un coût identique en ce qui concerne la production charbonnière, découlant du fait que sont maintenues artificiellement en activité dans les charbonnages des installations, de la main-d'œuvre et des capitaux qui pourraient être plus avantageusement utilisés ailleurs. En passant de 125 à 180 millions de tonnes, le coût pour la tégée collectivité est de l'ordre de 120 millions de dollars.

(1) Dans l'hypothèse d'un prix cif des produits importés de 13 dollars à la tec.

De ce coût brut, pour la collectivité, devraient d'ailleurs être déduits les frais qui résulteraient éventuellement d'une régression anarchique et d'une reconversion inopportune. Ces frais tendent d'ailleurs sur la longue période à s'annuler.

En outre le coût pour la collectivité s'accroît dans le cas de la protection : relevant le prix de l'énergie importée, celle-ci permet éventuellement aux autres producteurs d'énergie d'augmenter leurs productions et d'écouler des produits qui ne seraient pas compétitifs avec une énergie importée non pénalisée. Ainsi, on pourra équiper certaines chutes d'eau supplémentaires. Il y a là un second élément de relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique de la collectivité (cet élément n'est pas chiffré ici, il est nettement inférieur au poste précédent).

## Section 2 — Les effets des diverses modalités d'aide au charbon communautaire

A côté du relèvement du coût pour la collectivité, une politique d'aide au charbon communautaire entraîne une série d'effets qui sont différents selon les modalités de l'aide et qui vont être passés en revue (cf. tableau 61).

### A — *Les effets d'une protection sous forme de droit de douane*

La protection relève le prix des énergies importées, et par voie de conséquence le niveau du prix départ mine auquel le charbon communautaire est écoulable. Il en résulte aussi un relèvement possible du prix des autres énergies communautaires qui bénéficient de la même protection que le charbon communautaire.

a) Lorsque le prix de vente du charbon se fixe au niveau du coût marginal, les effets sont les suivants :

- un relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique pour la collectivité (cf. supra) (production de charbon coûteux, 120 millions de dollars et éventuellement relèvement au delà du niveau économiquement raisonnable de la production des autres producteurs communautaires d'énergie);
- un relèvement du prix de l'énergie importée (1.120 millions de dollars);
- la création de « rentes », liée au relèvement du prix de vente des énergies communautaires. Il y a d'abord des rentes pour tous les sièges charbonniers dont le coût de production est inférieur à celui du siège marginal (130 millions de dollars). Il y a, d'autre part, des possibilités de rentes pour les autres producteurs communautaires d'énergie qui peuvent relever leur prix de vente du montant de la protection (montant x, compris entre 0 et 440 millions de dollars).

La hausse du prix pour le consommateur d'énergie est le résultat de la somme des effets précédents (majoration du coût de l'énergie pour la collectivité, relèvement du prix de l'énergie importée, création de rentes); cette hausse pourrait ainsi atteindre  $1.370 + x$  millions de dollars (soit 15 à 20 % du coût total d'approvisionnement).

On pourrait penser à atténuer la hausse des prix pour l'utilisateur en employant tout ou partie des recettes fiscales résultant des droits de douane sur les produits importés, à réduire le prix de l'énergie par une subvention générale à l'ensemble des produits énergétiques, qui ne modifie en rien la position compétitive des divers produits entre eux. Le montant de la hausse résiduelle, en admettant l'utilisation maximum de cette possibilité d'atténuation, est alors de  $1\ 370 + x - 1\ 120 = 250 + x$  millions de dollars. On éponge ainsi, en moyenne, la hausse du prix de l'énergie importée et il ne reste comme facteur de hausse que le relèvement du coût pour la collectivité et la création de rentes ( $120 + 130 + x$  millions de dollars, soit 3 à 8 %).

On voit que, de ces deux facteurs, le plus important est celui correspondant à la création de rentes, notamment pour les autres producteurs d'énergie.

b) Dans le cas d'un prix de vente du charbon au niveau du coût moyen du bassin, il y a un phénomène nouveau. La vente au coût moyen se traduit par une subvention des bons sièges aux moins bons; au niveau de l'ensemble du bassin, le passage de la vente au coût marginal à la vente au coût moyen entraîne donc suppression de la rente des meilleurs sièges (80 millions de dollars), en même temps qu'il relève le niveau du tonnage écoulable. Par contre, les autres effets mentionnés ci-dessus continueront à se produire, mais avec une ampleur différente. Si le coût pour la collectivité est le même (120 millions de dollars), par contre le relèvement des prix à l'importation est plus faible (750 millions de dollars), de même que les rentes, du fait que le niveau de la protection pourra être plus bas pour assurer le même écoulement de charbon (2 dollars au lieu de 3 dollars).

#### B — *Les effets d'une subvention aux producteurs de charbon*

La subvention est destinée à abaisser le prix de vente du charbon communautaire, de façon à permettre à celui-ci d'atteindre de nouveaux clients.

Comme on l'a déjà indiqué on peut concevoir trois cas :

- subvention uniforme (taux identique pour tous les sièges du bassin), avec vente au coût marginal du bassin;
- subvention uniforme, avec vente au coût moyen du bassin;
- subvention différente (en fonction du coût de production de chaque siège), avec vente au coût marginal du bassin.

Dans le cas de la vente au prix moyen du bassin, il y a péréquation entre les sièges et on ne peut alors concevoir qu'une subvention uniforme pour les sièges du bassin.



a) Subvention uniforme et vente au coût marginal du bassin

Le taux de la subvention est égal au montant nécessaire pour rendre compétitif le siège marginal (3 dollars dans l'exemple chiffré). Les effets principaux sont les suivants :

- un relèvement du coût de l'approvisionnement énergétique pour la collectivité (cf. supra), dû à la production de charbon coûteux (120 millions de dollars);
- la création de rentes pour les sièges charbonniers qui ont un coût de production plus faible que le siège marginal (pour ces sièges la réduction de recettes due à la baisse de prix du charbon est plus que compensée par le versement de la subvention (130 millions de dollars);
- la création de rentes pour les utilisateurs de charbon qui bénéficient de la baisse du prix de vente du charbon communautaire (290 millions de dollars).

Le montant de la subvention nécessaire est égal à la somme des trois éléments précédents, soit 540 millions de dollars.

L'effet sur le prix de l'énergie pour l'utilisateur dépend des modalités du prélèvement fiscal pour alimenter la subvention. Si ce prélèvement est assis exclusivement sur le reste de l'économie, on aboutit de façon apparemment paradoxale à une légère baisse du prix, du fait de la baisse du prix de vente du charbon communautaire ( $-3,1\%$ ). Si, par contre, ce prélèvement est assis exclusivement sur l'énergie, il y a un relèvement du prix pour l'utilisateur, équilibrant le supplément du coût collectif et les rentes dont bénéficient certains sièges charbonniers ( $+2,8\%$ ).

b) Subvention uniforme et vente au coût moyen du bassin

Le taux de la subvention (2 dollars) est inférieur à celui du cas précédent (vente au coût marginal), parce que les meilleurs sièges versent en quelque sorte une subvention aux plus mauvais. Le coût pour la collectivité est le même (120 millions de dollars), ainsi que la rente pour les utilisateurs (290 millions de dollars). Mais ici intervient le phénomène déjà signalé à propos de la protection douanière, à savoir une réduction des « rentes » des producteurs, par suite du passage de la vente au coût marginal à la vente au coût moyen (80 millions de dollars). Le montant global de la subvention est la somme algébrique des trois éléments précédents,  $(120 + 290 - 80 = 330)$  millions de dollars. Là encore, l'effet sur le prix moyen de l'énergie pour l'utilisateur dépend des modalités de couverture de la subvention. Si le prélèvement est assis en totalité sur l'énergie, le relèvement du coût moyen est de l'ordre de  $0,5\%$ .

c) Subvention différenciée et vente au coût marginal du bassin

Le taux de subvention varie d'un siège à l'autre en fonction des coûts de production de chacun et est limité à ce qui est strictement nécessaire pour rendre chaque siège compétitif.

Les effets sont alors les suivants :

- relèvement du coût collectif de l'approvisionnement énergétique (120 millions de dollars)
- création de rentes pour certains utilisateurs (comme ci-dessus) (290 millions de dollars)
- suppression pour certains producteurs, du fait de la baisse du prix du charbon, de tout ou partie de leur bénéfice antérieur qui résultait de l'écart entre leur coût de production et le prix de vente du bassin (contrairement au cas de la subvention uniforme, ce phénomène n'est plus compensé par le versement d'une subvention) (— 70 millions de dollars);

La subvention doit couvrir d'une part le coût collectif, d'autre part la différence entre la rente positive versée à certains utilisateurs et la rente négative de certains producteurs ( $120 + 290 - 70 = 340$  millions de dollars). Ici encore, l'effet sur le prix de l'énergie dépend des modalités de couverture de la subvention <sup>(1)</sup>.

---

<sup>(1)</sup> On peut enfin songer, pour augmenter les débouchés des bassins communautaires, à combiner l'octroi de subventions à certains sièges et le versement de subventions à certains utilisateurs, de façon à égaliser pour ceux-ci les prix de l'énergie communautaire et des énergies importées.

En recourant à une telle procédure, on peut mettre l'accent sur l'une ou sur l'autre catégorie de subvention. Les effets peuvent avoir alors une ampleur très variable; d'autre part, on dispose d'une certaine latitude dans le choix des utilisateurs à subventionner (on peut par exemple se limiter aux centrales thermiques, ou leur ajouter d'autres gros consommateurs, tels que la sidérurgie, les cimenteries, certaines activités chimiques, etc.). Devant une telle variété de situations, on a renoncé actuellement à présenter des chiffres qui n'auraient qu'une signification limitée.

Tableau 61 — Illustration sur un exemple des répercussions des diverses modalités d'aide au charbon communautaire (chiffres arrondis, en millions de dollars) (année 1970)

	Modalité de vente	Aide (dollar/tonne)	Production communautaire (millions de tec)		Importations (millions de tec)	Consommation totale (millions de tec)
			Charbon	Autres		
Schéma de référence	Coût marginal	—	125	146	429	700
Hypothèse A	Coût marginal	3	181	146	373	700
Hypothèse B	Coût moyen	2	176	146	378	700

	Droit de douane		Subvention uniforme		Subvention différenciée A
	A	B	A	B	
1. Relèvement du coût pour la collectivité	120	120	120	120	120
2. Relèvement du prix des autres sources d'énergie					
a) Énergies importées	1.120	750	—	—	—
b) Autres énergies communautaires	x	y	—	—	—
3. Rentes aux producteurs charbonniers	130	— 80	130	— 80	— 70
4. Rentes aux autres producteurs d'énergie	x	y			
5. Rentes aux utilisateurs de charbon			290	290	290
6. Montant de la subvention (= 1 + 3 + 5)	—	—	540	330	340
7. Recettes douanières (= 2 a)	1.120	750			
8. Variation des dépenses totales d'énergie pour l'utilisateur (+ hausse, — baisse)					
a) Mécanisme financier clos sur l'énergie (1 + 2 + 3 — 7)	250 + x	40 + y	+ 250	+ 40	+ 50
b) Mécanisme financier extra-énergétique <sup>(1)</sup> (1 + 2 + 3 — 6)	1.370 + x	790 + y	— 290	— 290	— 290
a) En % du coût de l'énergie pour l'économie toute entière	3 à 8%	1 à 3%	+ 2,8%	+ 0,5	+ 0,6
b) Idem	15 à 20%	9 à 11%	— 3,1	— 3,1	— 3,1

(<sup>1</sup>) Affectation au reste de l'économie des recettes douanières, ou financement par le reste de l'économie des subventions.  
A. Vente ou coût marginal.  
B. Vente ou coût moyen.

### Section 3 — Comparaison des effets des diverses modalités

En fonction des indications précédentes qui, rappelons-le, n'épuisent pas tous les aspects complexes des répercussions d'une aide au charbon communautaire, mais mentionnent probablement les effets principaux, et qui sont résumées au tableau 61, on peut comparer les diverses modalités entre elles.

Il est d'abord important de rappeler que le coût pour la collectivité d'un relèvement de la production charbonnière est le même quelle que soit la forme d'aide adoptée (par contre, la protection risque de stimuler des productions communautaires autres que le charbon qui seraient anti-économiques).

On peut d'autre part retenir plusieurs critères pour comparer les diverses possibilités d'action : degré de sélectivité de l'aide, commodité de mise en œuvre, effets sur la rationalisation des charbonnages. Enfin, on peut songer à combiner entre elles plusieurs modalités.

a) *Par ordre de sélectivité croissante*, nous avons la protection, la subvention uniforme aux producteurs, la subvention différenciée aux producteurs, la subvention différenciée aux producteurs et aux utilisateurs.

Le droit de douane doit aider l'écoulement du million de tonnes marginal. Il ne peut donc être modulé de façon à combler dans chacune des régions de consommation l'écart des prix entre les énergies importées et le charbon communautaire.

Créant des rentes différentielles en faveur non seulement des bonnes mines mais également de toutes les autres formes d'énergie, même concurrentielles et permettant en outre un relèvement anti-économique d'autres productions communautaires, c'est la solution qui relève le plus le niveau des prix pour l'utilisateur. Cela tient à ce que pour agir sur la production de quelques dizaines de millions de tonnes de charbon, on agit sur le prix de 300 ou 400 millions de tonnes de produits importés.

Les systèmes de subvention sont orientés directement vers le but à obtenir. Le plus coûteux est celui qui verse une subvention uniforme, en même temps que le bassin vend au coût marginal. La différenciation du taux permet déjà de réduire le montant des subventions nécessaires. Mais la vente au coût moyen, du fait que les bons sièges subventionnent les moins bons, requiert un montant de subventions encore plus faible; dans la mesure où l'objectif est de maintenir un certain niveau de production d'un bassin considéré comme une unité, cette procédure semble particulièrement bien adaptée.

Enfin, la solution qui réduirait au strict minimum le montant de la subvention, en égalisant celui-ci avec le supplément de coût pour la collectivité dû à la production de charbon non compétitif, consisterait à verser des subventions différenciées à certains producteurs et à certains utilisateurs, en maintenant le prix de vente départ mine au niveau d'équilibre en l'absence d'aide.

b) *Par ordre de commodité de mise en œuvre*, le classement est sensiblement inverse. Protection et subvention uniforme sont les plus faciles à mettre en œuvre.

Le versement de subventions différenciées aux producteurs nécessite la connaissance de la situation relative de chaque siège.

La difficulté est encore plus grande si on veut verser des subventions à certains utilisateurs, car si les producteurs sont déjà connus, une partie des utilisateurs n'existent pas aujourd'hui et apparaîtront avec la création d'usines nouvelles.

c) *Effet sur la rationalisation des charbonnages*. La procédure de subvention différenciée, appliquée strictement, a l'inconvénient de réduire le stimulant à une réduction des coûts, puisqu'une telle réduction doit s'accompagner d'une réduction de la subvention. Il faudrait alors la compléter par des mécanismes qui renforcent ce stimulant à la rationalisation.

Pour que les subventions différenciées n'entravent pas l'assainissement, il faut qu'elles trouvent sur le marché, en tant que relais et supports, des structures propices, susceptibles de contrôler la liaison entre subventions et réalisation de programmes d'assainissement.

Plus concrètement leur application, pour être correctement liée à un programme d'assainissement, suppose des formes relativement centralisées de gestion telle que la permettent des charbonnages nationalisés, des communautés de rationalisation, des comptoirs de vente, etc.

d) *Combinaison de plusieurs modalités d'aide*. — Pour équilibrer les avantages et les inconvénients des diverses modalités d'aide, on peut envisager de recourir simultanément à plusieurs d'entre elles.

Notamment, on pourrait chercher une procédure assurant l'équilibre comptable d'un mécanisme financier destiné à permettre l'écoulement d'un niveau donné de charbon communautaire grâce au jeu simultané d'une protection (assurant des rentrées douanières) et de subventions.

Les avantages d'une combinaison de ce type sont les suivantes :

- pour un niveau déterminé d'écoulement, la subvention est moindre que dans un système de subvention pure, la protection très inférieure à celle d'un simple système de protection (dans le cas d'écoulement chiffré plus haut, avec subvention uniforme et vente au coût moyen, la protection nécessaire serait de l'ordre de 0,5 dollar, le taux de subvention de 2,5 dollars);
- les rapports entre masses énergétiques importées et masses de charbon communautaire produites sont tels qu'une protection modique permet de financer une assez forte subvention;

- du fait que l'évolution du bilan énergétique ne fera qu'accentuer la part relative des énergies importées (au moins jusqu'à ce que l'énergie atomique joue un rôle décisif), le maintien d'une protection à un taux constant permettrait de garder l'écoulement d'un niveau de charbon constant même dans l'hypothèse où les rapports de compétitivité entre charbon communautaire et énergies importées continueraient à se dégrader; si au contraire, à partir d'une certaine date, ces rapports se stabilisaient, on pourrait envisager une décroissance du taux de protection.

## Chapitre 17

### La sécurité de l'approvisionnement

On a vu dans les chapitres précédents que la part de l'importation dans la couverture des besoins de la Communauté, qui est aujourd'hui d'un tiers environ, aura tendance à croître et dépassera 50 % dans une dizaine d'années.

Sur ces approvisionnements en provenance de l'étranger pèsent des risques portant, soit principalement sur l'approvisionnement quantitatif, soit surtout sur la stabilité des prix, soit souvent sur les deux à la fois; l'importance de l'énergie dans le fonctionnement de l'économie est telle qu'il est nécessaire de prendre un certain nombre de mesures pour réduire les effets néfastes de ces divers risques. On va, dans ce chapitre, préciser d'abord la nature et l'ampleur de ces risques, puis esquisser les différents remèdes qui peuvent être envisagés.

#### Section 1 — Les risques

Il est difficile de prévoir quoi que ce soit pour l'éventualité d'une guerre généralisée, car les immenses perturbations de toutes sortes qui seraient apportées au fonctionnement de l'économie auraient vraisemblablement des effets aussi importants que l'arrêt de l'approvisionnement énergétique; il est d'ailleurs possible que la production communautaire d'énergie ne soit pas moins épargnée que les approvisionnements extérieurs.

Nous nous limiterons donc à des risques de conflit partiel, politique, militaire ou économique<sup>(1)</sup>. Les répercussions peuvent être de deux ordres: elles peuvent affecter les tonnages qu'il serait possible d'importer; elles peuvent, d'autre part, se traduire par une tendance au relèvement des prix de ces produits.

---

(1) Nous laissons de côté l'influence des fluctuations de la conjoncture, qui sera abordée au chapitre 18.

A — *Aspect quantitatif. La place des importations dans la couverture des besoins*

En 1970, la production communautaire d'énergie sera comprise entre les deux extrêmes suivants :

- le minimum serait de l'ordre de 275 millions de tec, dont 125 millions de tonnes de charbon; ce niveau de production charbonnière correspondrait environ au montant compétitif dans l'hypothèse où le prix des énergies importées serait à la limite inférieure des fourchettes envisagées dans la troisième partie;
- le maximum serait de l'ordre de 375 millions de tonnes, avec une production charbonnière maintenue au niveau de 1962 (environ 225 millions de tonnes).

Les importations couvriront alors entre 47 et 61 % des besoins. Les chiffres correspondants pour 1975 seraient légèrement supérieurs, traduisant la poursuite, après 1970, de la tendance à la croissance de la part relative des besoins couverts par l'importation. Ce n'est qu'au delà de 1980 que le développement de l'énergie nucléaire pourra renverser le sens de l'évolution.

Très globales, les indications précédentes masquent les diversités profondes de la place tenue par l'importation dans la fourniture pour les divers usages, et il est donc nécessaire de les compléter par une vue un peu plus détaillée (tableaux 62 et 63).

- Les besoins de carburant destiné au transport routier, à la navigation intérieure et à une partie des transports ferroviaires qui assureront plus de la moitié des transports de marchandises et les trois quarts des transports de voyageurs, seront couverts en quasi-totalité par des produits pétroliers, donc par recours à l'importation.
- Les besoins spécifiques de la sidérurgie seront couverts pour les deux tiers par des produits communautaires si l'on ramène la production de charbon au niveau compétitif; ce pourcentage pourrait atteindre environ 80 ou 85 % avec une aide au charbon communautaire de 2 à 3 dollars pour la tonne marginale, elle ne pourrait guère monter au-dessus, du fait de la localisation géographique d'un certain nombre d'unités sidérurgiques, sauf au prix d'une aide dépassant largement 5 dollars. Le complément de fournitures parviendra des États-Unis.
- Les besoins d'électricité seront couverts à concurrence de 41 % par la production hydro-électrique et nucléaire et les centrales fonctionnant au lignite. Le charbon communautaire assurerait une fraction complémentaire comprise entre 15 et 35 % suivant le niveau de la production, si bien que l'importation couvrirait entre 24 et 44 % des besoins.

— Pour les autres besoins — essentiellement de combustibles — qui, en 1970 atteignaient 332 millions de tec, la production intérieure ne fournirait que 110 à 155 millions de tec, si bien que l'importation devrait couvrir entre 53 et 70 % des besoins (environ 45 % des besoins étant couverts par des produits pétroliers).

Tableau 62 — Taux de couverture des besoins par la production communautaire et l'importation (en millions de tec et %)

	1970				1975			
	A	B	C1	C2	A	B	C1	C2
Carburants	95	5	95 %	95 %	126	6	95 %	95 %
Sidérurgie (besoins communautaires)	61	40-52	15 %	34 %	66	40-52	21 %	40 %
Production d'électricité	212	120-160	24 %	44 %	282	140-190	34 %	50 %
Autres besoins	332	107-155	53 %	68 %	373	123-164	56 %	67 %
<b>Total</b>	<b>700</b>	<b>272-372</b>	<b>47 %</b>	<b>61 %</b>	<b>847</b>	<b>309-412</b>	<b>51 %</b>	<b>64 %</b>

A — Besoins totaux en millions de tec.

B — Besoins couverts par la production communautaire en millions de tec.

C1 — Part des besoins couverte par l'importation limite faible en %.

C2 — Part des besoins couverte par l'importation limite forte en %.

Tableau 63 — Production d'électricité (en % de la production totale)

	1960	1965	1970	1975
Hydraulique et géothermique	36	27	23	18
Lignite, gaz de haut fourneau	16	15	14	12
Nucléaire	—	1	4	7 à 12
Total partiel	52	43	41	37 à 42
Thermique à partir de charbon communautaire	A (production de 125 millions de tonnes)	B (production de 160 millions de tonnes)	C (production de 210 millions de tonnes)	15
				10
				38
Production à partir d'énergies communautaires	A	B	C	25
				17
				35
Thermique à partir de produits importés	A	B	C	25
				90
				56
Thermique à partir de produits importés	A	B	C	47 à 52
				54 à 59
				62 à 67
Thermique à partir de produits importés	A	B	C	44
				34
				24
<b>Total général (A ou B ou C)</b>	<b>100</b>		<b>100</b>	<b>100</b>



Si un rationnement sévère des besoins les moins impérieux peut permettre d'éviter qu'une réduction appréciable des approvisionnements pendant un délai bref, au maximum quelques semaines, n'entraîne de graves perturbations économiques, par contre, le maintien du rythme de croissance serait compromis si cette insuffisance se prolongeait pendant une période assez longue. Tout calcul précis en ce domaine est très délicat et incertain (1).

### B — *Aspect prix*

Le principal risque de relèvement des prix porte sur le pétrole brut. Ces prix incorporent en effet des redevances versées aux gouvernements des pays producteurs (cf. chapitre 9), et l'on ne doit pas méconnaître le risque qu'à l'avenir une pression soit exercée par ces pays pour obtenir une part plus grande du produit de l'exploitation de leur sous-sol. Ce risque est d'autant plus grand que l'approvisionnement est concentré dans un petit nombre de pays situés dans la même région.

Cette évolution de prix dépend évidemment au premier chef de facteurs politiques sur lesquels il est fort difficile de faire des prévisions. Mais la confrontation des perspectives d'offre et de demande donne déjà des indications d'ordre économique.

Si certains produits pétroliers raffinés ne peuvent pas, en l'état actuel des techniques, être remplacés par d'autres produits (carburants, lubrifiants, certaines matières premières de la pétrochimie), par contre, les combustibles sont en compétition avec d'autres produits. D'autre part, le pétrole de chaque région est en compétition avec celui d'autres régions du globe.

Sur la base du maintien des redevances actuelles *et* de la politique du gouvernement américain (pas de modification du pourcentage global d'achats extérieurs par rapport à la consommation intérieure), le bilan approximatif pour 1970 de l'offre et de la demande de pétrole brut présente les grands traits suivants (2) :

- déficit de l'Amérique du Nord (États-Unis et Canada) et excédent de l'Amérique centrale et du Sud, se traduisant au total par une tendance à un léger déficit de l'hémisphère occidental;
- très gros déficit de l'Europe occidentale, qui devra importer 95 % de ses besoins;
- large excédent de l'Afrique et de l'Asie (principalement du Moyen-Orient);
- expéditions nettes des pays de l'Est.

---

(1) Le rapport de la Commission de l'énergie du quatrième plan français a présenté une tentative d'évaluation. En France, en 1975, les produits pétroliers couvriraient environ 45 % des besoins (soit un pourcentage un peu plus faible que celui retenu ici pour la Communauté); on a estimé qu'une réduction de 15 % de l'approvisionnement en produits pétroliers serait possible sans entraîner de ralentissement sensible du rythme d'expansion de l'économie.

(2) Pour les détails d'établissement de ce bilan, cf. annexe 11.

#### a) Concurrence entre le pétrole et d'autres produits

Si le prix du pétrole était relevé de façon appréciable par rapport aux hypothèses précédentes, le pétrole perdrait certains de ses débouchés du fait de la concurrence d'autres produits :

- charbon américain, aussi bien sur le marché des États-Unis lui-même que sur le marché européen et dans divers autres pays. Il faut observer que la possibilité de substitution de charbon au fuel n'est instantanée que dans le cas d'équipements mixtes (dual-firing) ; en l'absence de tels équipements, la substitution demande certains délais et engendre des coûts non négligeables. D'autre part, l'élasticité de la production de charbon des États-Unis n'est pas illimitée et un relèvement massif des débouchés entraînerait une certaine hausse des prix dès lors qu'il dépasserait plusieurs dizaines de millions de tonnes ;
- charbon européen ; une fois fixé l'ordre de grandeur de la production cohérente avec une certaine politique énergétique, les possibilités de variation de production vers le haut sont très faibles à court terme (au plus 10 à 20 millions de tonnes) ;
- gaz naturel ; une augmentation des livraisons en Europe pourrait être obtenue, d'une part en intensifiant le rythme d'extraction des gisements européens, d'autre part en amplifiant le volume de gaz saharien transporté en Europe ; à échéance de 1970, et avec un délai d'un ou deux ans dans le premier cas, trois à quatre dans le second, on pourrait envisager des ressources supplémentaires de 20 à 25 millions de tec ;
- énergie nucléaire ; à échéance de 1970, l'écart sur la production possible dans la Communauté se chiffre au plus par quelques millions de tec. A échéance de 1980, l'écart pourrait devenir beaucoup plus important (cf. chapitre 12).

#### b) Concurrence entre le pétrole de diverses origines

Comme on l'a vu au chapitre 9, les réserves du Moyen-Orient sont à un niveau tel que la production pourrait très rapidement augmenter assez fortement, même lorsqu'on atteindra les niveaux de production envisagés pour 1970.

Les découvertes de nouvelles réserves aux États-Unis ont été relativement peu importantes au cours des dernières années, et les hypothèses faites sur le développement et la production dans ce pays à échéance de 1970 ne semblent guère pouvoir être dépassées, si même elles sont atteintes.

Au Venezuela, l'exploitation annuelle se maintient aux alentours de 6 % des réserves, soit à un taux assez élevé. Une augmentation de la production supérieure à celle prévue d'ici 1970 supposerait un très intense effort de recherches, succédant au ralentissement observé depuis deux ans ; elle ne semble pas pouvoir dépasser une soixantaine de millions de tonnes.

En Afrique du Nord, les chiffres de production prévus pour 1965 ne peuvent pas être sensiblement dépassés. Au delà, une intensification de la recherche pourrait permettre une nouvelle avance de 30 à 40 millions de tonnes.

Les quantités disponibles à l'exportation au-dehors des pays de l'Est pourraient probablement être dépassées de façon substantielle.

Restent enfin les régions actuellement non productrices ou faiblement productrices (Amérique du Sud, Afrique centrale, etc.). Leurs éventuelles possibilités de production sont à peu près complètement inconnues, mais il est certain que le délai entre le début des recherches et la production de plusieurs dizaines de millions de tonnes est long, et peut atteindre 10 à 12 ans.

*En définitive*, à échéance de 1970, les quantités de pétrole brut susceptibles d'être remplacées par d'autres produits, représentent une fraction modique des besoins mondiaux.

Quant à la concurrence potentielle entre grandes régions pétrolières, elle n'est pas non plus sans portée, mais reste néanmoins, toujours à échéance de 1970, d'une ampleur relativement limitée. Plus l'échéance recule, plus elle est susceptible de devenir importante, mais seulement si, une bonne dizaine d'années avant, sont démarrés des programmes de recherche dans diverses régions du globe.

Le risque de voir le prix des produits pétroliers se relever au-dessus du niveau escompté au chapitre 9 (17 à 19 dollars la tonne de fuel) ne doit donc pas être sous-estimé. Il sera atténué si, d'une façon générale, l'effort mondial de recherche est soutenu et si, de façon plus spécifique, la Communauté met en œuvre diverses mesures dont les grandes lignes vont être passées en revue à la section 2.

## Section 2 — Les moyens de renforcer la sécurité

Aussi bien le risque à long terme d'une hausse des prix du pétrole importé que le risque de rupture accidentelle des approvisionnements oblige les pays consommateurs de pétrole à s'assurer qu'il existe en permanence des sources alternatives d'approvisionnement, leur permettant de compenser dans un très court délai un arrêt de certains courants d'importation et de s'opposer à des hausses de prix des produits importés.

Sans entrer dans le détail des modalités permettant de renforcer la sécurité, qui devra faire l'objet d'un autre document, on va donner succinctement quelques indications de caractère économique sur trois grands types de mesure.

### a) Renforcement des productions communautaires

On a vu en détail au chapitre 15 quel était le coût des tranches les plus coûteuses de la production du charbon communautaire.

Pour les autres sources classiques d'énergie, les possibilités de dépasser les chiffres de production qui ont été retenus dans ce rapport sont assez limitées :

- pour l'hydro-électricité, elle est inférieure à une vingtaine de TWh (soit 8 millions de tec) ;
- pour le lignite, on peut certainement dépasser le chiffre de 95 millions de tonnes prévu pour la Rhénanie, et probablement atteindre 110 ou 120 millions de tonnes. L'écart est ainsi de 5 à 7 millions de tec. Il faut noter que ce lignite supplémentaire viendrait en concurrence directe avec le charbon de la Ruhr dans les centrales thermiques ;
- pour le gaz naturel et le pétrole, l'incertitude est beaucoup plus grande, aussi bien sur les quantités que l'on peut espérer découvrir que sur le coût de ces découvertes. Toutefois, il semble qu'à échéance de 1970 les quantités supplémentaires ne puissent pas dépasser 20 ou 30 millions de tec, à cause des délais de découverte et mises en exploitation (y compris, dans le cas du gaz naturel, les installations de transport et de distribution).

Pour l'énergie nucléaire, au contraire, la latitude qu'on peut envisager à priori aujourd'hui est assez grande, mais seulement à échéance de 1975 et au delà. En 1970, en effet, l'écart par rapport au chiffre de 23 TWh proposé plus haut est au plus de 6 à 8 TWh, soit 3 millions de tec. Pour 1975, par contre, on pourrait envisager une production supérieure de 60 TWh, soit 25 millions de tec, à ce qui a été envisagé. Enfin, pour les années postérieures, la latitude est beaucoup plus grande, et on a vu au chapitre 12 que les perspectives d'approvisionnement en combustibles nucléaires se présentent avec un très bon degré de sécurité, ce qui confère à l'énergie nucléaire une place de choix pour renforcer, à long terme, la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté.

#### b) Le stockage

Le stockage sur le territoire permet de pallier une déficience momentanée de certaines sources d'approvisionnement ; il donne également le temps de mettre en œuvre les autres mesures destinées à neutraliser des risques soit quantitatifs, soit de prix. Son effet est évidemment temporaire <sup>(1)</sup>.

Le coût du stockage est la somme de trois termes : l'amortissement et les charges financières des installations, les charges financières du produit stocké, l'éventuelle dégradation du produit pendant le stockage. Il dépend évidemment du délai pendant lequel le stock est inutilisé.

Une étude a été entreprise par la Commission de la C.E.E., dans le cadre des travaux du groupe d'experts pétroliers, pour préciser les divers aspects économiques du stockage et notamment son coût. Il sera ensuite nécessaire de déterminer la nature et la probabilité des risques à couvrir, d'une part, et les divers moyens d'y faire face, d'autre part, de manière à chiffrer le niveau des stocks de réserve à maintenir pour éviter une rupture des approvisionnements et atténuer le risque d'un relèvement des prix.

<sup>(1)</sup> Il ne s'agit pas ici du stockage anti-conjoncturel, qui est étudié au chapitre 18.

### c) La diversification des approvisionnements

Une politique de diversification des sources n'est pas nouvelle en soi. Elle est pratiquée par les compagnies pétrolières, qui poursuivent un effort de recherche dans diverses régions du monde offrant des perspectives de découvertes nouvelles intéressantes.

En raison du caractère aléatoire de la recherche, on ne sait jamais à l'avance les quantités de pétrole susceptibles d'être découvertes ni leur coût, ce qui explique la rentabilité très variable des gisements exploités. Les entreprises ont évidemment tendance à donner la préférence aux régions où la probabilité paraît grande de découvrir des gisements à faible coût : c'est en particulier pour l'approvisionnement de l'Europe le cas du Moyen-Orient, ceci d'autant qu'un élément important de la sécurité d'approvisionnement réside dans la réserve potentielle qui existe actuellement en Amérique. La politique suivie par le gouvernement des États-Unis a entraîné la constitution d'une réserve de capacités de production supérieure à une centaine de millions de tonnes, rapidement disponible bien que limitée dans le temps, qui contribue indirectement à la sécurité des consommateurs européens.

Les résultats de la recherche aux États-Unis au cours des dix dernières années et les perspectives de la demande conduisent à penser que cette réserve se réduira progressivement en valeur absolue et plus encore en valeur relative.

A l'avenir, le maintien d'une réserve de sécurité qui doit être à la mesure des besoins futurs de pétrole dépendra de l'intensification de l'effort de recherche et du développement des gisements découverts.

Il importe dès lors que les pays consommateurs d'Europe adoptent une politique d'approvisionnement qui favorise cette diversification des sources. Des moyens divers sont à leur disposition pour parvenir à ce résultat, qui vont des mesures de politique commerciale à l'encouragement de la recherche sur le territoire de la Communauté ou dans certaines régions plus favorables de ce point de vue. L'un des objectifs de la politique pétrolière de la Communauté devra être de définir et de mettre en œuvre les mécanismes qui permettent de renforcer la sécurité des approvisionnements et d'empêcher une hausse injustifiée des prix du pétrole.

## Chapitre 18

### Autres caractéristiques économiques du bilan énergétique de 1970

Sans prétendre esquisser tous les aspects économiques du bilan énergétique de 1970, on va dans ce chapitre donner quelques indications sur quatre points particulièrement importants : l'évolution des effectifs dans les charbonnages, la répercussion de l'ampleur des importations sur la balance des paiements, la sensibilité de l'équilibre du bilan à la conjoncture, l'évolution au cours de la période intermédiaire d'ici 1970.

## Section 1 — L'évolution des effectifs dans les charbonnages

L'objectif de cette section n'est pas de traiter les problèmes de la main-d'œuvre dans les industries charbonnières de la Communauté; ces questions feront l'objet d'un examen très minutieux lors de la préparation des Objectifs généraux charbon. Il s'agit ici seulement de rappeler quelques chiffres fondamentaux de la situation actuelle, de donner sur l'évolution future des ordres de grandeur découlant des hypothèses essentielles et des principaux résultats des précédentes parties de ce rapport, enfin de signaler la nature des problèmes primordiaux susceptibles de se poser.

Tableau 64 — Main-d'œuvre employée dans les houillères de la Communauté (1.000 unités, en fin de période)

	1955	1958	1961
Ouvriers du fond	649	637	488
Ouvriers du jour	253	239	188
Industries annexes	53	55	53
Employés (fond et jour)	98	104	96
Total	1.053	1.035	825
Total sans industries annexes	1.000	980	772

Fin 1961, les charbonnages de la Communauté occupaient 825.000 personnes. Depuis 1958, la réduction a été très forte : 25 % en trois ans, soit environ 8 % par an. Cette diminution a été notamment le résultat de la forte augmentation de la productivité, face à une stagnation des débouchés.

En ce qui concerne le futur, deux éléments fondamentaux sont à prendre en compte. Tout d'abord, le charbon se trouvera en concurrence avec des énergies dont les prix, après avoir rattrapé leur niveau de tendance à long terme en-dessous duquel ils sont actuellement, resteront sensiblement stables ou n'augmenteront que lentement. Le charbon communautaire ne pourra alors maintenir sa situation compétitive que par une augmentation de la productivité suffisante pour compenser la hausse des salaires. La conséquence immédiate en est que, même à ce niveau de production constant, il serait nécessaire que les effectifs se contractent à un taux assez élevé, de l'ordre de 3,5 à 5 % par an en moyenne. Ainsi, en admettant même qu'on ait en 1975 le même niveau de production qu'aujourd'hui (et en admettant le maintien de l'emploi des industries annexes), le niveau total des effectifs ne devrait pas dépasser 500.000 personnes (contre 825.000 à la fin de 1961).

Mais les chapitres précédents (notamment le chapitre 15) ont montré que, même avec une augmentation du rendement fond de l'ordre de 70 % entre 1960 et 1975, le niveau compétitif de la production charbonnière ne

dépasserait que de peu la moitié de la production actuelle. Dans ce cas les effectifs devraient descendre à environ 280.000 personnes (industries annexes comprises).

Les deux chiffres précédents sont selon les hypothèses faites des limites extrêmes, entre lesquelles se situerait le chiffre réel. Ainsi, pour une production communautaire de l'ordre de 160 à 170 millions de tonnes, les effectifs seraient compris en 1975 entre 350.000 et 400.000 personnes.

Le passage du chiffre actuel à ce chiffre supposerait une réduction à un taux moyen annuel d'environ 6 %, donc très élevé.

Certes, au cours des trois dernières années, la diminution a été très forte (8 % par an) et actuellement la difficulté est surtout de trouver de la main-d'œuvre. Toutefois, des rythmes de réduction comme ceux mentionnés ci-dessus risquent de poser de graves problèmes de trois ordres :

- problèmes humains, de reconverter professionnellement un grand nombre de travailleurs;
- problèmes régionaux, pouvant se traduire dans certains sièges par de très grandes difficultés si ne sont pas prises à temps les mesures nécessaires pour provoquer l'implantation de nouvelles activités;
- problèmes pour les charbonnages eux-mêmes, liés à l'évolution défavorable de la pyramide des âges; ce sont en effet surtout les jeunes qui partent, et des taux de réduction rapide des effectifs rendent difficile le recrutement d'apprentis; il en résulte un vieillissement général des effectifs, qui peut occasionner de grandes difficultés à pourvoir certains postes et peut avoir une répercussion défavorable sur l'évolution du rendement.

Quelque difficiles qu'ils soient, ces problèmes sont solubles, à condition qu'on prenne suffisamment à l'avance l'ensemble des mesures nécessaires, notamment en matière de reconversion professionnelle et de développement régional.

## Section 2 — Importations d'énergie et balance des paiements

Devant la forte augmentation prévisible de la part des importations dans la couverture des besoins d'énergie, il est nécessaire de se demander si une telle évolution n'est pas susceptible d'entraîner des difficultés pour l'équilibre de la balance des paiements.

Une réponse complète à cette question ne pourrait être donnée que si on disposait d'une analyse assez fouillée des perspectives d'importation et d'exportation de la Communauté à échéance de dix et quinze ans. A l'heure actuelle, les perspectives économiques établies pour 1970 (cf. première partie) ne donnent des indications que sur le solde du commerce extérieur, et encore celui-ci doit-il être considéré plus comme un objectif que comme une prévision. On sera donc obligé, dans ce qui suit, de se limiter à certains ordres de grandeur et à des remarques qualitatives.

En 1960, les importations totales de la Communauté en provenance du reste du monde s'élevaient à 19,4 milliards de dollars et les importations nettes d'énergie à 1,3; ces dernières représentaient donc 7 % du total (les chiffres sont bien entendu très différents de pays à pays : Italie 16 %, France 13 %, Allemagne 4,5 %).

A l'avenir, les besoins d'énergie de la Communauté augmenteront moins vite que le produit national brut (4,1 % par an contre 4,6 % entre 1960 et 1970), mais les importations d'énergie augmenteraient nettement plus vite (entre 10 % et 12 %). En ce qui concerne le volume total du commerce extérieur avec le reste du monde, on peut avancer des arguments aussi bien en faveur d'une croissance plus rapide qu'en faveur d'une croissance moins rapide que le produit national brut; il semble raisonnable d'admettre, en l'état de nos informations, le même taux de croissance pour le produit national brut et le commerce extérieur avec le reste du monde.

Avec ces hypothèses, les importations totales de la Communauté en provenance du reste du monde s'élèveraient en 1970 à 31 milliards de dollars et à 39 en 1975. Il semble raisonnable d'admettre que le transport maritime de l'énergie importée sera assuré sous pavillon communautaire; le coût moyen en devises de l'énergie importée serait alors de 9 à 10 dollars la tec, et le coût total serait compris entre 3,5 et 4,5 milliards de dollars en 1970 et entre 4,6 et 5,6 en 1975. En définitive, les importations d'énergie représenteraient entre 11 % et 14,5 % des importations totales en 1970 et entre 12 % et 14 % en 1975.

Tout en étant nettement plus élevés que ceux observés actuellement, ces pourcentages restent encore modiques, et légèrement inférieurs pour la Communauté aux taux actuels de la France et de l'Italie.

Dans la mesure où ces importations risquent d'être concentrées sur une faible partie du monde, n'y aurait-il pas des difficultés à les payer par des exportations? Sur ce point, deux remarques doivent être présentées :

- Tout d'abord, le coût fob du pétrole brut comprend des dépenses de recherches et de production dont une fraction importante correspond à des achats de matériel en Europe et aux salaires de techniciens européens; une partie des importations est donc automatiquement couverte par des exportations.
- D'autre part, les pays exportateurs voudront évidemment utiliser leurs devises; il est fort possible qu'ils ne les utilisent pas en totalité pour des achats dans la Communauté, mais les autres pays où ils les emploieraient se trouveront alors, eux aussi, en possession de devises qu'ils chercheront à dépenser; soit directement, soit par des échanges multilatéraux, il y a une tendance à ce que les exportations de la Communauté permettent de couvrir les importations. Certes, plus les circuits sont longs, plus les risques de mauvais fonctionnement temporaire sont grands; mais ce problème n'est pas spécial à l'énergie. Il faut d'autre part rappeler que cet équilibre suppose des taux de change corrects; ce point a déjà été mentionné, au



début de la troisième partie, avec la conclusion provisoire que l'hypothèse du maintien des taux de change actuels était acceptable, sous réserve d'analyses complémentaires ultérieures.

La fraction des importations d'énergie susceptible d'être modifiée par la politique énergétique représente environ 100 millions de tec. Ce chiffre, en valeur absolue (1 milliard de dollars en 1970) est assez gros; mais il faut observer qu'il ne représente que 3 % des importations totales en provenance du reste du monde, soit moins que la croissance d'une année en régime d'expansion régulière. Certes, on sait bien que ce sont toujours les devises marginales qu'il est le plus difficile de se procurer. Mais il faut d'autre part rappeler que le problème de l'économie de devises doit être traité dans son ensemble, par référence à la compétitivité comparée de toutes les industries à l'exportation; or, les développements de la quatrième partie permettent de mesurer le coût réel des devises économisées par un relèvement de la production communautaire. Lorsqu'on envisage d'éviter l'importation d'une tec qui coûterait 13 dollars par une production communautaire coûtant l'équivalent en monnaies communautaires de 17 ou 18 dollars, il faut examiner si cette économie de devises est réellement avantageuse et si les facteurs de production, capital et main-d'œuvre, nécessaires à la production de cette tec, ne seraient pas mieux utilisés à produire des biens exportables destinés à compenser l'importation supplémentaire d'énergie.

### Section 3 — Les effets des fluctuations de la conjoncture.

Toutes les indications des chapitres précédents reposent sur l'idée de développements réguliers (en hausse ou en baisse) dans l'évolution des divers courants d'approvisionnement, des diverses substitutions, du partage des marchés, etc., et les chiffres relatifs à 1970 sont à considérer beaucoup plus comme des repères dans une évolution générale que comme des valeurs propres à une année privilégiée.

En fait, le développement économique ne présente pas une telle régularité. Même si la mise en œuvre des politiques anti-conjoncturelles est capable d'atténuer l'ampleur des fluctuations, elle ne les supprime pas complètement. Il est nécessaire alors d'examiner si ces fluctuations ne sont pas susceptibles de perturber l'harmonie de l'évolution et l'équilibre prévu pour 1970.

*A — Les fluctuations de la conjoncture affectent différemment les divers produits énergétiques* par suite de l'inégale sensibilité des coûts, de l'inégale surface financière des entreprises, de l'existence de productions multiples.

#### a) L'inégale sensibilité des coûts

Du fait de la part importante des frais de main-d'œuvre dans les dépenses de production du charbon et de la nécessaire stabilité des effectifs, aussi bien du point de vue du travailleur que du point de vue des employeurs qui auraient

beaucoup de mal à retrouver de la main-d'œuvre en haute conjoncture après des licenciements en basse conjoncture, le coût à la tonne extraite, non seulement est très rigide, mais même a tendance à augmenter en basse conjoncture. Il en résulte que les entreprises charbonnières, pour des raisons de trésorerie, ne peuvent guère baisser leurs prix en période de contraction des débouchés.

Le coût des produits pétroliers, au contraire, comprend une part importante d'amortissements, qui peuvent être temporairement différés. D'autre part, une fraction importante des dépenses annuelles est affectée à la recherche, qui peut être ralentie pendant certaines périodes; il en résulte une possibilité beaucoup plus grande de modulation dans le temps du prix des produits pétroliers.

Pour les produits importés, une partie importante du prix cif (20 à 35 % en conjoncture moyenne) est constituée par les frets maritimes. On sait que ceux-ci sont particulièrement sensibles à la conjoncture, et notamment qu'ils s'effondrent en basse conjoncture, pouvant provoquer une baisse de 10 à 15 % du prix cif des produits énergétiques importés.

#### b) L'inégale surface financière des entreprises

Les charbonnages de la Communauté sont des entreprises à l'échelle d'un pays. Toute leur activité est donc influencée par la conjoncture du pays, même si elles ont des liaisons financières avec des entreprises clientes.

Au contraire, les plus importantes entreprises pétrolières ont une surface internationale, ce qui leur permet certaines péréquations interterritoriales qui facilitent des baisses temporaires sur un marché déterminé particulièrement frappé par la conjoncture.

#### c) Existence de productions multiples

Dans certains cas, l'existence de produits multiples permet, si les marchés sont inégalement sensibles à la conjoncture, de baisser provisoirement le prix d'un produit grâce aux recettes procurées par un autre produit.

A cet égard, l'industrie pétrolière a plus de souplesse que l'industrie charbonnière; en effet, une de ses productions, celle de carburants, n'est pas soumise à la concurrence d'une autre industrie, tandis que tous les produits des charbonnages sont soumis à concurrence, soit du fuel et du charbon importé pour les usages vapeur, soit du charbon importé pour les fines à coke.

B — Du fait des inégales sensibilités et des inégales possibilités de réactions à la conjoncture qui viennent d'être analysées, les *fluctuations de la conjoncture risquent de perturber diverses évolutions considérées comme souhaitables dans une perspective à long terme.*

Ce sera le cas notamment du partage du marché entre le charbon et le pétrole d'une part, entre les produits communautaires et les produits importés d'autre part. De façon plus précise, des difficultés conjoncturelles d'écoulement, aggravées par une concurrence temporairement renforcée, risquent de mettre certaines entreprises charbonnières dans une situation de trésorerie tellement difficile qu'elles soient conduites à fermer, alors que leurs sièges devraient rester en fonctionnement dans le cadre des perspectives à long terme. D'autre part, la politique pétrolière de différenciation des sources d'approvisionnement risque d'être freinée par le ralentissement des programmes de recherche dans certaines régions.

C — Enfin les fluctuations de la conjoncture empêchent un développement régulier des besoins. On doit alors se poser la question de savoir dans quelle mesure ces irrégularités doivent être encaissées par des stocks ou par les activités de production, et dans ce dernier cas, par lesquelles en priorité (d'où le problème des équipements mixtes).

#### Section 4 — Problèmes particuliers à la période d'ici 1970

Les équilibres envisagés pour 1970 et au delà ont été calculés sur la base des prix probables en 1970 et de l'évolution probable autour de l'année 1970. Or, comme on a eu l'occasion de le voir précédemment, notamment aux chapitres 7 et 9, les prix actuels du charbon importé et des produits pétroliers sont inférieurs à ceux escomptés pour le futur; l'écart est variable suivant les produits, supérieur à 1 dollar à la tonne pour le charbon américain, nettement plus élevé pour le fuel-oil. Selon toutes probabilités, cette situation va durer encore quelques années.

Il en résulte que le jeu des forces qui, vers 1970, aboutirait à l'équilibre esquissé, serait susceptible, dans les années qui nous séparent de 1970, de conduire à deux résultats néfastes : d'une part une fermeture excessive ou trop rapide de sièges charbonniers, d'autre part le freinage de la politique de diversification des approvisionnements de pétrole brut. Ces deux résultats seraient très graves, le premier parce que la fermeture de sièges charbonniers est dans la plupart des cas une action irréversible, le second parce qu'une véritable diversification géographique de l'origine du pétrole brut ne peut être obtenue qu'après une action soutenue pendant de longues années. Il sera donc nécessaire de mettre au point et d'appliquer des mesures temporaires qui devront compléter la politique énergétique à long terme.

## Conclusion

Chacune des marges d'erreur ou des sources d'incertitude a été, au cours des étapes de cette étude, soigneusement mise en évidence et, dans la mesure du possible, évaluée. Un grand nombre de chiffres de synthèse doivent être retenus bien plus comme des ordres de grandeur que comme des valeurs précises.

Cette prudence était nécessaire dans le cadre d'un travail qui met en jeu des facteurs très complexes, et dont beaucoup sont aléatoires. Cependant, loin d'affaiblir les conclusions, elle conduit au contraire à souligner avec force certains résultats. Ceux-ci permettent à la fois de dégager les problèmes essentiels que doit résoudre en priorité une politique énergétique et de mesurer les effets des diverses mesures que pourrait comporter cette politique.

1) Avec les perspectives de croissance rapide de l'économie de la Communauté (4,6 % par an pour le produit national), les besoins globaux d'énergie augmenteraient d'environ 4 % par an, passant de 460 millions de tec en 1960 à 700 en 1970 et près de 850 en 1975.

2) Le charbon ne couvrira plus, vers 1970, qu'à peine plus d'un tiers des besoins. En ce qui concerne le charbon communautaire, même si l'on devait maintenir le niveau de production actuel, il ne couvrirait donc qu'une part décroissante des besoins d'énergie. Avec le maintien de la production actuelle, cette part qui est aujourd'hui de 45 % serait en 1970 de 33 % et en 1975 de 27 %.

3) Même compte tenu de l'augmentation des autres productions communautaires, l'importation devra donc couvrir une part croissante des besoins, la plus grande partie de ces importations étant constituée par du pétrole brut. Cette part sera croissante en tonnage, d'où l'obligation de s'assurer les possibilités quantitatives de fourniture. Elle sera également croissante en valeur relative, passant du tiers des besoins aujourd'hui à plus de la moitié en 1970, ce qui confèrera aux problèmes de sécurité et de stabilité d'approvisionnement (en quantité et en prix) une importance accrue.

4) La compétitivité des charbonnages de la Communauté est, aujourd'hui déjà, fortement affaiblie sur la base des prix actuels des produits concurrents (charbons importés et fuels).

Certes, la compétition s'exerce actuellement dans des conditions qui peuvent être considérées comme défavorables au charbon, sûrement du fait de la diversité des règles de concurrence qui régissent le marché des divers produits en cause, et sans doute aussi du fait des charges de régression des charbonnages. De plus, pour les produits importés, certains des prix les plus bas constatés depuis plusieurs années peuvent être considérés comme exceptionnels.

Cependant, même en escomptant d'une part la correction de ces inégalités, d'autre part une normalisation du marché impliquant un certain raffermissement des prix des produits importés, la position concurrentielle des charbonnages ne s'améliorera pas à long terme. Cela tient à ce que, même en se plaçant dans des hypothèses d'accroissement élevé des « rendements fond » dans les charbonnages communautaires (environ 70 % en quinze ans), l'évolution probable des salaires entraînera une tendance assez appréciable à la hausse des coûts.

Du fait d'une évolution différente des prix cif des produits importés et des coûts de production du charbon communautaire, et malgré la hausse des besoins d'énergie, les quantités de charbon communautaire compétitives en l'absence de toute aide ne seraient que légèrement supérieures à la moitié de la production actuelle.

Ce résultat, qui doit être retenu comme un ordre de grandeur, ne pourrait être remis en cause que :

- s'il était possible de substituer à l'hypothèse déjà optimiste retenue pour les prévisions de productivité, une autre hypothèse traduisant des innovations révolutionnaires dans les techniques d'exploitation des charbonnages;
- si l'absence de toute politique positive de la Communauté en matière de recherche et d'approvisionnement pétroliers, laissait jouer à plein les risques politiques qui pèsent sur les prix du pétrole à long terme.

5) Un tel résultat, compte tenu des facteurs de sécurité, des préoccupations sociales et régionales, et des aléas qui pèsent sur un marché comportant des données politiques aussi incertaines, appelle et justifie une aide aux charbonnages pour maintenir leur production et leur écoulement à un niveau supérieur à celui qui découle du niveau de compétitivité fondé sur une analyse purement économique.

Sans préjuger les conclusions de politique énergétique, il se dégage donc de l'analyse économique de ce rapport trois problèmes fondamentaux :

- a) Recherche des mesures permettant l'écoulement de la production charbonnière que l'on veut maintenir dans la Communauté. Ces mesures devraient être de nature à stimuler l'assainissement des charbonnages communautaires. Compte tenu des considérations qui précèdent, elles devraient conduire à préserver l'essentiel du noyau charbonnier communautaire.

- b) Élaboration d'une politique d'approvisionnement en énergie importée et notamment en pétrole brut. Le principe de l'approvisionnement communautaire au moindre coût doit être conçu dans une perspective assez longue, et il faut rechercher les conditions qui permettront, tout en ayant largement recours aux régions productrices où les coûts techniques sont les plus bas, d'éviter un relèvement artificiel des prix.
- c) Étude pour déterminer la meilleure cadence de développement des installations nucléaires. A échéance de quinze à vingt ans, c'est l'énergie nucléaire qui renforcera la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Communauté européenne. Sur la base des informations disponibles, on a toutes raisons de penser que des centrales nucléaires de grande dimension seront compétitives dès 1970 pour couvrir la base du diagramme de charge. Or, par son caractère de nouveauté l'industrie nucléaire pose une série de problèmes à un grand nombre d'industries fournisseuses, notamment les industries mécaniques, les industries chimiques, le génie civil. Un développement rapide des installations de réacteurs industriels destinés à la production d'électricité risque donc de se heurter à un certain nombre de goulots, notamment en matière de cadres, si ce développement n'est pas prévu suffisamment à l'avance. Une décision d'accélération de la cadence de développement ne peut avoir tous ses effets qu'après un intervalle de plusieurs années. Il en découle la nécessité de pouvoir fixer dès maintenant les perspectives souhaitables d'ici 1975.

Toute solution apportée à l'un de ces problèmes laisse une certaine latitude pour le traitement des deux autres. On peut néanmoins observer que la part croissante des importations dans l'approvisionnement énergétique de la Communauté (qui met celle-ci dans une situation très différente de celle des autres grands espaces économiques) appelle une large ouverture du marché, de façon à réduire le plus possible le coût d'approvisionnement; mais le corollaire obligatoire d'une telle attitude est alors l'adoption d'une politique énergétique commune veillant à la sécurité de l'approvisionnement, sans laquelle l'objectif même du bas prix d'approvisionnement ne pourrait pas être atteint.