

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

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

Evolution récente,  
perspectives pour 1970,  
tendances jusqu'en 1980

**N° 61**

**LUXEMBOURG**

11<sup>e</sup> année - N° 3

1966



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

Nouvelles réflexions  
sur les perspectives énergétiques  
à long terme de la Communauté européenne

Évolution récente, perspectives pour 1970,  
tendances jusqu'en 1980

Luxembourg, Avril 1966



## PRÉFACE

de P.-O. LAPIE membre de la Haute Autorité,  
président du groupe de travail interexécutifs «Énergie»

Ce qu'il y a de neuf dans les perspectives à long terme que nous présentons aujourd'hui, c'est d'abord qu'elles se placent, non pas dans le cadre restreint de l'Europe des Six, mais dans le cadre plus vaste de l'économie énergétique mondiale; c'est ensuite que nous prolongeons autour des années 1980, des perspectives élaborées en 1960—1962, bornées aux années 1970—1975; c'est enfin qu'il est tenu compte, d'une façon plus précise qu'il n'était possible de le faire en 1960, du nouvel élément énergétique que représente le gaz naturel néerlandais qui ne faisait alors que sourdre et que nous avons pu chiffrer dans une proportion mieux approchée la part future de l'énergie nucléaire.

Ce qui demeure, c'est l'hypothèse générale et la méthode: l'hypothèse est celle d'une économie européenne en expansion; la méthode est celle d'une prospective qui a fait ses preuves. Déjà connue, mais à cette époque encore peu employée, son emploi en notre matière avait suscité des réserves. Toutes les précautions ayant été prises et la plus grande prudence marquée dans l'exploitation des chiffres et les marges d'incertitudes, finalement, nos pronostics se sont révélés exacts.

Cela dit, deux grandes inconnues persistent, toutes deux dues à l'accélération du rythme des découvertes. Déjà, nos travaux se terminaient que les découvertes de gaz naturel dans la mer du Nord et l'annonce de transformations techniques dans l'application de l'énergie nucléaire contribuaient à modifier l'aspect général de l'avenir énergétique de l'Europe. C'est pourquoi, parmi d'autres raisons, présentons-nous modestement notre document sous le titre de «Réflexions» et le sous-titre de «Évolutions actuelles — Perspectives pour 1970 — Tendances vers 1980».

Quoi qu'il en soit, l'élément essentiel que révèlent nos travaux et la dépendance où se trouvera l'Europe de sources extérieures pour son approvisionnement en énergie. Une telle dépendance variera selon les dispositions prises par les États européens ou l'importance des découvertes faites sur leurs territoires. Avec raison, le Conseil de ministres de la C.E.C.A. a décidé de faire procéder à une étude spéciale des conditions de la sécurité d'approvisionnement de l'Europe.

Le charbon qui, pendant plus d'un siècle a assuré à lui seul cette sécurité, se trouve, pour divers motifs, en perte de vitesse plus rapide que nous n'avions osé le prévoir. Ce qui paraissait alors le point fort de consommation de charbon (les services, l'artisanat, la petite industrie, les foyers domestiques) tend de plus en plus à s'affaiblir. Dans quelle mesure les centrales thermiques demeureront-elles largement consommatrices de charbon alors que déjà le fuel y pénètre de plus en plus? Resterait donc la sidérurgie qui, dans la fabrication de l'acier, il faut le remarquer, ne consomme qu'une catégorie de charbon: le charbon à coke. C'est à ces vues qu'en raison des douloureux problèmes sociaux et des difficiles problèmes régionaux qu'elles impliquent et dont la solution ne peut être que longue, donc considérée en avance, que cherchent à répondre les réflexions aujourd'hui publiées.

Si des découvertes nouvelles, auxquelles nous faisons allusion plus haut, résolvent le problème de la sécurité d'approvisionnement et en même temps contribuent à faire baisser le prix de l'énergie produite au sein de la Communauté, le rythme déjà dégressif de l'emploi des ressources charbonnières pourrait être encore précipité.

En revanche, l'ampleur de la consommation d'énergie exigée par une économie en expansion vers la fin du siècle peut faire considérer que toutes les sources d'énergie, y compris les plus anciennes et les plus coûteuses, devront être appelées à répondre à l'immensité de la demande.

Comme les précédentes, ces nouvelles perspectives n'impliquent pas une évolution déterminée par des mécanismes irréversibles. Bien au contraire, par l'objectivité de leur analyse, elles ont pour but d'éclairer la voie en vue des transformations possibles. Elles doivent être l'instrument qui permettra aux industries, aux Communautés, aux États de prendre en temps utile les mesures nécessaires.

Se refusant à l'inéluctable, insoumis à la fatalité, l'homme d'action agit sur l'événement. Encore faut-il qu'il se trouve averti. A l'égard des responsables de l'économie énergétique de l'Europe affrontés à de graves problèmes, soucieux de les résoudre, la Haute Autorité de la C.E.C.A., la Commission de la C.E.E., la Commission de l'Euratom, n'ont eu d'autres préoccupations que de fournir, par les présentes « réflexions », les moyens techniques d'information préalable à leurs décisions.

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
Introduction . . . . .	7
Chapitre I — <i>L'évolution récente</i> . . . . .	9
Section 1 — Modifications de structure dans la consommation d'énergie . . . . .	9
Section 2 — Modifications dans les prix relatifs des produits énergétiques . . . . .	14
Section 3 — Le jeu des protections et des subventions . . . . .	18
Chapitre II — <i>Les conditions de l'équilibre en 1970</i> . . . . .	23
Section 1 — Le contexte économique général . . . . .	23
Section 2 — La demande probable d'énergie . . . . .	23
Section 3 — Les perspectives d'offre d'énergie . . . . .	26
a) Charbon communautaire . . . . .	26
b) Pétrole . . . . .	27
c) Charbon importé . . . . .	28
d) Autres sources d'énergie . . . . .	28
Section 4 — Les problèmes d'écoulement du charbon communautaire . . . . .	28
Section 5 — Les problèmes de l'industrie pétrolière . . . . .	31
Section 6 — Le bilan énergétique de la communauté . . . . .	31
Chapitre III — <i>Aspects de l'équilibre vers 1980</i> . . . . .	33
Section 1 — Les besoins futurs d'énergie . . . . .	33
A — Les besoins d'énergie dans la Communauté . . . . .	33
B — Les besoins mondiaux d'énergie . . . . .	36
Section 2 — Les productions communautaires . . . . .	38
a) Gaz naturel . . . . .	38
b) Pétrole . . . . .	38
c) Énergie nucléaire . . . . .	39
d) Charbon communautaire . . . . .	41
e) La part de la production communautaire dans la couverture des besoins de la Communauté . . . . .	42

	Page
Section 3 — Les offres extérieures . . . . .	43
A — Le bilan mondial d'énergie . . . . .	43
B — Les conditions de production du charbon américain . . . . .	51
C — Les conditions de l'offre de pétrole . . . . .	51
a) Les dépenses de recherche et de production du pétrole brut . . . . .	52
b) Les charges fiscales à la production . . . . .	58
c) Les dépenses totales aux stades du transport, du raffinage et de la distribution . . . . .	58
d) Les frais généraux et les impôts sur les bénéfices . . . . .	59
Section 4 — Les prix et l'équilibre du marché . . . . .	59
a) L'évolution des prix depuis une dizaine d'années . . . . .	59
b) Perspectives d'évolution des prix . . . . .	61
Conclusion . . . . .	63

## INTRODUCTION

Publiée dans sa version définitive et complète en 1964, mais déjà diffusée sous forme préliminaire dès décembre 1962 et élaborée au cours des années 1961—1962<sup>(1)</sup>, l'Étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté («les Perspectives») doit maintenant faire l'objet, de la part de ses auteurs, d'un réexamen destiné à utiliser les nouvelles informations disponibles et à tenir compte des événements survenus depuis quatre ans dans le domaine de l'énergie. Ce réexamen sera également l'occasion de reculer l'horizon envisagé.

Le mot même de réexamen indique bien qu'il ne s'agit pas d'une étude nouvelle, repartant ab ovo, mais d'un prolongement d'une étude existante. Les concepts généraux sont les mêmes, les statistiques sont, autant que possible, comparables, ceux des développements qui restent entièrement valables ne sont repris que de façon allusive.

Le texte suivant comprend trois parties :

- un rappel de l'évolution récente;
- un examen des conditions d'équilibre en 1970;
- une esquisse des tendances de l'offre et de la demande jusqu'en 1980.

Si l'examen systématique de la situation du moment fait régulièrement l'objet d'une publication détaillée («La Conjoncture énergétique de la Communauté»), il a néanmoins paru utile, avant d'examiner les perspectives d'évolution à moyen et à long terme, de confronter l'évolution récente avec ce qui figurait dans les «Perspectives» et d'indiquer dans quelle mesure et sur quels points la situation actuelle présente un caractère de transition.

Pour le futur, les années 1970 et 1980 ne doivent être considérées que comme des points de repère; nous n'avons en aucune manière l'intention de prévoir de façon précise ce qui se passera en chacune de ces années, mais seulement d'examiner comment pourra se présenter la situation énergétique dans quelques années, c'est-à-dire vers 1970, et à plus long terme, aux environs de 1980.

Le choix de deux dates se justifie par le fait que les problèmes et les possibilités d'action y sont très différentes. Les équipements de production et de consommation de 1970 résultent de décisions qui sont déjà très largement prises et sur lesquelles des compléments ou des retouches ne peuvent avoir qu'un effet modique; c'est donc sur les conditions économiques d'écoulement que se concentrent les possibilités d'intervention. L'horizon 1980, au contraire, est beaucoup plus ouvert et des possibilités d'action existent dans la plupart des domaines. Aussi, comme le montre ce rapport, les décisions à prendre prochainement se posent en termes très différents pour les deux échéances: vers 1970, la préoccupation dominante sera d'assurer l'écoulement du charbon produit; pour le long terme, au contraire, il s'agit de préparer la couverture des besoins dans les meilleures conditions.

(<sup>1</sup>) Voir notamment *Bulletin n° 59* (années 1965-1966) et document 3365/2/64/1 du Service des publications des Communautés européennes.



La considération simultanée des deux échéances est nécessaire pour la préparation de mesures de politique énergétique; les décisions prises en vue d'assurer l'équilibre vers 1970 n'auront pas seulement des effets immédiats, mais aussi des répercussions à plus long terme et la physionomie souhaitée de 1980 doit se préparer dès aujourd'hui.

Il reste enfin à rappeler, pour dissiper toute ambiguïté, que ce document veut présenter uniquement les résultats d'analyses techniques et économiques. Les conclusions, de caractère politique, sont ou seront tirées dans d'autres documents.

## CHAPITRE I

### L'ÉVOLUTION RÉCENTE

La situation actuelle du marché énergétique de la Communauté est caractérisée à la fois par une expansion rapide des besoins, une grande abondance de l'offre et des écarts sensibles entre les coûts des différentes sources d'énergie qui contribuent à l'approvisionnement. Il en résulte de profondes modifications dans la structure de l'approvisionnement, bien que l'évolution soit freinée par des interventions des autorités publiques.

Trois traits marquants vont être analysés en détail ci-dessous :

- La consommation des hydrocarbures a rapidement augmenté, tandis que le charbon communautaire reculait, tant en termes absolus que relatifs. Aussi la part de l'énergie importée dans l'approvisionnement total augmente-t-elle.
- La cause principale de cette évolution est l'écart de prix entre les différentes sources d'énergie qui sont en compétition auquel s'ajoutent certains avantages de commodité dans l'emploi des combustibles liquides et gazeux.
- Les interventions décidées depuis 1958 dans divers pays en faveur du charbon communautaire ont eu pour résultat de détacher nettement la structure des prix rendu des diverses formes d'énergie de la structure des coûts. Les protections, sous la forme de restrictions à l'importation ou de taxes intérieures ont été jusqu'à présent relativement efficaces en ce qui concerne le charbon américain mais, à l'égard des produits pétroliers, elles ont été progressivement effacées par les écarts entre les prix hors taxes du charbon communautaire et des produits pétroliers. Par la suite, un recours accru aux subventions a été nécessaire. Celles-ci n'ont pas empêché une dégradation généralisée de la situation financière des charbonnages de la Communauté.

#### Section 1

##### **Modifications de structure dans la consommation d'énergie**

Comme prévu, un certain ralentissement est intervenu depuis 1960 dans l'expansion économique de la Communauté. Le taux de croissance du PNB pour la période 1960—1965 a été de l'ordre de 5% par an contre 5,5% au cours de la décennie précédente. Malgré cela, *la consommation totale d'énergie* de la Communauté continue à augmenter à un rythme moyen de l'ordre de 5% par an. Par rapport à l'analyse donnée dans les « Perspectives », la croissance

des besoins au cours des cinq dernières années a été un peu plus rapide que prévu, l'écart étant, après correction des séries statistiques, de l'ordre de 3,5%. Comme le montre le *tableau 1*, cette croissance n'a pas été régulière, les conditions climatiques étant à l'origine de consommations très fortes en 1962 et 1963.

TABLEAU 1

Couverture des besoins intérieurs d'énergie de la Communauté

	en millions de tec						en % du total		
	1950	1960 (a)	1962	1963	1964	1965 (estim.)	1950	1960 (a)	1965 (estim.)
<i>Consommation totale d'énergie</i>	289	461	515	561	572	596	100	100	100
dont houille	213	245	249	254	237	224	74	53	38
lignite	25	34	36	37	38	34	9	7	6
pétrole	30	126	175	207	240	270	10	28	45
gaz naturel	1	14	18	19	20	23	..	3	4
énergie hydr., géothermique et nucléaire (b)	20	42	37	44	37	45	7	9	7
Couverture par:									
a) énergies communautaires	(257)	336				322	(89)	73	54
dont houille	(215)	236				201	(74)	51	34
b) énergies importées (c)	(32)	125				274	(11)	27	46

Notes générales: 1. A partir de 1964 les statistiques comprennent les consommations de Berlin-Ouest.  
2. Les chiffres ne comprennent pas la consommation de pétrole pour la fabrication de produits non énergétiques.

Notes particulières: a) chiffres révisés par rapport aux «Perspectives»;  
b) y compris importations nettes.  
c) déduction faite de l'énergie exportée;

Source: Bilans énergétiques de la Haute Autorité.

Au moins depuis une dizaine d'années et plus particulièrement depuis 1958, la consommation des produits pétroliers est en forte hausse. Il en résulte une modification profonde de la structure de la consommation. Au cours des cinq dernières années, la part des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) dans la consommation totale est passée de 31% à 49%, celle de la houille s'étant réduite de 53% à 38%.

Parallèlement, la part de l'énergie importée dans la consommation a progressé très rapidement, passant de 27% à 46%. Pendant que la consommation augmentait de 135 millions de tec, l'approvisionnement en énergie communautaire régressait en termes absolus (baisse de près de 15 millions de tec).

En particulier, les débouchés du charbon communautaire n'ont pas augmenté; ils ont même eu tendance à se réduire. Les difficultés d'écoulement, qui s'étaient manifestées par un stockage en 1958—1959 ont diminué en 1960, grâce à une forte pointe conjoncturelle dans l'activité économique. Après avoir été masquées en 1962 et 1963 sous l'influence de températures rigoureuses, elles ont réapparu en 1964 et ont été particulièrement marquées en 1965 où le stockage a dépassé dix millions de tonnes entre le début et la fin de l'année. Ainsi, malgré la réduction de la production de 234 millions de tonnes en 1960 à 218 millions de tonnes en 1965 <sup>(1)</sup>, l'écoulement total du charbon communautaire n'a pu être assuré qu'en période de pointe conjoncturelle de la demande d'énergie.

Réduction structurelle et vulnérabilité conjoncturelle du charbon communautaire, forte croissance structurelle et faible sensibilité conjoncturelle (du moins en quantités) des produits pétroliers, augmentation sensible de la part de l'énergie importée, telles sont les lignes générales de l'évolution des cinq dernières années.

Cette analyse peut être précisée en suivant l'évolution par grands *secteurs de consommation* (tableau 2 A).

Dans les *transports ferroviaires*, la régression de l'emploi direct du charbon a commencé dès 1952 par suite de l'électrification et de la dieselisation du réseau; actuellement, elle se poursuit encore à un rythme rapide en République fédérale. Toutefois, il y a partiellement compensation par utilisation du charbon pour la production d'électricité.

Dans le secteur des *industries autres que la sidérurgie*, deux phénomènes sont à observer. Au cours des dernières années, les économies d'énergie ont été moins intenses, si bien que la croissance des besoins a été plus forte que prévu. D'autre part, la pénétration des hydrocarbures, amorcée dans le secteur dès avant 1957—1958, est et reste extrêmement rapide. Elle s'étend tant aux usages vapeur qu'aux usages four et atteint actuellement des branches comme les cimenteries, axées traditionnellement sur le charbon. Aussi, la réduction de la consommation de charbon a-t-elle été particulièrement vive les dernières années, d'un tiers en cinq ans. Elle s'est poursuivie même en période de «pointe» de la demande d'énergie.

En *sidérurgie*, le trait marquant est la stagnation des besoins de coke depuis 1961, sous la double influence d'un ralentissement dans la croissance de la production sidérurgique et d'une réduction plus rapide que prévu de la mise au mille au haut fourneau.

Dans le secteur «*foyers domestiques, services, artisanat*», les besoins d'énergie continuent à augmenter rapidement, ce qui reflète l'expansion des revenus et des dépenses des ménages au cours des dernières années. L'hypothèse de la saturation progressive des besoins, qu'on avait incorporée dans les «Perspectives», ne semble pas se vérifier. Pour le charbon, on a enregistré jusqu'en 1964 de fortes fluctuations d'année en année, en liaison avec les variations de climat, mais sans que le niveau moyen de consommation se modifie beaucoup. Les estimations pour 1965 indiquent pourtant une contraction qui dépasse le cadre conjoncturel et risque d'annoncer une rupture de tendance.

---

(1) Statistiques nationales, en millions de tec: 1960 — 229; 1965 — 211.

TABLEAU 2

## A — Consommation par secteur

(en millions de tec; chiffres arrondis)

	Énergie totale		Pétrole		Charbon Houille et coke	
	1960	1965 (estim.)	1960	1965 (estim.)	1960	1965 (estim.)
1. Sidérurgie <sup>(1)</sup> dont coke	57	61	5	10	54 (51)	51 (49)
2. Autres industries <sup>(1)</sup>	91	115	32	69	39	25
3. Transports <sup>(1)</sup>	54	77	41	69	13	6,5
4. Secteur domestique <sup>(1)</sup>	100	139	29	67	53	50,5
5. Production d'électricité: dont centrales hydrauliques et nucléaires <sup>(2)</sup>	42	45	—	—	—	—
centrales thermiques	75	107	6	24	46	55
6. Autres producteurs et transformateurs d'énergie <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>	37	44	13	28	36 <sup>(4)</sup>	33 <sup>(4)</sup>
7. Non ventilés <sup>(1)</sup>	5	8	—	3	4	4
8. Consommation intérieure totale	461	596	126	270	245	225

## B — Bilan global

(en millions de tec)

1. Consommation intérieure totale	461	596	126	270	245	225
2. Exportations et soutes	60	77	50	71	8	5,5
3. Produits non énergétiques	11	27	11	26	—	—
4. Variations de stocks chez les trans- formateurs et consommateurs finals	— 0,4	— 1	—	—	— 0,4	— 1
5. Ecoulement total	531	699	187	367	253	230
6. Importations	201	387	176	350	18	29
7. Production communautaire primaire	329	332	16	25	229	211
8. Variations de stocks des producteurs	— 6,5	+10,9	—	—	— 6,5	+11,5
9. Ecart de fermeture <sup>(4)</sup>	+ 5	+ 8	+ 5	+ 8	—	— 1

<sup>(1)</sup> Sans électricité.<sup>(2)</sup> Équivalent en énergie primaire de la production d'électricité d'origine hydraulique et nucléaire.<sup>(3)</sup> Le poste est calculé par différence pour l'énergie totale.<sup>(4)</sup> Autoconsommation des mines, autoconsommation et pertes des cokeries et des usines à gaz.<sup>(5)</sup> Ligne 9 = Ligne 6 + 7 — 5 — 8.

Source: bilan énergétique de la Haute Autorité

Reste enfin, comme dernier grand secteur, celui des *centrales électriques*. Deux évolutions y retiennent l'attention :

- l'expansion de la production thermique classique, par suite de la stagnation relative de la production d'origine hydraulique et des délais de démarrage dans le secteur nucléaire;
- l'augmentation des débouchés de charbon (plus de 20% en 5 ans pour l'ensemble des centrales) qui contraste nettement avec l'évolution dans les autres secteurs. Bien que les autorités publiques de certains pays aient incité à l'emploi du charbon, les combustibles liquides représentent pourtant déjà 23% de l'input total dans les centrales de la Communauté, cette part étant toutefois très différente selon les pays (Italie 78%, Pays-Bas 41%, Belgique 28%, France 20% et Allemagne 9%).

En résumé, cet aperçu permet de dégager quelques conclusions sur la validité des lignes de tendance dessinées dans les « Perspectives » :

1. Certains besoins *d'énergie* avaient été sous-évalués (autres industries, transports et secteur domestique), d'autres surévalués (sidérurgie). Le résultat net est un relèvement du chiffre des besoins globaux.
2. La tendance à la contraction des débouchés du *charbon*, loin de se ralentir, s'est plutôt accélérée. En dehors des centrales thermiques, tous les grands débouchés ont été successivement touchés. Il en est résulté des difficultés d'écoulement de la production charbonnière communautaire.

Ces difficultés sont dues à plusieurs facteurs :

- stagnation, depuis 1961, des besoins de coke sidérurgique;
- croissance économique et croissance des besoins d'énergie relativement plus lentes dans les régions proches des bassins charbonniers que dans le reste du territoire;
- écarts entre les prix de vente du charbon comparés à ceux des produits concurrents, en particulier les produits pétroliers. Sauf en France et en Italie, l'incidence du gaz naturel a, jusqu'à présent, été limitée;
- à égalité de prix rendu à la calorie, passage de nombreux consommateurs de charbon à d'autres produits, pour des raisons de commodité ou de qualité.

Pour l'avenir, en présence de la concentration croissante des débouchés du charbon sur les centrales thermiques, le troisième facteur, le critère des prix relatifs, est de loin le plus important. A cet égard, la situation actuelle des rapports de prix et de coûts mérite une attention particulière.

## Section 2

### Modifications dans les prix relatifs des produits énergétiques

A la suite des modifications de structure de l'approvisionnement qui viennent d'être décrites, *les prix des hydrocarbures* sont devenus, dans une mesure croissante, les prix de référence pour tout le marché énergétique de la Communauté en dehors de la sidérurgie.

On sait que les marchés en forte expansion de la Communauté ont été les premiers à traduire les tendances à la baisse du niveau mondial des produits pétroliers. Déjà en 1960, les prix des fuels lourds avaient atteint des niveaux très bas (*tableau 3*). Au cours des dernières années, ils sont restés proches de ces niveaux.

Pour les distillats moyens, l'évolution a été caractérisée par la chute de prix de 20 à 30% intervenue depuis le printemps 1964. Cette baisse reflète les modifications de l'offre qui se sont produites avec l'arrivée de brut libyen à haut rendement en gasoil, l'équipement des raffineries avec des unités permettant d'accroître le rendement en gasoil, et, aux Pays-Bas, la concurrence des premières livraisons de gaz naturel.

Pour ce dernier, les tarifs pratiqués à l'intérieur des Pays-Bas indiquent des prix d'environ 12 à 13 \$ la tec pour les grands consommateurs industriels et de 20 à 23 \$ la tec pour le chauffage domestique.

Ainsi, la situation actuelle se résume dans des niveaux de prix de

11 à 15 \$ la tec, toutes taxes comprises, pour le fuel lourd et le gaz naturel pour usages industriels, la fourchette résultant de niveaux de taxation différents selon les pays. Sauf en France, les chiffres correspondants hors taxe se situent entre 8 et 10 \$ la tec.

20 à 25 \$ la tec pour les produits à usage domestique (exception faite pour le fuel léger en Belgique ou de récentes mesures fiscales ont porté le prix à environ 30 \$ la tec).

TABLEAU 3

Tendances des prix des fuels dans quelques centres de la Communauté <sup>(1)</sup>

(en \$ par tonne métrique)

Année Dates (cotations été — automne)	Prix à la tonne de fuel			Prix à la tonne d'équivalent charbon		
	Prix toutes taxes comprises	Taxes	Prix hors taxes	Prix toutes taxes comprises	Prix hors taxes	
<b>I. Fuel lourd</b> (grande industrie)						
— Hambourg	novembre 1960	17,0–20,0	6,0	11,0–14,0	11,9–14,0	7,7– 9,8
(franco)	novembre 1964	19,0–21,0	7,7	11,3–12,3	13,3–14,0	7,9– 8,6
	décembre 1965	20,0–21,0	7,7	12,3–13,3	14,0–14,7	8,6– 9,3
— Rotterdam	novembre 1960	13,5–15,0	1,0	12,5–14,0	9,4–10,5	8,7– 9,8
(franco)	novembre 1964	16,5–17,0	3,0	13,5–14,0	11,5–11,9	9,4– 9,8
	décembre 1965	16,0–18,0	3,0	13,0–15,0	11,2–12,6	9,1–10,5
	janvier 1966	18,0–20,0	5,0	13,0–15,0	12,6–14,0	9,1–10,5
— Anvers	novembre 1960	20,0–24,0	6,0	14,0–18,0	14,0–16,8	9,8–12,6
(ex raffin.)	novembre 1964	16,0–17,0	4,5	11,5–12,5	11,2–11,9	8,0– 8,7
	décembre 1965	15,5–16,5	4,5	11,0–12,0	10,8–11,5	7,7– 8,4
	janvier 1966 <sup>(2)</sup>	15,5–16,5	4,5	11,0–12,0	10,8–11,5	7,7– 8,4
— Dunkerque-	novembre 1960	22,5–23,5	2,2	20,3–21,3	15,7–16,5	14,2–14,9
Le Havre	novembre 1964	19,0–20,5	2,2	16,8–18,3	13,3–14,3	11,7–12,8
(ex raffin.)	décembre 1965	18,0–19,0	2,2	15,8–16,8	12,6–13,3	11,0–11,7
— Gênes	novembre 1960	17,0–18,0	5,0	12,0–13,0	11,9–12,6	8,4– 9,1
	novembre 1964	16,0–17,5	5,0	11,0–12,5	11,2–12,2	7,7– 8,7
	décembre 1965	16,5–18,0	5,0	11,5–13,0	11,5–12,6	8,0– 9,1
<b>II. Fuel léger (franco)</b> (chauffage domestique)						
— Hambourg	novembre 1963	36,3–39,2	3,3	33,0–35,8	25,4–27,3	23,1–25,0
	novembre 1964	28,2–31,1	3,3	24,9–27,8	19,7–21,7	17,4–19,4
	décembre 1965	28,0–30,0	3,3	24,7–26,7	19,6–21,0	17,3–18,7
— Rotterdam	novembre 1963	40,9	0–1,0	39,9–40,9	28,6	27,9–28,6
	novembre 1964	28,0–31,0	0–1,0	27,0–31,0	19,5–21,7	18,9–21,7 <sup>(3)</sup>
	décembre 1965	25,0–28,0	0–1,0	24,0–28,0	17,5–19,6	16,8–13,7
	janvier 1966	26,0–29,0	0–1,0	25,0–29,0	18,2–20,3	17,5–20,3
— Anvers	novembre 1963	38,0–40,3	6,0	32,0–34,3	26,6–28,2	22,4–24,0
	novembre 1964	31,0–33,0	5,5	25,5–27,5	21,7–23,1	17,8–19,2
	décembre 1965	31,0–35,0	5,5	25,5–29,5	21,7–24,5	17,8–20,6
	janvier 1966	42,0–46,0	16–17	26,0–29,0	29,4–32,2	18,2–20,3
— Dunkerque-	novembre 1963	40,3	3,5	36,8	28,2	25,7
Le Havre	novembre 1964	35,0–37,5	3,1	31,9–34,4	24,6–26,2	22,3–24,1
	décembre 1965	32,0–35,0	3,1	28,9–31,9	22,4–24,5	20,2–22,3
— Milan	novembre 1963	29,3	7,0	22,3	20,5	15,6
	novembre 1964	29,0	7,2	21,8	20,3	15,2
(fluide) <sup>(4)</sup>	décembre 1965	25,0–26,0	7,2	17,8–18,8	17,5–18,2	12,4–13,1

<sup>(1)</sup> Les prix réels des fuels oils sont mal connus en raison notamment de l'importance des rabais. Les chiffres du tableau résultent d'informations fragmentaires; ils ne sont pas entièrement comparables tant d'une année à l'autre qu'entre pays et ne reflètent que des tendances très générales.

<sup>(2)</sup> Suite au relèvement des taxes au 1. 1. 66.

<sup>(3)</sup> Usage domestique privé; les usages non-privés sont taxés à environ 6 \$ avant le 1. 1. 66 et à environ 10 \$ après; le prix augmente d'un montant équivalent à la différence de taxe.

<sup>(4)</sup> Fuel fluide (3°–5° Engler) produit plus lourd que le fuel domestique ou léger utilisé dans les autres pays.

Source: La conjoncture énergétique, diverses années (voir note page 7).



Notons enfin que le marché des carburants, d'accès difficile et coûteux, n'a pas connu de variations aussi nettes. Les prix à la pompe n'ont diminué que faiblement et restent satisfaisants pour les compagnies intégrées qui sont présentes depuis longtemps sur le marché. Par contre, les ventes en gros d'essence n'ont été conclues que moyennant des rabais en forte augmentation.

En ce qui concerne le *charbon américain*, le prix cif pour des quantités transportées au voyage a augmenté d'environ 1 \$ depuis 1960 et est, hors droits de douane, actuellement de l'ordre de 12,5 \$ pour le charbon vapeur et 14,5 \$ pour le charbon à coke de mélange (tableau 4). Cette évolution des prix cif au voyage ne reflète pourtant pas celle du coût d'approvisionnement en grandes quantités, transportées par navires de grand tonnage. Ce coût est descendu au-dessous des cotations de marché spot et doit se situer aux environs de 13 \$ pour le charbon à coke et de 11 \$ pour le charbon vapeur. Le charbon américain hors droits de douane est donc compétitif avec le fuel lourd (taxes comprises) dans les zones côtières mais ne l'est pas à l'intérieur des terres par suite du handicap des coûts de transport intérieur.

TABLEAU 4

**Prix du charbon à coke américain transporté au voyage**

(Menus, fines à coke de mélange, en \$ par tonne métrique)

Années (cotations automne)	Prix Fob	Fret atlantique	Prix cif ARA
1960	9,60	3,51	13,11
1963	10,41	5,01	15,42
1964	10,41	3,76	14,17
1965	10,47	4,04	14,51

Pour les charbonnages de la Communauté, les *prix de barème départ mine* varient actuellement selon les bassins entre :

- 15 et 17 \$ pour le charbon vapeur industriel et les fines à coke,
- 30 à 34 \$ pour l'anhracite (Belgique: 42).

En raison de frais de transport de charbon relativement élevés, l'écart entre les prix du charbon communautaire et celui des produits concurrents se creuse dès qu'on s'éloigne des régions minières. L'alignement sur les prix des concurrents est coûteux et ne se pratique que pour des quantités limitées.

Comme on le verra ci-après à la section 3, les différences entre les *coûts*, en termes absolus, des diverses énergies sont beaucoup plus importantes que les différences entre les *prix*. Cependant, l'évolution des coûts continue à influencer celle des prix. Les prix bas du fuel lourd ont pu être maintenus, ceux du fuel léger ont pu être abaissés grâce aux progrès de productivité réalisés à tous les échelons de la production et de la distribution.

Dans les mines également, l'augmentation du rendement a été considérable dans plusieurs bassins. Pour les bassins allemands et pour la Lorraine, les estimations des « Perspectives » ont été dépassées. Mais ces progrès se sont ralentis considérablement au cours des toutes dernières années (tableau 5 A). Les salaires ont évolué différemment. Au cours des cinq dernières années, il ont augmenté de 6,5 à 8,5 % en moyenne par an<sup>(1)</sup>, mais les plus fortes hausses se sont produites depuis deux ou trois ans (tableau 5 B). Ces évolutions ont conduit à une hausse sensible et généralisée des coûts de production pour les entreprises, malgré la prise en charge par les autorités publiques de charges sociales anormales. Sur la quinquennie entière, elle a dépassé 10 % en République fédérale, 15 % en Belgique, 25 % en France et aux Pays-Bas.

TABLEAU 5

## A — Évolution des rendements par poste dans les mines de houille

Bassins	Rendement en kg = kg			Taux d'accroissement moyen par an 1960—1965	
	Réalizations		Chiffre correspondant « Perspectives » 1965	Réalizations	« Perspectives »
	1960	1965		%	
Ruhr	2.181	2.895	2.700	5,8	4,3
Sarre	2.013	2.740	2.700	6,4	5,6
Campine	1.778	2.102	2.350	3,3	5,5
Belgique Sud	1.452	1.697	1.760	3,2	4,1
Nord-Pas-de-Calais	1.562	1.662	1.680	1,2	1,5
Lorraine	2.580	3.239	2.850	4,6	2,0
Limbourg	1.833	2.253	2.240	4,2	4,1

## B — Évolution des salaires horaires moyens directs (fond et surface)

Pays	Indice 1960 = 100						Taux d'accroissement moyen par an 1960—1965		
	Réalizations				Chiffre « Perspectives » 1965		Réalizations	« Perspectives »	
	1960	1963	1964	1965 <sup>(1)</sup>	( <sup>2</sup> )	( <sup>3</sup> )		%	
République fédérale	100,0	128,0	135,7	149,3	122,9	144,9	8,1	4,2	7,7
Belgique	100,0	119,1	127,3	137,5	117,1	136,9	6,6	3,2	6,5
France	100,0	123,8	134,5	143,0	121,7	146,8	7,4	4,0	8,0
Pays-Bas	100,0	122,3	140,0	150,6	114,8	140,5	8,4	2,8	7,0

(<sup>1</sup>) Provisoire.

(<sup>2</sup>) Prévisions à niveau général de prix constants.

(<sup>3</sup>) Prévisions avec influence de l'évolution du niveau général des prix.

(<sup>4</sup>) Il s'agit ici des salaires nominaux. Une hausse générale des prix s'étant produite dans la Communauté, l'augmentation des salaires réels a été nettement moins élevée.

## C — Évolution des coûts de production pour les entreprises

(Indice 1960 = 100; base: monnaie nationale)

Pays	1960	1961	1962	1963	1964	1965 (estimations)
République fédérale	100,0	103,1	103,1	104,3	106,2	112,8
Belgique	100,0	97,2	99,9	104,4	111,6	116,0
France	100,0	108,1	112,9	127,1 <sup>(1)</sup>	120,5	127,7
Pays-Bas	100,0	99,0	108,3	113,9	122,2	127,0

<sup>(1)</sup> Y compris les répercussions des grèves.

Dans ces conditions, les réductions de prix, consenties il y a quelques années par certains bassins, n'ont pu être maintenues ou ne l'ont été qu'au moyen d'aides accrues.

En résumé

- l'écart se creuse entre le prix du charbon communautaire et celui des énergies concurrentes provoquant une réduction de l'écoulement dès que les « pointes » de demande des années 1962 et 1963 avaient disparu,
- la situation financière des charbonnages s'aggrave,
- des aides accrues sont nécessaires pour assurer l'écoulement.

## Section 3

## Le jeu des protections et des subventions

Si les transformations décrites ci-dessus n'ont pas été plus rapides, c'est parce que les autorités publiques des pays producteurs de charbon ont pris de nombreuses mesures qui peuvent se résumer comme suit:

*charbon importé:*

- droit de douane de 20 DM en République fédérale avec contingent tarifaire de 6 millions de t, interventions administratives, de type d'ailleurs différent, en France, en Belgique et aux Pays-Bas.

*produits pétroliers:*

- taxes intérieures, de niveau d'ailleurs très différent de pays à pays: 2,2 \$ en France, 7,7 en République fédérale, sur les fuels lourds,
- organisation du marché avec publication de barèmes en France, bien que la suppression de l'interdiction de rabais atténue le rôle de ces derniers,
- autolimitation, par les compagnies pétrolières, à l'initiative des autorités publiques, de leurs ventes en République fédérale.

*charbon communautaire :*

- interventions financières au profit des charbonnages, principalement par allègement des charges sociales.

Toutes ces mesures tendent à détacher nettement la structure des prix des diverses formes d'énergie de la structure des coûts: elles conduisent à des prix du charbon communautaire inférieurs aux coûts de production, à des prix des produits pétroliers et du charbon importé supérieurs aux coûts.

Les résultats de ces mesures peuvent être analysés en fonction tant de leur *efficacité* directe que du *coût* supplémentaire qu'elles ont entraîné *pour la collectivité*.

Les obstacles à l'importation du charbon ont, dans l'ensemble été efficaces, Le droit de 5 \$ par tonne en Allemagne se révèle jusqu'à présent prohibitif. En 1965, l'importation a porté sur 7,3 millions de tonnes et n'a pas excédé le contingent tarifaire, compte tenu de livraisons militaires de 1,5 million de tonnes. Les régulations à l'importation dans les autres pays ont permis de maintenir ou de ramener l'importation à des niveaux modestes<sup>(1)</sup>, 11 millions de tonnes (dont 7 de charbon à coke) pour la France et le Benelux (respectivement 5 et 6). Ce n'est qu'en Italie que l'importation augmente et atteint 10,5 millions de tonnes à la fois pour satisfaire les besoins croissants de la sidérurgie et pour compenser la réduction des livraisons communautaires qui ne peuvent faire l'effort d'alignement de prix qui serait nécessaire.

Les restrictions à l'importation de charbon à coke ont directement et exclusivement profité au charbon communautaire, en alourdissant d'ailleurs le coût de l'approvisionnement de la sidérurgie. Pour le charbon vapeur, il est probable qu'à côté du charbon communautaire, les produits pétroliers ont bénéficié des obstacles quantitatifs à l'importation de charbon.

Les politiques de taxation des *combustibles pétroliers*, adoptées pour des motifs différents selon les pays, n'ont pas abouti à ralentir sensiblement le processus de substitution du pétrole au charbon parce que leurs effets ont été neutralisés par des hausses des prix du charbon et par des baisses des prix hors taxes des combustibles liquides (surtout les fuels légers au cours des dernières années).

L'évolution des conditions des marchés, compte tenu des effets du cadre institutionnel sur l'intensité de la concurrence, n'est pas restée sans influence sur la situation de l'industrie pétrolière. Grâce aux réductions des coûts aux divers stades de l'industrie en aval de la production, la baisse des valorisations ex raffinerie<sup>(2)</sup> n'a entraîné pour les grandes compagnies intégrées qu'un affaiblissement assez modeste des marges bénéficiaires. Celles-ci semblent encore relativement satisfaisantes, sauf pour les marchés les plus déprimés. Mais il n'en est pas toujours de même pour les sociétés petites et moyennes qui généralement obtiennent des valorisations ex raffinerie inférieures et souvent n'ont pas le brut au coût. Si on excepte les quelques compagnies qui ont pu s'assurer des sources de brut très avantageuses (en Libye notamment), leurs marges bénéficiaires semblent souvent insuffisantes pour assurer leur expansion et même parfois pour garantir leur survie.

---

(1) Sauf en période de tension temporaire, comme en 1963.

(2) La valorisation ex raffinerie est calculée à partir du prix de vente ex raffinerie et hors taxe et de la part relative des divers produits dans la production de la raffinerie, de manière à déterminer la recette brute à la tonne de brut après traitement en raffinerie. Une analyse des valorisations ex raffinerie, qui varient suivant les qualités de brut, les pays et régions, et les compagnies opératrices, figurera dans l'annexe consacrée aux conditions de l'offre de pétrole. Cette annexe sera publiée ultérieurement.

Enfin, des distorsions dans la politique de taxation des différents produits pétroliers n'ont pas manqué de poser des problèmes.

Ainsi, en Allemagne, la taxation de fuels légers, relativement faible par rapport aux fuels lourds, a suscité une demande plus vive de ce produit qui n'a pu être satisfaite que par des importations très importantes. Inversement, la taxe très élevée qui frappait jusqu'à présent le gasoil en Italie en a interdit l'usage comme combustible et est à l'origine d'excédents de ce produit.

Les protections extérieures et intérieures se révélant de plus en plus inefficaces, du moins à l'égard des produits pétroliers, les autorités publiques ont sensiblement augmenté leurs *interventions financières* en faveur de l'industrie charbonnière.

Par la décision 3/65 prise par la Haute Autorité dans le cadre du protocole d'accord du 21 avril 1964 on comptabilise au niveau de la Communauté les interventions financières des États membres destinées à compenser les charges «anormales» de sécurité sociale résultant de l'évolution démographique dans les charbonnages; cette décision permet aussi que soient autorisées des subventions pour la rationalisation des charbonnages et pour la régularisation du rythme de régression, eu égard aux considérations régionales et sociales.

Des communications faites par les gouvernements, il résulte qu'en 1965 les interventions pour compenser les charges «anormales» atteignent à la tonne produite: 4,2 \$ en République fédérale, 4,7 \$ en France, 5,4 \$ en Belgique, 0,85 \$ aux Pays-Bas.

Les subventions s'élèvent par tonne produite à 0,4 \$ en République fédérale, 0,8 \$ en France et en Belgique.

Les interventions financières sont croissantes et se généralisent dans la Communauté. Les différences de pays à pays dans le montant à la tonne tendent à se réduire.

Pour préciser la signification de ces chiffres, deux remarques doivent être formulées:

- les montants indiqués ci-dessus concernent les interventions dans le cadre de la décision 3/65 de la Haute Autorité. Il s'y ajoute, dans une mesure variable de pays à pays, d'autres versements tels que des interventions financières au profit de certains consommateurs (encouragements à la construction de centrales thermiques et d'installations de chauffage urbain) et de transporteurs de charbon communautaire, ou encore des versements aux communes où des salariés des mines ont leur domicile.
- il apparaît qu'une partie importante des charges actuellement supportées par les autorités publiques subsisterait pour un certain temps *après* l'arrêt de la production. Ces charges résultent de la production passée, non de la production courante. Les fermetures n'auraient comme résultat que d'enrayer la création de *nouvelles* charges de ce genre, liées à l'embauchage de nouveaux mineurs. L'héritage du passé devra en tout cas être assumé.

TABLEAU 6

## Évolution des mesures financières en faveur de l'industrie charbonnière dans le cadre de la décision 3/65

	\$ par tonne produite <sup>(1)</sup>	
	1960 (estimations)	1965
<i>Compensation de charges sociales anormales</i>		
République fédérale	1,9	4,2
Belgique	3,1	5,4
France	1,0	4,7
Pays-Bas	.	0,8
<i>Subventions</i>		
République fédérale	0,2	0,4
Belgique	0,5	0,8
France	0,1	0,8
Pays-Bas	.	.

(1) Conversion en \$ sur la base d'un taux de change constant:

- 1 \$ = 4,— DM
- = 50,— FB
- = 4,937 FF
- = 3,62 florins

L'augmentation des interventions financières n'a pas enrayé la détérioration de la *situation financière* des charbonnages. La situation est toutefois assez différente d'une entreprise à l'autre, non seulement à cause des disparités de conditions d'exploitation, mais aussi parce que les pertes occasionnées par la production de houille sont compensées avec une ampleur très variable par les bénéfices résultant d'autres activités, au sein de la même entreprise ou grâce à des transferts entre entreprises ayant des liens financiers.

Enfin, en 1965, comme d'ailleurs déjà en 1964, la situation de trésorerie des charbonnages a été aggravée par les charges de stockage, surtout en République fédérale.

En résumé, malgré les protections, malgré des interventions accrues des autorités publiques, malgré des compensations au sein de certaines entreprises, les difficultés financières des entreprises charbonnières de la Communauté augmentent. Au niveau actuel de production, il n'existe pas de perspectives immédiates d'améliorations substantielles et permanentes.

Il faut enfin mentionner l'*effet sur le reste de l'économie* des mesures de politique énergétique prises au cours des dernières années. Une répercussion visible est constituée par le relèvement des prix de l'énergie pour le consommateur, qui paie la tec de combustible au départ des lieux de production ou d'importation au moins 4 \$ de plus que si l'énergie importée pouvait se vendre sans limitations de quantités et sans surcharges fiscales. Un second effet plus subtil, mais plus grave, est le coût pour la collectivité qui résulte de l'affectation de facteurs de production à des activités (les charbonnages) où, du fait de conditions géologiques défavorables, leur efficacité économique est nettement moins élevée qu'elle ne le serait dans d'autres

secteurs dont les exportations permettraient de couvrir le coût d'importations supplémentaires d'énergie. On pourrait importer du charbon à 12 dollars ou se procurer du fuel à un prix à la tonne encore plus bas, alors qu'on extrait quelques dizaines de millions de tonnes d'un charbon qui coûte plus de 19 dollars la tonne sur la base des coûts complets et probablement 2 à 3 dollars de moins sur la base des coûts partiels <sup>(1)</sup>.

---

(1) Le calcul sur la base de coûts partiels n'intervient que pour les installations dont la fermeture est envisagée. On ne comprend alors dans les coûts partiels que les coûts d'exploitation courants, avec réduction au minimum des travaux préparatoires d'aménagement et d'entretien.

## CHAPITRE II

### LES CONDITIONS DE L'ÉQUILIBRE EN 1970

Selon toute probabilité, l'évolution d'ici 1970 prolongera et confirmera les tendances observées au cours des dernières années. Le coût des énergies d'importation resterait stable, celui du charbon communautaire aurait tendance à continuer sa hausse. Malgré une croissance assez forte des besoins, le charbon communautaire perdra une partie importante de ses débouchés dans les autres industries et le secteur domestique; quant aux centrales thermiques, elles n'en absorberont des quantités supplémentaires, compensant partiellement la perte des autres débouchés, que si une aide financière spécifique est donnée pour ce type d'écoulement.

#### Section 1

##### Le contexte économique général

Les travaux du groupe d'étude des perspectives économiques à moyen terme, qui se sont largement appuyés sur diverses études menées au sein des pays de la Communauté, font apparaître, pour la période 1966—1970, la possibilité d'une croissance qui serait certes plus faible qu'entre 1950 et 1960, mais qui conserverait un rythme analogue à celui des cinq dernières années. Si les disponibilités supplémentaires de main-d'œuvre sont maintenant modiques, les possibilités d'accroissement de la production par travailleur ont été jugées encore assez grandes.

Aussi envisage-t-on un taux de croissance du PNB communautaire de 4,6% par an en moyenne entre 1965 et 1970, le taux étant un peu plus élevé en Italie, en France et aux Pays-Bas, plus faible dans les autres pays.

Mais les travaux du groupe font également ressortir que cette croissance ne sera pas facile à réaliser. Elle postule un effort d'investissement intense et le plein emploi de toute la population active disponible, si bien que la stabilité approximative du niveau général des prix, condition de l'équilibre de la balance des comptes, sera délicate à obtenir. Aussi l'adoption de toutes les mesures susceptibles de libérer de la main-d'œuvre ou de réduire les coûts de production est-elle une condition de la réussite de cette expansion et du relèvement correspondant des niveaux de vie.

#### Section 2

##### La demande probable d'énergie

En *sidérurgie*, si le fort mouvement de réduction de consommation unitaire de coke au haut fourneau est amené à se ralentir quelque peu dans les années prochaines, on peut toutefois s'attendre à ce que cette mise au mille se réduise encore de près de 15%, passant de 700 kg en 1965 à environ 600 en 1970. L'activité sidérurgique continuera à croître moins vite que



l'activité économique générale; les Objectifs généraux Acier estiment que la production d'acier pourrait passer de 85 millions de tonnes en 1965 à un chiffre voisin de 95 millions de tonnes en 1970. La consommation de coke dans la sidérurgie (y compris l'agglomération) resterait ainsi approximativement au niveau actuel de 50 millions de tonnes. Toutefois, la construction de nouvelles capacités travaillant sur du minerai riche et localisées sur la côte entraînera un certain déplacement des centres d'activité sidérurgique au détriment des zones proches des bassins charbonniers.

TABLEAU 7

**Consommation intérieure d'énergie et fourchettes pour les débouchés du charbon dans la Communauté**

(en millions de tec)

	Énergie totale millions de tec		Charbon			
			millions de tec		en % du total de l'écoulement	
	1965	1970	1965	1970	1965	1970
1. Sidérurgie <sup>(1)</sup> dont coke	61	66	51 (49)	51 (50)	22	26-22
2. Autres industries <sup>(1)</sup>	115	144	25	15-22	11	7-9
3. Transports <sup>(1)</sup>	77	109	6,5	3	3	1
4. Secteurs domestique <sup>(1)</sup>	139	165	50,5	35-45	22	18-19
5. Production d'électricité: dont centrales hydraul. et nucléaires centrales thermiques classiques	45 107	54 153	— 55	— 65,5-79	— 24	— 33-35
6. Autres producteurs et transformateurs d'énergie <sup>(1)</sup>	44	52	33	26-29	14	13-12
7. Non ventilés	8		4		2	
8. Consommation intérieure totale	596	743	225	195,5-229		
9. Exportations vers les pays tiers et soutes	77		5,5	4	2	2
10. Produits non énergétiques et variations de stocks chez les transformateurs et consommateurs finaux	26	—	—1			
11. Écoulement total (énergie communautaire et importée)	699		230	199,5-233	100	100

(<sup>1</sup>) Sans électricité — voir aussi notes au tableau 2 du chapitre I.

Dans les *autres industries* deux phénomènes sont à signaler :

- *ralentissement du progrès dans l'utilisation des combustibles*; la vague d'innovations techniques des années 1950—1960 perd de sa force. Ainsi, avec une croissance de la production industrielle escomptée d'un peu plus de 5% par an, s'attend-on à une croissance annuelle des besoins de combustibles de l'ordre de 4,5%;

— *poursuite du passage d'un combustible à l'autre.* Même à égalité de prix de la calorie, il y a un avantage au profit des hydrocarbures, très marqué pour certains utilisateurs comme la verrerie et la céramique, qui ont depuis longtemps abandonné le charbon, moins marqué, mais néanmoins réel, pour les autres usages, y compris la production de vapeur ou les fours des cimenteries. Aussi, aux niveaux actuels des prix comparés des divers combustibles, le partage ne correspond pas à l'équilibre. C'est pourquoi, même dans l'hypothèse de la stabilité des prix comparés, on doit s'attendre à la poursuite de la baisse de la consommation de houille et de coke dans l'industrie, qui pourrait passer de 39 millions de tec en 1960 et 25 en 1965 à une fourchette 15—22 en 1970. La limite basse correspond au prolongement de la tendance observée depuis plusieurs années, la limite haute à un ralentissement très marqué des phénomènes de substitution, qui semble peu probable si les prix relatifs restent aux niveaux actuels.

L'expérience des dernières années a conduit à relever l'estimation des besoins futurs du *secteur domestique* qui figurait dans les « Perspectives ». Il semble que l'élévation du niveau de vie incite les consommateurs à développer leurs moyens de chauffage des locaux et de l'eau et qu'aucun phénomène de saturation ne se manifeste. Dans ces conditions, les besoins pourraient augmenter de près de 20% entre 1965 et 1970. Le recours aux combustibles liquides et gazeux s'amplifie considérablement. Néanmoins, la consommation absolue des combustibles solides n'avait pas marqué d'affaiblissement jusqu'en 1964. La forte baisse enregistrée en 1965 conduit toutefois à se demander si les préoccupations de commodité, ajoutées aux différences de prix, ne tiendront pas une place croissante à l'avenir, bien que ce soit dans le secteur domestique que l'inertie des installations semble la plus marquée. C'est d'ailleurs dans ce secteur que le gaz naturel augmentera fortement ses débouchés. Le comportement exact des consommateurs est cependant difficile à prévoir à échéance de cinq ans. Aussi propose-t-on pour 1970 la fourchette 35—45 millions de tec pour l'ensemble houille et coke contre 51 millions aujourd'hui, mais l'évolution devra être suivie attentivement. Il ne semble pas toutefois qu'une modification des prix relatifs en faveur du charbon soit susceptible de modifier beaucoup l'évolution; tout au plus pourrait-elle la ralentir quelque peu.

La consommation des *transports* poursuivra sa croissance rapide. Il s'agit maintenant quasi exclusivement de produits pétroliers.

La consommation d'*électricité* augmentera à un rythme élevé, dépassant quelque peu la cadence du doublement tous les dix ans. La caractéristique essentielle de la fourniture est l'accroissement modéré, entre 1965 et 1970, de la production de centrales hydroélectriques et de celles utilisant le gaz de haut fourneau et le lignite: à l'augmentation totale de production de 180 TWh, ces sources ne contribueront que pour 30 TWh. Compte tenu de l'accroissement du nucléaire (20 à 25 TWh), il restera donc 125 TWh supplémentaires à produire par du charbon, du fuel, du gaz. C'est maintenant que, dans ce secteur, la concurrence va commencer à être vive entre les divers combustibles. A la marge de jeu ouverte par les nouvelles centrales s'ajoute celle qui correspond aux équipements polyvalents actuellement en service.

Sur la base des plans d'investissement et en l'absence de nombreuses conversions d'installations existantes, on peut envisager pour le charbon un chiffre compris entre 66 et 79 millions de tec, pour le fuel la fourchette correspondante serait environ de 56 et 43 millions de tec. La limite supérieure pour les débouchés du charbon ne peut pas être atteinte sans nouvelles mesures importantes pour favoriser l'écoulement de ce produit. L'existence et la mise en marche d'installations polyvalentes introduit d'ailleurs une marge d'incertitude appréciable sur ces évaluations. Pour les équipements existants, la polyvalence entre charbon et un autre

combustible affecte une capacité de production d'environ 10 TWh en République fédérale, 10 en Belgique, 3 en France, 5 aux Pays-Bas, soit au total 28 TWh, ce qui représente une consommation de combustibles de 10 millions de tec. Une conversion massive de ces équipements remettrait en question la limite inférieure de la fourchette mais dans une mesure difficilement quantifiable, puisque beaucoup d'installations ne sont pas polyvalentes à 100%.

Au total, la consommation intérieure d'énergie augmenterait de 25%, la consommation de charbon (Communautaire et importé) se situerait entre le niveau de 1965 et un niveau inférieur d'environ 30 millions de tonnes.

Ces estimations de consommation de charbon sont actuellement à l'examen dans plusieurs enceintes. Elles sont, dès lors, susceptibles d'être légèrement modifiées. Globalement, l'ajustement devrait plutôt être effectué vers le bas, surtout en ce qui concerne la limite supérieure que nous avons indiquée.

### Section 3

#### Les perspectives d'offre d'énergie

Les conditions de l'offre en 1970 résultent d'une part de décisions déjà prises ou en cours d'exécution qui affectent notamment les quantités, d'autre part de l'évolution des éléments de coûts de production sur lesquelles des hypothèses peuvent être formulées. L'ajustement entre offre et demande sera examiné à la section suivante.

##### a) *Le charbon communautaire*

De nombreuses décisions ont été annoncées au cours des derniers mois, en ce qui concerne les possibilités de production escomptées vers 1970.

Pour la France, le gouvernement a fixé dans le cinquième Plan la production à un niveau situé autour de 48—49 millions de tonnes. Il a précisé que cet objectif devrait être «défendu», mais que néanmoins «il est susceptible de révision vers le milieu de la période en cause».

En Belgique, le Directoire charbonnier avait proposé au gouvernement de ramener la production en 1970 à 15—16 millions de tonnes. Actuellement on envisage un niveau moins élevé de 2 à 3 millions de tonnes.

Aux Pays-Bas, le gouvernement a annoncé qu'il fallait s'attendre à une baisse de la production au-dessous du niveau actuel de 11 millions de tonnes pour réaliser une réduction de l'ordre de 30% d'ici 1971—1972, selon le rythme possible de reconversion.

En Allemagne, en application de la loi de rationalisation, les entreprises devaient déclarer avant le 31 octobre 1964 leurs intentions de fermeture pour pouvoir bénéficier des aides à ces fermetures. Si on tient compte de ces fermetures annoncées et de l'effet en sens inverse d'une amélioration du taux d'emploi des capacités des sièges devant rester ouverts, on arrive à une production «escomptée» par les entreprises de 132 millions de tec. Mais plus récemment, des chiffres nettement plus bas ont été évoqués, pouvant descendre jusqu'à 115 millions de tec, même avant 1970.

En Italie, la production pourrait atteindre le niveau de 1 million de tonnes avec le plein fonctionnement de la centrale construite en Sardaigne.

En ce qui concerne l'évolution des coûts, les informations dont dispose la Haute Autorité sont d'un caractère fragmentaire. On peut toutefois parvenir à quelques conclusions générales. Les possibilités d'amélioration des rendements sont encore importantes, certaines d'entre elles devant toutefois faire appel à des modifications très profondes des méthodes actuelles d'exploitation. Pour les cinq années qui viennent, il ne semble pas qu'on puisse escompter une augmentation dépassant 20% (ce chiffre sera même difficile à atteindre dans certains bassins). Les salaires, par contre devront augmenter au moins aussi vite que la production nationale par heure ouvrée, soit à un rythme de l'ordre de 5% en termes réels (c'est-à-dire à un niveau général des prix constants); la hausse des salaires nominaux peut être un peu plus rapide, comme ce fut le cas au cours des dernières années.

Dans ces conditions, et même en admettant une utilisation plus poussée des capacités restant ouvertes, on est conduit à envisager une hausse moyenne des coûts nominaux d'au moins 3% par an, soit 15% entre 1965 et 1970, avec évidemment des écarts entre sièges. Par contre, pour les mines qui envisagent de fermer, on ne doit plus tenir compte que de coûts partiels<sup>(1)</sup> qui se situent toujours au-dessous de leurs coûts complets, l'écart étant pourtant assez variable d'un siège à l'autre.

#### b) *Pétrole*

La croissance des capacités de production liée à l'importance des réserves laisse prévoir le maintien de la situation d'abondance de l'offre sur le plan mondial. L'approvisionnement de la Communauté sera, comme par le passé, assuré dans le cadre d'un schéma d'une grande souplesse résultant d'une importante capacité de raffinage et d'un commerce extérieur actif. Cette souplesse permet de faire face à de fortes variations saisonnières de la demande.

En ce qui concerne l'évolution des prix, une analyse détaillée permet de penser que les coûts fob du brut ne devraient pas être modifiés; par contre, une stabilisation de l'action des nouveaux venus et la disparition des avantages fiscaux, notamment en Libye, dont bénéficiaient certains d'entre eux, devraient conduire à un modeste raffermissement des prix sur les marchés les plus déprimés et à une augmentation des marges. Les prix des fuels lourds pourraient ainsi se stabiliser aux alentours de 11,5 à 13,5 dollars la tonne hors taxes à partir de raffineries côtières (8 à 9,5 dollars/tec). Les prix des distillats moyens, après la forte baisse qu'ils ont connue dans les dernières années, pourraient rester assez stables.

La production des raffineries en 1970, pour une capacité de l'ordre de 400 millions de tonnes et un taux de marche analogue à celui de 1965 (soit environ 85% de la capacité en fin d'année) est évaluée à 340 millions de produits finis, dont il faut défalquer 35 millions de tonnes de produits non énergétiques. En outre, les raffineries côtières continueront à être les plus importantes et pourraient exporter des quantités de l'ordre de 35 millions de tonnes, auxquelles s'ajouteraient plus de 20 millions de tonnes de soutes, soit au total près de 60 millions de tonnes. En sens inverse, les importations de produits finis pourront rester à un niveau appréciable. On pourrait ainsi mettre à la disposition du marché intérieur (y compris l'autoconsommation des raffineries) environ 260 millions de tonnes, soit près de 375 millions de tec.

Par ailleurs, les déséquilibres régionaux entre l'offre et la demande de produits raffinés liés à la construction de raffineries intérieures au cours des cinq dernières années devraient, à

(1) Pour la définition des coûts partiels voir chapitre I, in fine.

l'avenir, être d'une amplitude plus réduite. En effet, au cours des prochaines années, il n'y a pas lieu d'envisager la création de nouvelles zones de raffinage intérieur, mais simplement l'extension de celles qui viennent d'être construites.

#### c) *Charbon importé*

Le coût d'approvisionnement du charbon américain devrait être à peu près stable d'ici 1970, les légères hausses du coût fob possibles devant être compensées par l'utilisation accrue de navires à grande capacité. Ce prix devrait se situer vers 13/13,50 \$ pour les charbons à coke de mélange et vers 11/11,50 \$ pour des charbons vapeur à 7500 kcal.

#### d) *Autres sources d'énergie*

L'accroissement de la production de lignite et d'électricité d'origine hydraulique et nucléaire sera modique; la contribution totale passera de 74 millions de tec en 1965 à 88 millions de tec en 1970.

Pour le gaz naturel, par contre, la quinquennie prochaine va voir le démarrage sur une grande échelle de la production des gisements des Pays-Bas et d'Allemagne du Nord. Pour la Communauté toute entière, la consommation pourrait passer de 23 millions de tec en 1965 à 53 en 1970 dont 47 d'origine communautaire.

Actuellement, les livraisons vont pour trois quarts à l'industrie et aux centrales et pour un quart au secteur domestique. C'est ce dernier secteur qui bénéficiera le plus de l'accroissement des disponibilités.

### Section 4

#### **Les problèmes d'écoulement du charbon communautaire**

Les indications données plus haut sur la consommation du charbon dans les divers secteurs, qui sont récapitulées au *tableau 7*, conduisent à une fourchette de 200—233 millions de tec. Le chiffre inférieur correspond environ à la poursuite des tendances observées au cours des dernières années, le chiffre supérieur à un ralentissement des phénomènes de substitution et à un infléchissement vers le charbon des projets d'approvisionnement des centrales thermiques. L'écart correspond ainsi:

- pour 20 millions de tec, à l'incertitude sur le comportement des autres industries et des foyers domestiques (ainsi que sur l'enfournement dans les usines à gaz et l'autoconsommation des producteurs);
- pour 11 millions de tec, à la marge sur les centrales thermiques (à l'exception de l'Italie);
- pour un peu moins de 3 millions de tec, à une incertitude sur l'approvisionnement des centrales thermiques italiennes (charbon importé ou fuel).

Une partie de ces besoins sera couverte par du charbon importé; elle dépendra évidemment de la politique qui sera suivie. Le maintien des mesures actuelles (contingentements, action sur les prix) et la prise en compte de certaines décisions déjà prises (telles que le contrat

d'E.D.F. pour l'importation de charbon américain, ou une certaine augmentation de consommation des cokeries italiennes), aboutissent pour 1970 à un chiffre d'importation de 32 à 35 millions de tec (l'écart correspond à l'approvisionnement des centrales en Italie, charbon importé ou fuel).

Dans ces conditions, la fourchette pour les débouchés du charbon communautaire serait :

$$200-32 = 168 \text{ millions de tec}$$

$$233-35 = 198 \text{ millions de tec.}$$

Les chiffres de production envisagée dans les différents pays se situent eux-mêmes dans une fourchette dont le sommet atteint la limite supérieure des possibilités d'écoulement ainsi dégagées : ce qui pose le problème quantitatif global, problème d'ailleurs accentué par l'existence de 25 millions de tonnes de stocks, qui peuvent peser sur le marché.

L'examen du bilan d'énergie global fait également apparaître le problème de l'équilibrage. On peut, en effet, tabler sur une contribution de 145 millions de tec de la part du lignite, du gaz naturel, de l'énergie hydraulique et nucléaire.

En ce qui concerne le pétrole, il semble raisonnable de tabler sur un taux d'utilisation des raffineries se situant aux alentours de 85 %, ce qui n'est pas anormalement bas, et sur des exportations nettes de 55 millions de tec.

Ceci conduirait, comme il a été explicité plus haut, à mettre sur le marché environ 375 millions de tec. Il resterait comme place pour le charbon :  $743 - 145 - 375 = 223$  millions de tec<sup>(1)</sup>. On constate ainsi que les capacités de raffinage escomptées sont en harmonie avec un chiffre d'écoulement charbonnier (importé et communautaire) situé plutôt vers le haut de la fourchette de débouchés : 200-233 millions. Toutefois il y a là une marge d'incertitude dans l'hypothèse d'une absence de contrôle sur les importations de produits raffinés. Enfin, le chiffre d'écoulement de charbon doit être réparti entre charbon communautaire et charbon importé.

Le problème quantitatif étant ainsi posé, on doit se demander quelle est la marge d'action pour des mesures visant à créer des conditions favorables à l'écoulement d'une *production de charbon communautaire* se situant plutôt vers le haut de la fourchette envisagée dans les différents pays (c'est-à-dire de l'ordre de 190 millions de tonnes, soit 185 millions de tec).

Pour cela, il est nécessaire de passer en revue chaque secteur.

Pour la *sidérurgie*, où les débouchés totaux ne varieront guère, on doit se demander si les gouvernements maintiendront les handicaps au charbon américain, qui se traduisent par un relèvement des prix de revient d'une industrie dont les difficultés sur le marché mondial sont connues, ou s'ils favoriseront une baisse du prix du coke pour la sidérurgie ; dans ce cas, les débouchés du charbon communautaire ne pourront être maintenus que par une aide spécifique.

Du côté des *autres industries*, le niveau qui sera atteint est faible et une baisse du prix relatif devrait être forte pour permettre de gagner au plus quelques millions de tonnes.

---

(1) Les chiffres donnés ne sont évidemment valables que dans l'hypothèse d'une conjoncture, d'une hydraulicité et d'une température moyennes. En cas de haute conjoncture, de température basse, de remplissage médiocre des réservoirs, l'écoulement peut temporairement se relever de plusieurs millions de tonnes. Mais on ne peut asseoir un programme de production sur l'espoir d'un été sec ou d'un hiver froid...

Une action limitant les importations de charbon-vapeur pourrait peut-être freiner la baisse des débouchés du charbon communautaire; il est toutefois probable qu'elle profiterait partiellement au fuel-oil.

Le mouvement de réduction du *secteur domestique* provoqué par des facteurs partiellement psychologiques, est irréversible et pourrait tout au plus être ralenti par une modification des prix relatifs de plusieurs dollars à la tec.

Il faut de plus ajouter que certains débouchés sont ou seront en régression particulièrement rapide dans certaines régions dont l'approvisionnement énergétique subit une mutation complète. Ce sera le cas des zones qui seront nouvellement alimentées en gaz naturel, aux Pays-Bas, en Belgique, en Allemagne, dans le nord de la France. C'est déjà le cas de l'Allemagne du sud où l'implantation de raffineries a permis des baisses spectaculaires de prix, qui pourraient réduire d'une quinzaine de millions de tec les débouchés de la Ruhr.

En définitive, le mouvement de réduction des débouchés vers les autres industries et le secteur domestique n'est guère susceptible de modification substantielle sous l'influence d'une modification des prix relatifs. L'ampleur de la fourchette correspond ainsi beaucoup plus à une incertitude sur la vitesse de transformation de certaines installations qu'à une possibilité d'action dans le cadre du marché.

Le cas des *centrales thermiques* se présente différemment. On est ici en face d'un nombre limité de gros consommateurs. A l'exception des centrales minières, ceux-ci n'utiliseront du charbon que si le prix à la calorie est tel que, compte tenu des dépenses d'équipement, l'électricité produite n'est pas plus coûteuse qu'avec d'autres combustibles. Ils disposent d'une large zone de choix en raison de l'importance des nouveaux équipements thermiques à mettre en service au cours des années à venir, ainsi que de l'existence d'installations polyvalentes et la possibilité de modifier leurs installations pour utiliser un combustible meilleur marché. Dans ces conditions, on ne peut guère compter sur les phénomènes d'inertie pour assurer l'écoulement du charbon. Mais en contre-partie, toute mesure permettant d'égaliser le coût pour l'électricien, qu'il utilise du charbon ou un autre combustible, est susceptible de maintenir ou d'ouvrir des débouchés au charbon communautaire. La marge ouverte ainsi à une action délibérée relative à ce secteur est d'un peu plus de 10 millions de tec.

On voit ainsi se dessiner pour les années prochaines la possibilité d'une conception de l'aide à l'écoulement du charbon communautaire sensiblement différente de celle pratiquée actuellement. Jusqu'à maintenant, en effet, pour tenir compte de la variété des débouchés, on a simultanément accordé aux charbonnages une contribution financière plus ou moins liée à la production et relevé par des impôts le prix pour le consommateur de combustibles concurrents. Dans la mesure où les livraisons vont se concentrer à l'avenir sur la sidérurgie et les centrales thermiques, ces dernières étant le seul débouché susceptible de croître, on pourrait concevoir d'atténuer la fiscalité et les obstacles douaniers qui pèsent sur les énergies concurrentes, et au contraire d'introduire explicitement des aides aux livraisons de charbon communautaire aux cokeries et surtout aux centrales thermiques; ces mesures spécifiques auraient une particulière efficacité pour l'écoulement du charbon et leur introduction permettrait de réduire le prix de l'énergie pour l'ensemble des utilisateurs. Ces considérations se rattachent à celles développées dans les « Perspectives » dans la mesure où elles soulignent l'importance et la possibilité de faire profiter le consommateur des bas prix de l'énergie tout en précisant la nature des aides accordées au charbon communautaire pour tenir compte des préoccupations de sécurité d'approvisionnement et de régularité dans l'évolution de la production et des effectifs des charbonnages.

## Section 5

### Les problèmes de l'industrie pétrolière

Comme on l'a déjà souligné, les marges des grandes compagnies intégrées, compte tenu de la possibilité d'un certain raffermissement possible des prix, sur les marchés les plus déprimés, semblent devoir être suffisantes pour assurer l'expansion de l'industrie ainsi que le maintien de l'effort de diversification de la recherche. Par contre, la position de certaines compagnies communautaires pourrait encore poser un certain nombre de problèmes. Dans des mesures très variables, d'une société à l'autre et d'un pays à l'autre, ces compagnies ne bénéficient que d'économies d'échelle plus réduites et ont souvent un coût d'approvisionnement en brut plus élevé, soit qu'elles exploitent des gisements moins avantageux<sup>(1)</sup>, soit qu'elles achètent leur brut à d'autres producteurs. Enfin, elles ont souvent à faire face à un handicap résultant du cadre institutionnel et fiscal dans lequel elles opèrent. En particulier, les systèmes fiscaux en vigueur dans les pays anglo-saxons ont pour effet de réduire l'incidence des augmentations de taxes dans les pays producteurs alors que les compagnies communautaires ne bénéficient généralement pas de tels avantages.

Le développement de l'industrie pétrolière de la Communauté, fondée sur la part grandissante du pétrole dans son approvisionnement en énergie, serait favorisé par la promotion d'économies d'échelle, de taux élevés d'utilisation des capacités, enfin par des encouragements à la recherche pétrolière dans la Communauté et à l'étranger.

## Section 6

### Le bilan énergétique de la communauté

Sur la base de ce qui précède, on peut esquisser un bilan énergétique de la Communauté pour 1970 (tableau 8);

- la limite inférieure pour le charbon communautaire correspond à l'écoulement estimé possible dans l'hypothèse de la poursuite des politiques d'aide actuelles;
- la limite supérieure correspond à l'écoulement possible au cas où l'inertie chez les utilisateurs industriels et domestiques serait forte et où les autorités publiques accentueraient les politiques d'aide, en particulier pour les livraisons à la sidérurgie et aux centrales thermiques.

Pour le charbon importé, on n'a pas relevé fortement le chiffre actuel — sauf en Italie —; il est toutefois certain que si on libéralisait l'entrée du charbon américain, tout en maintenant la fiscalité actuelle sur le fuel, ce chiffre devrait être augmenté.

La fourchette donnée pour le pétrole découle de celle donnée pour le charbon.

---

(1) Exception faite de ceux qui ont accès aux gisements libyens.



Si on répartit les sources d'énergie alimentant les besoins intérieurs de la Communauté entre énergie communautaire et énergie importée, on constate que la part de cette dernière, qui était de 46% en 1965, passerait à 51% dans l'hypothèse d'un approvisionnement en charbon communautaire de presque 200 millions de tec, à 55% dans l'hypothèse de 170 millions de tec.

Ce calcul resserre la fourchette donnée dans les «Perspectives» (tableau 58) tout en augmentant l'importance du pétrole dans la couverture des besoins. Le relèvement du chiffre pétrole, à raison d'environ 60 millions de tec est l'effet combiné de trois corrections:

- le relèvement de l'estimation des *besoins totaux* d'énergie, l'écart étant affecté aux hydrocarbures;
- l'hypothèse relative au *charbon importé* où, compte tenu des protections, on s'est placé à la limite inférieure de la fourchette donnée dans les «Perspectives»;
- la fourchette beaucoup moins large pour l'écoulement du *charbon communautaire*.

TABLEAU 8

Couverture des besoins intérieurs d'énergie de la Communauté en 1965 et 1970

(en millions de tec)

	Origine communautaire		Importations nettes (1)		Total	
	1965	1970	1965	1970	1965	1970
Houille	201(2)	168—198	23	32—35	224	200—233
Lignite	32	36	2	2	34	38
Pétrole	25	28	245	370—337	270	398—365
Gaz naturel	22	47	(0,5)	6	23	53
Énergie hydraulique et géothermique	40	41	3	2	43	43
Énergie nucléaire	2	11	—	—	2	11
<b>Total</b>	<b>322</b>	<b>331—361</b>	<b>274</b>	<b>412—382</b>	<b>596</b>	<b>743</b>

(en % du total des besoins)

Houille	34	23—24	4	4—5	38	27—32
Lignite	5	5	0,5	—	6	5
Pétrole	4	4	41	50—45	45	54—49
Gaz naturel	4	6	—	1	4	7
Énergie hydraulique et géothermique	7	6	0,5	—	7	6
Énergie nucléaire	—	1	—	—	—	1
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>45—49</b>	<b>46</b>	<b>55—51</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(1) Déduction faite des exportations: pour le charbon, 6 en 1965, 4 en 1970 (voir tableau 7).

(2) Pour passer aux chiffres de production de charbon, il faut tenir compte du stockage.

## CHAPITRE III

### ASPECTS DE L'ÉQUILIBRE VERS 1980

Les vues à long terme sur les problèmes énergétiques se situent dans un contexte économique communautaire et mondial sur lequel pèsent de nombreuses incertitudes; il y a toutefois tout lieu de penser que la croissance économique continuera à être assez forte, et c'est dans cette perspective qu'ont été élaborées des estimations sur la demande d'énergie.

Les possibilités de production qui découlent de décisions déjà prises aujourd'hui ou quasi-certaines ne couvrent qu'une fraction de ces besoins. Il faut alors chercher dans quelles conditions pourra être assurée la couverture des besoins futurs. Même, avec une production rapidement croissante du gaz naturel et de l'électricité nucléaire dans la Communauté, le recours à l'importation restera grand; aussi les modalités d'approvisionnement ne peuvent être examinées efficacement qu'en se situant dans un contexte mondial.

#### Section 1

#### Les besoins futurs d'énergie

##### A — *Les besoins d'énergie dans la Communauté*

Les perspectives de croissance économique au-delà de 1970 n'ont jusqu'à maintenant fait l'objet que de travaux isolés et assez fragmentaires, qui n'apportent pas une vue aussi complète et motivée que pour la prochaine quinquennie. Il est toutefois possible d'avancer plusieurs raisons de penser que la production par travailleur continuera à progresser assez rapidement:

- l'amplification de l'effort de recherche se poursuivra, et la prise de conscience de la nécessité d'éliminer les obstacles à l'innovation technique, devrait favoriser une mise en oeuvre plus rapide des nouveaux procédés et une extension plus rapide de la fabrication de nouveaux produits;
- même dans le cadre des techniques actuelles, il existe des possibilités de relèvement substantiel de la productivité moyenne. On continue à observer d'importantes disparités de productivité ou d'efficacité entre les diverses branches ainsi qu'entre les diverses entreprises d'une même branche. Dans ces conditions, le déplacement de travailleurs, d'activités à faible productivité, vers d'autres à productivité forte, peut encore affecter, au moins dans certains pays, une fraction appréciable de la population active; d'autre part, on peut, au sein d'une même branche, espérer une tendance vers l'alignement des moins bonnes entreprises sur les meilleures;
- enfin, au sein du marché commun, la suppression des obstacles à la circulation des produits, des capitaux, des hommes, et la mise en oeuvre progressive de politiques communes,

devrait permettre d'améliorer l'efficacité des facteurs de production et de combler peu à peu l'écart qui nous sépare aujourd'hui des États-Unis, où la production moyenne par travailleur est environ deux fois plus élevée que dans la Communauté.

Sur la base de ces considérations, et compte tenu du fait que la croissance de la population active sera très faible en Allemagne, et comprise entre 0,5 et 1% par an pour les autres pays, on a retenu comme hypothèse de croissance pour la décennie 1970 - 1980 un taux annuel de progression du produit intérieur brut communautaire analogue à celui escompté d'ici 1970. La production industrielle continuerait à augmenter sensiblement plus rapidement, surtout dans les pays les moins industrialisés de la Communauté.

a) La *sidérurgie* communautaire sera encore loin, en 1970, d'avoir absorbé toutes les possibilités de réduction de la mise au mille de combustibles (et plus spécialement de coke) au haut fourneau qu'ouvrent la réduction du poids du lit de fusion, grâce au recours à des minerais riches et à la préparation de la charge, l'emploi d'appareils de grandes dimensions, l'injection de combustibles solides, liquides ou gazeux venant remplacer le coke, l'augmentation de la vitesse et de la température du vent. La modernisation des installations étant la condition nécessaire du maintien de la compétitivité de la sidérurgie communautaire face aux nouveaux venus sur le marché mondial, on peut penser que ces diverses possibilités techniques seront largement exploitées. Ceci conduit à envisager une baisse de 25 à 30% de la mise au mille de combustible au haut fourneau par rapport au chiffre de 730 kg d'équivalent coke atteint en 1965; le partage entre coke et autres combustibles dépendra évidemment des prix relatifs et sera différent suivant les régions; au niveau communautaire, on peut tabler sur environ 480 à 500 kg de coke contre 700 en 1965.

D'autre part, la production sidérurgique enregistrera une augmentation qui sera cependant, selon toute vraisemblance, nettement moins forte qu'entre 1950 et 1960.

Sur la base de ces hypothèses, la consommation totale de coke (y compris les besoins de l'agglomération et les autres usages) resterait sensiblement constante.

b) Les diverses études faites sur les possibilités d'évolution technologique dans les *industries* grosses consommatrices d'énergie ont fait apparaître que la période 1950 — 1960 a vraisemblablement eu un caractère plutôt exceptionnel: en l'espace de quelques années, ont été mises en œuvre un grand nombre de possibilités techniques, dont plusieurs étaient déjà connues depuis longtemps, ce qui a provoqué la forte baisse des consommations unitaires observées au cours de ces dix années, et qui s'est ralentie ensuite. Les possibilités ouvertes pour les prochaines années seraient nettement moins prometteuses. On ne peut certes pas exclure l'éventualité d'une nouvelle vague de progrès technologique dans la consommation d'énergie d'ici 10 ou 15 ans. Il a néanmoins paru raisonnable, au vu des nouvelles informations, de relever les chiffres prévus pour 1970 et au delà, et de ne retenir, pour la période 1965 - 1980, qu'un taux modéré de réduction des consommations unitaires de combustibles (environ - 1,5% par an contre - 3,1 observé entre 1950 et 1960 pour l'ensemble des industries autres que la sidérurgie).

Dans ces conditions, et sur la base d'une croissance annuelle de la production industrielle un peu supérieure à 5%, la consommation de combustibles par les industries autres que la sidérurgie augmenterait de 4% par an et attendrait environ 205 millions de tec en 1970. Le mouvement de baisse de la consommation de charbon, décrit aux sections précédentes, se poursuivra — sauf dans le cas d'une modification profonde des prix comparés —, si bien que vers 1980 la consommation de combustibles solides pourrait ne plus représenter que quelques

pourcents des besoins; par contre, sur la base des disponibilités escomptées ci-dessus, la part de gaz naturel pourrait atteindre ou même dépasser 30%.

c) C'est dans le *secteur domestique* que l'élaboration des prévisions est la plus difficile. La consommation de combustibles par habitant (760 kg dans la Communauté en 1965) est encore très loin de ce qui est observé aux États-Unis (1870 kg en 1963). D'autre part, la progression ne s'est pas ralentie au cours des dernières années. Ce dernier point conduit à penser que l'hypothèse avancée dans les « Perspectives » d'une saturation progressive des besoins était prématurée. Aussi a-t-on révisé les chiffres en hausse, et proposé un chiffre de 220 millions de tec en 1980.

La répartition entre combustibles dépendra non seulement des prix comparés, mais aussi de l'importance que les consommateurs accorderont aux éléments de commodité. Avec l'élévation du niveau de vie, ceux-ci prendront certainement une place accrue, et il semble raisonnable d'envisager une très forte réduction des combustibles solides et une très forte augmentation du gaz, qui pourrait couvrir près de 40% des besoins.

d) Le développement de la motorisation maintiendrait à un rythme élevé la progression des besoins de *carburants*. Ceux-ci pourraient plus que doubler d'ici 1980, atteignant 165 millions de tec en 1980.

e) Le rapide progrès technique escompté dans l'industrie, et la diffusion probable de l'équipement domestique provoqueront une croissance des *besoins d'électricité* à un rythme qui pourrait rester presque aussi rapide que celui observé au cours des quinze dernières années. Plus précisément, les besoins des autres industries seraient multipliés par 2,8 en 15 ans, ceux du secteur domestique par 4, le total par 2,9 si bien que la consommation brute totale passerait de 416 THh en 1965 à plus de 1 200 en 1980. Un développement de cette envergure n'est cependant à escompter qu'à condition que la baisse relative des prix de l'électricité par rapport au niveau général des prix puisse se poursuivre.

D'autre part, il est intéressant de noter que la part des fournitures au secteur domestique passerait de 26% en 1965 à 35% en 1980, ce qui entraînera des répercussions sensibles sur la répartition des recettes provenant de vente en haute et basse tension et une augmentation de la part de la distribution dans les investissements du secteur électrique.

f) Dans les *centrales thermiques* utilisant les combustibles fossiles, on peut escompter encore une amélioration des rendements, mais les possibilités vont en diminuant. La consommation moyenne par kWh brut passerait ainsi de 2 820 kcal en 1960 à 2.530 en 1965, et 2.235 en 1980.

g) Au total, les *besoins d'énergie* de la Communauté, qui ont été de 596 millions de tec en 1965, passeraient à environ 1.130 en 1980, ce qui correspond presque au doublement en quinze ans (+ 90%). Le taux de croissance annuel moyen de 4,4% est ainsi très légèrement supérieur à celui proposé dans les « Perspectives » pour la période 1960—1975. Comme le faisaient entrevoir les « Perspectives », les besoins des transports (15%) et des centrales électriques (34%) constitueront pratiquement la moitié de la consommation d'énergie de la Communauté. C'est la forte croissance des besoins de ces secteurs qui conditionne l'expansion assez rapide des besoins totaux que nous admettons dans le présent rapport <sup>(1)</sup>.

(1) Des extrapolations de liaison *globales* entre expansion économique et consommation d'énergie, tendent à donner des résultats moins élevés comme le montreront les indications qui seront publiées dans une annexe ultérieure.

TABLEAU 9

**Consommation intérieure d'énergie par secteurs dans la Communauté  
1965 — 1960**

	en millions de tec		en % du total		Taux d'accroissement moyen par an
	1965	1980	1965	1980	
1. Sidérurgie <sup>(1)</sup>	61	74	10	7	1,3%
dont coke	(49)	(51)	(8)	(5)	
2. Autres industries <sup>(1)</sup>	115	205	19	18	3,9%
3. Transports <sup>(1)</sup>	77	164	13	15	5,2%
4. Secteurs domestique <sup>(1)</sup>	139	220	24	19	3,1%
5. Production d'électricité	152	386	25	34	6,4%
6. Autres producteurs et transformateurs d'énergie <sup>(1)</sup>	44	81	8	7	3,0%
7. Non ventilés <sup>(1)</sup>	8		1		
8. Consommation intérieure totale	596	1.130	100	100	4,4%

<sup>(1)</sup> Sans électricité voir aussi notes au tableau 2 du chapitre I.

*B — Les besoins mondiaux d'énergie*

A échéance de 1980, les problèmes énergétiques de la Communauté ne peuvent être analysés qu'à l'échelon mondial puisque c'est l'importation d'hydrocarbures qui devra couvrir inéluctablement la plus grande partie des besoins de la Communauté.

Aussi a-t-on tenté d'établir une esquisse de l'évolution des besoins mondiaux en se plaçant délibérément dans une perspective de croissance économique mondiale rapide et donc d'accroissement important des besoins d'énergie (tableau 10).

En 1960, les besoins de la Communauté représentaient environ 10% des besoins d'énergie mondiaux s'élevant à 4,4 milliards de tec. Le bloc industrialisé de la zone non communiste (Europe occidentale, Amérique du Nord et Japon) absorbait avec 2,5 milliards de tec près de 60% de l'énergie mondiale. La part des pays en voie de développement n'était que de l'ordre de 10%.

Dans une perspective de croissance économique de la zone non communiste de 4 à 5% l'an, les besoins d'énergie de cette zone devraient augmenter d'environ 4,5% l'an pour atteindre 7 milliards de tec en 1980, dont près de 5,6 milliards seraient localisés dans les zones hautement développées.

C'est sur les pays en voie de développement que l'estimation est la plus incertaine. Le chiffre proposé correspond à une consommation par tête qui reste encore très modique en 1980, mais à une progression de la consommation au cours des quinze prochaines années relativement rapide (6% par an). Un intense démarrage économique des pays les moins avancés, qu'on ne voit malheureusement pas se dessiner actuellement, pourrait conduire à des besoins plus forts; toutefois il est probable que, pour des raisons de paiement, ces besoins ne pourraient être couverts que si la production autochtone était forte; les chiffres proposés ici sont donc en harmonie avec les chiffres de production indiqués plus loin, au tableau 12.

TABLEAU 10

## Besoins totaux d'énergie: 1960 — 1970 — 1980

(en millions de tec)

	Consommation intérieure apparente			Taux d'accroissement: (% par an)		Besoins totaux d'énergie (consommation intérieure et soutes)			Répartition % des besoins mondiaux	
	1960	1970	1980	1953—1963	1960—1980	1960	1970	1980	1960	1980
1. Europe occidentale	810	1.245	1.835	+ 4,2	+ 4,2	845	1.300	1.920	19	18
dont Communauté	430	715	1.100	+ 5,5	+ 4,8	445	745	1.150	10	10
2. Amérique du nord	1.555	2.240	3.130	+ 3,0	+ 3,6	1.580	2.270	3.170	36	29
dont États-Unis	1.455	2.075	2.870	+ 2,8	+ 3,5	1.475	2.100	2.900	34	27
3. Japon	110	250	500	+ 8,6	+ 7,8	115	275	540	3	5
4. Total (1+2+3)	2.475	3.735	5.465	+ 3,7	+ 4,0	2.540	3.845	5.630	58	52
5. Amérique latine	140	270	520	+ 7,7	+ 6,8	155	295	555	4	5
6. Afrique	70	100	165	+ 4,6	+ 4,4	75	110	180	2	2
7. Moyen-orient	30	65	130	+ 9,5	+ 7,6	50	95	190	1	2
8. Asie du sud et du sud-est	110	200	360	+ 7,9	+ 6,1	115	210	380	3	3
9. Océanie	45	75	120	+ 4,1	+ 5,1	50	80	130	1	1
10. Total régions en voie de développement (de 5 à 9)	395	710	1.295	+ 6,9	+ 6,1	445	790	1.435	11	13
11. Total zone non communiste (de 4 à 9)	2.870	4.445	6.760	+ 4,0	+ 4,4	2.985	4.635	7.065	69	65
12. Zone communiste dont U.R.S.S.	1.365	2.175	3.835	+ 8,3	+ 5,3	1.365	2.175	3.835	31	35
	605	1.100	1.790	+ 5,6	+ 5,6	605	1.100	1.790	14	16
13. Monde entier	4.235	6.620	10.595	+ 5,1	+ 4,7	4.350	6.810	10.900	100	100

Source: O.N.U., World Energy Supplies sauf pour la Communauté (statistiques de la Haute Autorité). Les statistiques d'hydroélectricité ont été adaptées aux conventions de l'O.N.U., ce qui pour la Communauté explique les légères différences par rapport aux autres tableaux.

Pour la zone communiste, bien que les renseignements soient très fragmentaires, on peut admettre que l'augmentation restera, comme au cours des dernières années, plus forte que dans la zone non communiste.

Ces diverses hypothèses conduisent à un rythme de croissance des besoins mondiaux de l'ordre de 4,7% par an, contre 5,1% au cours de la période 1953—1963. Les besoins pourraient ainsi atteindre 6,8 milliards des tec en 1970 et 10,9 milliards en 1980.

Ces estimations recourent largement celles établies par le Comité de l'Énergie de l'O.C.D.E. avec cependant une augmentation moins forte au Japon.

En 1980, malgré le développement des besoins des pays en voie de développement et de la zone communiste, le bloc industrialisé de la zone non communiste représentera encore plus de 50% de la consommation mondiale dont 10% pour la Communauté et près de 30% pour l'Amérique du Nord.

## Section 2

### Les productions communautaires

#### a) *Gaz naturel*

Même sur la base d'une estimation prudente, la contribution du gaz naturel à l'approvisionnement en énergie de la Communauté sera forte en 1980.

Les réserves prouvées et probables actuelles dépassent 2.000 milliards de m<sup>3</sup>, dont plus de 1.800 correspondent aux découvertes récentes dans le nord des Pays-Bas et de l'Allemagne; dans ces régions, les conditions géologiques favorables permettent aux experts, dans l'état des connaissances actuelles, d'escompter pour 1980 un chiffre de réserves d'au moins 2.500 milliards on-shore. Compte tenu des indications favorables de la Mer du Nord et des probabilités existant ailleurs, notamment en France et en Italie, les réserves de ce combustible en 1980 devraient atteindre, pour l'ensemble de la Communauté, un minimum de 3.000 milliards. En tablant sur une exploitation en 25 à 30 ans des gisements du nord de la Communauté et sur une mise en valeur plus rapide des autres régions, on peut escompter une production communautaire de 110 à 130 milliards de mètres cubes.

D'autre part, on peut envisager des importations en provenance d'Afrique du Nord, 10 à 15 milliards de mètres cubes (à 8.200 kcal/mètre cube, pouvoir calorifique inférieur). Cette hypothèse est modeste face à l'ampleur des réserves des ces régions (plus de 2.000 milliards de m<sup>3</sup>), et tient compte tant du coût de transport plus élevé par méthaniers que des difficultés liées à la construction de conduites jusqu'en Europe.

Au total, la Communauté pourrait ainsi disposer en 1980 de 120 à 145 milliards de m<sup>3</sup>, soit 130 à 160 millions de tec.

#### b) *Pétrole*

Les découvertes sur le territoire de la Communauté ont été, jusqu'à présent, relativement modestes. Les réserves prouvées se montant à un peu plus de 300 millions de tonnes et la production en 1965 a atteint environ 16 millions de tonnes, ce qui constitue 75% de la production de l'ensemble de l'Europe occidentale. Si plusieurs gisements, compte tenu de leur dimension et de leur localisation, constituent pour les sociétés exploitantes une source d'approvisionnement intéressante, les connaissances géologiques actuelles ne laissent pas prévoir un développement important des réserves. La prospection de certaines régions off-shore pourrait donner lieu à des découvertes plus intéressantes. Il est toutefois impossible de prévoir, si ces dernières concerneront du pétrole normalement associé à du gaz naturel ou bien du gaz naturel seul, la genèse et la transformation de la matière organique d'origine pouvant être à la base d'une telle différenciation.

A l'intérieur de la fourchette de 35 — 50 millions de tonnes avancée, à titre indicatif pour l'Europe occidentale en 1980, les prévisions de production de pétrole dans la Commu-

auté se situent entre 25 et 40 millions de tonnes de pétrole brut (approximativement 30 à 50 millions de tec.)

### c) *Énergie nucléaire*

Les publications récentes de la Commission d'Euratom examinent en détail les perspectives de développement du recours à l'énergie nucléaire dans la Communauté.

Le «premier programme indicatif pour la Communauté européenne de l'énergie atomique» avance l'objectif d'une puissance nucléaire installée d'au moins 40.000 MWe en 1980. Cet objectif minimum a été jugé très prudent par les divers milieux professionnels intéressés, réunis à Venise et à Stresa en avril et mai 1965. D'une manière plus générale, cette opinion a été confirmée dans l'avis émis par le Comité économique et social le 24 février 1966.

Cependant, si l'on totalise les programmes et intentions annoncées par la plupart des gouvernements de pays de la Communauté, on arrive, pour l'ensemble de cette dernière, à près de 60.000 MWe en 1980.

Quant à la production électrique d'origine nucléaire, elle se situerait à un niveau annuel compris entre 280 milliards de kWh, correspondant 40.000 MWe installés et environ 400 milliards de kWh correspondant à près de 60.000 MWe.

Ces perspectives sont fondées sur le caractère compétitif que possède dès à présent l'énergie nucléaire pour la production d'électricité dans de grandes centrales thermiques utilisées à couvrir la charge de base.

Les centrales nucléaires équipées de réacteurs éprouvés qui peuvent être mises en service vers 1970 devaient, selon la version antérieure des «Perspectives», être compétitives avec des centrales classiques utilisant un combustible fossile coûtant de 10 à 12 u.c./tec rendu centrale. La marge entre ces deux chiffres résultait, rappelons-le, des différences entre les niveaux de charges financières dans les pays de la Communauté (8, 10 et 13% environ) ainsi que des durées d'utilisation annuelles retenues dans le calcul (6.000 et 7.000 h).

L'évolution récente, confirmée par les offres de construction dans la Communauté et aux États-Unis, amène à réviser ces chiffres et à considérer qu'en fait, à partir de 1970, et pour les hautes durées annuelles d'utilisation qui sont à prévoir <sup>(1)</sup>, le seuil concurrentiel se situera entre 8 et 9 u.c./tec et continuera très certainement encore à s'abaisser après cette date.

Les réacteurs dits «convertisseurs avancés» qui font actuellement l'objet de travaux de mise au point, utiliseront une proportion plus grande de l'énergie de fission contenue dans l'uranium ou le thorium. Les modèles les plus prometteurs sont, d'une part, les réacteurs modérés à l'eau lourde, d'autre part, ceux modérés au graphite et refroidis au gaz à haute température. Certaines estimations prudentes indiquent que, sous l'angle des prix de revient, l'avantage des centrales équipées de réacteurs de ce type par rapport aux centrales utilisant des combustibles fossiles, sera plus grand que celui des centrales à réacteurs éprouvés.

---

(<sup>1</sup>) La production envisagée de 280 TWh en 1980 représente environ 25% de la production totale d'électricité. Ce pourcentage de 25% est à rapprocher de la place qu'occupe la «puissance appelée» par la consommation pendant 7000 h par rapport au total de l'année: dans les «monotones» de la puissance appelée des pays de la Communauté pour 1964, la puissance de 7000 h représente environ 50% du total. Sur la base de l'expérience acquise pendant les 15 dernières années, et en l'absence de tout bouleversement dans la structure de la consommation d'électricité, notamment en ce qui concerne l'importance relative des industries fortes consommatrices d'électricité, il n'y a pas de raison de penser que la forme actuelle des courbes susmentionnées devrait changer de façon significative. Dans ces conditions, on peut admettre que la production électrique nucléaire en 1980 se fera à partir de centrales fonctionnant 7000 h par an.



Enfin, les réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides font l'objet d'un intense effort de recherche et de développement, aussi bien dans la Communauté qu'aux États-Unis, au Royaume-Uni et en URSS. Lorsqu'ils seront au point, on peut en attendre une contribution capitale à la solution du problème de l'approvisionnement en matière fossile; en outre, ils auront des caractéristiques économiques fort intéressantes. S'il est encore trop tôt pour pouvoir avancer, avec quelque degré de certitude, une date pour la maturité industrielle de ces réacteurs, il faut cependant noter que ce moment semble actuellement plus proche qu'on ne pouvait le prévoir il y a quelques années, lorsqu'on le situait vers 1980 — 1985.

En ce qui concerne l'approvisionnement en combustibles nucléaires, l'Euratom a évalué les besoins de la Communauté en uranium, en fonction d'une production de 28 TWh en 1970, 280 en 1980 et 2.400 en l'an 2.000. Parmi les divers modèles de développement envisagés, deux méritent particulièrement l'attention: le modèle I ne fait appel, pour toute la période, qu'aux réacteurs éprouvés, le modèle IV fait assurer aux convertisseurs avancés la transition entre les réacteurs éprouvés et les surgénérateurs rapides, qui entreraient en service en 1980 et représenteraient à la fin du siècle la moitié de la puissance totale. Les besoins de la Communauté en uranium seraient les suivants en milliers de tonnes métriques d'uranium naturel métal:

<i>période</i>	<i>modèle</i>	
	I	IV
1970 — 1979	64	54
1980 — 1989	176	122
1990 — 1999	412	156
Total	652	332

Les ressources exploitables à un prix inférieur ou égal à celui généralement pris en compte dans les évaluations de prix de revient du kWh, c'est-à-dire 8 à 10 dollars par livre d' $U_3O_8$  étaient évaluées comme suit au 1<sup>er</sup> janvier 1964 en milliers de tonnes métriques d'uranium naturel métal.

	<i>ressources reconnues</i>	<i>ressources potentielles supplémentaires annoncées</i>
États-Unis	122	200
Canada	160	180
Afrique du Sud	112	...
Communauté	31	24
Autres pays	55	12
Total du monde non communiste	480	416

Si on tient compte du fait que les besoins mondiaux pourraient être quatre à cinq fois supérieurs à ceux de la Communauté, on constate qu'on aura épuisé les réserves reconnues aux environs de 1985 et les réserves potentielles annoncées avant la fin du siècle. Par contre, les réserves potentielles exploitables à un prix situé entre 10 et 20 dollars par lb d' $U_3O_8$  représentent un multiple des quantités exploitables à moins de 10 dollars. En Europe, par exemple, on connaît, comme minerais exploitables dans cette marge de prix, les schistes suédois qui contiennent quelque 700.000 tonnes d'uranium.

On ne peut, en outre, perdre de vue que

- en raison du prix actuel de l'uranium, c'est-à-dire 4 à 5 dollars lb  $U_3O_8$ , les recherches minières sont pratiquement arrêtées,

- si l'on veut couvrir les besoins d'uranium qui seront en croissance rapide, il est nécessaire de reprendre rapidement la prospection minière, laquelle pourra certainement mettre à jour d'importantes réserves exploitables à des prix voisins de ceux qui ont été pris en compte, à savoir 8 à 10 dollars/lb d' $U_3O_8$ ,
- l'incidence du prix de l'uranium naturel sur le prix de revient du kWh est relativement modique : l'uranium naturel, qu'il soit utilisé tel quel ou après enrichissement, représente en effet moins de 10% du coût du kWh produit dans les centrales nucléaires de type éprouvé. En conséquence, on peut recourir à des sources d'approvisionnement plus coûteuses sans réduction sensible de l'avantage concurrentiel des centrales nucléaires.

On notera enfin que sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement et en dépit du fait que l'uranium proviendra essentiellement de l'importation, on peut considérer l'énergie nucléaire comme une source communautaire. En effet, le coût du combustible nucléaire nécessaire pour produire une quantité déterminée d'énergie électrique est, dès à présent, quatre à cinq fois moins élevé que celui du combustible fossile et cet avantage ne fera que croître avec le perfectionnement des techniques. D'autre part, l'uranium ne provient pas des mêmes pays que le combustible fossile pour lequel la Communauté fait le plus largement appel à l'extérieur, c'est-à-dire le pétrole. En outre, il est aisé et peu coûteux à stocker. Sans même parler de l'autonomie de marche sans réapprovisionnement que possèdent les réacteurs, la constitution de réserves pour les centrales nucléaires serait sensiblement moins onéreuse que la constitution de réserves équivalentes pour les centrales thermiques classiques.

#### d) *Charbon communautaire*

Pour les sièges déjà en service, il existe encore d'importantes possibilités d'amélioration des rendements, à condition que soient adoptées des mesures susceptibles de modifier profondément les techniques d'exploitation actuelles. Il s'agit d'une part de mesures de concentration qui ne seront souvent efficaces que si elles associent deux ou plusieurs entreprises, de mise en service de moyens d'exploitation modernes (généralisation du soutènement marchant, commande à distance des soutènements, emploi d'abatteuses-chargeuses télécommandées, à limite télécommande de front de taille, etc.) qui exigeront des dépenses d'investissement élevées et qui, du fait des conditions géologiques, ne sont applicables que dans certains sièges, enfin de la rationalisation des opérations au jour qui n'ont pas encore bénéficié du même effort que les opérations au fond.

Au cours des quinze prochaines années, on peut envisager une augmentation probable du salaire horaire réel de 4 à 5% par an en moyenne. Compte tenu des dépenses d'investissement parfois élevées qui seront nécessaires pour mettre en œuvre les modifications techniques esquissées précédemment, le coût de production réel <sup>(1)</sup> de chaque siège ou groupe de sièges ne pourra être maintenu à son niveau actuel que si le rendement double en l'espace de quinze ans; il s'agit là d'une croissance très élevée, nécessitant des efforts extrêmement vigoureux et dont la chance de réalisation ne peut être évaluée qu'après un examen très attentif de la part des entreprises, en tenant compte des particularités propres de chaque gisement et du montant des réserves disponibles.

(1) A l'opposé de ce qui a été fait au chapitre II, on raisonne ici en coûts de production réels et non nominaux.

e) *Le part de production communautaire dans la couverture des besoins*

En ajoutant aux indications précédentes le chiffre probable pour la lignite et l'hydro-électricité, on peut dresser le bilan sommaire ci-après :

TABLEAU 11

Bilan d'énergie de la Communauté en 1980

(en millions de tec)

	Origine communautaire	Importations nettes	Total
Houille	100—185	} 695—525	} 825—760
Pétrole	30—50		
Gaz naturel	120—140	10—20	130—160
Lignite	40	—	40
Énergie hydraulique	46	1	47
Énergie nucléaire	90—125	—	90—125
Total (arrondi)	425—585	705—545	1.130

(en % du total de la consommation)

Houille	9—16	} 61—47	} 73—67
Pétrole	3—4		
Gaz naturel	11—13	1—2	12—15
Lignite	3	—	3
Énergie hydraulique et géothermique	4	—	4
Énergie nucléaire	8—11	—	8—11
Total	38—51	62—49	100

Ce tableau appelle les observations suivantes:

- les chiffres de lignite et d'énergie hydraulique sont assez sûrs;
- les chiffres de gaz naturel sont une estimation plutôt prudente; la fourchette indiquée, dont l'ampleur est relativement faible, découle d'éventuelles découvertes en «off-shore»;
- l'évaluation donnée pour l'énergie nucléaire est celle même, qui résulte des estimations de la Commission européenne pour l'énergie atomique; elle suppose, pour être réalisée, que soit adoptée et poursuivie avec fermeté la politique dessinée par la Commission;
- la fourchette très large indiquée pour la production de charbon communautaire n'a d'autre signification que de montrer l'influence de la production charbonnière sur la dépendance vis-à-vis de l'extérieur: en descendant à 100 millions de tonnes, ce qui pour 1980 reste sans doute encore au-dessus du noyau strictement compétitif, la dépendance vis-à-vis de l'extérieur mesurée par le quotient des importations à la consommation totale dépasse 60%; pour que la dépendance ne dépasse pas 50%, il faudrait soit que les chiffres des autres énergies soient relevés, soit que la production charbonnière de la Communauté reste à peu près au niveau de 185 millions de tec proposé comme objectif pour 1970 par la Haute Autorité, ce qui demanderait un effort financier extrêmement important.

En tout état de cause, le recours à l'importation portera sur des tonnages très élevés, ce qui conduit à examiner avec attention les conditions mondiales de fourniture d'énergie vers 1980.

### Section 3

#### Les offres extérieures

Les conditions dans lesquelles la Communauté pourra recourir à l'importation d'énergie ne peuvent pas être examinées sans référence à la physionomie générale de la couverture des besoins mondiaux d'énergie d'ici une quinzaine d'années. Aussi va-t-on esquisser les grandes lignes du bilan mondial d'énergie vers 1980, avant d'examiner les conditions physiques et économiques de la production de charbon américain et de pétrole, puis les facteurs d'évolution des prix mondiaux de l'énergie.

#### A — *Le bilan mondial d'énergie*

Les tableaux 12 (A à D) ci-dessous ne prétendent pas constituer des prévisions, mais représentent des schémas possibles destinés à faire apparaître les caractéristiques du bilan mondial et les principaux ordres de grandeur.

Pour les besoins, on a utilisé un seul jeu de chiffres, ceux qui ont été exposés plus haut et qui correspondent à une hypothèse de croissance plutôt forte de l'économie mondiale. Pour la production, par contre, il est indispensable d'envisager plusieurs variantes correspondant à des conceptions de politique énergétique différentes aux États-Unis et en Europe et qui se traduisent notamment par des écarts dans la production de pétrole aux États-Unis, la production d'énergie en Europe, l'ampleur du recours au charbon américain, la production de pétrole en Afrique.

#### a) *Approvisionnement de l'Amérique du Nord en pétrole*

On sait que pour moment les importations de pétrole des États-Unis sont sévèrement contingentées, ce pays désirant assurer l'essentiel de son approvisionnement énergétique par des ressources internes.

La politique actuelle vise à couvrir la croissance des besoins en mettant à jour de nouvelles réserves en quantités suffisantes pour que le rapport de réserves reconnues (véritables réserves stratégiques) à la production reste à un niveau constant. Dans cette optique les importations augmenteraient en termes absolus mais non en importance relative. Le coût de la recherche aux États-Unis a tendance à croître et, sauf modification substantielle de la législation pétrolière américaine, continuera à croître au fur et à mesure que l'augmentation des besoins américains exigera des découvertes annuelles de plus en plus élevées.

A titre d'exemple, si les États-Unis voulaient à la fois porter leur production annuelle de 436 à 660 millions de tonnes et maintenir un rapport réserves/production de 12 en 1980, ils devraient mettre à jour 11,7 milliards de réserves récupérables pendant la période 1965 - 1980 alors qu'ils n'ont mis à jour que 6,8 milliards de tonnes entre 1950 et 1965.

Un plafond à l'augmentation des coûts est pourtant donné par le coût d'extraction d'huile des sable et schistes bitumineux qui serait actuellement de 3 à 5 dollars au-dessus du coût de production de pétrole, mais est susceptible de baisser sensiblement à terme.

En outre, l'effort de recherche peut trouver son complément au Canada dont l'économie pétrolière est liée à celle des États-Unis.

Il n'en reste pas moins que l'effort de recherche correspondant à la politique envisagée est susceptible de poser de sérieux problèmes. Dès lors, l'hypothèse où les États-Unis infléchiraient leur politique pétrolière et deviendraient plus largement importateurs ne peut pas être écartée.

Dans ces conditions, on a retenu deux hypothèses : dans l'une les États-Unis et le Canada accroîtraient leur production nationale même au prix de coûts croissants et importeraient essentiellement de l'hémisphère occidental. Dans l'autre hypothèse, l'Amérique du Nord augmenterait plus lentement sa production ; à cette évolution correspondrait un accroissement de la production en Amérique du Sud, en particulier au Venezuela, et un certain recours à l'hémisphère oriental.

Comme écart entre les deux hypothèses, on a retenu 100 millions de tonnes de pétrole aux États-Unis et 50 au Canada. Il n'a pas semblé raisonnable d'envisager un chiffre plus élevé, compte tenu notamment de l'intérêt stratégique qu'ont les États-Unis à garder un approvisionnement intérieur important et de la possibilité de supporter des coûts du pétrole élevés dans la mesure où plus de 60% des produits pétroliers consommés sont des carburants. Le chiffre de production le plus bas correspond sensiblement à la couverture des usages moteurs.

#### b) Production interne en Europe occidentale

Les hypothèses fortes et faibles d'énergie en *Europe occidentale* correspondent surtout à des niveaux différents de production charbonnière (maximum de 395 millions de tec dont 185 pour la Communauté auxquels s'ajoutent environ 40 millions de tec de lignite). Les hypothèses d'énergie nucléaire incorporent pour la Communauté la marge donnée au *tableau 11* et pour les autres pays les prévisions nationales ou les hypothèses retenues par l'O.C.D.E. Enfin, pour le gaz naturel, la marge de 65 millions de tec (dont 20 dans la Communauté) n'a qu'un caractère purement indicatif et résulte essentiellement de l'incertitude quant aux résultats de la recherche off-shore.

#### c) Recours aux ressources charbonnières américaines

Le troisième type d'alternative concerne le recours faible ou élevé par l'Europe occidentale et le Japon aux ressources charbonnières américaines.

Dans l'hypothèse faible d'exportation, on a supposé que le marché du charbon américain en Europe ne se développerait que faiblement, les débouchés s'accroissant pourtant du côté du Japon et aussi de l'Amérique latine. On a ainsi admis, pour les exportations nettes de l'Amérique du Nord, un chiffre de 65 millions de tec.

Pour l'hypothèse élevée, on a envisagé la couverture par le charbon américain des besoins de charbon à coke de l'Europe occidentale à concurrence d'un tiers (= 35 millions de t) et des centrales thermiques à raison de 20% (= 80 millions de t). En élargissant aussi les débouchés du Japon, on aboutit à un chiffre de 175 millions de t<sup>(\*)</sup>. Ce chiffre reste encore largement au-dessous des 300 millions de tec de disponibilités qui ont été évoqués à l'O.C.D.E.

---

(\*) Comme il y a une exportation de charbon des États-Unis vers le Canada, les chiffres correspondants pour les États-Unis sont : hypothèse faible: 85; hypothèse forte: 195.

d) *Production de pétrole en Afrique*

Celle-ci dépendra beaucoup de l'effort de recherche qui sera assumé sur ce continent par les pays industrialisés. Notamment l'hypothèse forte de production est liée à l'effort de diversification des approvisionnements de ces pays.

La combinaison de toutes ces hypothèses deux à deux conduirait à examiner un nombre excessif de variantes. On en a donc choisi deux particulièrement intéressantes.

La première variante (hypothèse 1) correspond à une production forte dans les pays industrialisés, à une diversification marquée de l'approvisionnement en pétrole brut et à un recours élevé, de la part de l'Europe et du Japon, au charbon américain.

Mais dans cette variante, une forte exportation de charbon américain déplacera une partie de la production interne, pratiquement du charbon, en Europe et au Japon. Un ajustement vers le bas doit donc être opéré.

Dans la seconde variante (hypothèse 2), on a cumulé une production faible en Amérique du Nord et en Europe, ainsi qu'un appel faible au charbon américain d'exportation. Ceci représente un appel très fort des régions industrialisées aux hydrocarbures extérieurs, en particulier ceux du Moyen-Orient.

Précisons enfin que, pour chacune des deux variantes 1 et 2, nous avons admis l'autarcie de la zone communiste. Nous n'avons donc pas envisagé d'exportation des pays communistes vers les pays occidentaux. Cette hypothèse a été retenue en raison de l'incertitude, non seulement sur l'ampleur des échanges futurs avec les pays de l'Est, mais même sur la question de savoir si ces échanges se solderont par un excédent d'importation ou d'exportation.

En définitive, les hypothèses 1 et 2 se schématisent comme suit :

Hypothèse 1	Hypothèse 2
<p>1. <i>Conception générale de la politique</i> Politique de sécurité à coût élevé des régions industrialisées basée sur la production interne et la diversification des importations de pétrole.</p> <p>2. <i>Composantes</i></p> <p>a) production forte de pétrole en Amérique du Nord,</p> <p>b) exportations fortes de charbon américain,</p> <p>c) production interne forte en Europe,</p> <p>d) moins ajustement (60 millions de tec) pouvant porter soit sur b) soit sur c),</p> <p>e) production d'hydrocarbures forte en Afrique,</p> <p>f) autarcie de la zone communiste.</p>	<p>1. <i>Conception générale de la politique</i> Recours élevé au pétrole du Moyen-Orient où le coût de la recherche est le moins élevé, mais aussi où les problèmes de sécurité sont les plus aigus.</p> <p>2. <i>Composantes</i></p> <p>a) production faible de pétrole en Amérique du Nord,</p> <p>b) exportations faibles de charbon américain,</p> <p>c) production interne faible en Europe,</p> <p>d) production d'hydrocarbures faible en Afrique,</p> <p>e) autarcie de la zone communiste.</p>

Ces hypothèses ne constituent que deux exemples. Les écarts entre les estimations dans chacun des deux cas représentent la marge résultant de l'effet combiné de

1. *l'incertitude sur les conditions techniques et économiques* de l'économie énergétique mondiale d'ici quinze ans. Les aléas qui grèvent le recherche d'hydrocarbures constituent l'exemple-type de ce genre d'incertitude;
2. l'orientation que peut prendre la *politique des autorités publiques des pays tiers*, par exemple en ce qui concerne l'ouverture du marché américain de pétrole;
3. *l'orientation de la politique économique dans la Communauté*, par exemple en matière de politique charbonnière ou nucléaire.

Il est peu probable que tous ces facteurs jouent simultanément dans le même sens avec une intensité maximum. C'est pourquoi, dans les évaluations chiffrées, nous n'avons pas poussé l'écart entre les deux hypothèses jusqu'à la limite qu'on pourrait théoriquement imaginer.

Tels quels, ces bilans contribuent à mettre en relief quelques tendances fondamentales de l'économie énergétique des années à venir :

- *le déficit énergétique* des pays industrialisés, en particulier de l'Europe occidentale et du Japon. Pour la première de ces zones, ce déficit sera d'au moins 1 milliard de tec en 1980, pour la seconde de 450 millions.
- *l'appel au pétrole brut* du Moyen-Orient, quelle que soit l'hypothèse envisagée. Dans l'hypothèse 1, cet appel se limite à 1,3 milliard de tec (1 milliard de t. de pétrole brut) contre 340 millions en 1960. Dans l'hypothèse 2, il s'élève à plus de 1,9 milliard de tec (= près de 1,5 milliard de t de pétrole brut).

Il faut pourtant ajouter que, dans chacun des cas, le résultat est, entre autres, conditionné par notre hypothèse sur l'autarcie de la zone communiste. Dans des conditions de développement général du commerce international avec cette zone et le maintien de disponibilités à l'exportation suffisantes dans les pays de l'Est, l'appel au Moyen-Orient pourrait être réduit de 10 à 15%, suite à des importations en provenance de la zone communiste.

TABLEAU 12

## Esquisse d'un bilan mondial d'énergie 1960 — 1970 — 1980

## A — Bilan 1960

(en millions de tec; chiffres arrondis)

Région	Besoin totaux (consommation intérieur + soutes)	Production	Solde Production-Besoins Totaux
<b>I. Régions fortes consommatrices</b>			
1. <i>Europe Occidentale</i>	845	545	— 300
dont houille et lignite	520	480	— 40
pétrole	280	20	— 260
dont Communauté total <sup>(1)</sup>	445	300	— 145
houille et lignite	280	260	— 20
pétrole	140	15	— 125
2. <i>Amérique du Nord</i>	1.580	1.440	— 140
dont houille et lignite	380	400	+ 20
pétrole	670	510	— 160
dont États-Unis total	1.475	1.365	— 110
houille et lignite	360	390	+ 30
pétrole	615	475	— 140
3. <i>Japon</i>	115	60	— 55
dont houille et lignite	60	50	— 10
pétrole	45		— 45
<b>Total régions fortes consommatrices (1+2+3)</b>	<b>2.540</b>	<b>2.045</b>	<b>— 495</b>
<b>II. Régions en voie de développement</b>			
4. <i>Moyen-Orient</i>	50	350	+ 300
dont pétrole	40	340	+ 300
5. <i>Amérique Latine</i>	155	290	+ 135
dont pétrole	120	255	+ 135
6. <i>Autres régions de la zone non communiste</i>	240	200	— 40
dont pétrole	90	55	— 35
7. <i>dont Afrique</i>	75	65	— 10
pétrole	30	20	— 10
<b>Total régions en voie de développement (4+5+6)</b>	<b>445</b>	<b>840</b>	<b>+ 395</b>
<b>III. Total zone non communiste</b>	<b>2.985</b>	<b>2.885</b>	<b>— 100</b>
<b>IV. Zone communiste</b>	<b>1.365</b>	<b>1.410</b>	<b>+ 45</b>
dont U.R.S.S.	605	—	+ 45
<b>V. Monde</b>	<b>4.350</b>	<b>4.295</b>	<b>— 55</b>

(<sup>1</sup>) Après conversion de l'hydroélectricité selon les conventions de l'O.N.U. (0,125 kg e.ch. par kWh).

Source statistique: O.N.U. World Energy Supplies, sauf pour la Communauté. La conversion des données de production de pétrole brut en tec se fait sur la base: 1 t pétrole brut = 1,3 t charbon.



Esquisse d'un bilan mondial d'énergie 1960 — 1970 — 1980

B — Bilan 1970

(en millions de tec; chiffres arrondis)

Région	Besoins totaux (consommation intérieur + soutes)	Production	Solde Production-Besoins Totaux
<b>I. Régions fortes consommatrices</b>			
<b>1. Europe Occidentale</b>	1.300	555/590	— 745/— 710
dont houille et lignite	455/490	400/435	— 55
pétrole	725/690	35	— 690/— 655
dont Communauté	745	310/335	— 435/— 410
houille et lignite	240/270	210/235	— 30/— 35
pétrole	425/395	25	— 400/— 370
<b>2. Amérique du Nord</b>	2.270	2.080	— 190
dont houille pour besoins inter.	515	515	—
houille pour exportation	—	45	+ 45
pétrole	955	720	— 235
gaz naturel	745	745	—
dont États Unis	2.100	1.920	— 180
houille pour besoins inter.	490	490	—
houille pour exportation	—	60	+ 60
pétrole	865	650	— 215
gaz naturel	705	680	— 25
<b>3. Japon</b>	275	70	— 205
dont houille et lignite	80	55	— 25
pétrole	180	2	— 180
<b>Total régions fortes consommatrices (1+2+3)</b>	<b>3.845</b>	<b>2.705/2.740</b>	<b>— 1.140/— 1.105</b>
<b>II. Régions en voie développement</b>			
<b>4. Moyen-Orient</b>	95	960/925	+ 865/+ 830
dont pétrole	80	940/905 (a)	+ 860/+ 825 (a)
<b>3. Amérique Latine</b>	295	435	+ 140
dont pétrole	205	355	+ 150
<b>6. Autres régions de la zone non communiste</b>	400	535	+ 135
dont pétrole	195	325	+ 130
<b>7. dont Afrique</b>	110	320	+ 210
pétrole	50	260	+ 210
<b>Total régions en voie de développement (4+5+6)</b>	<b>790</b>	<b>1.930/1.895</b>	<b>+ 1.140/+ 1.105</b>
<b>III. Total zone non communiste (I+II)</b>	<b>4.635</b>	<b>4.535</b>	<b>—</b>
<b>IV. Zone communiste</b>	<b>2.175</b>		
<b>V. Monde</b>	<b>6.810</b>		

(a) Calculé par différence. Toute augmentation de production dans les régions non communistes et toute importation nette en provenance de la zone communiste réduiraient ce chiffre.

## Esquisse d'un bilan mondial d'énergie 1960 — 1970 — 1980

## C — Bilan 1980

## Hypothèse I — Appel faible au Moyen-Orient

(en millions de tec; chiffres arrondis)

Région	Besoins totaux (consommation intérieure + soutes)	Production	Solde Production-Besoins Totaux
<b>I. Régions fortes consommatrices</b>			
1. Europe occidentale	1.920	945	— 975
dont houille et lignite	} 1.675	435	} — 975
pétrole		65	
gaz naturel		200	
dont Communauté	1.150	560	— 510
houille et lignite	} 1.005	225	} — 590
pétrole		50	
gaz naturel		140	
2. Amérique du Nord	3.170	3.145	— 25
dont houille pour besoins int.	725	725	—
houille pour exportations	—	175	+ 175
pétrole	1.255	1.055	— 200
gaz naturel	985	985	—
dont États-Unis	2.900	2.790	— 110
houille pour besoins int.	695	695	—
houille pour exportation	—	195	+ 195
pétrole	1.125	860	— 265
gaz naturel	910	870	— 40
3. Japon	540	100	— 440
dont houille et lignite	100	55	— 45
pétrole	400	3	— 395
4. Ajustement pour incidence du charbon américain sur les productions internes en Europe et au Japon		— 60	— 60
<b>Total régions fortes consommatrices (1+2+3+4)</b>	<b>5.630</b>	<b>4.130</b>	<b>— 1.500</b>
<b>II. Régions en voie de développement</b>			
5. Moyen-Orient	190	1.385	+ 1.195
dont pétrole	160	1.345 (a)	+ 1.185 (a)
6. Amérique Latine	555	580	25
dont pétrole	405	445	+ 40
7. Autres régions de la zone non communiste	690	970	+ 280
dont pétrole	355	640	+ 285
8. dont Afrique	180	625	+ 445
pétrole	75	520	+ 445
<b>Total régions en voie de développement (5+6+7)</b>	<b>1.435</b>	<b>2.935</b>	<b>+ 1.500</b>
<b>III. Total zone non communiste (I+II)</b>	<b>7.065</b>	<b>7.065</b>	<b>—</b>
<b>IV. Zone communiste</b>	<b>(3.835)</b>		
<b>V. Monde</b>	<b>10.900</b>		

(a) Calculé par différence voir note au tableau 12 B.

Esquisse d'un bilan mondial d'énergie 1960 — 1970 — 1980

D — Bilan 1980

Hypothèse II — Appel fort au Moyen-Orient

(en millions de tec; chiffres arrondis)

Région	Besoins totaux (consommation + intérieur soutes)	Production	Solde Production-Besoins Totaux
<b>I. Régions fortes consommatrices</b>			
1. <i>Europe Occidentale</i>	1.920	690	— 1.230
dont houille et lignite	} 1.710	300	} — 1.230
pétrole		45	
gaz naturel		135	
dont Communauté	1.150	400	— 750
houille et lignite	} 1.040	140	} — 750
pétrole		30	
gaz naturel		120	
2. <i>Amérique du Nord</i>	3.170	2.840	— 330
dont houille pour besoins int.	725	725	—
houille pour exportation	—	65	+ 65
pétrole	1.255	860	— 395
gaz naturel	985	985	—
dont États-Unis	2.900	2.550	— 350
houille pour besoins int.	695	695	—
houille pour exportation	—	85	+ 85
pétrole	1.125	730	— 395
gaz naturel	910	870	— 40
3. <i>Japon</i>	540	80	— 460
dont houille et lignite	70	35	— 35
pétrole	430	3	— 425
<b>Total régions fortes consommatrices (1+2+3)</b>	<b>5.630</b>	<b>3.610</b>	<b>— 2.020</b>
<b>II. Régions en voie de développement</b>			
4. <i>Moyen-Orient</i>	190	1.975	+ 1.785
dont pétrole	160	1.935 (a)	+ 1.775 (a)
5. <i>Amérique Latine</i>	555	670	+ 115
dont pétrole	405	535	+ 130
6. <i>Autres régions de la zone non communiste</i>	690	810	+ 120
dont pétrole	355	480	+ 125
7. <i>dont Afrique</i>	180	490	+ 310
pétrole	75	390	+ 315
<b>Total régions en voie de développement (4+5+6)</b>	<b>1.435</b>	<b>3.455</b>	<b>+ 2.020</b>
<b>III. Total zone non communiste (I+II)</b>	<b>7.065</b>	<b>7.065</b>	<b>—</b>
<b>IV. Zone communiste</b>	<b>(3.835)</b>		
<b>V. Monde</b>	<b>10.900</b>		

<sup>1)</sup> Calculé par différence voir note au tableau 12 B.

B — *Les conditions de production du charbon américain*

L'évolution des toutes dernières années et les études les plus récentes confirment et renforcent les tendances dessinées dans les « Perspectives ». Pour une production en accroissement modéré, la tendance des coûts, en termes réels, est à la baisse et les réserves sont abondantes tout au moins pour le charbon vapeur.

Dans les mines, l'accroissement possible des rendements semble pouvoir compenser, en termes réels, la hausse des salaires; en envisageant une légère hausse des autres éléments de coût, on peut retenir à échéance des quinze prochaines années une stabilité du coût départ mine, même dans l'hypothèse d'une augmentation moyenne de la production.

En matière de transport intérieur, la tendance actuelle est à la baisse pour le transport par chemin de fer du charbon couvrant les besoins des centrales thermiques, sous la pression de la concurrence des autres sources énergétiques et d'autres moyens de transport (carboducs, lignes électriques à haute tension); ces baisses de tarifs correspondent à des économies obtenues par des mesures de rationalisation (trains-blocs, etc). Cette évolution vient matérialiser les possibilités, annoncées depuis longtemps par divers spécialistes, d'une réduction importante des coûts. Rien n'empêche d'appliquer ces mêmes méthodes au transport des charbons d'exportation, si les tonnages en cause sont suffisamment élevés et suffisamment réguliers. Par rapport aux 4,5 dollars actuels, on peut certainement gagner 1,5 dollar d'ici quinze ans.

Enfin, pour le transport transatlantique, l'augmentation de la capacité moyenne des navires est susceptible de neutraliser, et au-delà, l'effet d'autres facteurs pouvant jouer dans le sens de la hausse.

Aussi, pour 1980, peut-on s'attendre, en termes réels, à des niveaux de coût rendu en Europe, analogues à ceux indiqués ci-dessus pour 1970, c'est-à-dire 13 à 13,50 \$ pour les charbons à coke de mélange et 11/11,50 \$ pour des charbons vapeurs à 7500 kcal<sup>(1)</sup>. Ceci représente environ une réduction de 10% des chiffres avancés dans les « Perspectives ». Cette conclusion ne vaut cependant que dans le cas d'un accroissement de la production modéré et étalé dans le temps. Il est, par contre, peu vraisemblable qu'une augmentation de l'ordre de celle envisagée dans l'hypothèse 1 puisse se réaliser sans hausse de coûts. En effet, dans ce cas, la production devrait passer de 400 millions de tec en 1960 à 900 millions de tec (presque un milliard de short tons); il est peu probable que ce doublement de l'industrie minière américaine puisse se faire sans goulots d'étranglement temporaires et hausses de coûts.

C — *Les conditions de l'offre de pétrole*

Les mécanismes de formation des prix des produits pétroliers sont très complexes car, outre le fait qu'il s'agit de produits joints, intervient ici un ensemble de facteurs liés à l'hétérogénéité de la structure de l'industrie et aux modifications du cadre institutionnel tant dans les régions productrices que dans les pays consommateurs.

C'est ainsi qu'aux nombreuses questions qui se posent en ce domaine, il n'est pas possible, à échéance de 1980, d'apporter des solutions précises, mais plutôt des réponses conditionnelles fondées non seulement sur l'évolution de certaines données objectives, mais surtout sur les décisions politiques prises ou non en temps utile.

<sup>1)</sup> Pour comparer avec le charbon communautaire, il faut se souvenir que le pouvoir calorifique à la tonne est souvent plus élevé pour le charbon américain.

Pour cerner la marge d'incertitude qui entache la prévision à long terme, il est commode, d'analyser séparément et successivement :

- l'évolution des éléments de dépenses que devrait permettre de couvrir la valorisation du pétrole,
- les principaux facteurs susceptibles d'agir sur la formation des prix et donc sur la marge bénéficiaire <sup>(1)</sup>.

Dans cette sous-section, on va examiner uniquement l'évolution de divers groupes de dépenses. Le problème des prix sera abordé à la section suivante.

La valorisation du pétrole hors taxes à une époque donnée doit permettre de couvrir un ensemble de frais qu'on peut classer ainsi :

- a) — l'ensemble des dépenses relatives à la recherche et à la production du pétrole brut, se répartissant en :
  - dépenses courantes d'exploitation,
  - dépenses de recherche et de développement des gisements,
- b) — les charges fiscales à la production,
- c) — les dépenses totales aux stades du transport, du raffinage et de la distribution,
- d) — un groupe de frais comprenant :
  - le paiement des impôts sur les bénéfices dans le pays de domicile du siège social des compagnies et dans ceux de leurs filiales,
  - le versement des dividendes aux actionnaires.

La présentation ci-dessus diffère quelque peu de celle habituellement employée dans la comptabilité des entreprises où apparaissent des dépenses courantes, le paiement d'impôts et une dotation d'amortissements et d'où on dégage une marge bénéficiaire. C'est l'ensemble de la dotation d'amortissement et ce qui reste de la marge bénéficiaire après paiement de l'impôt sur les bénéfices, le versement des dividendes, ainsi que le produit des emprunts placés à l'extérieur, qui permet de financer les dépenses d'investissement de l'industrie. Le concept de l'amortissement ne pose pas de problèmes complexes pour les activités en aval de la production (groupe c des dépenses) pour lesquelles l'analyse repose sur le schéma classique de comptabilisation indiqué en annexe. Par contre, afin d'éviter la complication du calcul de l'amortissement des dépenses de recherche et de développement (groupe a des dépenses) et pour mettre bien en lumière les effets de l'incertitude qui pèsent sur l'évolution de cet élément, on a préféré le faire apparaître explicitement.

a) *Les dépenses de recherche et de production du pétrole brut : dépenses courantes d'exploitation*

Les dépenses courantes d'exploitation du brut varient d'un gisement à l'autre et en fonction du temps. Si on raisonne par région, elles s'étagent actuellement en moyenne entre moins d'un demi dollar par tonne au Moyen-Orient à 2 dollars environ en Afrique du Nord.

---

(<sup>1</sup>) La marge bénéficiaire est un élément très difficile à déterminer, car elle résulte d'une part de la situation des prix sur les différents marchés en fonction notamment de l'intensité de la concurrence et, d'autre part, des tendances des coûts. Elle varie donc sensiblement, non seulement dans le temps, mais aussi d'une compagnie à l'autre, suivant sa dimension, son degré d'intégration, la répartition de sa production et de ses débouchés. En fait, les marges sont fort mal connues et la présente analyse se borne à essayer de préciser les facteurs d'offre qui pourraient influencer l'évolution des dépenses totales au cours des quinze prochaines années.

Bon nombre d'experts estiment que, en moyenne, les dépenses de production dans l'hémisphère oriental devraient rester relativement stables dans les 15 à 20 années à venir et cela pour plusieurs raisons.

Au Moyen-Orient, l'importance des réserves prouvées et les rapports réserves/production élevés qui en découlent ainsi que les caractéristiques des courbes de production (déclin extrêmement faible, dans le laps de temps considéré, des productions par puits au moins compensé par le progrès technique), permettent de penser que l'exploitation des grands gisements continuera à assurer une partie très importante de la demande de brut.

En Afrique, où les gisements sont de moindre importance, l'incidence des déclin de production sur la moyenne des dépenses d'exploitation sera vraisemblablement négligeable en raison de la mise en exploitation de nouvelles découvertes.

Toutefois, l'extension de la recherche et du développement off shore pourrait constituer un facteur de hausse des dépenses dans ces régions; l'ampleur de cette hausse devrait cependant diminuer grâce aux progrès techniques rapides dans ce mode d'exploitation.

D'autre part, l'installation de procédés de récupération secondaire pourrait également constituer un facteur de hausse de cette catégorie de dépenses qui, toutefois, ne devrait jouer un rôle important que si les résultats de la recherche ne répondaient pas aux espérances élevées de découvertes dans ces régions. Dans le cas contraire qui constitue l'hypothèse la plus probable, l'emploi de ce procédé resterait limité aux gisements pour lesquels il serait compétitif par rapport à la production primaire.

#### *Dépenses de recherche et de développement des gisements*

Parmi les questions à étudier, il convient d'abord d'examiner l'évolution des réserves mondiales car, si à court et moyen terme l'offre résulte essentiellement des capacités de production installées, à plus longue échéance elle s'exprime en termes de réserves. La répartition mondiale reprise au *tableau 13* des réserves prouvées qui sont les seules pour lesquelles on dispose de chiffres semi-officiels, laisse apparaître une situation nettement plus abondante dans l'hémisphère oriental que dans l'hémisphère occidental. Pour apprécier le sens de cette disparité, il convient cependant de rappeler la signification et le processus de comptabilisation des réserves dites prouvées.

Les réserves prouvées sont constituées par les hydrocarbures récupérables des gisements connus aux conditions techniques et économiques de l'époque de l'estimation. L'évaluation des réserves d'un gisement dépend essentiellement de son étendue, de la productivité par puits et du taux de récupération, facteurs qui ne peuvent être connus qu'au fur et à mesure du développement et de la mise en production de celui-ci. C'est pourquoi les réserves prouvées sont périodiquement révisées en hausse et leur augmentation globale résulte davantage des réévaluations et extensions des gisements connus que des nouvelles découvertes.

La constitution de réserves prouvées, qui représente le volant de sécurité de l'approvisionnement futur, nécessite des investissements très importants qui ne se justifient plus au-delà d'un certain montant, variable d'ailleurs suivant le coût de la recherche dans les différentes régions du globe.

On comprend dès lors qu'aux États-Unis l'industrie se contente depuis près de 40 ans de rapports réserves/production annuelle relativement modiques (de l'ordre de 10 à 15 ce qui,

compte tenu de la croissance des besoins permet d'assurer une production de 7 à 10 ans), d'autant plus que les coûts de reconnaissance de réserves y sont particulièrement élevés et croissants principalement pour des raisons historiques et institutionnelles.

Le tableau 13 indique également combien, jugé selon ces critères le rapport réserves/production est anormalement élevé au Moyen-Orient. C'est le résultat de découvertes exceptionnelles par leur abondance et leur bon marché. La «probation» de 27 milliards de tonnes au cours de la période 1950/1965 ne tient d'ailleurs pas tellement à des découvertes nouvelles — les 7 gisements qui contiennent la plus grande partie des 28,4 milliards de tonnes de réserves recensées au Moyen-Orient à la fin 1964 étaient découverts avant 1950 — qu'à des réévaluations en hausse de gisements déjà rencontrés et partiellement reconnus. Ce processus de réévaluation, classique en matière pétrolière, a joué avec une ampleur exceptionnelle dans la croissance des réserves déclarées au Moyen-Orient. Il n'y a donc pas lieu de s'étonner que depuis quelques années, le rapport réserves/production diminue au Moyen-Orient de façon rapide, les réévaluations ou découvertes nouvelles ne représentant que trois à quatre fois les productions annuelles toujours croissantes.

TABLEAU 13

Répartition régionale des réserves au 1<sup>er</sup> janvier 1965 et augmentation brute au cours de la période 1950—1965

	Réserves au 1. 1. 1965 (en milliards de tonnes)	(en %)	Années de production courante	Augmentation brute des réserves de 1950 à 1965 (en milliards de t)
U.S.A.	5,0	10,7	11,7	6,8
Canada	0,9	1,9	22,5	1,1
Venezuela	2,4	5,2	13,5	3,-
Reste de l'Amérique du Sud	1,2	2,6	21,3	1,5
Total hémisphère occidental	9,5	20,4	13,5	12,4
Europe occidentale	0,4	0,9	20,-	0,5
Afrique	2,5	5,4	32,9	2,7
Moyen-Orient	28,4	61,1	73,4	27,-
Aste-Australie	1,6	3,4	50,3	1,7
Total hémisphère oriental	32,9	70,8	63,9	31,9
Total monde non communiste	42,4	91,2	34,9	44,3
U.R.S.S., Europe de l'Est, Chine	4,1	8,8	16,6	5,3
Total Monde	46,5	100	31,8	49,6

Le problème est alors de savoir dans quelles conditions s'accomplira l'effort technique de recherches nécessaire pour maintenir en 1980 un volume de réserves permettant de couvrir un certain nombre d'années de la production à venir.

Il est intéressant à cet égard de comparer les réserves découvertes de 1950 à 1965 à celles qu'il faudrait mettre à jour de 1965 à 1980 pour conserver en 1980 un rapport réserves/production entre 15 à 20, c'est-à-dire d'une valeur proche de celle que les compagnies estiment économiquement justifiée.

Le tableau 14 donne pour le monde non communiste les chiffres de réserves à découvrir en fonction de deux objectifs, 12 aux États-Unis, 25 au Moyen-Orient et 20 ailleurs d'une part, 12 aux États-Unis et 15 ailleurs d'autre part.

TABLEAU 14

Volume des réserves à découvrir de 1965 à 1980 pour maintenir certains objectifs exprimés en rapport réserves/production

	Production en millions de t			Augmentation brute des réserves 1950-1965 10 <sup>9</sup> t	Volume à découvrir (*) en 10 <sup>9</sup> t			
	1965	1980			objectif A		objectif B	
		( <sup>1</sup> )	( <sup>2</sup> )		( <sup>1</sup> )	( <sup>2</sup> )	( <sup>1</sup> )	( <sup>2</sup> )
États-Unis	436	660	560	6,8	11,7	9,7	11,7	9,7
Canada	41	150	100	1,1	3,6	2,2	2,9	1,7
Venezuela	180	220	280	3,-	5,2	6,9	4,1	5,5
Reste hémisphère occidental	59	120	120	1,5	2,6	2,6	2,-	2,-
Total hémisphère occidental	716	1.150	1.060	12,4	23,1	21,4	20,7	18,9
Europe occidentale	21	50	30	0,5	1,2	0,6	0,9	0,5
Afrique	102	400	300	2,7	9,5	6,7	7,5	5,2
Moyen-Orient ( <sup>2</sup> )	425	1.035	1.490	27,-	9,2	24,2	0,0	9,2
Asie-Australie	33	90	70	1,7	1,2	0,6	0,8	0,3
Total hémisphère oriental	581	1.575	1.890	31,9	21,1	32,1	9,9	15,2
Total monde non communiste	1.297	2.725	2.950	44,3	44,2	53,5	29,9	34,1

(<sup>1</sup>) = hypothèse forte de production dans les pays industrialisés.

(<sup>2</sup>) = hypothèse forte de production au Moyen-Orient.

Objectifs: Maintien d'un rapport réserves/production courante de:

	A	B
États-Unis:	12 ans	12 ans
Moyen-Orient:	25 ans	15 ans
Autres régions:	20 ans	15 ans

(\*) Les chiffres de production pour le Moyen-Orient ont été obtenus par différence

(\*) Par «volume à découvrir», il faut entendre non seulement les réserves relatives aux nouvelles découvertes, mais également les augmentations de réserves découlant des réévaluations, des extensions et des améliorations des taux de récupération.

Pour chacun de ces objectifs de «découvertes», on a pris en considération les deux schémas possibles de production décrits plus haut dans le bilan mondial.

Ce tableau peut être résumé ainsi:

	Réserves découvertes entre 1950 et 1965	Réserves à découvrir entre 1965 et 1980			
		A		B	
		1	2	1	2
États-Unis	6,8	11,7	9,7	11,7	9,7
Reste de l'hémisphère occidental	5,6	11,4	11,7	9,0	9,2
Moyen-Orient	27	9,2	24,2	0	9,2
Reste de l'hémisphère oriental	4,9	11,9	7,9	9,2	6,0
Total monde non communiste	44,3	44,2	53,5	29,9	34,1



On constate que le montant des réserves à découvrir d'ici 1980 est compris entre une fois et demie et deux fois et demie ce qui a été découvert au cours des quinze dernières années dans le monde hors des États-Unis et Moyen-Orient, et aux États-Unis entre 1,4 et 1,7 fois les quantités découvertes au cours de la période de référence. Si on s'intéresse particulièrement à l'hémisphère oriental, on constate que le volume des réserves à découvrir, hors du Moyen-Orient, est compris, dans l'hypothèse A, entre 1,6 et 2,4 fois celui découvert entre 1950 et 1965. Ce coefficient multiplicateur est du même ordre de grandeur que celui de la consommation effective de pétrole dans l'hémisphère oriental d'une période à l'autre.

Pour passer de ces indications aux répercussions sur les dépenses de recherche et de développement affectées au maintien des rapports réserves/production envisagés, il y a lieu de distinguer la recherche et le développement, car les risques de hausse qui pèsent sur la première sont beaucoup plus importants que ceux qui affectent le second. Pratiquement toutefois, il est souvent difficile de séparer les investissements de recherche de ceux du développement, la frontière entre les deux activités étant relativement floue et les estimations de dépenses non disponibles séparément. A titre d'exemple cependant, on donnera à la fin de cette analyse les résultats d'un essai de ventilation des investissements entre la recherche et le développement pour le Moyen-Orient où le problème prend une importance particulière en raison du développement peu avancé des énormes réserves découvertes dans cette région.

On ne peut faire un tel calcul avec précision pour toute les régions du monde; toutefois, sur la base des diverses informations disponibles, on peut situer les principaux ordres de grandeur.

Le tableau 15 donne, pour la période 1950—1965 et par grande région, une évaluation des investissements dans la recherche et le développement, l'accroissement brut des réserves, le montant de l'investissement par tonne de réserves prouvées. (1)

TABLEAU 15

**Évaluation des dépenses d'investissements dans la recherche et la production  
Réalizations de la période 1950—1965**

	Investisse- ment total en mrdrs de \$	Augmen- tation brute des réserves en mrdrs t	Investisse- ment par t découverte en dollars	Investisse- à la tonne produite en dollars
États-Unis	56	6,8	8,2	9,5
Reste de l'hémisphère occidental	15,1	5,6	2,7	4,9
Hémisphère occidental	71,1	12,4	5,7	7,9
Moyen-Orient	3,2	27	0,12	0,93
Reste de l'hémisphère oriental	6,9	4,9	1,4	7,5
Hémisphère oriental	10,1	31,9	0,32	2,3
Total du monde non communiste	51,2	44,3	1,8	6,1
Monde, sauf États-Unis	25,2	37,5	0,67	3,4

(1) Le quotient des investissements de recherche et de développement par le volume des réserves découvertes au cours d'une période donnée peut constituer une grandeur significative dans certaines conditions. Tel est le cas vraisemblablement pour l'ensemble des États-Unis. Pour d'autres régions, ce quotient peut induire en erreur. Il en est ainsi notamment au Moyen-Orient où, au cours de la période 1950—1965, de très importantes réévaluations des réserves ont été opérées alors que le développement des gisements en cause n'est encore que très partiel. C'est pour cette raison qu'un calcul distinguant entre dépenses de recherche et de développement est, dans ce cas, nécessaire.

On voit que le montant de l'investissement par *tonne découverte* est très différent d'une région à l'autre: de l'ordre de 8 \$ aux États-Unis, infime au Moyen-Orient, aux environs de 2 \$ pour la moyenne du reste du monde.

Lorsque la production est en hausse, si on veut maintenir constant le rapport *réserves/production*, il est nécessaire, chaque fois qu'on produit une tonne, de découvrir plus d'une tonne nouvelle le coefficient multiplicateur étant d'autant plus fort que la valeur du rapport *réserves/production* et le taux de croissance de la production sont plus élevés. Pour les quinze dernières années, l'investissement dans la recherche et le développement par tonne produite était de l'ordre de 6 \$ pour l'ensemble du monde et de 3,5 hors États-Unis.

Pour le futur, l'incertitude fondamentale porte sur l'évolution de l'investissement dans la recherche et le développement dans les diverses régions du monde.

Dans l'hypothèse de la stabilité de cet investissement à la *tonne découverte*, le volume de réserves à découvrir indiqué plus haut provoquerait, dans le schéma A 1 (le plus coûteux) une diminution de l'investissement par *tonne produite* de l'ordre de 1,5 \$ aussi bien pour l'ensemble du monde sans les États-Unis que pour l'hémisphère oriental tout seul.

Si, au contraire, dans une deuxième hypothèse, on admettait des investissements par *tonne découverte* nettement en hausse dans chacune des régions, 11 \$ aux États-Unis, 1 \$ au Moyen-Orient, 4 \$ dans le reste du monde, l'investissement total serait multiplié par 2,8 et l'investissement à la *tonne produite* subirait une hausse de 1 \$ tant pour l'ensemble du monde, que pour le monde sans les États-Unis et que pour l'hémisphère oriental. Cette hausse affecterait d'autant la marge des compagnies.

On peut penser que ces hypothèses d'investissement unitaire en hausse sont proches de la limite supérieure de la fourchette à envisager, étant donné qu'une évaluation des investissements futurs au Moyen-Orient, qui repose sur un calcul distinguant les dépenses de recherche d'une part, et celles de développement d'autre part, fournit des résultats légèrement inférieurs aux précédents. Cette évaluation des dépenses futures au Moyen-Orient a été faite dans deux hypothèses:

- maintien des investissements unitaires au niveau de ceux de la période de référence,
- investissements unitaires multipliés par deux pour le développement et par dix pour la recherche. Le doublement des investissements unitaires de développement correspond en fait dans la phase de déclin des courbes de production, à multiplier environ par trois le nombre de puits en activité. Selon des sources autorisées, cette perspective est à exclure pour les grands gisements du Moyen-Orient au cours de la période étudiée.

Les résultats pour l'ensemble des investissements de recherche et de développement ont été exprimés par *tonne produite*. Étant donné que les taux d'expansion de la production se ralentiront durant la période à venir (6,2% et 8,4% contre 12%), les investissements par *tonne produite*:

- diminueront par rapport à ceux de la période de référence dans l'hypothèse du maintien des investissements unitaires aux niveaux antérieurs de 0,4 \$/t et 0,3 \$/t, suivant les hypothèses de production,
- augmenteront très modérément dans l'hypothèse de hausse des investissements unitaires, respectivement de 0,1 \$/t et de 0,6 \$/t.

Un complément doit être apporté à ce qui précède: on a raisonné sur la moyenne de la période 1965—1980. Or, celle-ci est caractérisée par une réduction progressive du rapport

réserves/production. Il est donc utile de compléter les chiffres précédents par l'examen de ce qui se passerait en fin de période. Sur la base d'hypothèses de croissance de la production qui prolongent celles envisagées pour les années antérieures, les dépenses par tonne de production seraient supérieures d'un à un et demi \$ à ce qui a été calculé pour la moyenne de la période.

*b) Les charges fiscales à la production*

L'évolution récente est marquée par une série d'évolutions diverses qu'il n'est guère possible de synthétiser en une tendance unique. On peut toutefois marquer quelques traits saillants :

- la concurrence vive entre les pays producteurs et l'abondance de production mondiale ont empêché une hausse sensible et ont même, dans certains cas, conduit les pays producteurs à se contenter de recettes fiscales moindres à la tonne. Si, au Venezuela, il y a une certaine stabilité des taxes, au Moyen-Orient, par contre, l'accord sur la non-incorporation de la royalty dans l'impôt se traduit par un relèvement de 0,3 \$/t, et certains nouveaux contrats comportent une augmentation de l'ordre de 1 \$ à la tonne;
- la plupart des nouveaux contrats témoignent du désir des pays producteurs d'être associés à l'exploitation de leurs ressources pétrolières, selon des modalités d'ailleurs très variables d'un pays à l'autre.

Si, à échéance de quelques années, on n'est guère conduit à envisager plus qu'une augmentation très modérée des charges fiscales, l'évolution à plus long terme ne peut être estimée qu'en tenant compte de l'ensemble du rapport des forces sur le marché mondial de l'énergie. Ce point sera abordé plus loin.

*c) Les dépenses totales aux stades du transport, du raffinage et de la distribution*

La diminution attendue des taux de croissance de la demande dans nombre de régions dans le monde aura pour effet de réduire l'investissement d'expansion rapporté à la tonne consommée à investissement unitaire inchangé. Cet effet se manifestera de façon certaine sur les investissements des stades du transport, du raffinage et de la distribution pour lesquels, de plus, la part de l'autofinancement pourrait être réduite grâce à un recours plus important aux capitaux extérieurs.

*Le transport maritime.* L'évolution récente de ce secteur renforce l'analyse des « Perspectives ». La structure de la flotte continue à évoluer plus rapidement que prévu, les nouveaux navires entrant en service sont de grande capacité, si bien que la dimension moyenne des tankers en service augmente et continuera à augmenter; de 27.000 dwt en 1964, elle passerait à 38.000 en 1970 et le mouvement se poursuivra.

Aussi peut-on escompter, en l'espace d'une quinzaine d'années, une baisse des dépenses dans le transport maritime comprise entre 0,5 et 1 \$ pour la moyenne du trafic intéressant la Communauté.

*Le raffinage.* Le progrès technique dans l'industrie du raffinage a permis de réduire notablement, pour une même capacité, les chiffres qui figuraient dans les « Perspectives »; suivant les bruts, la dépense par tonne de brut du raffinage limité au topping-reforming est comprise entre 3 et 4 \$ pour une raffinerie nouvelle de 4 millions de tonnes (moyenne dans la Communauté). L'augmentation des capacités unitaires et la poursuite du progrès technique

permettront de gagner au moins 0,5 \$ à échéance d'une dizaine d'années (à structure de raffinage peu modifiée, ce qui est l'hypothèse la plus probable).

*Les transports intérieurs et la distribution.* Dans le même ordre d'idées, on peut ajouter que le progrès des transports intérieurs et l'augmentation des quantités distribuées permettront de stabiliser ou même de réduire quelque peu les dépenses dans la distribution.

Au total les dépenses au stade du transport, du raffinage et de la distribution pourraient baisser de 1 à 2 \$ par tonne de pétrole brut.

#### *d) Les frais généraux et les impôts sur les bénéfices*

Les frais généraux, la recherche technique rapportés à la tonne ne devraient pas varier sensiblement.

Les impôts sur les bénéfices et les distributions de dividendes dépendront en grande partie de l'évolution de la situation des marchés analysée plus loin, mais rapportés à la tonne, ils pourraient rester relativement proches des niveaux atteints ces dernières années.

*Récapitulation.* De l'examen analytique auquel il vient d'être procédé sur les éléments de dépenses peut se dégager la vue d'ensemble suivante, par tonne de brut utilisée: sur les postes pouvant représenter plus des deux tiers de la valorisation du brut hors taxes livré au consommateur de la Communauté, la conclusion est assez ferme: il y aura stabilité ou baisse. Par contre, l'incertitude d'origine géologique pourrait provoquer une hausse de l'investissement à la tonne produite dont l'incidence sur les marges pourrait atteindre 2 à 3 \$ en fin de période.

Restent enfin les incertitudes liées aux aspects politiques et aux phénomènes du marché, qui vont maintenant être abordées.

## Section 4

### **Les prix et l'équilibre du marché**

Le passage de l'analyse sur les coûts qui vient d'être donnée à une analyse sur les prix se heurte à deux difficultés majeures:

- d'une part, les coûts de production sont en fait fort différents d'une région à l'autre;
- d'autre part, le nombre relativement modique de producteurs peut faciliter l'exploitation de situations monopolistiques se traduisant par un écart important entre coûts et prix.

Les développements qui suivent ne prétendent donc pas établir des pronostics sur le niveau des prix à échéance de quinze ans, mais seulement dessiner les principaux éléments susceptibles d'agir sur la formation des prix. A cet égard, l'examen de l'évolution des prix dans la dernière décennie est très instructif.

#### *a) L'évolution des prix depuis une dizaine d'années*

Depuis près de dix ans, les prix des produits pétroliers n'ont cessé de baisser en dehors du marché nord-américain. Ce mouvement, particulièrement sensible en Europe, a traduit des modifications fondamentales dans la structure de l'approvisionnement mondial en pétrole, des baisses de coût très importantes et une intensification de la concurrence résultant de changements dans la structure de l'industrie et de l'évolution du climat politique mondial.

La baisse des coûts est due non seulement aux progrès techniques considérables accomplis à tous les stades de l'industrie et plus particulièrement dans le domaine des transports maritimes et du raffinage où les économies d'échelle ont joué un rôle prépondérant, mais surtout à la mise en service d'énormes gisements de brut dont l'exploitation est très avantageuse. C'est évidemment le Moyen-Orient que l'on vise ici en premier lieu. Mais la croissance des découvertes en Afrique a joué également un rôle important, car, compte tenu de leur position géographique et parfois d'avantages fiscaux pendant la période de démarrage, certains gisements se sont avérés plus économiques que ceux du Moyen-Orient pour l'approvisionnement de l'Europe.

Pour que ces réductions de coûts se répercutent sur les prix, il a fallu une intensification de la concurrence impliquant des modifications de la structure de l'industrie. En effet, l'extraordinaire richesse pétrolière du Moyen-Orient était connue depuis longtemps, mais elle était étroitement contrôlée par quelques grandes compagnies. Aussi, dans les années 50, la structure des prix en Europe reflétait-elle encore un approvisionnement en provenance des États-Unis, alors que les courants réels d'importation avaient changé au profit des Caraïbes et, surtout, du Moyen-Orient. Ce n'est que progressivement que les conditions d'une concurrence accrue sont apparues, à la suite des modifications de la répartition des participations américaine et britannique après la deuxième guerre mondiale (1947), de l'entrée d'indépendants américains dans le consortium iranien en 1954, de l'octroi de concessions à un plus grand nombre de sociétés au Venezuela, enfin du développement des compagnies communautaires et de la reprise des exportations de pétrole russe.

Mais la concurrence très intense que l'on connaît surtout depuis 1958, tant sur le marché du brut que sur celui des produits, tient non seulement à la multiplication des compagnies présentes sur le marché, mais, aussi, sinon de façon prépondérante, à la situation différente des diverses compagnies. Ces différences portent essentiellement sur le rapport entre les réserves (ou la production potentielle) et les débouchés. Selon le cas, certaines compagnies s'appuyant sur une position financière très forte, ou parfois sur des rentes de marché, ont consenti des efforts très importants pour étendre leurs débouchés ou pour augmenter leur production. D'une part, il en est résulté des baisses de prix substantielles sur les marchés en forte expansion, en particulier en Europe où le développement de la consommation de pétrole était favorisé par une expansion économique rapide et par un processus de substitution très actif. D'autre part, l'autre objectif a donné lieu à une concurrence très vive pour l'obtention de nouvelles concessions, soit dans des régions déjà connues, comme le Moyen-Orient, mais où l'accès à la recherche reste limité par l'étendue des anciennes concessions, soit dans des régions nouvelles mais très prometteuses comme l'Afrique. Les pays producteurs, émancipés après la deuxième guerre mondiale, ont tiré parti de cette situation pour obtenir un accroissement de leurs recettes et des participations directes à l'industrie lors de la conclusion des nouveaux contrats ou de la révision des anciens. La réduction des marges qui en a découlé a constitué un stimulant important aux efforts de rationalisation et de progrès technique en vue de la diminution des coûts évoqués plus haut.

La situation récente et actuelle a donc une double caractéristique:

- un excédent d'offre,
- une poursuite de la diversification géographique de la recherche.

L'expression un peu vague, mais très usitée, d'excédent d'offre signifie concrètement que certains champs pourraient être développés sans hausse sensible des coûts et que leur

production remplacerait avantageusement celle de gisements actuellement productifs mais d'exploitation relativement coûteuse.

D'autre part, alors même que les statistiques de réserves s'accroissaient annuellement de plusieurs milliards de tonnes au Moyen-Orient, de nouvelles initiatives se sont développées. Les compagnies pétrolières implantées au Moyen-Orient et des entreprises nouvelles entreprenaient des campagnes de recherche dans d'autres territoires et développaient des champs parfois moins économiques. Aux prix actuellement pratiqués et malgré les baisses intervenues, il semble donc bien y avoir place pour de telles activités, stimulées parfois par des actions gouvernementales visant délibérément la différenciation géographique, et partiellement financées par des péréquations entre régions au sein d'une même compagnie. En d'autres termes, le niveau actuel des prix comprend encore une marge suffisante pour attirer des capitaux en dehors du développement des champs les plus prolifiques. Cet écart se traduit par une rente substantielle au bénéfice des productions du Moyen-Orient.

L'analyse qui précède montre pourquoi, malgré l'excédent d'offre, on continue à observer la coexistence de recherche et de production dans les régions à coûts très différents.

D'autre part, les baisses de prix observées depuis une dizaine d'années sont à expliquer par la conjonction de plusieurs facteurs :

- connaissance de gisements très importants et fort peu coûteux au Moyen-Orient ;
- concurrence provoquée par le déséquilibre entre compagnies en ce qui concerne la possession de réserves de pétrole brut et de réseaux de distribution des produits raffinés ;
- apparition du marché énergétique européen, en croissance rapide et que ne pouvaient satisfaire les fournisseurs classiques, essentiellement charbonniers.

#### b) Perspectives d'évolution des prix

Dans quelle mesure un nouveau retournement de la situation est-il possible ?

Pour estimer la probabilité d'une telle éventualité, il faut passer en revue les chances de permanence des éléments qui ont suscité la baisse des prix depuis 1958.

L'évolution dépend d'abord du résultat de la course entre l'augmentation de la consommation de pétrole dans le monde et l'accroissement des réserves prouvées récupérables. Si les quinze prochaines années voyaient des découvertes de nouvelles réserves très abondantes et peu coûteuses, si la réévaluation des gisements du Moyen-Orient pouvait se poursuivre à une cadence aussi forte que dans le passé, il en résulterait le maintien d'une situation de grande abondance ; mais on ne peut pas miser sur une telle éventualité pour élaborer une politique énergétique et on doit plutôt envisager le retour progressif à une situation où le rapport des réserves à la production sera au voisinage de 20 à 25. Un tel rapport réserves/production ne met pas en cause l'approvisionnement futur, mais, correspondant aux normes de l'industrie, il ne constitue plus en lui-même un facteur de nature à intensifier la concurrence qui, dès lors, dépendra davantage du nombre des producteurs et de la structure de l'industrie.

Il faut également souligner les modifications qui vont, à échéance d'une dizaine d'années, affecter la demande. Le mouvement de substitution du charbon par le pétrole se poursuivra au cours des années qui viennent. Vers 1975, le pétrole aura saturé tous les besoins qu'il peut satisfaire avantageusement dans la sidérurgie, dans l'industrie, dans les foyers domestiques et dans les transports et ceci non seulement dans la Communauté, mais aussi dans le reste du

monde. Il aura également pris la place des combustibles solides dans la production du gaz manufacturé partout où les besoins en gaz combustible ne pourront être satisfaits par des ressources locales en gaz naturel (1). A ce moment, l'expansion de la demande de pétrole ne présentera plus la vigueur qui la caractérise encore aujourd'hui dans le cadre du mouvement de substitution; elle deviendra plus modique et sera essentiellement commandée par la croissance économique et l'élévation du niveau de vie. Mais une substitution en sens inverse dans les secteurs considérés ne pourrait être amorcée que par un très ample renversement du rapport des prix en défaveur du pétrole; le seul domaine où la contestation pourrait demeurer assez sensible au prix serait celui des centrales électriques.

Le bilan énergétique de 1980 est ainsi caractérisé par la part prépondérante tenue par les produits pétroliers dans la couverture des besoins, au moins 50% tant pour la Communauté que pour l'ensemble de la zone non communiste, et par la faible ampleur du jeu possible sur les autres formes d'énergie:

- à échéance de 1980, la production nucléaire envisagée couvre 8 à 11% des besoins communautaires. L'hypothèse forte dépasse de 35 millions de tec la limite inférieure et correspond à un effort scientifique et industriel important dont l'intensification ne permettrait guère d'économiser beaucoup plus de pétrole. A l'échelle du monde, la marge ne doit pas dépasser une centaine de millions de tec,
- la marge sur le charbon américain est significative, puisqu'elle peut représenter 100 et à l'extrême 200 millions de tonnes. Ce chiffre est toutefois modique face à une production pétrolière de 3,5 milliards de tec. Il est beaucoup plus important à l'échelon de l'Europe, dont il représente 10 à 20% des besoins d'importation. Mais, en cas de hausse de prix du pétrole, l'Europe ne serait pas le seul client de ce charbon, sauf si elle s'en était assuré la livraison par des contrats fermes à long terme conclus suffisamment à l'avance;
- la marge sur la production de charbon européen est de l'ordre de 100 à 150 millions de tonnes, à un coût très élevé pour les dernières dizaines de millions de tonnes (comme on l'a signalé page 45, cette marge ne peut se cumuler complètement avec la précédente);
- enfin, l'intensification de la recherche sur le territoire de la Communauté est susceptible de réduire le recours à l'importation.

Dans le schéma 2 envisagé plus haut, la moitié de la production de pétrole de la zone non communiste et presque 90% de l'alimentation du commerce mondial de pétrole sont concentrés dans le Moyen-Orient. Dans le schéma 1, ces parts sont un peu plus faibles (deux cinquièmes et quatre cinquièmes), mais restent encore très élevées. Il est certain que la prédominance de quelques pays de cette région du globe et le nombre relativement limité de compagnies opérant sur le marché, entre lesquelles toutefois existent de fortes disparités, tant en ce qui concerne le volume des réserves que les réseaux de distribution et la puissance financière en général, ne favorisent pas le maintien spontané d'un climat de concurrence grâce auquel l'évolution des prix pourrait ne pas être très différente de celle des coûts.

Aussi, un équilibre énergétique mondial où les prix évolueraient de façon analogue aux coûts, devra-t-il être recherché par un ensemble d'actions continues de caractère à la fois institutionnel et politique agissant sur les divers points du marché où des phénomènes perturbateurs de l'équilibre seraient à craindre.

(1) D'autre part, les hydrocarbures joueront un rôle déterminant dans la production de gaz de pointe, pour autant que le stockage souterrain et des contrats interruptibles ne parviennent pas à régulariser l'approvisionnement.

## CONCLUSION

L'analyse précédente confirme dans l'ensemble — et renforce même sur certains points — les conclusions qui figuraient dans les «Perspectives» pour la période qui avait été étudiée. A échéance de cinq à dix ans, malgré une croissance rapide des besoins, tant à l'échelon communautaire qu'à l'échelon mondial, l'abondance de ressources énergétiques (pétrole et charbon) dans le monde, la vive concurrence entre les compagnies qui approvisionnent le marché, devraient permettre au prix hors taxe de l'énergie importée de ne pas dépasser sensiblement — sauf d'éventuels à-coups accidentels — le niveau actuel. L'écart entre le coût du charbon communautaire et le prix des produits concurrents se creusant, les charbonnages de la Communauté rencontreront, en l'absence de nouvelles mesures, de sérieuses difficultés d'écoulement. A plus long terme, l'évolution est plus incertaine; non seulement nos connaissances et nos informations deviennent plus floues au fur et à mesure que l'horizon s'éloigne, mais des risques liés à l'évolution même du marché de l'énergie apparaissent. Il existe certains facteurs potentiels de hausse des coûts, en particulier dans le domaine de la recherche du pétrole; surtout, en raison du rôle croissant des importations, le maintien de l'actuelle relation entre prix et coûts dépendra largement de la politique énergétique et économique qui sera menée non seulement dans la Communauté, mais dans le monde entier.

C'est en effet au moins la moitié des besoins de la Communauté qui sera couverte par l'importation et on ne peut méconnaître certains risques qui peuvent affecter l'approvisionnement pétrolier. Il peut tout d'abord se développer des troubles politiques dans certaines régions productrices, qui conduiraient à un arrêt partiel ou total des livraisons. Il peut également se produire des hausses de prix artificiellement provoquées par les producteurs. Cette éventualité est d'autant moins à rejeter que l'approvisionnement du monde, à l'exception des zones communistes, consistera pour 50% de pétrole, extrait d'un nombre limité de régions du globe où les coûts sont nettement différents, et commercialisé par un nombre limité de compagnies.

Aussi faut-il envisager dès maintenant les mesures susceptibles de réduire les risques qui pèseront sur l'approvisionnement de la Communauté, sous l'aspect quantitatif et surtout sous l'aspect des prix. Le dosage précis du recours à chacune de ces mesures ne peut être déterminé une fois pour toutes, puisque leur coût dépend de certains aléas géologiques ou économiques; il doit donc être révisé périodiquement, en se préoccupant de rechercher systématiquement, à efficacité égale, la forme la moins coûteuse d'assurance contre les risques futurs.

Les grandes lignes des possibilités d'action se trouvent dans un stockage accru, un relèvement permanent du niveau de production des sources les plus sûres, l'existence de capacités de production constamment disponibles, une diversification suffisante des sources permettant une plus large répartition des risques.

Ces diverses actions sont d'emploi inégalement facile et inégalement efficace suivant les sources d'énergie; cette diversité se reflète dans les divers documents préparés récemment par les institutions communautaires.

Pour le charbon<sup>(1)</sup>, c'est le maintien d'une production supérieure à ce qui serait économiquement écoulable qui est à envisager. Toutefois, dans la mesure où, dans les années

---

(1) Cf. Le Mémoire de la Haute Autorité sur l'objectif de production charbonnière 1970 et sur la politique charbonnière.



prochaines, il n'y a pas lieu d'attendre le relèvement sensible des prix des produits importés, il est probable que les difficultés actuelles d'écoulement du charbon communautaire s'accroîtront encore. En tout état de cause, le niveau actuel de production ne peut être maintenu; des réductions sont d'ailleurs d'ores et déjà décidées ou envisagées dans tous les pays. En l'absence du relèvement des aides financières versées par les gouvernements, cette réduction devrait être forte, si bien qu'on est conduit à envisager, pour ces prochaines années, à la fois une réduction des capacités et de la production et une amplification des mesures favorisant l'écoulement. Les régions charbonnières verront la main-d'œuvre employée dans les mines diminuer à une cadence annuelle qui peut être forte, et dans certaines régions très forte, par le jeu cumulé de l'amélioration des rendements et de la baisse de production. Aussi, le rythme de régression de la production devra-t-il dépendre pour une grande mesure de la vitesse et de l'efficacité avec lesquelles auront pu être mises en place les procédures destinées à assurer la reconversion de la main-d'œuvre et la réorientation économique des régions.

Dans quelques années il faudra, en fonction des nouvelles connaissances disponibles sur les perspectives à long terme, réexaminer l'évolution de la production charbonnière, et le rôle que peut jouer l'importation de charbon des pays tiers dans les différents secteurs utilisateurs de la Communauté.

En matière nucléaire <sup>(1)</sup>, on peut songer à mettre en œuvre des incitations gouvernementales auprès des producteurs d'électricité, afin de s'assurer que l'objectif de production nucléaire actuellement envisagé pour 1980 soit atteint, et même éventuellement dépassé et à favoriser la reprise de la recherche de minerais d'uranium; une politique de stockage appropriée est également à examiner.

En matière pétrolière <sup>(2)</sup>, la constitution de stocks à un niveau suffisant permettrait de faire face à des crises temporaires. Ce n'est cependant qu'une solution partielle et insuffisante en cas de crise prolongée. Une contribution à la solution de ce problème devrait donc être recherchée dans l'existence de capacités de production constamment disponibles, auxquelles il pourrait être fait appel rapidement, en cas de perturbations graves de certains courants d'approvisionnement, et dans une diversification suffisante des sources permettant une plus large répartition des risques. Ce dernier point conduit notamment à envisager un développement économiquement raisonnable de la production communautaire, et surtout une amplification de la recherche d'hydrocarbures sur le territoire de la Communauté, dans les régions géologiquement les plus prometteuses et une incitation aux sociétés communautaires à l'intensification de leurs recherches dans diverses régions du globe.

Toutefois, le caractère mondial du marché du pétrole, l'importance de ce produit aussi bien pour les pays producteurs que pour les pays industrialisés acheteurs, font que ces mesures ne pourront être efficaces que si elles prennent place dans une conception d'ensemble des relations économiques internationales, et si on peut maintenir une concurrence suffisante entre les entreprises qui opèrent sur le marché pétrolier. Ces diverses questions devront notamment être traitées avec les pays extérieurs à la Communauté qui ont des préoccupations similaires aux siennes, en vue d'harmoniser les objectifs et les moyens d'action à mettre en œuvre.

---

<sup>(1)</sup> Cf. le premier programme indicatif pour la Communauté européenne de l'énergie atomique.

<sup>(2)</sup> Cf. la première note, de la Commission au Conseil sur la politique de la Communauté en matière de pétrole et de gaz naturel.