

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

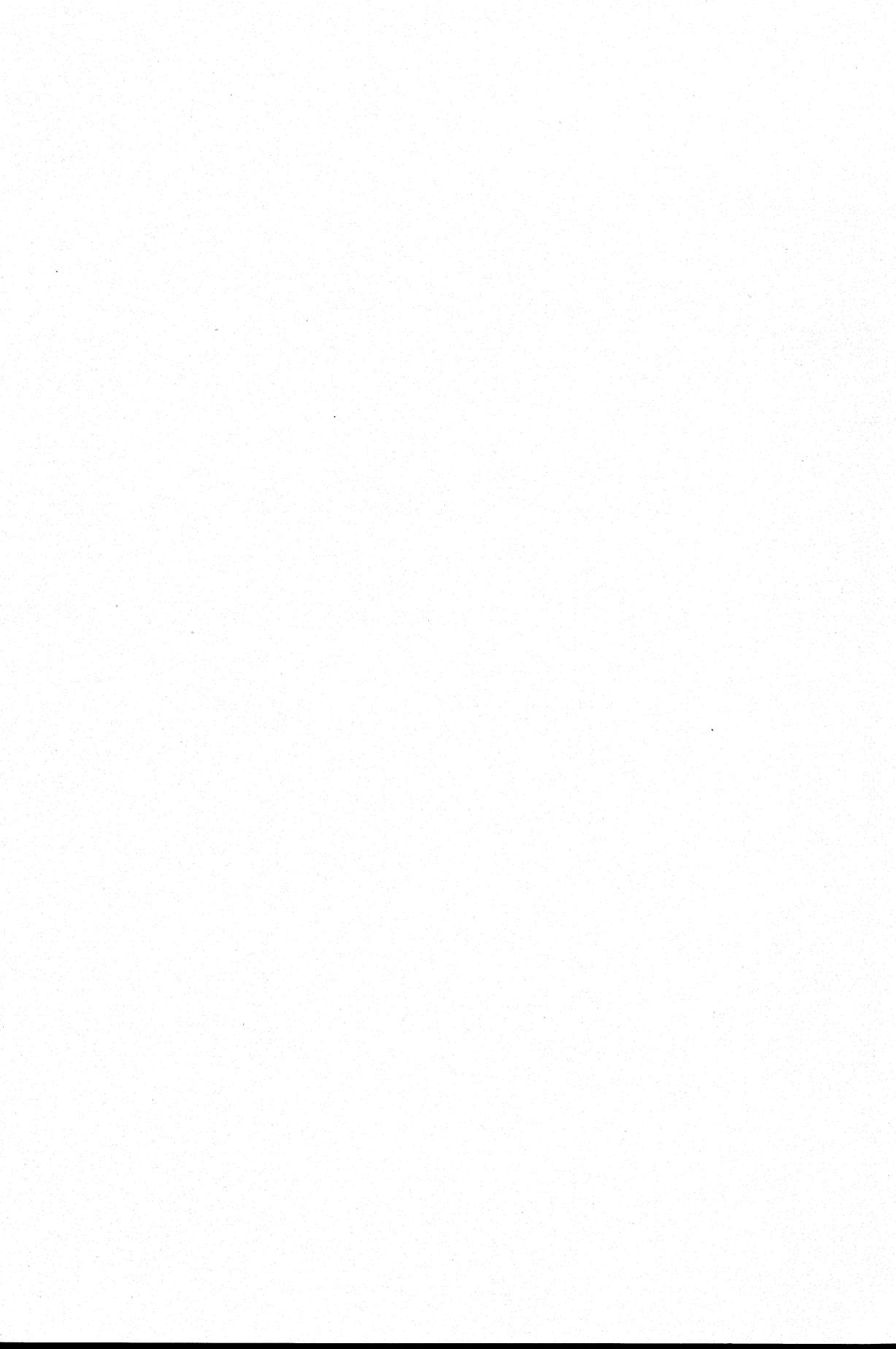
**Première orientation
pour une politique énergétique
communautaire**

(Communication de la Commission
présentée au Conseil le 18 décembre 1968)

COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

**Première orientation
pour une politique énergétique
communautaire**

(Communication de la Commission
présentée au Conseil le 18 décembre 1968)



Avant-Propos

de

M. Wilhelm HAFERKAMP, Membre de la Commission

à la publication de la

«Première orientation pour une politique énergétique communautaire»

La Communauté doit poursuivre le développement progressif d'une union économique et monétaire complète si elle ne veut pas être condamnée à la stagnation. La conception et la mise en œuvre d'une politique communautaire de l'énergie constituent un aspect de cette tâche. La fusion des Exécutifs européens qui a mis fin à la dispersion des compétences, facilite l'élaboration de solutions globales pour les problèmes de politique énergétique dans les domaines du charbon, du pétrole, du gaz naturel, de l'énergie nucléaire et de l'énergie électrique.

La présente publication a pour but d'informer les milieux intéressés sur les propositions de la Commission en matière de politique énergétique commune.

La Commission, en élaborant ses propositions, a progressé par étapes : tout d'abord, elle a dégagé une vue d'ensemble sur la situation du marché de l'énergie dans la Communauté afin de connaître les données les plus importantes de l'économie énergétique. Le rapport «La situation actuelle du marché de l'énergie dans la Communauté», annexe I, dans lequel on trouvera l'évolution de l'offre et de la demande du marché de l'énergie, donne le résultat de cette première approche.

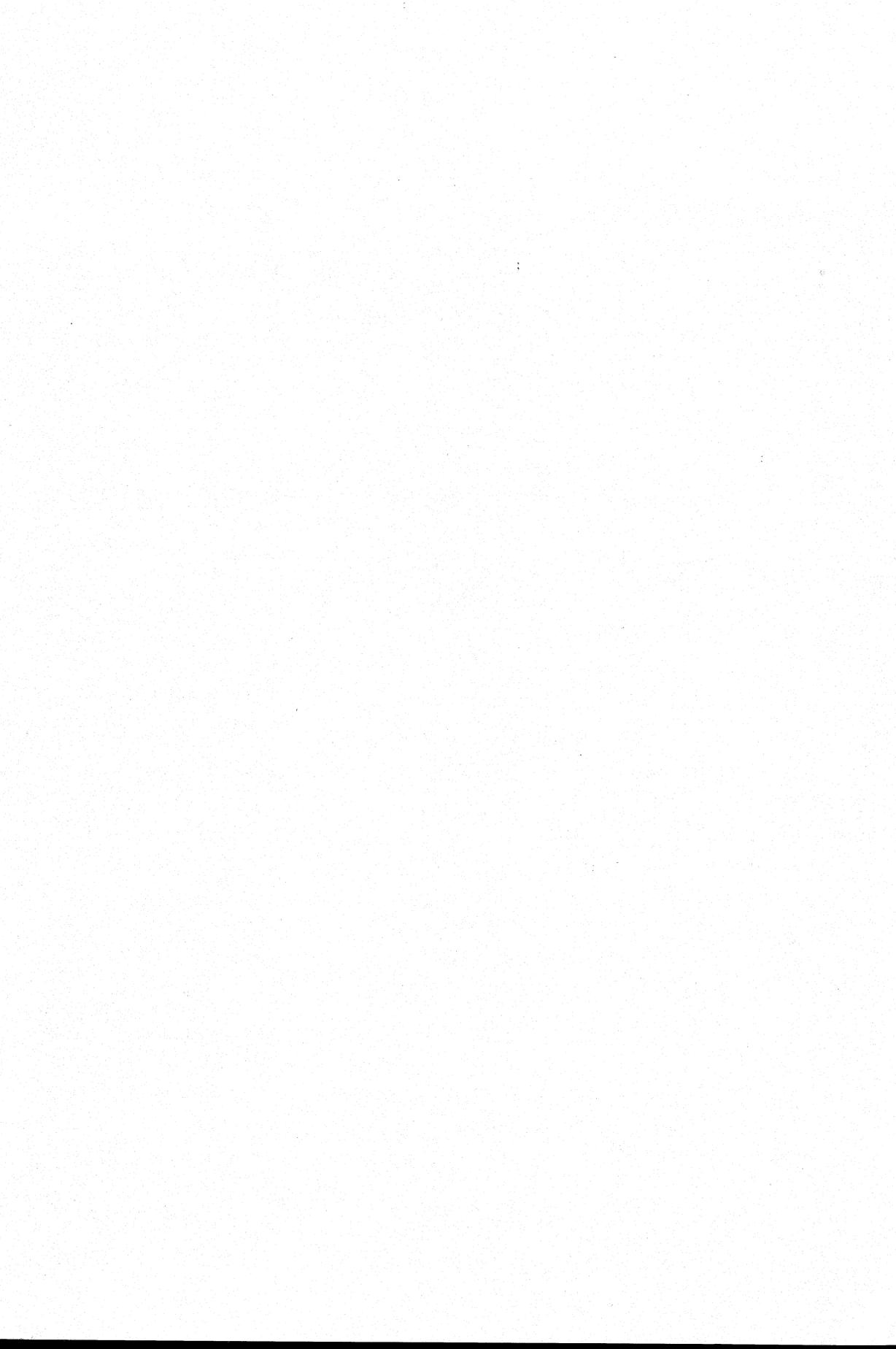
Dans une seconde phase, la Commission a examiné les problèmes fondamentaux d'ordre général et d'ordre sectoriel que pose l'établissement d'une politique énergétique commune. Cette analyse a pour titre «Problèmes fondamentaux d'une politique énergétique communautaire», annexe II.

Sur la base de ces deux analyses, la Commission a développé des propositions pour un cadre d'action en matière de politique énergétique. Cette «Première orientation pour une politique énergétique communautaire» a été transmise au Conseil le 18 décembre 1968, ainsi qu'au Parlement européen, au Comité consultatif C.E.C.A. et au Comité Économique et Social.



Sommaire

	Page
INTRODUCTION	9
I. Nécessité d'une politique communautaire de l'énergie	9
II. Objectifs d'une politique communautaire de l'énergie	10
III. Instruments d'une politique communautaire de l'énergie	11
A. CADRE D'ACTION	14
I. Prévisions et orientations à moyen terme	14
II. Examen de la conjoncture — Bilans annuels	15
III. Interventions en cas de difficultés d'approvisionnement	16
B. L'ÉTABLISSEMENT DU MARCHÉ COMMUN	16
I. Libre circulation des marchandises	16
II. Liberté d'établissement	18
III. Règles de concurrence	18
IV. Fiscalité indirecte	19
C. LA RÉALISATION D'UNE POLITIQUE D'APPROVISIONNEMENT BON MARCHÉ ET SUR	20
I. Politique commerciale	20
II. Orientation des investissements	21
III. Structure de l'industrie communautaire — Développement ou maintien de certaines capacités de production	22
IV. Financement des investissements	24
V. Recherche	25
ANNEXES	
1. La situation actuelle du marché de l'énergie dans la Communauté	27
2. Problèmes fondamentaux d'une politique énergétique communautaire	157



Introduction

1. La présente orientation, en vue de la réalisation d'une politique communautaire de l'énergie, est conçue comme un cadre d'action politique. Pour les élaborer, la Commission, qui a bénéficié des travaux étendus et précieux accomplis par les trois anciens exécutifs, principalement au sein du groupe interexécutif de l'énergie, s'est fondée avant tout sur le protocole d'accord relatif aux problèmes énergétiques intervenu entre les gouvernements des États membres des Communautés européennes le 21 avril 1964 ⁽¹⁾ et sur la décision du Conseil du 10 juillet 1967 sur la politique de la Communauté en matière de pétrole et de gaz naturel ⁽²⁾. Les nouveaux éléments contenus dans ces propositions résultent d'une vue d'ensemble du secteur énergétique et d'un effort pour définir aussi concrètement que possible les orientations et les moyens d'action à mettre en œuvre.

2. Afin d'éclairer la discussion, deux documents de travail sont joints à ces propositions : le premier «La situation actuelle du marché de l'énergie dans la Communauté» vise à établir un accord sur les principales données de l'économie énergétique dans la Communauté. Le deuxième «Problèmes fondamentaux d'une politique communautaire de l'énergie» contient une synthèse générale et dans les différents secteurs.

3. Au fur et à mesure, et sans préjudice de l'exercice des pouvoirs qu'elle détient en vertu des Traités, la Commission saisira le Conseil de propositions particulières en vue de la réalisation d'une politique communautaire de l'énergie. Dans la définition des priorités, elle tiendra compte du déroulement des discussions sur le présent document, ainsi que des délais fixés par les Traités en vue d'atteindre certains objectifs.

I. NÉCESSITÉ D'UNE POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ÉNERGIE

4. A la différence des produits des autres secteurs industriels et de l'agriculture, il existe encore pour les produits énergétiques de sérieuses entraves aux échanges à l'intérieur de la Communauté. Si cette situation n'est pas modifiée et si un marché commun de l'énergie n'est pas réalisé dans un proche avenir, le niveau d'intégration atteint dans ce domaine risque d'être compromis. Des écarts dans les coûts d'utilisation de l'énergie, qui résultent avant tout de divergences entre les politiques des États membres, faussent de plus en plus la situation concurrentielle des branches à forte consommation d'énergie et désavantagent certaines régions de la Communauté pour les décisions d'investissement importantes. Les tentatives qui ont été faites en vue de porter remède à cet état de chose par des mesures nationales conduisent à une désintégration graduelle de l'économie énergétique euro-

⁽¹⁾ Journal Officiel des Communautés Européennes — 30.4.1964 (p. 1099).

⁽²⁾ Par cette décision, le Conseil a pris acte du dépôt de la première note de la Commission sur la politique de la Communauté en matière de pétrole et de gaz naturel, et a marqué son accord sur le rapport du Comité des Représentants permanents sur les conclusions de cette note comme orientation pour les travaux ultérieurs dans ce domaine.

péenne : des régimes d'aides anti-économiques, des taxations à la consommation variant de pays à pays, et une politique de plus en plus nationale en matière d'approvisionnement et de marché en sont les conséquences. Seule une politique communautaire de l'énergie qui intègre pleinement le secteur énergétique dans le marché commun peut modifier cette dangereuse évolution.

5. Une politique communautaire de l'énergie est aussi nécessaire pour réaliser à l'intérieur de la Communauté une compensation des risques qui résultent du degré élevé de dépendance des États membres à l'égard des importations et d'une diversification insuffisante des courants d'approvisionnement.

Plus de la moitié des besoins en énergie de la Communauté doivent actuellement être couverts par des importations, et une approche commune serait la meilleure façon pour la Communauté de jouer son rôle de gros client sur le marché énergétique mondial et de se donner une base d'approvisionnement suffisamment sûre.

6. La part de l'économie énergétique dans la production industrielle de la Communauté est de 12 %, et ses investissements représentent en moyenne de 15 à 20 % de l'ensemble des investissements industriels. La valeur des importations d'énergie dans la Communauté s'est élevée, en 1967, à environ 5,5 milliards d'u.c., soit environ 18 % de la valeur totale des importations.

L'importance économique du secteur de l'énergie, qui ressort de ces chiffres, loin d'empêcher la Communauté de réaliser une politique énergétique, doit au contraire l'inciter à développer une politique communautaire qui permettra de faire valoir avec plus d'efficacité ses intérêts et ceux des États membres dans ce domaine d'importance vitale.

II. OBJECTIFS D'UNE POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ÉNERGIE

7. La Commission n'estime pas nécessaire de définir à nouveau les objectifs d'une politique communautaire de l'énergie, sur lesquels les États membres se sont mis d'accord dans le Protocole d'accord de 1964. La liste de ces objectifs est longue ⁽¹⁾, et il est impossible d'établir entre eux une hiérarchie rigoureuse. La Commission voudrait toutefois mettre l'accent sur certains de leurs aspects.

Les trois Traités recherchent dans des conditions économiques et sociales optimales, une expansion continue et équilibrée, un développement harmonieux de l'activité économique, une stabilité accrue et un relèvement accéléré du niveau de vie. L'énergie est un facteur de coût important pour les

(1) Le Protocole d'accord du 21.4.1964 cite les objectifs suivants :

- ← un approvisionnement à bon marché
- la sécurité de l'approvisionnement
- la progressivité des substitutions
- la stabilité de l'approvisionnement, tant en ce qui concerne son coût que les quantités disponibles
- le libre choix du consommateur
- une concurrence équitable sur le marché commun entre les différentes sources d'énergie
- la politique économique générale.»

entreprises, et de ce fait la productivité et la capacité d'exportation de l'économie sont influencés de manière sensible par le niveau de son prix. En raison de la progression rapide de la consommation d'énergie des foyers domestiques, le prix de l'énergie influence aussi directement le coût de la vie. C'est pourquoi la protection de l'intérêt des consommateurs doit être au centre de la politique communautaire de l'énergie. Cet intérêt doit être déterminé aussi exactement que possible, qu'il s'agisse de celui des consommateurs dans leur ensemble, de celui des consommateurs de certaines formes d'énergie ou de celui des consommateurs pour certaines utilisations spécifiques. A cet effet, il faut se placer dans une perspective à long terme, en tenant compte des tendances du marché mondial, et rechercher les instruments dont l'application peut servir ces intérêts.

8. L'intérêt de la Communauté requiert avant tout un approvisionnement sûr à des prix relativement stables et aussi bas que possible. L'affirmation selon laquelle cette exigence comporterait une contradiction n'est pas fondée. Il est seulement exact que ni la sécurité ni le bas prix ne peuvent être atteints d'une manière absolue.

L'équilibre entre la recherche de l'énergie à bon marché et la recherche de la sécurité indispensable de l'approvisionnement du point de vue des quantités et des prix, est nettement facilité par l'adoption d'une vue à long terme. Il n'est en effet pas défendable d'attribuer une part importante dans l'approvisionnement à des quantités d'énergie disponibles seulement à titre passager. Il faut aussi considérer l'approvisionnement de la Communauté à la fois sous l'angle des quantités et des prix. Sur la longue période un comportement rationnel consiste en effet à inclure dans la détermination du coût optimum le prix d'une garantie raisonnable contre le risque d'insécurité. Il est de même important de ne pas envisager globalement la sécurité ou les prix, mais de faire des distinctions suivant les utilisations, en tenant compte du degré de substitution entre les diverses sources d'énergie primaire. Pour définir les objectifs de politique énergétique, en particulier sous l'angle des prix, il est en outre indispensable d'avoir des vues prospectives à moyen et à long terme, sur les coûts auxquels les énergies primaires seront vraisemblablement disponibles, et sur le point de savoir quelle énergie primaire influencera de façon déterminante la tendance des prix.

9. Les objectifs de la politique énergétique ne peuvent pas être atteints isolément. En particulier, des motifs de politique sociale et de politique régionale peuvent inciter à ralentir ou accélérer des processus de substitution naturels. En pareil cas, les considérations de politique énergétique doivent indiquer la direction à suivre, mais le rythme de l'adaptation peut être modifié pour des considérations d'ordre social ou régional. Dans ce contexte, la Commission proposera un ensemble de mesures de caractère social consacrées au problème que pose le sort des mineurs obligés de cesser prématurément leur activité.

III. INSTRUMENTS D'UNE POLITIQUE COMMUNAUTAIRE DE L'ÉNERGIE

10. Comme pour les objectifs, il n'est pas possible d'établir une hiérarchie rigoureuse entre les instruments de la politique énergétique. Il convient

toutefois de mettre l'accent sur certains aspects de cette politique pour pouvoir dégager clairement la direction proposée et choisir en fonction de celle-ci parmi les instruments disponibles.

Le rôle de la politique énergétique étant de servir l'intérêt des consommateurs, il est nécessaire d'attribuer à la concurrence la fonction directionnelle fondamentale. La concurrence contraint les entreprises à développer pleinement leur force compétitive, elle leur impose de s'orienter dans la voie du progrès technique, encourage les processus naturels de substitution et entraîne une différenciation de l'offre. Mais, même une politique énergétique fondamentalement orientée en fonction de la concurrence ne peut se réaliser sans des instruments de politique économique, permettant d'exercer sur le jeu de l'offre et de la demande une surveillance et une influence plus poussée que pour une grande partie des autres secteurs économiques. Il y a essentiellement deux raisons à cela.

11. Tout d'abord, l'exigence de la sécurité des approvisionnements, sous les aspects de quantités et de prix, rend nécessaire une politique appropriée. Dans tous les grands États industrialisés, cette politique comporte au moins deux éléments : d'une part des mesures pour le cas d'interruption partielle des fournitures; d'autre part, une surveillance à long terme des courants d'approvisionnement et, en cas de nécessité, la possibilité de les orienter afin que le degré de sécurité d'approvisionnement nécessaire à longue échéance demeure assuré.

12. La deuxième raison de prévoir des possibilités d'intervention plus développées, tient à des particularités structurelles du secteur énergétique, dont on se contentera de mentionner ici les plus importantes :

- la dépendance naturelle de la Communauté à l'égard des importations revêt une importance plus grande que dans d'autres secteurs;
- les conditions techniques et économiques d'exploitation des sources d'énergie primaire diffèrent d'un gisement à l'autre. La nature des activités de recherche et d'exploitation dépend non seulement de la structure géologique et de la situation géographique des gisements, mais aussi des prescriptions imposées aux concessionnaires par les États sur le territoire desquels se trouvent les ressources;
- les secteurs du gaz naturel et de l'électricité sont tributaires de conduites fixes, ce qui entraîne des problèmes particuliers;
- l'industrie pétrolière dispose d'une marge de manœuvre plus large que d'autres industries énergétiques car elle peut fabriquer dans des proportions variables des produits destinés à des usages multiples, y compris des usages non énergétiques;
- dans certains secteurs, les conditions de production excluent des adaptations à court terme aux modifications de la demande. Alors que la flexibilité de l'offre est très différente suivant les sources d'énergie primaire, elles se trouvent toutes en concurrence sur le marché;
- dans tous les secteurs énergétiques, les investissements en capitaux sont exceptionnellement élevés et requièrent des programmes à échéance particulièrement longue;

— la structure de l'offre est très particulière : un nombre relativement faible de vendeurs se trouve en face d'un nombre généralement très élevé d'acheteurs. La tendance à la concentration tient au fait qu'en raison de l'importance des risques, seul un petit nombre d'entreprises disposent de capitaux suffisants pour mener à bien les opérations de recherche et d'exploitation. Dans l'économie pétrolière, cette tendance est encore renforcée par le fait que l'intégration verticale depuis la production jusqu'à fourniture au consommateur final demande de nombreuses années pour se réaliser. Étant donné qu'une faible partie du pétrole est écoulee en dehors d'entreprises intégrées, des éléments essentiels de ce marché sont soumis à des conditions très particulières.

13. Par ailleurs, les sources d'énergie se trouvent à des phases de développement économiques différentes. L'industrie charbonnière européenne est en déclin et doit s'adapter dans des conditions difficiles à une situation de marché nouvelle. Le pétrole et le gaz naturel sont des industries en plein essor et relativement nouvelles en Europe; l'équilibre des conditions de concurrence reste dans ce secteur à assurer.

L'énergie nucléaire, au seuil de son développement industriel, doit supporter des frais de recherche et de développement, dont elle ne peut assurer le financement sur ses propres ressources.

14. En raison de ces particularités, tous les aspects, ou presque, de l'économie énergétique, font l'objet de réglementations particulières que ce soit dans les États membres de la Communauté ou en dehors de celle-ci. Les interventions des États vont des interdictions ou des restrictions à l'importation, jusqu'à des contrôles de l'écoulement ou des prix, et à des dispositions diverses affectant le jeu de l'offre et de la demande. Même des pays à système économique fondamentalement libéral, comme les États-Unis et le Japon, ont instauré une réglementation relativement sévère du marché énergétique. Dans des nations industrielles où les réglementations ne sont guère apparentes, les gouvernements disposent d'une influence régulatrice, le plus souvent sous forme de participation de l'État dans d'importantes entreprises du secteur de l'énergie.

15. La Commission propose un système permettant une action de la Communauté dans le domaine de la politique énergétique, ne prévoyant que les instruments qui, suivant les analyses de la situation et des problèmes de l'économie énergétique de la Communauté qui figurent en annexes, apparaissent strictement indispensables pour réaliser la politique de la Communauté.

16. La politique énergétique ne dépend pas seulement de la nature des instruments disponibles, mais davantage de la façon dont ils seront employés. A cet égard, les présentes propositions accordent la priorité à la fonction de surveillance, le recours à des interventions n'étant prévu qu'en dernière instance. Si l'évolution du marché oblige à intervenir, il convient d'abord de le faire par voie de recommandations ⁽¹⁾.

(1) Dans le contexte de ce document, le terme «recommandation» doit être compris au sens du Traité CEE.

17. La poursuite d'une politique communautaire peut requérir des actions non prévues par les Traités. Ces actions devraient être entreprises par les États membres dans la mesure où leur intervention se situe dans le cadre de la politique communautaire. Il n'est prévu de nouvelles actions des institutions communautaires que si le but recherché ne peut être atteint par des mesures nationales.

18. La politique communautaire de l'énergie sera une création continue et la résultante du jeu combiné d'actions diverses. Pour atteindre un objectif déterminé, il faudra appliquer les moyens disponibles de façon souple, sélective, et en les combinant pour atteindre le résultat économique le meilleur.

19. Lorsqu'elle présentera des propositions particulières pour réaliser une politique communautaire de l'énergie, la Commission examinera si les actions envisagées peuvent être réalisées sur la base des Traités en vigueur, ou si elles doivent faire l'objet d'accords entre les gouvernements des États membres en attendant l'entrée en vigueur d'un Traité unique, comportant des dispositions adéquates.

20. Les propositions de la Commission sont divisées en trois chapitres:

A. Définition d'un cadre général d'action et d'une politique prévoyant des mesures pour le cas d'interruption partielle de l'approvisionnement.

B. Mesures concernant l'établissement d'un marché commun.

C. Mesures tendant à la réalisation d'une politique d'approvisionnement bon marché et sûr.

A. CADRE D'ACTION

La réalisation des objectifs de la politique de l'énergie est un processus à long terme, qui se réalisera par étapes. Pour atteindre ces objectifs et assurer la cohérence des mesures requises, il faut se donner un cadre d'action comportant des prévisions et des orientations à moyen terme, des examens annuels de la conjoncture et des mesures pour les cas de difficultés d'approvisionnement, et créer les conditions nécessaires pour la mise en œuvre de l'ensemble des dispositions proposées dans le présent document.

I. PRÉVISIONS ET ORIENTATIONS A MOYEN TERME

L'économie énergétique de la Communauté est caractérisée par des investissements de longue durée, par la complexité des phénomènes de substitution, par la multiplicité des interventions des pouvoirs publics, par un développement technique rapide, ainsi que par une dépendance croissante à l'égard du marché mondial. Pour pouvoir assurer en fonction de ces éléments la cohérence nécessaire des mesures de politique énergétique, des prévisions et des orientations à moyen terme pour l'ensemble du secteur ainsi que pour les diverses formes d'énergie, sont nécessaires. Il faudra en même temps examiner

si, dans le cadre des prévisions et des orientations, le secteur de l'énergie se développe en harmonie avec les objectifs de la politique économique à moyen terme.

Des problèmes se posent pour le charbon, tant en ce qui concerne l'évolution de l'extraction que l'indispensable restructuration des capacités de production, dont le maintien serait jugé nécessaire, notamment pour des raisons de sécurité. Afin d'avoir une idée des conditions optimales d'approvisionnement en charbon communautaire et importé, il faut procéder à une estimation des besoins des différents secteurs de consommation, à moyen et si possible à long terme.

Pour l'approvisionnement de la Communauté en hydrocarbures, il convient d'étudier les conditions de l'offre et de la demande sur le marché mondial, et d'évaluer les besoins d'importation ainsi que les dépenses d'investissement.

En matière nucléaire, il faut s'interroger sur les moyens de réaliser la meilleure implantation des centrales nucléaires d'un nombre de types aussi restreint que possible dans le réseau de production d'électricité, ainsi que sur la capacité des constructeurs d'équipement nucléaire de satisfaire à la demande.

La Commission propose :

- (1) 1. de poursuivre l'établissement de prévisions de l'offre et de la demande d'énergie à échéance d'environ cinq ans, en fonction des tendances du développement économique. Ces prévisions doivent s'insérer dans des perspectives à plus long terme afin de tenir compte de l'évolution des techniques et des changements dans la structure des marchés;
- (2) 2. d'exploiter ces prévisions pour les diverses formes d'énergie, d'une part, comme par le passé :
 - a) par la fixation d'«objectifs généraux» pour le charbon et de «programmes indicatifs» pour l'énergie nucléaire, conformément aux dispositions des Traités instituant la CECA et la CEEA;d'autre part :
 - b) par l'établissement d'un «programme indicatif» pour le secteur de l'électricité, analogue à celui prévu pour l'énergie nucléaire dans le Traité instituant la CEEA;
 - c) par la définition d'orientations de politique à moyen terme pour les autres formes d'énergie.

Pour faciliter l'établissement de ces prévisions et orientations, la Commission consultera périodiquement des représentants des États membres ainsi que des milieux professionnels intéressés. Elle soumettra ces prévisions et orientations au Conseil et en assurera la publication.

II. EXAMEN DE LA CONJONCTURE — BILANS ANNUELS

Sous l'influence de fluctuations conjoncturelles, l'évolution du marché de l'énergie peut s'écarter des tendances retenues dans les prévisions et orientations à moyen terme, et rendre nécessaire des mesures d'adaptation.

La Commission propose :

- (3) 1. de poursuivre l'établissement de rapports annuels sur la conjoncture énergétique, comportant un exposé de la situation et un aperçu prévisionnel pour l'année suivante;
- (4) 2. de définir, sur la base de ces rapports, les mesures d'adaptation qui s'avèreraient nécessaires, ainsi que les procédures adéquates pour leur application.

III. INTERVENTIONS EN CAS DE DIFFICULTÉS D'APPROVISIONNEMENT

Étant donné sa très forte dépendance à l'égard des importations, la Communauté doit pouvoir prendre des mesures préventives pour faire face aux risques d'interruption des approvisionnements.

La Commission propose :

que soient examinées, avec les représentants des États membres, les mesures à prendre pour faire face à d'éventuelles difficultés d'approvisionnement comportant, en particulier :

- (5) 1. un examen permanent des possibilités d'approvisionnement pour la Communauté, des risques d'interruption, et des moyens d'y parer (évaluation des capacités de production et de transport disponibles et en réserve dans le monde);
- (6) 2. la réalisation d'une politique de stockage pour le pétrole brut, les produits pétroliers et les combustibles nucléaires, conçue comme un élément d'une politique d'approvisionnement.

B. L'ÉTABLISSEMENT DU MARCHÉ COMMUN

Pour réaliser le marché commun dans le secteur de l'énergie, conformément aux Traités, des mesures doivent être prises concernant la libre circulation des marchandises, la liberté d'établissement, l'application des règles de concurrence et la fiscalité indirecte.

I. LIBRE CIRCULATION DES MARCHANDISES

Le fonctionnement du marché commun du pétrole suppose l'application uniforme du tarif douanier commun pour les produits pétroliers.

L'aménagement des monopoles nationaux présentant un caractère commercial doit être réalisé d'ici la fin de la période de transition, conformément à l'art. 37 du Traité CEE. Cet aménagement serait sans nul doute facilité par

l'adoption de solutions communautaires de politique énergétique. C'est pourquoi la Commission propose, en matière de politique commerciale et structurelle, des mesures concrètes permettant de faciliter l'aménagement prescrit. Par ailleurs, les autres entraves aux échanges entre États membres ayant une portée semblable devront également être éliminées.

De même, doivent disparaître les entraves résultant de dispositions d'ordre technique, tant en ce qui concerne les produits énergétiques eux-mêmes que les équipements destinés à leur production, à leur transport et à leur utilisation. Pour certaines formes d'énergie transportées par canalisation, l'insuffisance d'harmonisation des normes techniques et de sécurité peut limiter les possibilités d'accès aux moyens de transport existants; il convient d'y remédier. En outre, des règles communautaires de comportement doivent être étudiées pour l'utilisation de ces moyens de transport et pour la tarification de leur utilisation.

La Commission propose :

- (7) 1. de compléter la décision du Conseil du 8 mai 1964, établissant le régime tarifaire des produits pétroliers, par des règlements concernant la définition de l'origine et la détermination de la valeur en douane de ces produits;
- (8) 2. sans préjudice des mesures à prendre afin d'exécuter les dispositions du Traité, et notamment l'art. 37, de présenter des solutions communautaires de politique énergétique de nature à faciliter l'aménagement des monopoles nationaux présentant un caractère commercial ainsi que des régimes de caractère public ou privé ayant une portée semblable;
- (9) 3. sur la base du programme pour la suppression des entraves aux échanges d'ordre technique ⁽¹⁾ :
 - a) d'harmoniser les dispositions d'ordre technique relatives aux matériaux de construction et aux composants des centrales électriques, en particulier des centrales nucléaires;
 - b) d'harmoniser les prescriptions relatives à la qualité des produits pétroliers;
 - c) d'harmoniser les règles de sécurité pour le transport de pétrole par oléoducs ⁽²⁾ et de gaz naturel par gazoducs;
 - d) d'harmoniser les mesures de protection contre la pollution du milieu ambiant, dans la mesure où elles concernent la qualité des produits énergétiques.
- (10) 4. d'étudier et d'introduire le cas échéant par voie de recommandations ou de directives, des règles relatives aux transports par oléoducs, gazoducs et lignes électriques; dans la mesure où ces transports présentent un

⁽¹⁾ Programme général pour l'élimination des entraves techniques aux échanges résultant de disparités entre législations nationales. (J.O. n° C 48 du 16.5.1968.)

⁽²⁾ La Commission a soumis au Conseil de 5.8.1968 une proposition de directive en ce sens. (J.O. n° C 123 du 26.11.1968.)

intérêt commun, ainsi que des règles relatives à la tarification de ces transports.

II. LIBERTÉ D'ÉTABLISSEMENT

Bien que la plupart des dispositions légales, réglementaires ou administratives faisant obstacle à la liberté d'établissement et de prestation de services soient supprimées ou sur le point de l'être, les conditions permettant la réalisation d'une non-discrimination effective restent encore dans certains cas à établir, notamment par l'élaboration de critères objectifs à observer par les autorités nationales dans l'exercice de leurs pouvoirs.

La Commission propose :

- (11) l'adoption — en tenant compte, au même titre qu'à l'égard des entreprises nationales, des dispositions relatives à l'orientation des investissements (cf. propositions sous C II) — de mesures assurant l'élimination effective des discriminations dans les domaines suivants :
1. procédures d'octroi de permis de recherche et de concessions d'exploitation pour le pétrole et le gaz naturel;
 2. procédures d'octroi d'autorisations pour l'exploitation des raffineries;
 3. procédures d'octroi d'autorisations pour la construction de stations de distribution de carburants;
 4. régime de concessions pour le transport du pétrole, du gaz et de l'électricité et la distribution du gaz et de l'électricité;
 5. régime d'adjudication des fournitures d'équipement aux entreprises publiques du secteur énergétique, dans la perspective de l'ouverture générale des marchés publics à l'ensemble des entreprises de la Communauté.

III. RÈGLES DE CONCURRENCE

Les règles de concurrence des trois Traités présentent des divergences. En attendant la fusion des Traités, il faut donc, en les appliquant, trouver, dans la limite des possibilités juridiques, un cadre pour le comportement des entreprises du secteur énergétique qui ne fausse pas les conditions de concurrence. Compte tenu de la structure de l'offre, il faut en outre prendre des dispositions pour permettre aux consommateurs l'accès sans discrimination aux sources d'approvisionnement. Un petit nombre de grandes compagnies occupent une position de force sur le marché dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel et des combustibles nucléaires; de nouvelles concentrations, dans ces secteurs, doivent être soumises à une surveillance préventive, afin d'éviter des dangers graves pour le bon fonctionnement du marché. Enfin, afin de pouvoir constater s'il existe des comportements contraires aux règles de concurrence, la Commission doit disposer d'informations sur les prix effectivement pratiqués sur les marchés.

La Commission propose :

- (12) 1. des mesures pour garantir que tous les consommateurs aient accès, sans discrimination dans les conditions d'approvisionnement, à l'énergie primaire produite dans la Communauté, ainsi qu'aux sources d'approvisionnement extérieur contrôlées ou développées avec la participation de la Communauté;
- (13) 2. une procédure de notification assortie d'un délai suspensif permettant à la Commission d'émettre un avis sur les projets de concentrations d'entreprises dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel et des combustibles nucléaires. Si cette procédure se révélait insuffisante, il faudrait envisager le recours à un contrôle préventif;
- (14) 3. sans préjudice des dispositions de l'article 60 du Traité CECA pour le charbon, une procédure permettant à la Commission d'avoir connaissance a posteriori des prix effectivement pratiqués sur le marché pour les différentes formes d'énergie;
- (15) 4. l'examen, avec les représentants des États membres, de l'opportunité d'harmoniser sur le plan communautaire, les dispositions nationales en matière de politique de prix (par exemple : prix maxima, procédures d'approbation, formes d'indexation), ainsi que leur application.

IV. FISCALITÉ INDIRECTE

Les différences de niveau des taxes spécifiques d'un État membre à l'autre pour une même source d'énergie peuvent fausser les conditions des échanges à l'intérieur de la Communauté. Les différences de taxation à l'intérieur d'un même État membre pour les diverses formes d'énergie altèrent la concurrence entre énergies et influencent le choix du consommateur.

La Commission propose :

- (16) 1. l'application harmonisée du régime de la taxe à la valeur ajoutée dans le secteur de l'énergie;
- (17) 2. l'harmonisation des taxes spécifiques à la consommation sur les produits à usage énergétique, et leur abaissement dans la mesure où elles sont destinées à protéger d'autres formes d'énergie;
- (18) 3. l'harmonisation des taxes frappant les carburants, en liaison avec la politique commune des transports, et dans le cadre plus général de l'harmonisation des taxes spécifiques frappant les produits pétroliers ⁽¹⁾.

(1) La Commission présentera prochainement des propositions à ce sujet.

C. LA RÉALISATION D'UNE POLITIQUE D'APPROVISIONNEMENT BON MARCHÉ ET SUR

I. POLITIQUE COMMERCIALE

En raison de l'importance de l'énergie pour l'activité économique de la Communauté, il est indispensable que celle-ci dispose d'instruments régulateurs des approvisionnements adaptés aux circonstances.

Les mesures spécifiques pour le secteur de l'énergie doivent non seulement tenir compte des objectifs généraux de la politique commerciale, mais aussi répondre aux objectifs particuliers de la politique énergétique.

Dans l'industrie charbonnière, la production nécessaire pour des raisons de sécurité ne peut être maintenue, et le processus d'adaptation ne peut être effectivement contrôlé que si une politique d'importation coordonnée est mise en place.

Le régime d'importation des hydrocarbures et des combustibles nucléaires doit être conçu en principe de façon à garantir la liberté d'initiative et de décision des entrepreneurs. Il faut cependant pouvoir connaître avant leur application les programmes d'approvisionnement des entreprises et en faire la synthèse dans un programme d'approvisionnement d'ensemble pour la Communauté.

Le régime d'importation applicable aux pays associés et les accords commerciaux et d'approvisionnement conclus avec les pays tiers doivent tenir compte des objectifs de la politique énergétique. En outre, il convient de définir, en arrêtant la politique d'importation, la notion d'origine des produits pétroliers (cf. proposition B I 1).

La Commission propose :

- (19) 1. pour le charbon, de coordonner les programmes nationaux d'importation et de procéder à un échange d'informations sur leur exécution;
- (20) 2. pour les hydrocarbures et les combustibles nucléaires, l'établissement d'une politique communautaire d'approvisionnement qui comportera la fixation au niveau communautaire d'un programme d'approvisionnement réalisant la synthèse des programmes d'approvisionnement des entreprises. Ce programme d'approvisionnement permettra de vérifier si la réalisation des objectifs de la politique énergétique est suffisamment garantie. Si la Commission constate qu'il n'en est pas ainsi, elle formulera, après les consultations qui s'imposent, et notamment avec les représentants des États membres, des recommandations. Pour le cas où ces recommandations ne seraient pas suivies, elle proposera les procédures communautaires appropriées;
- (21) 3. l'établissement d'un régime d'importation pour les produits en provenance des pays associés et la conclusion d'accords commerciaux et d'appro-

visionnement avec des pays tiers, tenant compte des objectifs de la politique énergétique.

II. ORIENTATION DES INVESTISSEMENTS

Suivant les dispositions en vigueur, la Commission émet des avis sur les projets d'investissement des secteurs charbonnier et nucléaire. Pour les autres formes d'énergie, les projets d'investissement d'intérêt communautaire devraient être communiqués à la Commission sans que celle-ci soit tenue de prendre position dans chaque cas. En effet, de longs délais sont nécessaires pour la préparation et l'exécution des projets d'investissement, et les changements rapides qui interviennent sur le marché ainsi que la diversité des interventions des États empêchent les vendeurs d'énergie de déceler aisément quelle sera l'évolution des substitutions entre formes d'énergie dans l'avenir.

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, les investissements doivent s'inscrire dans une stratégie rationnelle des réacteurs en vue de réaliser une structure optimale du parc des centrales et d'éviter des gaspillages ou des retards dans le développement technique.

Pour l'électricité, l'absence de coordination des investissements au niveau communautaire met en cause la meilleure implantation des centrales et risque de faire obstacle à l'utilisation optimale des équipements de grande puissance et au développement des échanges entre les États membres.

Pour le raffinage du pétrole, il existe un risque de surinvestissement considérable.

Un motif supplémentaire pour que la Commission, les gouvernements et les milieux économiques intéressés soient informés des décisions d'investissements au niveau de la Communauté, est de permettre en temps voulu des échanges de vues sur les programmes d'infrastructure, notamment sur l'aménagement et l'extension des ports pétroliers ainsi que sur la création des réseaux d'oléoducs et de gazoducs.

La Commission propose :

- (22) 1. parallèlement aux procédures appliquées dans le cadre des Traités de la CECA et de la CEEA, d'instaurer une communication des projets d'investissement d'intérêt communautaire dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'énergie;
- (23) 2. sur cette base :
 - a) de procéder annuellement avec les représentants des États membres à une confrontation des projets et des politiques d'investissement dans l'optique des orientations à moyen terme;
 - b) en cas de besoin, de provoquer des échanges de vues, ou d'émettre des avis sur les projets d'investissement;

- (24) c) d'adresser des recommandations aux États membres dans le cas où l'application des mesures indiquées ci-dessus en a) et b) ne permettrait pas de prévenir un danger immédiat de surinvestissement dans certains secteurs, menaçant les intérêts de la Communauté en matière de politique énergétique. Dans l'éventualité où les recommandations envisagées ci-dessus demeureraient sans effet, de proposer des procédures communautaires permettant de prendre des décisions.

III. STRUCTURE DE L'INDUSTRIE COMMUNAUTAIRE — DÉVELOPPEMENT OU MAINTIEN DE CERTAINES CAPACITÉS DE PRODUCTION

L'objectif visé est d'adapter les structures du secteur de l'énergie de la Communauté pour qu'il puisse répondre, dans les conditions de coût et de sécurité requises, à une demande en expansion rapide et d'assurer le maintien d'une saine concurrence sur le marché grâce à une action sur ces structures. En outre, pour éviter que les fusions et accords de coopération entre entreprises se limitent aux cadres nationaux, des mesures appropriées doivent favoriser la réalisation de ces restructurations sur une base plurinationale.

Dans le domaine de la politique de l'emploi, des mesures doivent être prises pour que les différents secteurs disposent d'une main-d'œuvre possédant la qualification nécessaire.

Dans le secteur charbonnier, les structures de production et de distribution existantes peuvent, dans certains cas, faire obstacle au succès des efforts entrepris pour assurer l'équilibre de l'industrie charbonnière grâce à une rationalisation de l'exploitation et à une amélioration de la situation des coûts.

Pour les hydrocarbures, il faut veiller à l'existence d'un nombre suffisant d'entreprises saines se concurrençant équitablement dans la Communauté. L'acquisition de ressources propres en pétrole brut doit être facilitée aux entreprises de la Communauté qui ne présentent pas un degré d'intégration suffisant, afin d'assurer leur maintien sur le marché, et réaliser une structure de marché qui permette le jeu de la concurrence, en même temps qu'une diversification des sources d'approvisionnement.

Dans le secteur de l'énergie nucléaire, la création d'une industrie des réacteurs, capable de répondre de manière économique aux besoins, conditionne le démarrage d'une véritable industrie nucléaire. Elle ne sera possible que si le nombre des types de réacteurs est réduit et si la construction ainsi que la mise en service de prototypes ou de réacteurs « tête de filière » bénéficient du soutien de crédits publics. Il faut en outre amener les entreprises de la Communauté à intensifier, de préférence dans un cadre communautaire, leurs efforts pour la prospection d'uranium à l'intérieur et surtout à l'extérieur de la Communauté (1).

(1) Les aspects industriels et technologiques du développement nucléaire de la Communauté sont traités en détail dans le « Rapport sur la politique nucléaire de la Communauté » présenté par la Commission au Conseil le 9 octobre 1968.

Dans le secteur de l'électricité, les structures actuelles des entreprises et des réseaux ne répondent pas toujours aux conditions d'utilisation les plus rationnelles des équipements, et il y a lieu de prévoir éventuellement dans le programme indicatif qui est proposé par ailleurs, des mesures tendant à l'amélioration de ces structures.

La Commission propose :

1. *Pour le charbon*

- (25) a) de confronter les perspectives quantitatives de production à moyen terme par bassin établies par les pays intéressés⁽¹⁾ en vue de réaliser l'adaptation nécessaire de l'extraction aux possibilités d'écoulement, et la concentration de la production restante sur les mines les plus productives, compte tenu de leur localisation par rapport aux marchés, des qualités demandées, ainsi que de l'évolution économique et sociale des régions considérées;
- (26) b) de mettre en place un régime communautaire d'aides qui, en liaison avec les dispositions à prendre en matière de la politique commerciale, permette l'extraction des quantités reconnues nécessaires à l'approvisionnement de la Communauté;
- (27) c) de mieux coordonner les systèmes d'aides communautaires existants avec les mesures nationales en faveur des charbonnages et de les aménager pour atteindre les objectifs de la politique énergétique.

2. *Pour les hydrocarbures*

- (28) a) d'éliminer, notamment par des dispositions fiscales, les «disparités dans les conditions de concurrence existant actuellement entre les entreprises établies dans la Communauté, du fait des avantages directs ou indirects dont bénéficient certaines filiales d'entreprises ressortissantes de pays tiers»;
- (29) b) de prendre, en cohérence avec les mesures proposées en matière de financement des investissements (cf. propositions sous C IV), des dispositions facilitant l'acquisition par les entreprises de la Communauté de ressources propres destinées à l'approvisionnement de la Communauté. Le regroupement ou le développement d'activités de prospection ou de production dans un cadre juridique du type de l'«entreprise commune» au sens du Traité de la CEEA, permettrait d'accorder à des initiatives reconnues d'intérêt européen des aides ou des avantages, notamment de nature fiscale. Des mesures devraient être prises tendant à l'utilisation du cadre juridique de l'entreprise commune pour des projets communautaires du secteur des hydrocarbures.

3. *Pour les combustibles nucléaires*

- (30) a) de prendre des mesures permettant d'utiliser le statut d'entreprise commune pour la prospection et l'exploitation de gisements d'uranium et, le cas

(1) cf. Protocole d'accord du 21 avril 1964 - n° 9.

échéant, pour la création d'une usine communautaire de séparation isotopique;

- (31) b) d'étendre les conditions d'application de l'article 70 du Traité de la CEEA de façon à permettre à la Commission de participer à des activités de prospection en dehors de la Communauté;
- (32) c) de modifier les dispositions du chapitre VI du Traité de la CEEA de manière à permettre l'approvisionnement des combustibles nucléaires selon les règles du marché. En conséquence, l'Agence d'approvisionnement pourrait être utilisée comme un instrument commercial de la politique d'approvisionnement de la Communauté, soit lorsqu'il n'existe pas une offre suffisante sur le marché, soit lorsque des problèmes d'approvisionnement à long terme se posent pour la Communauté. Enfin, l'Agence d'approvisionnement serait informée de toutes les transactions portant sur des combustibles nucléaires, et elle devrait être à même d'intervenir en cas de crise pour compenser un déficit de l'offre.
- (33) d) de prendre une décision rapide pour la création d'une usine de séparation isotopique dans la Communauté.

IV. FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

Pour éviter de devoir réglementer de manière stricte les importations et les marchés, la Communauté devrait encourager par diverses interventions financières (p. ex. participation directe, bonifications d'intérêt, garantie d'emprunts) certains projets d'investissement du secteur énergétique — notamment en matière de prospection et d'exploitation de sources d'approvisionnement extérieures à la Communauté — que l'intérêt communautaire justifierait, mais pour lesquels on ne disposerait pas de capitaux suffisants. Pour contrôler l'ampleur des engagements à prendre, ces interventions seraient limitées au soutien de projets concrets, sur la base de décisions individuelles prises dans le cadre d'une procédure appropriée. En outre, les moyens déjà disponibles pour encourager des projets d'investissements dans le secteur de l'énergie devraient être utilisés conformément à la politique énergétique de la Communauté.

La Commission propose :

- (34) 1. de faciliter, par l'octroi de garanties ou de possibilités de financement communautaires, la réalisation de certains projets concrets d'investissement du secteur énergétique, dont l'intérêt pour la Communauté serait reconnu par des décisions individuelles prises dans le cadre d'une procédure appropriée;
- (35) 2. pour favoriser la réalisation de projets d'investissements du secteur énergétique, d'utiliser les moyens de financement dont dispose la Communauté (participation directe de la Commission, octroi d'avantages spéciaux pour les projets bénéficiant du statut d'entreprise commune au sens du Traité de la CEEA, intervention de la Banque européenne d'investissement), conformément aux objectifs de la politique énergétique commune.

V. RECHERCHE

Dans le cadre des dispositions du Traité de la CECA et du Traité de la CEEA, la Commission a déjà saisi le Conseil de propositions de programmes de recherches à moyen terme ⁽¹⁾ ⁽²⁾. Elle estime nécessaire de renforcer la position de l'industrie pétrolière de la Communauté en stimulant et en coordonnant certains projets de recherche.

Enfin, il y aurait lieu d'encourager les projets de recherche qui, tendant à réaliser un approvisionnement aussi bon marché et sûr que possible, sont conformes aux intérêts à long terme de la Communauté.

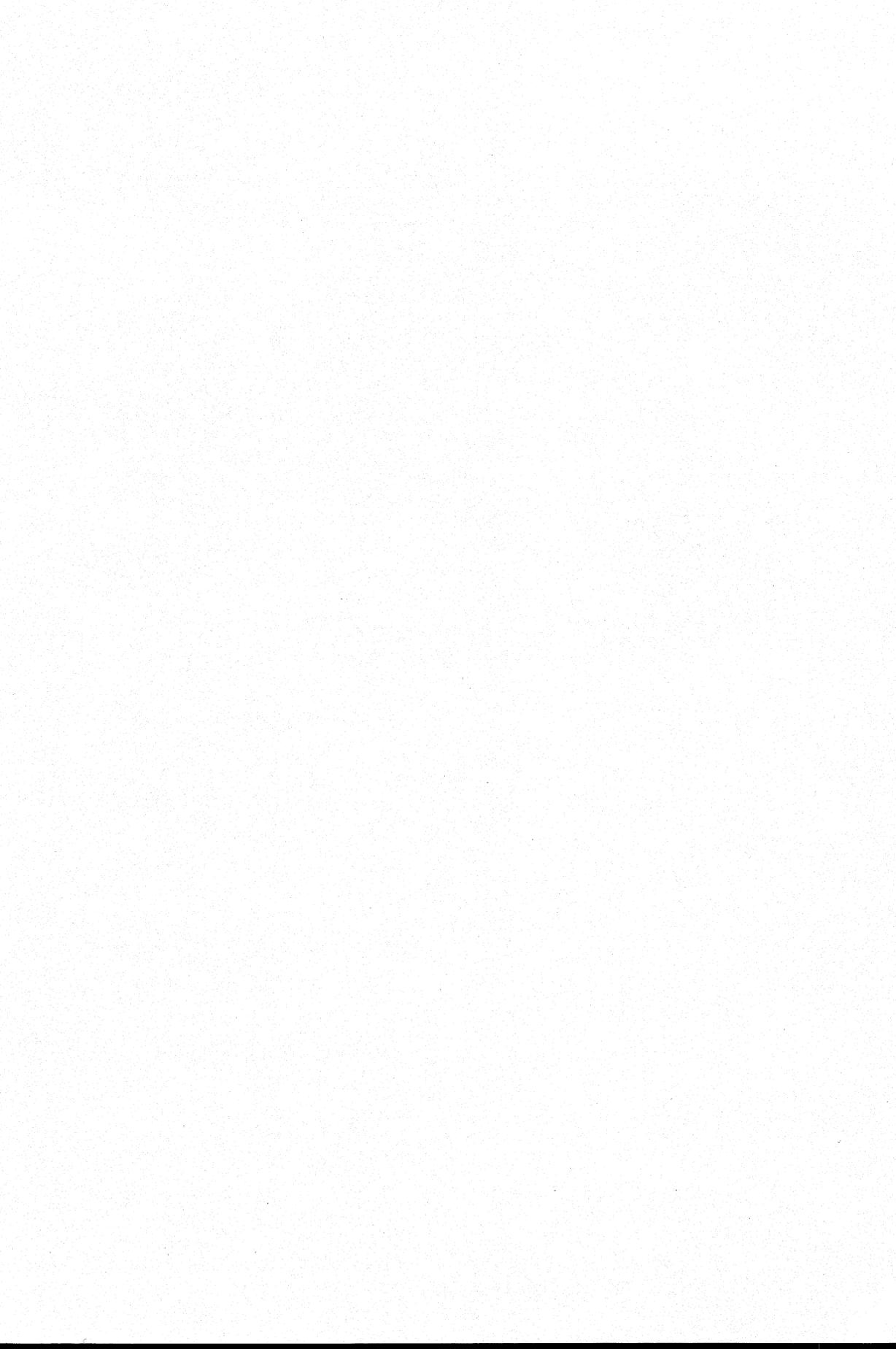
La Commission propose :

- (36) 1. outre la poursuite — en tenant compte des orientations à moyen terme de la politique énergétique — de la réalisation des programmes de recherche et de développement technologique à moyen terme déjà soumis au Conseil ⁽³⁾, de coordonner et stimuler la recherche dans le secteur du pétrole, dans les domaines où les instituts nationaux ou les entreprises de la Communauté n'ont pas la possibilité d'intervenir seuls;
- (37) 2. de favoriser la recherche scientifique et technique dans les autres domaines présentant à long terme de l'intérêt pour l'approvisionnement de la Communauté en énergie, et notamment :
 - a) la recherche de techniques nouvelles de production d'énergie;
 - b) l'étude, sous l'angle scientifique, des problèmes de pollution de l'air et de l'eau.

⁽¹⁾ La «Proposition de programme pluriannuel de recherches et d'enseignement» a été transmise par la Commission au Conseil le 9.10.1968.

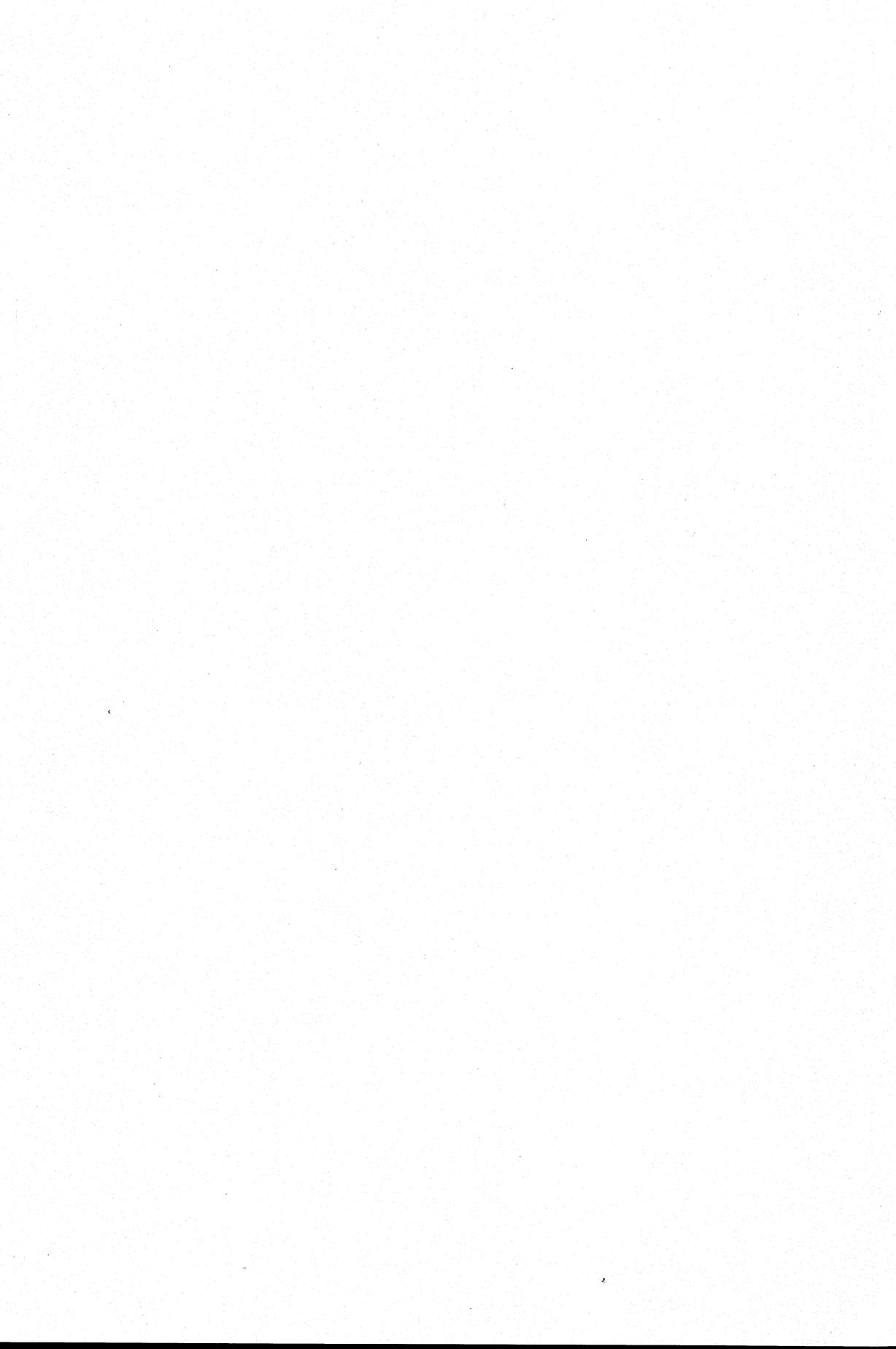
⁽²⁾ Le «Programme de recherches à moyen terme — Charbon» a été transmis par la Commission au Conseil le 22.7.1968.

⁽³⁾ Dans le domaine nucléaire, sont particulièrement importants pour la politique énergétique, le programme de développement des réacteurs, les recherches dans le domaine de la prospection d'uranium naturel et les recherches dans le domaine de l'enrichissement de l'uranium.



ANNEXE 1

**LA SITUATION ACTUELLE DU MARCHÉ
DE L'ÉNERGIE DANS LA COMMUNAUTÉ**



Sommaire

	Page
INTRODUCTION	37
CHAPITRE I — LA DEMANDE D'ÉNERGIE	41
A. <i>Aperçu d'ensemble</i>	41
B. <i>Évolution de la consommation d'énergie par secteur</i>	47
— La sidérurgie	47
— Les autres industries	49
— Les transports	49
— Secteur domestique	49
— Centrales électriques	50
CHAPITRE II — LE CHARBON ET LE LIGNITE	53
1. Le charbon	53
A. <i>Le marché</i>	53
— Cokéfaction	56
— Production d'électricité	58
— Foyers domestiques	58
B. <i>L'approvisionnement</i>	59
— Capacité de production	59
— Structure de l'industrie charbonnière	61
— Évolution des investissements	63
— Rationalisation dans les charbonnages	63
— Évolution du rendement	64
— Évolution des coûts de production	67
— Évolution des recettes	69
C. <i>Mesures d'intervention</i>	71
— Politique commerciale	71
— Subventions aux entreprises	72
2. Le lignite	75
A. <i>Le marché</i>	75

	Page
B. <i>L'approvisionnement</i>	78
Appendice : Catalogue des mesures gouvernemen- tales en vigueur en 1968 dans le secteur du charbon	80
CHAPITRE III — LE PÉTROLE	89
A. <i>Le marché</i>	89
— La demande dans la Communauté	89
— La demande mondiale	93
B. <i>L'approvisionnement</i>	96
— Les réserves mondiales	96
— La diversification des approvisionnements	97
— Le raffinage dans la Communauté	100
— Les oléoducs	101
— La distribution des carburants	102
— Les échanges intracommunautaires	103
— La structure de l'industrie pétrolière	104
— Coûts et prix	107
C. <i>Tarif douanier commun et politique commerciale</i>	108
Appendices :	
— Principales interventions des États sur le mar- ché international du pétrole	110
— Les réserves mondiales de pétrole	113
CHAPITRE IV — LE GAZ	120
A. <i>Le marché</i>	120
B. <i>L'approvisionnement</i>	122
— Le gaz naturel	122
— Le gaz manufacturé	123
— La structure de l'industrie gazière	125
— Le transport par canalisation	126
— Les prix	128
CHAPITRE V — L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE	130
A. <i>Le marché</i>	130

N°	Page
B. <i>L'approvisionnement</i>	135
a) l'uranium naturel	135
b) l'uranium enrichi	137
c) le plutonium	138
d) le thorium	139

Appendices :

— Répertoire des réacteurs de puissance en fonctionnement, en construction et en projet dans la Communauté à fin juin 1968	140
— Indications nationales sur le niveau de la puissance nucléaire installée en 1980 dans les pays de la Communauté	143

CHAPITRE VI — L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE 144

A. <i>Le marché</i>	144
B. <i>L'approvisionnement</i>	146
— Les divers modes de production	146
— Centrales hydrauliques et géothermiques	149
— Centrales thermiques classiques	149
— Centrales nucléaires	150
— L'évolution des équipements	150
— Structure de l'industrie électrique	151
— Interconnexion des réseaux	152
— Structure des prix	153

TABLEAUX

1 Croissance économique dans la Communauté 1950-1960 et 1960-1967	41
2 Données de base concernant la demande intérieure d'énergie (1967)	43
3 Évolution de la consommation intérieure d'énergie dans la Communauté	44
4 Couverture des besoins intérieurs de la Communauté 1950-1967	45
5 Ventilation par pays et par sources de la consommation intérieure d'énergie de la Communauté	46

N°	Page
6 Évolution de la production de fonte et mise au mille de coke aux hauts fourneaux — Ensemble de la Communauté	48
7 Évolution des différentes sources d'énergie dans la Communauté — Ventilation par principaux secteurs de consommation	50
8 Production brute d'énergie électrique	51
9 Input en combustibles dans les centrales thermiques classiques . .	52
10 Bilan houille de la Communauté (1960-1965-1967)	53
11 Données de base concernant la houille (1967)	55
12 Estimation de la quantité de houille nécessaire pour produire le coke consommé dans les hauts fourneaux de la Communauté en 1967	57
13 Production de houille dans la Communauté	60
14 Production de houille dans la Communauté par bassin (statistiques nationales)	60
15 La propriété des entreprises charbonnières dans les États membres (1967 partiellement estimé)	61
16 Activités de transformation dans l'industrie houillère des États membres (1967)	62
17 Nombre de sièges d'extraction classés suivant l'importance de leur production journalière (1967)	62
18 Dépenses d'investissement dans l'industrie houillère	63
19 Part de la production provenant de tailles entièrement mécanisées	64
20 Évolution du rendement au fond par homme et par poste (moyenne communautaire)	65
21 Évolution du rendement au fond par bassin	65
22 Moyenne par bassin du rendement au fond par homme et par poste, calculée pour 70 % de la production sur la base de la production de 1966	66
23 Diminution de la production et des effectifs au fond de la mine (1960-1967)	66
24 Rendement et coût de production en 1967	67
25 Prix de revient	68
26 Influence des variations du rendement par poste et des charges salariales sur les coûts de production	69
27 Variation annuelle des recettes de la production charbonnière de la Communauté	70
28 Évolution des recettes dans les bassins charbonniers de la Communauté	70
29a Évolution des mesures financières pour la couverture des charges sociales «anormales» au titre de l'article 2 al. 2 de la Décision n° 3-65	73

N°	Page
29b Évolution des subventions des États membres au titre des art. 3 à 5 de la Décision n° 3-65	74
30 Subventions charbon à coke suivant Décision n° 1-67	75
31 Données de base concernant le lignite et les briquettes de lignite (1967)	76
32 Puissance installée des centrales électriques pouvant fonctionner au lignite récent à fin 1967	77
33 Production de lignite en 1967	78
34 Évolution de la consommation totale de pétrole dans la Communauté (1950-1967)	89
35 Données de base concernant le pétrole (1967)	91
36 Consommation mondiale de pétrole	95
37 Origine des importations de pétrole brut dans la Communauté	99
38 Bilans pétroliers de la Communauté (1958-1966)	101
39 Échanges intracommunautaires de produits finis (1958-1966)	103
40 Réserves prouvées de pétrole au 1 ^{er} janvier 1966 et 1967	117
41 Estimation des réserves totales de pétrole dans le monde	118
42 Réserves prouvées exprimées en années de production courante (1938-1967)	119
43 Livraisons de gaz à la consommation intérieure en 1967	121
44 Données de base concernant le gaz (1967)	122
45 Estimation des réserves prouvées de gaz naturel dans la Communauté à fin 1967	123
46 Production de gaz manufacturés et dérivés dans la Communauté (1967)	125
47 Production de gaz dans les pays de la Communauté par sorte de gaz en 1967	125
48 Puissance nucléaire maximale possible nette en service dans la Communauté au 30 juin 1968	131
49 Part du nucléaire dans la production nette d'électricité en 1967	132
50 Caractéristiques des réacteurs nucléaires en service (fin juin 1968)	133
51 Réserves d'uranium dans le monde occidental	137
52 Estimation des besoins en uranium enrichi du marché occidental (1975-1980)	138
53 Données de base concernant l'énergie électrique (1967)	145
54 Évolution de la consommation intérieure brute d'électricité	146
55 Structure de la consommation finale d'énergie électrique (1967)	147
56 Disponibilités en énergie électrique dans la Communauté (1967)	148

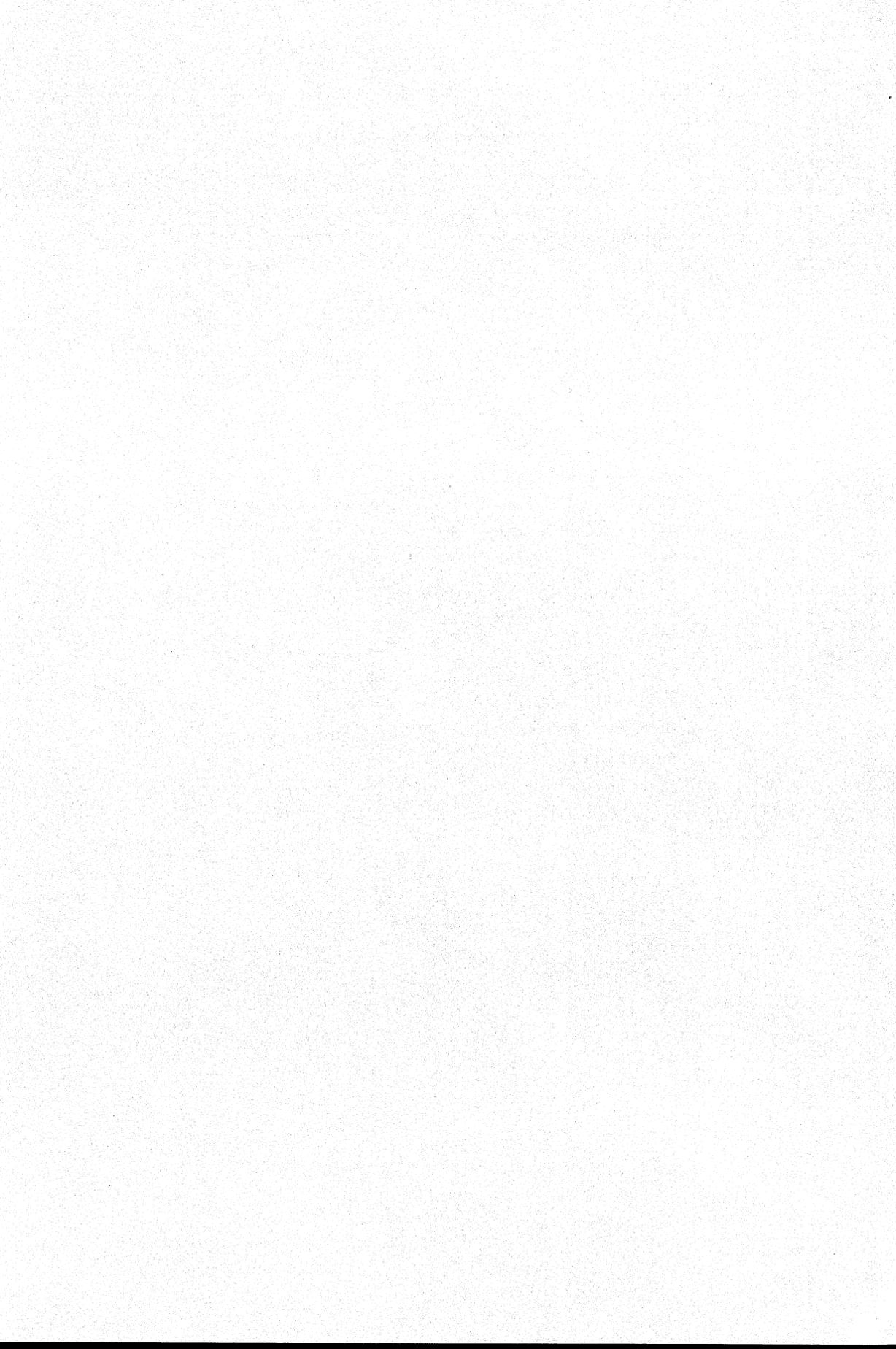
N°		Page
57	Structure de l'équipement des centrales thermiques suivant le type d'installation de chauffe (situation au 31.12.1967)	149
58	Part des différentes catégories de producteurs dans la production nette d'énergie électrique en 1967	153

GRAPHIQUES

1	Consommation d'énergie primaire dans la Communauté — Année 1967	42
2	Consommation de charbon par secteur	54
3	Consommation de produits pétroliers par secteurs	90
4	Importations d'hydrocarbures dans les ports de la Communauté	98

Abréviations

•	=	Donnée non disponible
—	=	Nul ou négligeable
m	=	Millier
Mio	=	Million
t	=	Tonne
tec	=	Tonne d'équivalent charbon; conversion établie sur la base des taux suivants :
		— charbon (tonne à 7 000 kcal) 1
		— lignite (tonne) 0,29
		— pétrole (tonne) 1,43
		— gaz naturel (Tcal) 0,143
b/j	=	baril par jour, correspond à une capacité annuelle moyenne de 51,5 tonnes; valeur moyenne entre 52,5 tonnes/an (pétrole brut) à 50 tonnes/an (produits pétroliers)
kcal	=	Kilocalorie
Tcal	=	Teracalorie = 10^9 kcal
kWh	=	Kilowattheure
GWh	=	Gigawattheure = 10^6 kWh
TWh	=	Terawattheure = 10^9 kWh
MWe	=	Megawatt électrique
m ³	=	mètre cube
PCS	=	Pouvoir calorifique supérieur
u.c.	=	Unité de compte A.M.E. — \$ 1



Introduction

1. Dans une étude présentée en 1966 le Groupe Interexécutif «Energie» a analysé les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté⁽¹⁾. Les prévisions contenues dans ce document constituent un point de départ pour apprécier les tendances de la demande globale d'énergie.

En ce qui concerne l'offre, cette étude mettait en évidence les incertitudes de l'avenir : aléas de la recherche d'hydrocarbures et notamment difficulté d'évaluation des réserves en gaz naturel disponibles pour la Communauté, rythme du progrès technique dans l'industrie nucléaire. Avec le temps, ces marges d'incertitude ont naturellement tendance à se réduire, ce qui permet de préciser les options.

2. La consommation d'énergie par habitant de la Communauté est environ le double de la moyenne mondiale. Elle est du même ordre que celle de l'URSS, mais ne représente que les 3/5 de celle du Royaume-Uni et 1/3 de celle des États-Unis. Par contre, elle équivaut à 1,7 fois celle du Japon, 5 fois celle de l'Amérique du Sud et 10 fois celle de l'Afrique.

3. Dans la Communauté, l'énergie intervient pour environ 6 % dans la constitution du produit national brut au prix du marché, ce pourcentage pouvant varier suivant les pays d'un point au maximum. Si l'on ajoute à la valeur ajoutée par le secteur les importations en provenance des pays tiers, la contribution du secteur énergie aux ressources nettes de l'économie serait de l'ordre de 8 %.

Dans le commerce avec les pays tiers, les importations d'énergie représentent environ 18 % de la valeur totale des importations de la Communauté.

4. Les dernières années ont été caractérisées par un changement rapide de la structure du secteur énergétique : régression marquée du charbon, qui n'a pu maintenir certaines de ses positions que grâce à des mesures d'intervention ou de soutien des gouvernements; croissance accélérée du pétrole et du gaz naturel qui, outre la substitution du charbon, ont pour l'essentiel couvert l'expansion de la demande globale; démarrage progressif de l'énergie nucléaire.

Ces mutations, qui résultent d'une croissance très rapide de la demande globale et d'une évolution de sa structure, accompagnée de modifications profondes dans les positions concurrentielles respectives des différents produits, soulèvent pour chacun des secteurs concernés des problèmes difficiles, dont les principaux sont brièvement rappelés ci-après.

5. *Le charbon* couvre à l'heure actuelle moins d'un tiers des besoins intérieurs d'énergie de la Communauté. Sa consommation tend à se concentrer sur deux secteurs : la sidérurgie, dont les besoins en coke demeurent, malgré une augmentation de la production d'acier, relativement stables et les cen-

(1) Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté Européenne — Bulletin de la CECA n° 61, Luxembourg, Avril 1966, 64 p.

trales thermiques, où la croissance de la consommation, stimulée par des mesures prises par les pouvoirs publics, se poursuit. Le recul est par contre très marqué dans les autres secteurs et semble irréversible.

L'écoulement du charbon destiné à la production de coke de haut fourneau est favorisé par la décision 1/67 de la Haute Autorité, qui permet l'alignement de son prix sur celui du charbon importé de pays tiers; sauf prolongation éventuelle, cette décision vient à expiration à la fin de 1968.

Pour les charbons destinés aux centrales électriques, les mesures d'intervention prises par les gouvernements prennent des formes variées; elles représentent pour la collectivité une charge généralement plus élevée par tonne produite que pour les charbons destinés à la cokéfaction.

Les foyers domestiques offrent pour le charbon des débouchés encore appréciables, bien qu'en diminution marquée. Des capacités de production substantielles seront fermées dans les prochaines années, ce qui devrait contribuer à terme à détendre la situation. Le problème des excédents qui pesaient sur le marché semble d'ores et déjà très largement atténué. Mais la réduction de la production et des débouchés de charbon dont la valorisation était relativement grande diminue gravement la recette des charbonnages.

La productivité dans les charbonnages de la Communauté s'est sensiblement améliorée au cours des dernières années (+ 4,7 % en moyenne de 1960 à 1965, + 6,1 % en 1966 et + 8,5 % en 1967), et des possibilités s'offrent encore d'accroître cette productivité dans les meilleurs gisements.

6. *Le pétrole* couvre déjà plus de 50 % des besoins intérieurs d'énergie de la Communauté. Avec des besoins totaux ⁽¹⁾ de 300 millions de tonnes, le marché des six pays représente plus du tiers des mouvements internationaux de pétrole et cette proportion a tendance à augmenter.

Les ressources en pétrole brut qui existent dans le monde sont très importantes. La recherche a pour but de mettre en évidence ces ressources en constituant des réserves prouvées. Celles-ci sont aujourd'hui très inégalement réparties sur le plan géographique. Ainsi, le pétrole extrait dans la Communauté ne couvre qu'une faible fraction des besoins de celle-ci, qui doit, pour l'essentiel, recourir à l'importation.

Actuellement la valeur annuelle de ces importations se situe entre 4 500 et 5 000 millions d'u.c.

Les capacités de raffinage et de transport par pipe-line ont progressé très rapidement dans la Communauté au cours des dernières années et ce développement illustre une certaine intégration des marchés pétroliers en voie de réalisation. Les échanges ont presque quadruplé depuis 1958. Cependant, des taxes à des niveaux différents suivant les pays affectent les relations de concurrence entre les industries utilisatrices et exercent une influence tant sur les échanges de produits pétroliers que sur la structure de l'industrie du

(1) Besoins totaux = consommation intérieure + soutes + exportations + produits non énergétiques.

raffinage et, dans une certaine mesure, sur sa rentabilité. D'autres interventions des États ont une incidence sur les échanges.

L'approvisionnement de la Communauté est assuré par un ensemble d'entreprises qui diffèrent par leurs structures juridiques, par leurs dimensions, par leurs moyens techniques et financiers et par les stades de l'industrie qu'elles recouvrent. Certaines bénéficient en outre d'avantages tenant aux dispositions légales et réglementaires de leur pays d'origine. Dans ce contexte, le rôle que pourront jouer à l'avenir les entreprises communautaires tant du point de vue de la sécurité et du coût de l'approvisionnement que de la concurrence appelle une attention particulière.

7. *Le gaz naturel* est appelé à couvrir une part grandissante de la demande d'énergie. L'importance des ressources disponibles ne peut pas encore être appréciée avec certitude et un intense effort de recherche est encore nécessaire, notamment sur le plateau continental attenant aux États membres.

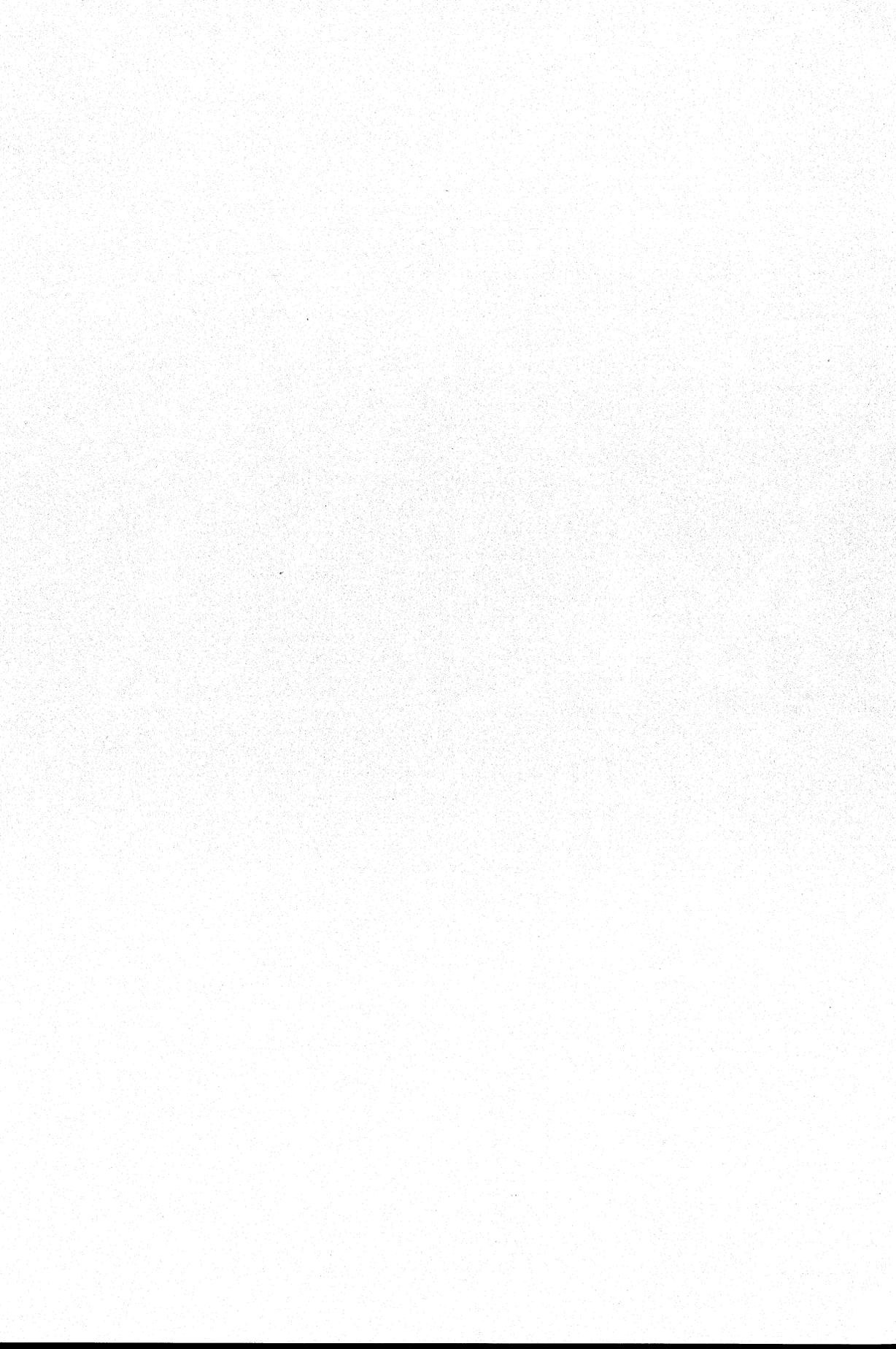
Le développement des échanges de gaz naturel entre États membres et les perspectives d'importation de pays tiers entraîneront des répercussions sur l'écoulement des autres formes d'énergie.

8. *L'énergie nucléaire*, si l'on en juge par l'expérience américaine, a atteint le stade du développement industriel. La situation dans la Communauté est encore incertaine : l'industrie de l'équipement nucléaire doit se préparer à franchir cette nouvelle étape et adapter sa structure en conséquence; de son côté, l'industrie électrique doit être prête à intégrer progressivement dans ses réseaux les centrales de très grandes dimensions, qu'impose encore davantage que pour les centrales thermiques classiques l'emploi de cette technique nouvelle de production.

Les perspectives d'approvisionnement en uranium naturel sont bonnes sur le plan mondial. Des recherches sont entreprises partout dans le monde pour assurer un approvisionnement satisfaisant, mais il faut constater que la Communauté n'y participe que faiblement. La question se pose aussi de l'opportunité de disposer d'une installation d'enrichissement susceptible de satisfaire au moins une partie des besoins en uranium enrichi.

9. Le présent rapport fournit une analyse de l'évolution récente ainsi que des données économiques actuelles du secteur énergétique.

Après un premier chapitre consacré à l'examen de l'évolution de la demande d'énergie, dans son ensemble, les chapitres suivants du rapport analysent la situation économique des différents secteurs d'énergie primaire : charbon, pétrole, gaz naturel et énergie nucléaire. Pour chacun d'eux seront successivement étudiés les problèmes de marché et d'approvisionnement, les politiques nationales suivies, ainsi que, le cas échéant, les mesures communautaires en vigueur. Un dernier chapitre traitera de l'énergie électrique et des problèmes spécifiques que posent son approvisionnement en énergie primaire et la structure de sa production.



CHAPITRE I

La demande d'énergie ⁽¹⁾

A. APERÇU D'ENSEMBLE

10. Bien que légèrement plus faible que pour la période de 1950 à 1960, le développement économique de la Communauté s'est poursuivi entre 1960 et 1967 au taux encore soutenu de 4,6 % en moyenne par an. Le taux de croissance de l'activité industrielle a été de 5,2 % par an contre 7,5 % pour la période 1950-1960, tandis que celui de la consommation privée se maintenait à un niveau presque égal de 5 % contre 5,2 %.

TABLEAU 1
Croissance économique dans la Communauté
1950-1960 et 1960-1967

Pays	(% par an)					
	Produit national brut		Production industrielle		Consommation privée	
	1950-60	1960-67	1950-60	1960-67	1950-60	1960-67
Allemagne	7,4	3,9	9,1	4,0	7,2	4,3
Belgique	2,7	4,4	3,0	4,4	2,3	3,5
France	4,3	5,1	6,4	4,9	4,3	5,3
Italie	5,9	5,5	8,1	8,3	4,5	5,6
Luxembourg	—	—	—	0,7	—	—
Pays-Bas	4,9	4,8	5,8	6,0	3,6	5,9
Communauté	5,5	4,6	7,5	5,2	5,2	5,0

La demande d'énergie a été influencée par cette tendance générale de l'économie. Le ralentissement du rythme d'accroissement des consommations

(¹) Les données chiffrées de ce chapitre ne comprennent généralement pas la demande de produits non énergétiques. Il a été nécessaire d'adopter cette présentation pour assurer la continuité entre la description de l'évolution réalisée et les tendances futures indiquées par les «Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne (1966)».

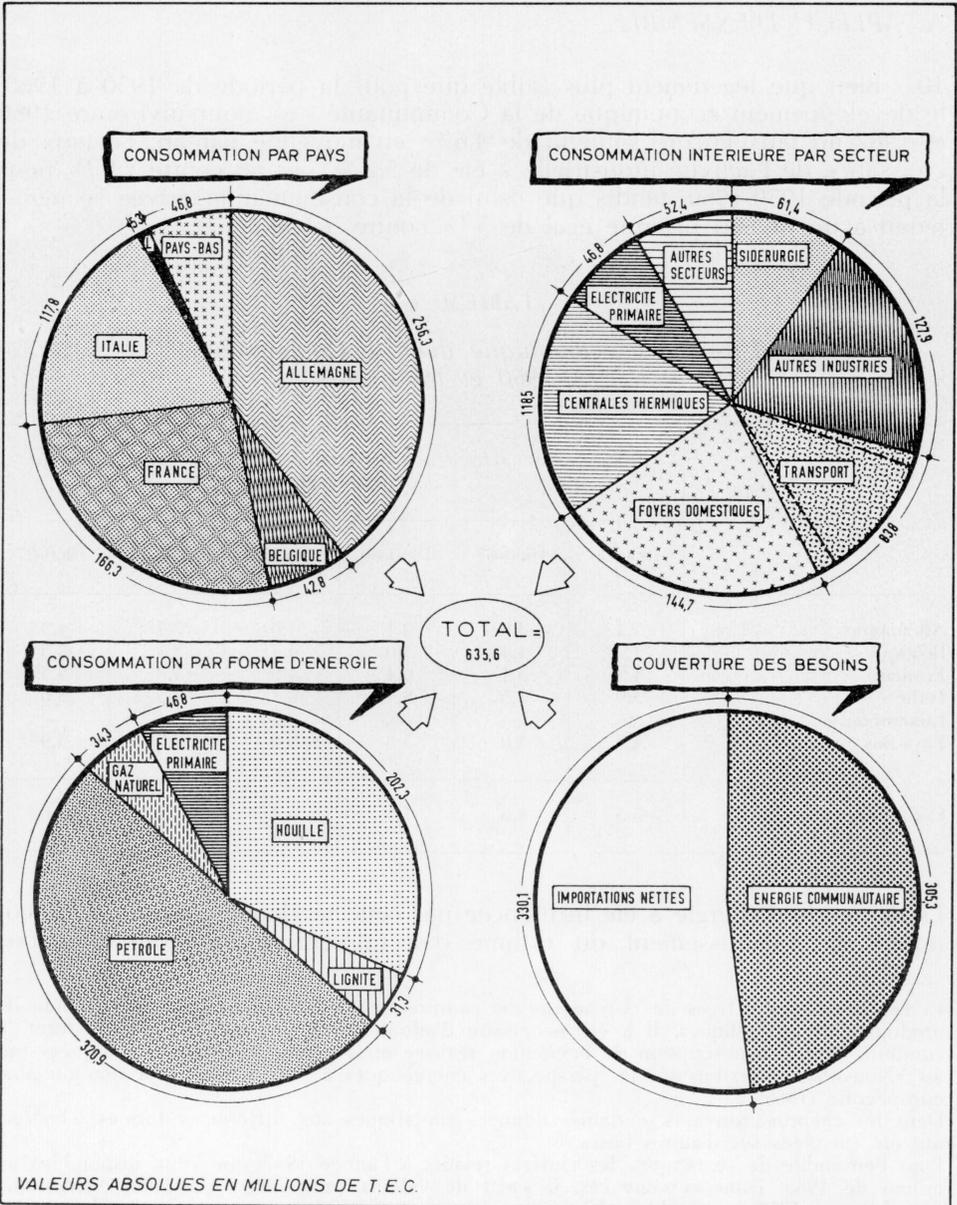
Dans les chapitres suivants, certaines données spécifiques aux différentes formes d'énergie ont été calculées sur d'autres bases.

Pour l'ensemble de ce rapport, les chiffres relatifs à l'année 1967 sont ceux disponibles au milieu de 1968. Dans certains cas, il s'agit de valeurs provisoires. Un bilan énergétique détaillé pour 1967 sera publié ultérieurement par la Commission dans la série des études annuelles de la conjoncture énergétique.

Graph. N.1

CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE DANS LA COMMUNAUTE

Année 1967



d'énergie dans les secteurs industriels a été partiellement compensé par le maintien de l'expansion dans les secteurs dont la consommation est dépendante des revenus. C'est ainsi qu'en moyenne, de 1960 à 1967, la consommation intérieure d'énergie de la Communauté a pu continuer à augmenter au rythme de 4,7 % par an contre 4,8 % de 1950 à 1960.

TABLEAU 2

Données de base concernant la demande intérieure d'énergie ⁽¹⁾
(1967)

(Mio tec et %)

Consommation par pays (Mio tec)		Consommation intérieure par secteur (Mio tec) ⁽²⁾			
Allemagne	256,3	Sidérurgie	61,4		
Belgique	42,8	Autres industries	127,9		
France	166,3	Transport: rail	6,2		
Italie	117,8	route	67,4		
Luxembourg	5,3	autre	10,2		
Pays-Bas	46,8	Foyers domestiques	144,7		
		Centrales thermiques	118,5		
		Electricité primaire	46,8		
		Autres secteurs	52,4		
Communauté (arrondi)	635,6	Total (arrondi)	635,6		
Consommation par forme d'énergie (Mio tec)		Couverture des besoins (Mio tec)			
Houille	202,3	31,8 %	Energie communautaire	305,5	48 %
Lignite	31,3	4,9 %	Importations nettes	330,1	52 %
Pétrole	320,9	50,5 %			
Gaz naturel	34,3	5,4 %			
Electricité primaire	46,8	7,4 %			
Total (arrondi)	635,6	100 %	Total (arrondi)	635,6	100 %

⁽¹⁾ Produits destinés à des usages non énergétiques exclus. Voir note ⁽¹⁾ page 41.

⁽²⁾ Les centrales électriques sont considérées comme utilisateurs finals, c'est pourquoi les chiffres des diverses positions ne comprennent pas la consommation d'électricité. Sont comptés dans l'électricité primaire les centrales hydrauliques, géothermiques et nucléaires, ainsi que le solde des échanges avec les pays tiers; le chiffre correspondant a été calculé en prenant pour base la consommation spécifique moyenne des centrales électriques publiques de la Communauté.

11. La consommation intérieure d'énergie de la Communauté ⁽¹⁾ s'est élevée en 1967 à 636 millions de tec, contre 461 millions de tec en 1960. Cette évolution a été caractérisée par les tendances suivantes :

⁽¹⁾ Voir note ⁽¹⁾ du tableau 2.

a) un taux de croissance variable selon les pays (cf. Tableau 3) en raison notamment :

- de différences de l'évolution de l'activité économique;
- de changements dans les structures industrielles;
- du degré différent d'amélioration des rendements d'utilisation.

TABLEAU 3

*Évolution de la consommation intérieure d'énergie
dans la Communauté*

(Mio tec et % par an)

Pays	Réalisation en Mtec			Taux d'évolution en % par an	
	1950	1960	1967	1950-60	1960-67
Allemagne	129,0	205,3	256,3	4,8	3,2
Belgique	28,4	33,9	42,8	1,8	3,4
France	82,5	121,9	166,3	4,0	4,5
Italie	26,2	65,6	117,8	9,6	8,7
Luxembourg	3,0	4,6	5,3	4,4	2,0
Pays-Bas	20,0	30,1	46,8	4,2	6,5
Communauté	289,0	461,0	635,6	4,8	4,7

b) un changement profond de la structure de la consommation (cf. Tableaux 4 et 5) qui s'est traduit notamment par une dépendance accrue à l'égard des énergies importées (52 % en 1967 contre 27 % en 1960).

Les raisons de ce changement sont principalement :

- l'augmentation relativement forte de la consommation;
- la dégradation du rapport des prix à la calorie entre le charbon et les hydrocarbures;
- l'exigence du consommateur pour des formes d'énergie mieux adaptées à ses besoins.

12. D'une manière générale, l'évolution du marché montre qu'au cours des sept dernières années, l'écoulement de la houille (communautaire et d'importation) s'est réduit de 47 millions de tec, soit 6,7 millions par an, tandis que le pétrole a augmenté de 193 millions de tec, c'est-à-dire 27 millions par an en moyenne.

Tandis que le charbon se concentrait principalement sur quelques secteurs, dont la sidérurgie qui est très sensible aux fluctuations conjoncturelles, le

pétrole diversifiait ses débouchés en se développant non seulement dans les secteurs où il sert à des usages spécifiques, mais dans les autres également.

TABLEAU 4

*Couverture des besoins intérieurs de la Communauté
1950-1967*

(% Mio tec et %)			
A. en Mio tec	1950	1960	1967
1. Consommation totale d'énergie	289	461	636
dont houille	213	245	202
lignite	25	34	31
pétrole	30	126	321
gaz naturel	—	14	34
énergie hydr. géoth.			
énergie nucléaire	20	42	47
2. Couverture par :			
énergie communautaire	257	336	306
(dont houille)	(215)	(236)	(179)
énergies importées	32	125	330
B. en % du total	1950	1960	1967
1. Consommation totale d'énergie	100	100	100
dont houille	74	53	32
lignite	9	7	5
pétrole	10	28	51
gaz naturel	—	3	5
énergie hydraul. géoth.			
énergie nucléaire	7	9	7
2. Couverture par :			
énergie communautaire	89	73	48
(dont houille)	(74)	(51)	(28)
énergies importées	11	27	52

En résumé, réduction structurelle et vulnérabilité conjoncturelle du charbon communautaire, forte croissance structurelle et faible sensibilité conjoncturelle des produits pétroliers, augmentation sensible de la part de l'énergie importée, telles sont les lignes générales de l'évolution des sept dernières années.

TABLEAU 5

*Ventilation par pays et par sources de la consommation
intérieure d'énergie de la Communauté*

(Mio tec et %)

Source	1950	1960	1967	en % du total		
				1950	1960	1967
<i>Communauté</i>						
1 houille	113,4	245,2	202,3	74	53	31,8
2 lignite	25,2	33,4	31,3	9	7	4,9
3 pétrole	29,8	126,0	320,9	10	27	50,5
4 gaz naturel	1,1	13,7	34,3	—	3	5,4
5 électricité primaire	19,7	42,1	46,8	7	9	7,4
6 Total	289,2	460,5	635,6	100	100	100
<i>Allemagne</i>						
1 houille	97,5	127,8	98,9	76	62	38,6
2 lignite	23,9	31,1	28,4	18	15	11,1
3 pétrole	3,8	39,9	114,2	3	19	46
4 gaz naturel	—	0,8	6,0	—	0,4	2,3
5 électricité primaire	3,8	6,5	8,8	3	3,2	3,4
6 Total	129,0	206,2	256,3	100	100	100
en % de la Communauté	(44,7)	(44,7)	(40,3)			
<i>Belgique</i>						
1 houille	25,6	23,1	20,0	90,2	70	46,7
2 lignite	—	0,1	—	—	0,2	0,1
3 pétrole	2,7	9,6	21,9	9,5	29	51,2
4 gaz naturel	—	—	0,7	—	0,2	1,6
5 électricité primaire	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,4
6 Total	28,4	32,8	42,8	100	100	100
en % de la Communauté	(9,8)	(7,1)	(6,7)			
<i>France</i>						
1 houille	61,7	64,0	55,6	75	53	33,4
2 lignite	0,7	1,5	1,7	1	1	1,0
3 pétrole	13,1	34,4	81,7	16	29	49,1
4 gaz naturel	0,3	4,0	8,4	—	3	5,1
5 électricité primaire	6,7	16,3	18,9	8	14	11,4
6 Total	82,5	120,2	166,3	100	100	100
en % de la Communauté	(28,5)	(26,1)	(26,2)			

TABLEAU 5 (suite)

(Mio tec et %)

Source	1950	1960	1967	en % du total		
				1950	1960	1967
<i>Italie</i>						
1 houille	10,1	10,6	12,6	38	16	10,7
2 lignite	0,2	0,5	0,9	1	1	0,8
3 pétrole	6,0	27,3	73,6	23	41	62,4
4 gaz naturel	0,7	8,4	12,2	3	13	10,4
5 électricité primaire	9,2	19,1	18,5	35	29	15,7
6 Total en % de la Communauté	26,2 (9,1)	65,9 (14,3)	117,8 (18,5)	100	100	100
<i>Luxembourg</i>						
1 houille	2,81	4,4	3,36	94	91,4	63,5
2 lignite	0,09	0,1	0,07	3	1,9	1,3
3 pétrole	0,09	0,3	1,46	—	5,6	27,6
4 gaz naturel	—	—	—	—	0,9	—
5 électricité primaire	—	—	0,4	—	0,2	7,6
6 Total en % de la Communauté	2,99 (1,0)	4,8 (1,0)	5,29 (0,8)	100	100	100
<i>Pays-Bas</i>						
1 houille	15,7	15,3	11,5	79	50	24,6
2 lignite	0,2	0,2	0,1	0,7	0,7	0,2
3 pétrole	4,0	14,5	28,1	20	47,5	60,0
4 gaz naturel	0,1	0,5	7,2	—	1,5	15,4
5 électricité primaire	—	—	0,1	—	0,2	0,2
6 Total en % de la Communauté	20,0 (6,9)	30,6 (6,6)	46,8 (7,4)	100	100	100

Les totaux peuvent différer de la somme des postes en raison d'arrondissement.

B. ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SECTEUR

La sidérurgie

13. L'expansion de la sidérurgie a été nettement plus faible de 1960 à 1967 qu'au cours des dix années précédentes. La production d'acier a en effet atteint 90 millions de tonnes en 1967 contre 72,8 millions de tonnes en 1960, ce qui correspond à un accroissement annuel de 3,1 % contre 8,6 % de 1950 à 1960. On prévoit qu'en 1970, la production d'acier pourra se situer à un peu plus de 100 millions de tonnes.

14. L'industrie sidérurgique s'est efforcée d'améliorer sa compétitivité par une modernisation de son appareil de production et la réduction du coût de son approvisionnement, notamment en matières premières et en énergie. Sous l'angle de la politique énergétique, cette tendance se caractérise par une réduction de la mise au mille de coke aux hauts fourneaux grâce notamment à l'emploi de minerais riches, à la préparation de la charge et à l'injection de combustibles liquides ou gazeux.

Entre 1960 et 1967, la mise au mille est passée de 883 kg à 625 kg par tonne de fonte produite, réduisant les besoins en coke de 51 millions de tonnes en 1960 à seulement 46 millions de tonnes en 1967, y compris le coke utilisé pour l'agglomération du minerai de fer (4 millions de tonnes en 1967) (cf. Tableau 6).

TABLEAU 6

Évolution de la production de fonte et mise au mille de coke aux hauts fourneaux — Ensemble de la Communauté

	1950	1960	1967	Taux d'évolution (en % par an)	
				1950-60	1960-67
Production de fonte (en Mio t)	26,1	54,0	65,9 ⁽¹⁾	7,5	3,0
Mise au mille kg/t fonte	947	883	625	- 5,3	- 4,8
Consommation de coke au haut fourneau	24,7	47,7	41,2	6,8	- 2,1

⁽¹⁾ Les chiffres de production de fonte et de consommation de coke aux hauts fourneaux pour 1967 sont en bonne partie influencés par des commandes importantes en provenance des pays tiers.

En 1970, la mise au mille pourrait être abaissée à 575 kg, ce qui ramènerait les besoins de coke à 45 millions de tonnes, besoins de l'agglomération non compris.

15. Les effets cumulés du ralentissement de l'expansion de l'activité de l'industrie sidérurgique et de la réduction de la mise au mille ont diminué la consommation d'énergie primaire de ce secteur de 12,4 % du total de la consommation intérieure d'énergie en 1960 à 9,7 % en 1967. Elle n'atteindra sans doute plus que 8,4 % en 1970. Le charbon, qui couvrait 95 % de ces besoins en 1960, et 80 % en 1967, n'en assurera plus que 70 % en 1970.

16. La consommation d'électricité a été influencée par le développement de la production d'oxygène utilisé notamment pour le procédé L.D., dont la diffusion est rapide, ainsi que par le développement de produits plus élaborés. La consommation unitaire a ainsi augmenté pour l'ensemble de la production sidérurgique et est passée de 393 kWh par tonne d'acier en 1960 à 474 kWh par tonne d'acier en 1967.

Les « autres industries »

17. Au cours de la période 1950-1960, la consommation d'énergie non électrique de ce secteur a augmenté à un taux moyen de 4,4 % par an qui n'est que légèrement inférieur à celui de l'accroissement de la consommation totale d'énergie de la Communauté. De 1960 à 1967, ce taux s'est relevé, atteignant 5 %.

Les besoins des industries autres que la sidérurgie ont été influencés par le jeu de deux facteurs :

- le ralentissement de l'expansion de la production industrielle;
- les modifications de structure en faveur des branches fortes consommatrices d'énergie, en particulier dans l'industrie chimique qui absorbe 25 % environ de l'énergie non électrique du secteur.

La pénétration des hydrocarbures a été extrêmement forte et s'est étendue tant aux usages « vapeur » qu'aux usages « four ». La couverture des besoins sera assurée par des hydrocarbures à raison de 90 % en 1970 contre 35 % en 1960 (cf. Tableau 7) .

18. Le taux d'accroissement de la consommation d'électricité de ce secteur a atteint 6,2 % par an depuis 1960 contre 9,1 % au cours de la période 1950-1960. Cette réduction résulte du ralentissement de la croissance de l'activité industrielle. Elle aurait été encore plus forte sans le développement de l'industrie chimique, qui consomme actuellement 36 % de l'électricité utilisée dans l'ensemble du secteur.

Les transports

19. Environ 80 % de l'énergie utilisée dans le secteur des transports sont destinés aux transports routiers. La consommation de carburants augmente d'environ 11 % par an depuis 1960 et représente plus de 20 % de la consommation de produits pétroliers. Elle poursuivra sa croissance en liaison avec l'expansion de la motorisation. Celle-ci augmente plus rapidement que le P.N.B., ce qui traduit l'influence de l'augmentation des revenus et de la consommation des ménages.

Dans les chemins de fer, l'emploi direct du charbon a pratiquement disparu, cédant la place à l'électricité, qui indirectement incorpore en partie du charbon, et aux produits pétroliers.

Le développement du trafic aérien (+ 12 %) a engendré une augmentation appréciable de la consommation du « jet fuel ».

La navigation intérieure ne consomme pratiquement plus que du gas-diesel-oil (cf. Tableau 7).

Secteur domestique

20. Les besoins en énergie non électrique du secteur domestique — pour les trois quarts il s'agit de besoins de chauffage — ont augmenté au taux moyen de 5,4 % par an depuis 1960.

TABLEAU 7

*Évolution des différentes sources d'énergie dans la Communauté
Ventilation par principaux secteurs de consommation*

Secteurs	Combustibles		Gaz (Mio tec)	Total non électr. (Mio tec)	Electr. primaire et secondaire (TWh)	Taux d'évolution (en % par an)	
	solides (Mio tec)	liquides (Mio tec)				Total non électr.	Elec- tricité
A. Sidérurgie							
1950	—	—	—	29,5	10,4	6,8	10,7
1960	54	5	—2	57,0	28,7	0,8	5,8
1967	48,7	10,8	1,9	61,4	42,0	1,1	5,7
B. Autres industries							
1950	—	—	—	53,1	53,3	5,5	9,1
1960	45	32	14	91,0	126,7	4,4	6,2
1967	23,2	83,6	21,1	127,9	192,5	5,0	6,2
C. Transports							
1950	—	—	—	37,6	6,1	3,7	7,0
1960	13	41	..	54	11,8	6,5	3,9
1967	3,6	80,0	0,2	83,8	15,6	6,5	4,1
D. Domestique							
1950	—	—	—	61,1	22,6	5,0	10,7
1960	63	30	7	100	62,4	5,4	11,5
1967	50,8	79,8	14,1	144,7	137,2	5,4	11,9

Avec l'amélioration du niveau de vie, l'élément de prix de revient devient un facteur moins important pour le consommateur, qui attache une attention de plus en plus grande à des éléments tels que la facilité d'emploi et le confort. Le recul des combustibles solides est net (— 20 % depuis 1960); l'expansion du pétrole a été importante, tandis que le gaz naturel tend, depuis quelques années, à accentuer le phénomène de substitution (cf. Tableau 7).

21. Le secteur domestique est, de loin, le facteur le plus dynamique de l'expansion de la demande d'électricité, le taux de croissance des besoins se maintenant à un niveau particulièrement élevé (11,9 % par an, en moyenne, de 1960 à 1967).

Centrales électriques

22. Les besoins d'énergie primaire pour la production d'électricité sont liés :

- au développement de la demande d'électricité;

- b) aux possibilités de couverture de ces besoins par la production primaire (hydraulique, géothermique), la production secondaire thermique classique et la production nucléaire;
- c) au progrès réalisé dans la consommation spécifique de combustible des centrales thermiques classiques.

L'accroissement moyen annuel de la demande totale d'électricité a marqué de 1960 à 1967 un faible ralentissement par rapport à celui de la période 1950-1960 (7,2 % contre 8,8 %).

Du fait de l'épuisement progressif des sites hydrauliques disponibles et du lent démarrage de l'énergie nucléaire, l'augmentation de la production d'électricité a surtout porté sur les centrales thermiques classiques, qui ont couvert 75 % de la production en 1967 contre seulement 64 % en 1960. Il en est résulté une croissance rapide des besoins en combustibles qui de 75 millions de tec en 1960 sont passés à 119 millions de tec en 1967 et pourraient atteindre 146 millions de tec en 1970.

La contribution de chacune des formes d'énergie à la couverture des besoins des centrales s'est aussi profondément modifiée : les combustibles solides, malgré une progression en chiffres absolus, ont vu leur part ramenée de 80,2 % en 1960 à 65,1 % en 1967, tandis que celle des combustibles liquides passait de 7,6 % à 25,1 % (cf. Tableaux 8 et 9).

TABLEAU 8
Production brute d'énergie électrique

	1950	1960	1967	Taux d'évolution	
				1950-60	1960-67
Production primaire (TWh)	47,3	101,2	113,7	7,9	1,7
Production secondaire (TWh)	75,8	182,3	341,9	9,2	9,4
Total	123,1	283,5	455,6	8,7	7,0
Part de la production secondaire (en % du total)	(61)	(64)	(75)	—	—

TABLEAU 9

Input en combustibles dans les centrales thermiques classiques

(Pour la production d'énergie électrique de l'ensemble des centrales et pour les fournitures de chaleur des centrales des services publics)

	1960	1967
<i>En Mio tec</i>		
Combustibles solides	59,3	77,4
Combustibles liquides	5,6	29,8
Gaz naturel	2,0	4,5
Gaz dérivés	6,7	5,8
Combustibles de récupération	0,3	1,4
Total	73,9	118,9
<i>En % du total</i>		
Combustibles solides	80,2	65,1
Combustibles liquides	7,6	25,1
Gaz naturel	2,7	3,8
Gaz dérivés	9,1	4,9
Combustibles de récupération	0,4	1,1
Total	100	100

Le charbon et le lignite

1. LE CHARBON

A. LE MARCHÉ

23. La demande intérieure de charbon sur le marché de la Communauté, qui s'élevait à 245 millions de tec en 1960, s'est réduite à 202 millions de tec en 1967. La régression s'est effectuée depuis 1964 à un rythme particulièrement rapide. Elle a toutefois tendance à se ralentir depuis peu, en raison de l'évolution de la structure de la consommation et des mesures d'intervention prises par les gouvernements.

24. Le tableau suivant montre l'évolution du bilan houille pour les années 1960, 1965 et 1967.

TABLEAU 10

*Bilan houille de la Communauté
(1960 - 1965 - 1967)*

	<i>(Mio tec)</i>		
	1960	1965	1967
1. Consommation intérieure	244,5	230,3	202,6
2. Exportations	3,6	2,2	2,3
3. Total des besoins	248,1	232,5	204,9
4. Production	226,9	211,2	178,8
5. Récupération	0,6	0,7	0,7
6. Importations	17,9	29,1	24,2
7. Total des ressources	245,4	241,0	203,7
Ecart	- 2,7	+ 8,5	- 1,2
Echanges intracommunautaires	(20,1)	(16,1)	(20,1)

CONSOMMATION DE CHARBON PAR SECTEUR

(EN MILLIONS DE T.E.C)

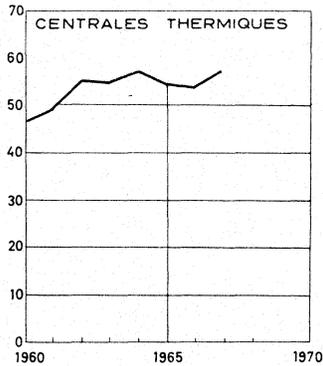
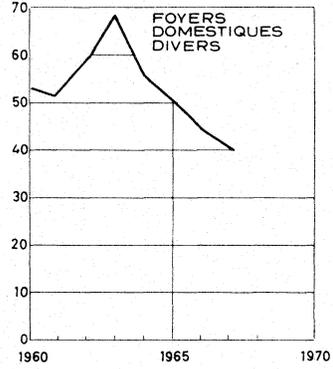
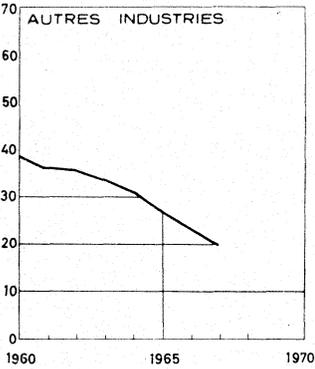
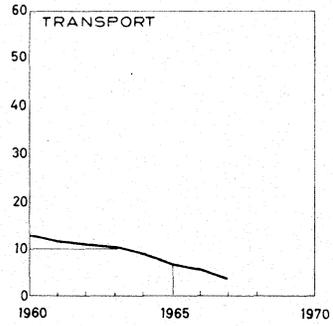
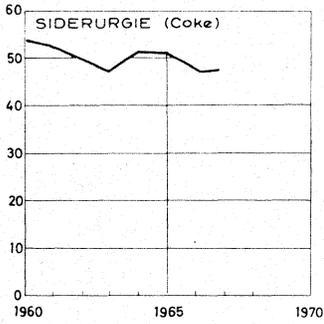


TABLEAU 11

Données de base concernant la houille (1967)

I. MARCHÉ			
<i>Consommation intérieure</i> (Mio tec)		<i>Secteurs de consommation</i> (Mio tec)	
Allemagne	104,0	Centrales électriques	57,1
Belgique	20,0	Cokeries	84,3
France	53,3	Autres industries	14,3
Italie	12,3	Chemins de fer et usines à gaz	7,6
Luxembourg	0,1	Domestique	30,9
Pays-Bas	12,9	Divers	8,4
Communauté	202,6 ⁽¹⁾	Total	202,6
II. APPROVISIONNEMENT			
<i>Production de houille</i> (Mio tec)		<i>Importation de pays tiers</i> (Mio tec)	
Allemagne	112,6	Allemagne	7,0
Belgique	14,9	Belgique	1,7
France	43,1	France	4,9
Pays-Bas	7,9	Pays-Bas	1,5
Italie	0,3	Italie	9,1
	178,8		24,2
		<i>Exportations</i>	2,3
		<i>Importations nettes</i>	21,9
Stocks de houille aux mines (fin décembre 1967)		28,9 millions de tec ⁽²⁾	
Stocks de coke aux cokeries (fin décembre 1967)		5,2 millions de tonnes	
III. DONNEES TECHNIQUES			
Capacité technique de production		209,1 millions de tonnes	
Taux d'utilisation de la capacité		88 %	
Production journalière moyenne par siège		3 675 tonnes	
Rendement journalier moyen par homme et par poste (fond)		2 833 kg ⁽³⁾	
Nombre d'ouvriers au fond (fin décembre 1967)		303 600	
⁽¹⁾ Agglomérés de houille compris.			
⁽²⁾ Non compris les stocks auprès des centres de consommation en Allemagne.			
⁽³⁾ Voir tableau 20, note ⁽¹⁾ .			

Entre 1965 et 1967, la demande de houille s'est réduite de 28 millions de tonnes et les disponibilités de 37 millions de tonnes, dont 34 millions de tonnes de production intérieure et 5 millions de tonnes d'importation, ce qui a permis l'amélioration du bilan charbonnier de la Communauté.

Les importations en provenance de pays tiers, qui s'élevaient à 29 millions de tonnes en 1965, sont descendues à 24 millions de tonnes en 1967. La part de l'importation dans l'approvisionnement du marché intérieur en 1967 s'élève à 12 % pour l'ensemble de la Communauté, mais avec une situation particulière pour l'Italie, où cette part atteint 76 %, alors que pour les quatre pays producteurs les pourcentages varient entre 6 et 11 %. Les États-Unis restent, dans l'ensemble, le principal fournisseur (deux-tiers des quantités importées), mais on note ces dernières années un accroissement des livraisons de charbons à coke en provenance de Pologne et d'URSS.

A la fin de 1967, les stocks de houille et de coke (ce dernier converti à 1,3) chez les producteurs, s'élevaient à 34,1 millions de tonne ⁽¹⁾. A ce chiffre, il faut ajouter 4 millions de tonnes auprès des centres de consommation en Allemagne, 1,6 million de tonnes de charbon sarrois stockées en France, ainsi que 0,5 million de tonnes stockées à l'importation, portant ainsi le total général des stocks à 40 millions de tonnes, correspondant à environ un trimestre de production.

25. La consommation se concentre de plus en plus sur deux secteurs, à savoir la sidérurgie et les centrales thermiques, qui représentaient en 1967 presque les deux-tiers des débouchés communautaires du charbon. Les foyers domestiques de leur côté représentaient encore environ le cinquième de ces débouchés. La consommation dans les autres secteurs — foyers domestiques, industries diverses, chemins de fer et usines à gaz — est en rapide régression.

Cokéfaction

26. En 1967, la consommation de coke de four s'est élevée à 64 millions de tonnes dont 46 millions de tonnes ont été absorbées par l'industrie sidérurgique, qui domine ainsi l'activité de la carbonisation.

Un chiffre global pour la Communauté n'est que peu significatif de l'approvisionnement de la sidérurgie en combustibles solides, étant donné les positions différentes des pays membres. Le tableau 12 indique, selon les provenances — nationales, autres pays de la Communauté et pays tiers — la structure de l'approvisionnement en coke des hauts fourneaux, exprimé en équivalent houille, en 1967.

Sur les 13,3 millions de tonnes de houille représentant les échanges de charbon et de coke à l'intérieur de la Communauté, environ 12,5 millions de tonnes proviennent d'Allemagne. Avec les 21,7 millions de tonnes de provenance nationale consommée dans ce pays, les charbonnages allemands jouent un rôle prédominant, assurant plus de la moitié de l'approvisionnement de la sidérurgie communautaire.

⁽¹⁾ Ces stocks se décomposaient comme suit :

— houille : 28,9 millions de tonnes
 dont : qualité marchande : 21,0 millions de tonnes
 bas produits : 7,9 millions de tonnes
— coke : 5,2 millions de tonnes.

Les 6,4 millions de tonnes importées des pays tiers représentent environ 11,6 % des besoins de la sidérurgie. La moitié environ de ce tonnage est destinée à l'Italie.

TABLEAU 12

Estimation de la quantité de houille nécessaire pour produire le coke consommé dans les hauts fourneaux de la Communauté en 1967 ⁽¹⁾

(Mio tcc)

Pays de consommation (sidérurgie)	Charbon national	Autres pays communautaires	Total Communauté	Importé des pays tiers	Total général	Part des pays tiers dans total général
Année 1967	1	2	1+2	3	4 (1+2+3)	% 3/4
Allemagne	21,7	—	21,7	0,1	21,8	0,5
Belgique	5,4	1,4	6,8	0,8	7,6	10,5
France	7,3	5,5	12,8	1,4	14,2	9,9
Italie	—	1,8	1,8	3,1	4,9	63,3
Pays-Bas	1,0	1,1	2,1	0,5	2,6	19,2
Luxembourg	—	3,5	3,5	0,5	4,0	12,5
Communauté	35,4	13,3	48,7	6,4	55,1	11,6

⁽¹⁾ A l'exclusion des charbons et coques utilisés pour l'agglomération du minerai de fer et les autres usages.

27. En matière de prix, l'approvisionnement des hauts fourneaux bénéficie, depuis le 1^{er} janvier 1967, des nouvelles règles d'alignement des prix fixées par la décision 1/67 ⁽¹⁾. Cette décision élargit les possibilités d'alignement de l'article 60 du Traité CECA pour les fournitures de coke de haut fourneau provenant de charbon produit dans la Communauté.

Les alignements totaux ou partiels s'opèrent sur la base du prix des fines à coke américaines. Les gouvernements accordent à leurs producteurs charbonniers qui effectuent des livraisons un subside égal en moyenne à 1,7 u.c. par tonne de fines à coke. Une compensation multilatérale joue entre les États pour les aides afférentes aux échanges intracommunautaires.

Les rabais d'alignement dont l'octroi a été facilité et généralisé par cette décision atteignent 1,7 u.c./tonne en Allemagne, 3 à 4 u.c./tonne pour la relation Ruhr/Lorraine, et ils vont jusqu'à un niveau encore plus élevé pour les livraisons de la Ruhr à l'Italie.

⁽¹⁾ Décision n° 1/67 relative aux charbons à coke et coques destinés à la sidérurgie de la Communauté (J.O., du 28.2.1967, p. 562).

Sur la base de la même décision, les prix de facturation hors taxe départ mine des cokes de haut fourneau, se sont trouvés abaissés de 2 u.c./tonne en moyenne.

Les rabais d'alignement ont entraîné un certain nivellement des prix rendu dans la Communauté ⁽¹⁾ et contribué à ranimer l'intérêt des consommateurs à l'égard des sources d'approvisionnement intérieures. C'est ainsi qu'en Italie les livraisons de charbon à coke de la Ruhr ont atteint en 1967 1,8 million de tonnes, soit environ le double de celles de 1966.

Malgré la baisse des frêts atlantiques (on peut tabler sur un niveau moyen actuel de 2,80 u.c./tonne, les prix de fines à coke USA marquent une légère tendance au raffermissement et atteignent actuellement 14,50 u.c./tonne cif A.R.A. ⁽²⁾). En outre, les tonnages hors contrat peuvent donner lieu à des surpris.

Devant cette tendance, qui s'accompagne d'une certaine tension sur les disponibilités américaines dans les qualités recherchées, la sidérurgie communautaire a entrepris des essais avec des fines à coke d'origine polonaise, dont les prix — sans tenir compte des différences de qualité — sont actuellement inférieurs d'environ 2 u.c./tonne à ceux des fines U.S.A.

Production d'électricité

28. Grâce au développement général de la consommation d'électricité et aux mesures prises dans plusieurs pays en faveur de l'écoulement du charbon dans ce secteur, les centrales thermiques constituent le seul secteur en expansion pour la consommation du charbon.

Pour l'ensemble des centrales minières et publiques, les livraisons de houille sont passées de 39,8 millions de tec en 1960 à 49,5 millions de tec en 1967 (34,7 millions de tec pour les centrales publiques, 14,8 millions de tec pour les centrales minières). En outre, il existe des centrales thermiques dans les secteurs de la sidérurgie, des «autres industries» et des chemins de fer qui, en 1967, ont consommé 7,6 millions de tec, soit environ 13,5 % des besoins en houille de l'ensemble des centrales thermiques (57,1 millions de tec). A ces quantités, s'ajoutent 67 millions de tonnes de lignite, correspondant à environ 20 millions de tec, qui ont été enfournées dans les centrales thermiques en 1967.

29. Sur les prix des barèmes, des rabais d'alignement sont pratiqués, qui atteignent, dans certains cas, jusqu'à 6 u.c./tonne. Ils sont influencés par les prix des fuels et ceux des charbons les moins chers importés de pays tiers.

La progression de la consommation de charbon dans ce secteur est fonction des mesures prises en faveur de son écoulement.

Foyers domestiques

30. La consommation de houille dans les foyers domestiques s'est élevée à 20,8 millions de tec en 1967 contre 26,4 millions de tec en 1960. Si l'on y

⁽¹⁾ Cependant, les livraisons intérieures en Allemagne ne donnent pas lieu à un alignement complet.

⁽²⁾ Anvers-Rotterdam-Amsterdam.

ajoute les autres catégories de combustibles solides (agglomérés, coke de four et coke de gaz) on arrive à une consommation totale, y compris les livraisons au personnel, de 42,4 millions de tec auxquels s'ajoutent 8,1 millions de tec de briquettes de lignite.

31. Le secteur des foyers domestiques, à travers les fluctuations dues au climat, était autrefois considéré comme un débouché stable pour l'ensemble des combustibles solides. 1964 a marqué un renversement de tendance et le mouvement de régression peut être considéré comme irréversible.

La diminution de l'emploi des combustibles solides dans le secteur des foyers domestiques est due non seulement au rapport de prix avec les autres énergies, notamment le fuel oil et le gaz naturel, mais aussi à leur commodité d'emploi. L'écoulement de charbon dans le secteur des foyers domestiques est cependant soutenu par des facteurs d'inertie, la structure des équipements individuels déterminant le maintien des débouchés pour plusieurs années.

32. Les producteurs tentent de pallier la régression du charbon dans ce secteur en recourant d'une manière croissante aux alignements, mais ils se heurtent à la double limite des ressources financières dont ils disposent et de la réglementation en matière d'alignement.

Les charbons pour foyers domestiques et principalement les anthracites et maigres classés qui représentent 70 % du total des ventes de houille dans ce secteur permettraient une valorisation élevée d'une partie de la production. Cet avantage est toutefois limité dans la mesure où les débouchés de ces catégories de charbon sont en régression.

Un autre problème résulte du fait que les charges de distribution du charbon peuvent conduire à des prix de détail atteignant jusqu'au double du prix de vente du producteur.

B. L'APPROVISIONNEMENT

Capacité de production

33. D'après les enquêtes sur les investissements, les possibilités techniques de production des sièges d'extraction des charbonnages de la Communauté s'élevaient encore à 209,1 millions de tonnes de 1967 ⁽¹⁾.

Depuis 1957, 94,0 millions de tonnes de capacité ont été arrêtées par suite de fermeture de sièges, tandis que la capacité technique de production a été augmentée de 43,5 millions de tonnes dans d'autres sièges. La réduction nette de la capacité de production n'a par conséquent atteint que 50,5 millions de tonnes.

(1) Les indications relatives aux variations de la capacité de production tiennent compte, non seulement des fermetures complètes et partielles, mais aussi des variations de capacité dues à la réduction du nombre des journées de production et de la durée des postes (modifications prévues à la convention collective), à la mise en exploitation de couches plus profondes, à l'adaptation technique pour pallier le manque d'ouvriers.

TABLEAU 13

Production de houille dans la Communauté

(A = 1000 tec; B = statistiques nationales en 1000 t)

	1960		1965		1966		1967	
	A	B	A	B	A	B	A	B
Allemagne	142 355	142 287	135 420	135 077	126 551	125 970	112 654	112 043
Belgique	20 619	22 464	17 798	19 786	15 661	17 500	14 864	16 438
France	51 145	55 735	46 525	51 294	45 827	50 280	43 100	47 568
Italie	557	736	261	389	259	418	262	410
Pays-Bas	12 265	12 498	11 182	11 446	9 814	10 052	7 897	8 065
Communauté	226 941		211 196		198 112		178 777	

TABLEAU 14

Production de houille dans la Communauté par bassin
(statistiques nationales)

(m de t)

Bassin	1960	1965	Variation 1960-65		1966	Variation annuelle 1965/66	1967	Variation annuelle 1966/67
			total	annuelle				
Aix-la-Chapelle	8 187	7 817	- 4,5	- 0,9	7 403	- 5,3	7 010	- 5,3
Ruhr	115 441	110 904	- 4,0	- 0,8	102 909	- 7,2	90 398	- 12,2
Sarre	16 234	14 197	- 12,5	- 2,6	13 679	- 3,6	12 412	- 9,3
Basse-Saxe	2 425	2 159	- 11,0	- 2,3	1 979	- 8,3	2 223	+ 12,8
Allemagne	142 287	135 077	- 5,1	- 1,0	125 970	- 6,7	112 043	- 11,1
Campine	9 384	9 706	+ 3,4	+ 0,7	8 490	- 12,5	8 511	+ 0,2
Belgique Sud	13 080	10 080	- 23,0	- 5,0	9 010	- 10,6	7 927	- 12,0
Belgique	22 464	19 786	- 12,0	- 2,5	17 500	- 11,6	16 438	- 6,1
Nord/Pas-de-Calais	28 940	25 489	- 12,0	- 2,5	25 278	- 0,8	23 432	- 7,3
Lorraine	14 703	15 547	+ 5,7	+ 1,1	15 482	- 0,4	15 032	- 2,9
Centre-Midi	12 092	10 258	- 15,6	- 3,2	9 520	- 7,2	9 104	- 4,4
France	55 735	51 294	- 8,1	- 1,7	50 280	- 2,0	47 568	- 5,4
Pays-Bas	12 498	11 446	- 8,4	- 1,8	10 052	- 12,2	8 065	- 19,8

34. En 1967, la production de houille dans la Communauté atteignait 178,8 millions de tec, soit 19,7 millions de tec de moins qu'en 1966, dont 8,3 millions de tec en raison de postes chômeés.

Suivant les objectifs connus pour la Belgique, la France et les Pays-Bas, la production de ces pays en 1970 pourrait s'élever à 60 millions de tonnes. En ajoutant à ce montant une estimation de l'évolution de la production en Allemagne, on peut évaluer à 160 millions de tonnes environ la production globale de la Communauté en 1970.

La structure de l'industrie charbonnière

35. L'industrie charbonnière est nationalisée en France; dans les autres pays membres, elle est en partie privée, en partie sous le contrôle de l'État. Le tableau 15 montre la répartition du capital des entreprises charbonnières des États membres, entre les principales catégories d'actionnaires : entreprises privées de la sidérurgie ou de la chimie, pouvoirs publics, producteurs d'électricité et divers. Il faut noter que les pourcentages indiqués traduisent seulement la répartition du capital, mais non celle des pouvoirs effectifs de décision, ni les relations commerciales particulières avec certains actionnaires.

TABLEAU 15

La propriété des entreprises charbonnières dans les États membres (1967 - Partiellement estimé)

	(%)			
Propriétaire ou détenteur de la majorité du capital	Allemagne	France	Pays-Bas	Belgique
Sidérurgie	33,6	—	26,7	1,2
Chimie et pétrole	9,9	—	—	—
Pouvoirs publics	20,0	99,0	54,1	—
Centrales électriques (services publics)	9,1	—	—	—
Divers	27,3	1,0	19,2	98,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

36. Outre la production charbonnière, l'activité économique des entreprises de ce secteur couvre également la transformation de charbon dans les cokeries, la fabrication d'agglomérés et les centrales électriques. Le tableau 16 indique la production de coke, d'agglomérés et d'électricité dans les installations propres des mines en 1967.

TABLEAU 16

*Activités de transformation dans l'industrie houillère
des États membres (1967)*

Production	Coke (m t)	Agglomérés (m t)	Electricité (milliards kWh)
Allemagne	30 652	3 578	22,3
Belgique	1 122	833	2,8
France	7 842	3 858	11,8
Pays-Bas	1 445	1 090	2,4
Total	41 061	9 359	39,3

Les activités de transformation relevées dans ce tableau ont absorbé en moyenne près de 50 % de la production communautaire de charbon.

37. La dimension des unités de production minières de la Communauté est très variable. Le tableau 17 indique qu'en 1967 la production journalière moyenne de 111 sièges d'extraction, qui représentaient environ 30 % de la production totale, était inférieure à 4.000 tonnes. Dans la plupart des cas, la situation au point de vue rendement était relativement peu favorable : la production journalière optimale pour le charbon-vapeur et le charbon à coke devrait en effet se situer pour un siège entre 6.000 et 10.000 tonnes et au-delà.

TABLEAU 17

*Nombre de sièges d'extraction classés suivant l'importance
de leur production journalière (1967)*

Production journalière moyenne (tonnes) ⁽¹⁾	Nombre de sièges				
	Allemagne	Belgique	France	Pays-Bas	Communauté
0 - 2000	10	33	28	3	74
2000 - 4000	16	1	16	6	39
4000 - 6000	19	1	10	—	30
6000 - 8000	23	3	2	—	28
plus de 8000	17	1	3	1	22
Total	85	39	59	10	193

⁽¹⁾ Production calculée tonne pour tonne.

Évolution des investissements

38. Les investissements des charbonnages de la Communauté se sont élevés à 434 millions d'u.c. en moyenne, pour les années 1954 à 1959. Pour 1967, des investissements d'un montant de 252 millions d'u.c. ont été déclarés, dont 60 % environ portent sur des investissements dans les sièges d'extraction.

TABLEAU 18

Dépenses d'investissement dans l'industrie houillère

	Moyenne des années 1954 à 1959		1967 (1)	
	Mio u. c.	%	Mio u. c.	%
Sièges d'extraction	253,9	58,2	150,6	60,1
Cokeries	68,3	15,7	20,7	8,3
Centrales	107,0	24,6	73,9	29,6
Agglomération	5,0	1,5	5,0	2,0
Dépenses totales	434,2	100,0	250,2	100,0

(1) Chiffres provisoires.

Les dépenses d'investissement par tonne de production dans les sièges d'extraction s'élevaient en moyenne à 1,05 u.c. de 1954 à 1959. En 1967, elles sont tombées à 0,8 u.c. Cette réduction des investissements a porté davantage sur les investissements des grands travaux neufs de concentration de sièges que sur les investissements de modernisation et de maintien des capacités existantes.

Dans les cokeries, en raison de la situation actuelle et malgré la régression des investissements, les possibilités de production de coke couvrent les besoins de la Communauté et de l'exportation. Il en serait autrement si une augmentation des importations de fines à coke des pays tiers imposait la fermeture de nombreuses mines produisant du charbon à coke, et indirectement se répercutait sur certaines des cokeries minières attenantes.

Rationalisation dans les charbonnages

39. Dans le cadre de la rationalisation de l'exploitation, la part de la production provenant de tailles entièrement mécanisées a pu être portée à 74 % environ en 1967. Ceci concerne principalement les tailles en plâteure, dont la production représente environ 80 % de la production totale.

A côté de la mécanisation totale de l'abattage et du chargement du charbon dans les couches en plâteures, le développement de la mécanisation s'est porté en 1967 sur une utilisation accrue du soutènement marchant. Au cours des cinq dernières années, la part de celui-ci est passée de 1,4 % de la

TABLEAU 19

Part de la production provenant de tailles entièrement mécanisées

	(%)			
	1959	1965	1966	1967
Ruhr	27,3	71,1	74,5	78,0
Allemagne	25,1	73,2	76,3	78,8
Belgique	22,1	56,0	56,4	57,0
France	45,9	59,8	64,2	66,0
Pays-Bas	46,0	78,9	79,6	80,0
Communauté	30,3	69,1	71,7	74,0

production des tailles entièrement mécanisées à 8 % et elle pourrait progresser peu à peu jusqu'à 30-40 % dans les cinq années à venir, si les investissements correspondants étaient engagés.

La mécanisation des tailles en dressant, qui représentent 20 % environ de la production a également été amorcée.

En même temps que la mécanisation de l'abattage et la mise en oeuvre du soutènement marchant, l'infrastructure des sièges d'extraction a été améliorée. Il existe encore à cet égard d'autres possibilités dont les effets sur l'abaissement des prix de revient restent à examiner.

40. A côté de la rationalisation de l'exploitation, une concentration de la production a été poursuivie. Le nombre des sièges en activité dans la Communauté a été ramené à fin 1967 à 187 contre 330 à fin 1960. La production journalière moyenne par siège est passée de 2 630 à 6 675 tonnes de production nette.

Évolution du rendement

41. En 1966 et 1967, l'accroissement de la productivité a été supérieur à la moyenne des cinq années précédentes.

Le fort accroissement du rendement que l'on observe actuellement est imputable en premier lieu aux efforts de rationalisation et de concentration des sièges. Mais d'autres facteurs ont également joué un rôle. Dans les mines menacées de fermeture, la production se concentre dans les tailles les plus productives avant que n'intervienne l'arrêt de l'exploitation. En outre, la fermeture des sièges à faible rendement remonte la moyenne du rendement pour l'ensemble des sièges restant en activité.

42. Le progrès que l'on peut espérer atteindre en matière de rendement par une fermeture des sièges où la productivité est la plus faible est cependant très variable suivant les bassins. Ceci est illustré par le tableau 22 qui indique dans quelle proportion le rendement moyen par poste pourrait être augmenté

TABLEAU 20
*Évolution du rendement au fond par homme et par poste
(moyenne communautaire) (1)*

	1960	1965	1966	1967
Taux d'accroissement annuel	1 958	2 461	2 611	2 833
en kg		+ 100	+ 150	+ 222
en %		+ 4,7	+ 6,1	+ 8,5

(1) Petites mines de Basse-Saxe et Sulcis non compris.

TABLEAU 21
Évolution du rendement au fond par bassin

Bassin	1960	1965	1966	1967	Variation 1965-60		Variation % 1966/65	Variation % 1967/66
					total	% annuelle		
Aix-la-Chapelle	1 778	2 221	2 301	2 585	+ 24,9	+ 4,5	+ 3,6	+ 12,3
Ruhr	2 181	2 895	3 146	3 511	+ 32,7	+ 5,8	+ 8,7	+ 11,6
Sarre	2 013	2 740	2 960	3 195	+ 36,1	+ 6,4	+ 8,0	+ 7,9
Allemagne	2 126	2 815	3 050	3 381	+ 32,4	+ 5,8	+ 8,3	+ 10,9
Campine	1 792	2 102	2 263	2 360	+ 17,3	+ 3,3	+ 7,7	+ 4,3
Belgique Sud	1 452	1 697	1 796	1 864	+ 16,9	+ 3,2	+ 5,8	+ 3,8
Belgique	1 577	1 874	1 996	2 102	+ 18,8	+ 3,5	+ 6,5	+ 5,3
Nord/Pas-de-Calais	1 562	1 652	1 707	1 805	+ 6,2	+ 1,2	+ 3,3	+ 5,7
Lorraine	2 580	3 239	3 453	3 704	+ 25,5	+ 4,6	+ 6,6	+ 7,3
Centre-Midi	1 789	2 044	2 067	2 177	+ 14,3	+ 2,7	+ 1,1	+ 5,3
France	1 798	2 039	2 104	2 241	+ 13,4	+ 2,5	+ 3,2	+ 6,5
Pays-Bas	1 833	2 253	2 305	2 428	+ 22,9	+ 4,2	+ 2,3	+ 5,3
Communauté	1 958	2 461	2 611	2 833	+ 25,7	+ 4,7	+ 6,1	+ 8,5

dans l'hypothèse où l'on réduirait la production de 30 %. On constate que la différence de rendement dans les grands bassins serait relativement faible et

que par conséquent l'amélioration que l'on pourrait escompter d'une réduction importante de la production demeurerait limitée. Dans la plupart des autres bassins, l'effet d'une telle mesure sur les rendements moyens par poste serait beaucoup plus prononcé, mais leur part dans la production est relativement faible, de sorte qu'il ne faudrait pas non plus attendre d'une réduction de la production des gains appréciables en matière de rendement moyen pour la Communauté.

TABLEAU 22

Moyenne par bassin du rendement au fond par homme et par poste, calculée pour 70 % de la production sur la base de la production de 1966

	100 % production	Rendement poste	70 % production	Rendement poste	Augmentation rendement
	Mio t	kg	Mio t	kg	%
Aix-la-Chapelle	7,4	2 212	5,2	2 340	6
Ruhr	107,8	3 155	75,7	3 279	4
Sarre	13,8	2 960	9,6	3 219	9
Campine	8,5	2 261	5,9	2 334	3
Sud Belgique	8,6	1 805	6,2	1 943	8
Nord/Pas-de-Calais	25,3	1 710	17,5	1 813	6
Lorraine	15,5	3 461	10,9	3 669	6
Centre-Midi	9,5	2 037	6,6	2 304	13
Limbourg	10,3	2 305	7,2	2 429	5

43. Comme le montre le tableau 23, le nombre des mineurs au fond de la mine est passé de 547 000 en 1960 à 322 000 en 1967, soit une réduction de plus de 41 %. Par contre, la réduction de la production a atteint 21 %. Cette grande différence entre les deux pourcentages traduit les progrès de la productivité pendant la même période.

TABLEAU 23

Diminution de la production et des effectifs au fond de la mine (1960-1967)

	Production	Ouvriers de fond ⁽¹⁾
	Mio t	1 000
<i>Ensemble de la Communauté</i>		
1960	237,7	547,4
1967	184,5	322,5
Variation	-21,1 %	-41,1 %

(¹) Moyenne annuelle des effectifs.

Évolution des coûts de production

44. Le tableau 24 fait ressortir pour les bassins de la Communauté la relation étroite entre le niveau du rendement par poste et celui des coûts de production. A propos de ceux-ci, il faut noter que l'incidence des charges sociales diffère suivant les pays, ce qui altère dans une certaine mesure la comparabilité des données. Il faut en outre noter que le rendement par poste est un critère purement technique, qui ne permet qu'une mesure insuffisante de l'efficacité de l'appareil de production.

TABLEAU 24

Rendement et coût de production en 1967

	Rendement par homme et par poste au fond		Coût de production ⁽¹⁾
	kg	Moyenne communautaire = 100	Moyenne communautaire = 100
Aix-la-Chapelle	2 585	91,2	106,6
Ruhr	3 511	123,9	87,4
Sarre	3 195	112,8	91,5
Allemagne	3 381	119,3	89,0
Campine	2 360	83,3	110,5
Sud de la Belgique	1 864	65,8	140,3
Belgique	2 102	72,4	124,9
Nord/Pas-de-Calais	1 805	63,7	122,3
Lorraine	3 704	130,7	97,3
Centre-Midi	2 177	76,8	119,1
France	2 241	79,1	113,8
Pays-Bas	2 428	85,7	120,4
Communauté	2 833	100,0	100,0

⁽¹⁾ Valeurs provisoires.

La rentabilité d'un siège n'est d'ailleurs pas uniquement conditionnée par sa productivité et le niveau de ses coûts. Elle est fonction également de la

qualité du charbon extrait et de la situation géographique du siège par rapport aux centres de consommation.

45. Tandis qu'entre 1960 et 1965 les coûts de production en valeur nominale — c'est-à-dire sans correction de la tendance générale à la hausse des prix — ont augmenté de 3,8 % en moyenne, leur accroissement n'a été que de 1 % en 1966 et de 0,1 % en 1967. En valeur réelle, les coûts de production ont plutôt baissé au cours des dernières années, au moins depuis 1966.

TABLEAU 25

Prix de revient

(Moyenne communautaire = 100)

Bassin	1960	1965	1966	1967 (1)	Variation 1965/60		Variation	Variation
					total	% annuelle	% 1966/65	% 1967/66 (1)
Aix-la-Chapelle	109,9	107,8	110,0	106,6	+ 18,2	+ 3,4	+ 3,1	— 3,1
Ruhr	93,2	91,3	89,2	87,4	+ 18,0	+ 3,4	— 1,3	— 2,0
Sarre	95,5	92,7	91,4	91,5	+ 17,0	+ 3,2	— 0,4	± 0
Allemagne	94,5	92,4	90,7	89,0	+ 17,9	+ 3,4	— 0,9	— 1,8
Campine	110,6	104,1	108,9	110,5	+ 13,4	+ 2,6	+ 5,8	+ 1,5
Belgique Sud	130,7	128,6	133,8	140,3	+ 18,5	+ 3,5	+ 5,2	+ 4,9
Belgique	122,3	116,5	121,8	124,9	+ 14,8	+ 2,8	+ 5,6	+ 2,7
Nord/Pas-de-Calais	109,1	118,5	119,2	122,3	+ 30,8	+ 5,5	+ 1,7	+ 2,6
Lorraine	90,2	94,8	95,3	97,3	+ 26,8	+ 4,8	+ 1,6	+ 2,1
Centre-Midi	107,4	112,4	118,2	119,1	+ 26,1	+ 4,8	+ 6,2	+ 1,0
France	103,8	110,1	111,7	113,8	+ 27,8	+ 5,0	+ 2,5	+ 2,0
Pays-Bas	105,9	116,8	120,2	120,4	+ 32,9	+ 5,9	+ 4,0	+ 0,2
Communauté	100,0	100,0	100,0	100,0	+ 20,5	+ 3,8	+ 1,0	+ 0,1

(1) Données provisoires.

L'industrie charbonnière étant une industrie à fort coefficient de main-d'oeuvre — plus de la moitié des coûts de production sont constitués par des charges salariales — les coûts de production dépendent dans une large mesure du rendement et de l'évolution des salaires dans les charbonnages.

TABLEAU 26

Influence des variations du rendement par poste et des charges salariales sur les coûts de production

	Allemagne	France	Belgique	Pays-Bas
Variation annuelle du rendement par homme et par poste au fond en %				
1965/60	+ 5,8	+ 2,5	+ 3,5	+ 4,2
1966/65	+ 8,0	+ 3,2	+ 6,5	+ 2,3
1967/66	+ 11,0	+ 6,5	+ 5,3	+ 5,3
Variation annuelle des dépenses des employeurs pour les salaires et charges connexes, par heure, en %				
1965/60	+ 7,8	+ 8,2	+ 8,9	+ 9,3
1966/65	+ 4,6	+ 5,5	+ 7,2	+ 7,5
1967/66 ⁽¹⁾
Variation annuelle des coûts de production en %				
1965/60	+ 3,4	+ 5,0	+ 2,8	+ 5,9
1966/65	- 0,9	+ 2,5	+ 5,6	+ 4,0
1967/66 ⁽¹⁾	- 1,8	+ 2,0	+ 2,7	+ 0,2

⁽¹⁾ Valeurs provisoires.

D'autres facteurs interviennent aussi, tel le degré d'utilisation de la capacité des installations. En effet, une utilisation moindre des capacités résultant par exemple d'une augmentation des postes chômés accroît la part des charges fixes dans les coûts de production. Ce phénomène apparaît clairement dans le cas de la Belgique en 1966 et de l'Allemagne en 1967.

Évolution des recettes

46. Le niveau des recettes reflète la situation de marché dans laquelle se trouve le charbon par rapport aux autres formes d'énergie. Il est aussi fonction de la position géographique des différents bassins par rapport aux centres de consommation et des différences de qualité des charbons produits. En outre, les recettes sont affectées par les mesures de politique énergétique prises par les gouvernements telles que subventions, droits de douane, taxes de consommation sur les produits énergétiques concurrents etc. . .

Après une progression encore sensible de 1960 à 1965, les recettes des charbonnages ont diminué d'une manière notable en 1966 et en 1967, ce qui traduit la situation de concurrence toujours plus sévère à laquelle le charbon de la Communauté a dû faire face. Ce phénomène a joué dans l'ensemble de la Communauté à l'exception des Pays-Bas où la production s'est de plus en plus concentrée, au cours des dernières années, sur les charbons permettant une forte recette.

TABLEAU 27

*Variation annuelle des recettes de la production charbonnière
de la Communauté*

	Allemagne	Belgique	France	Pays-Bas
1965/60	+ 2,6	+ 1,6	+ 1,8	+ 3,6
1966/65	— 1,5	— 3,3	— 0,6	+ 0,4
1967/66 ⁽¹⁾	— 0,6	— 5,2	— 1,8	+ 0,2

⁽¹⁾ Valeur provisoire.

TABLEAU 28

Évolution des recettes dans les bassins charbonniers de la Communauté

(Moyenne communautaire = 100)

Bassin	1960	1965	1966	1967 ⁽¹⁾	Variation 1965/60		Variation	Variation
					total	% annuelle	% 1966/65	% 1967/66 ⁽¹⁾
Aix-la-Chapelle	118,9	121,3	124,5	123,9	+ 14,6	+ 2,8	+ 1,1	— 1,8
Ruhr	97,2	98,4	98,4	99,4	+ 13,8	+ 2,6	— 1,5	— 0,4
Sarre	101,0	101,5	100,0	99,7	+ 12,9	+ 2,4	— 3,0	— 1,7
Allemagne	98,9	100,1	100,1	100,9	+ 13,6	+ 2,6	— 1,5	— 0,6
Campine	101,8	94,0	92,6	87,4	+ 3,8	+ 0,7	— 3,1	— 6,8
Belgique Sud	118,2	119,7	117,2	115,7	+ 13,8	+ 2,6	— 3,6	— 2,6
Belgique	111,3	107,1	105,2	101,1	+ 8,1	+ 1,6	— 3,3	— 5,2
Nord/Pas-de-Calais	101,2	98,3	99,5	98,2	+ 9,1	+ 1,8	— 0,3	— 2,7
Lorraine	88,7	86,4	86,8	87,1	+ 9,4	+ 1,8	— 1,0	— 1,0
Centre-Midi	93,7	91,2	92,0	93,1	+ 9,4	+ 1,8	— 0,7	— 0,2
France	96,2	93,3	94,2	93,7	+ 9,0	+ 1,8	— 0,6	— 1,8
Pays-Bas	109,2	115,9	118,2	120,0	+ 19,2	+ 3,6	+ 0,4	+ 0,2
Communauté	100,0	100,0	100,0	100,0	+ 12,3	+ 2,3	— 1,5	— 1,4

⁽¹⁾ Données provisoires.

47. L'évolution différente des coûts de production, d'une part, et des recettes de l'autre, ont conduit à un déficit croissant des charbonnages, malgré des mesures renforcées de protection ou d'aide à l'industrie charbonnière et des systèmes de subvention aux consommateurs.

Seule une évaluation chiffrée de l'incidence de ces diverses mesures peut permettre une appréciation des perspectives des charbonnages.

C. MESURES D'INTERVENTION

Politique commerciale

48. Le commerce extérieur est important pour l'approvisionnement en charbon de la Communauté. En 1967, 24,2 millions de tonnes de houille ont été importées; dans la même année, 2,3 millions de tonnes de charbon et 2,6 millions de tonnes de coke ont été exportées.

La compétence en matière de politique commerciale vis-à-vis des pays tiers, pour le charbon, appartient essentiellement aux gouvernements. Les politiques des États membres qui sont dictées essentiellement par les intérêts nationaux (politique commerciale générale, possibilités d'achats favorables, échanges entre produits industriels, problèmes sociaux etc...), ont conduit à une certaine diversité des mesures prises en ce qui concerne les importations de charbon. Le charbon importé de pays tiers ne participe donc pas à l'union douanière qui est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 1968, et qui s'applique aux autres produits énergétiques.

49. Dans les grandes lignes, la politique commerciale charbonnière des pays de la Communauté se présente comme suit :

Allemagne

Limitation quantitative des importations de charbon en provenance des pays tiers par un contingent tarifaire à droit nul s'élevant à 6 millions de tonnes par an. Le droit de douane de 20 DM la tonne (16 DM la tonne depuis le 1^{er} juillet 1968) n'est pratiquement pas appliqué, les licences d'importation n'étant accordées que dans les limites du contingent tarifaire. Répartition régionale de ce contingent à l'exclusion de la région située entre le canal du Mittelland et la ligne Rhin-Main.

Belgique

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon en provenance des pays tiers. Les quantités à importer sont fixées périodiquement par l'administration pour les fines à coke, le charbon domestique et le charbon industriel et sont apurées au moyen de licences d'importation.

France

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon en provenance des pays tiers. Les tonnages à importer font l'objet de programmes périodiques établis par l'Administration et sont apurés par l'ATIC.

Pays-Bas

Aucun droit de douane n'est perçu sur les importations de charbon à usage domestique en provenance des pays tiers. Les quantités importées sont fixées par voie administrative, suivant la situation du marché. Les autres catégories de charbon sont importées librement, à l'exception des livraisons en provenance des Pays de l'Est qui font l'objet de contingents.

Italie

Importations libéralisées avec obligation de licences pour les importations de coke des pays de l'Est. Droit de douane de 10 % sur les importations de coke avec ristourne pour la sidérurgie.

Subventions aux entreprises

50. Dans le Protocole d'accord du 21 avril 1964, relatif aux problèmes énergétiques, les gouvernements ont affirmé la nécessité de réaliser un marché commun de l'énergie, en même temps qu'ils en ont fixé les principes et les buts. En exécution de ces principes, la Haute Autorité, sur avis conforme du Conseil spécial des Ministres de la CEECA, a promulgué la décision n° 3-65 du 17 février 1965 relative au régime communautaire des interventions des États membres en faveur de l'industrie houillère et la décision n° 1-67 du 21 février 1967 relative aux charbons à coke destinés à la sidérurgie de la Communauté.

Suivant les dispositions de la décision n° 3-65, la Commission peut autoriser l'octroi d'aides des États aux entreprises en vue de favoriser la rationalisation et d'éviter des troubles graves dans la situation économique et sociale de certaines régions, dans la mesure où ces aides ne sont pas de nature à porter préjudice au bon fonctionnement du marché commun. La décision n° 3-65 règle en même temps la compensation des charges sociales du régime minier anormalement élevées (cf. tableaux 29 a) et 29 b).

Cette décision, entrée en vigueur le 1^{er} mars 1965 et qui à l'origine était applicable jusqu'au 31 décembre 1967, a été prolongée jusqu'au 31 décembre 1970.

TABLEAU 29 a)

*Évolution des mesures financières
pour la couverture des charges sociales «anormales»
au titre de l'article 2 al. 2 de la Décision n° 3-65*

	Subvention au titre de l'art. 2, al. 2				Variation 1968/67	
	1965	1966	1967	1968	valeur absolue	%
<i>Allemagne</i> ⁽¹⁾ millions de DM millions d'u.c. u.c./t	2 117,5 529,4 3,76	2 272,4 568,1 4,33	2 570,0 642,5 5,52	2 734,4 683,6 5,92	+ 164,4 + 41,1 + 0,40	+ 6,4 + 7,2
<i>France</i> millions de FF millions d'u.c. u.c./t	1 256,7 254,6 4,96	1 377,4 279,0 5,55	1 530,0 309,9 6,50	1 610,8 326,3 7,05	+ 80,8 + 16,4 + 0,55	+ 5,3 + 8,5
<i>Belgique</i> ⁽²⁾ millions de FB millions d'u.c. u.c./t	5 508,1 110,2 5,57	5 871,6 117,4 6,71	6 412,9 128,3 7,82	6 555,2 131,1 8,86	+ 142,3 + 2,8 + 1,04	+ 2,2 + 13,3
<i>Pays-Bas</i> millions de FL millions d'u.c. u.c./t	35,5 9,8 0,84	76,0 21,0 2,04	76,0 21,0 2,53	75,7 20,9 2,99	— 0,3 — 0,1 + 0,46	— 0,4 + 18,2
<i>Communauté</i> millions d'u.c. u.c./t	904,0 4,05	985,5 4,71	1 101,7 5,83	1 161,9 6,33	+ 60,2 + 0,50	+ 5,5 + 8,6
<i>Production</i> (millions de t)						
Allemagne	140,6	131,3	116,5	115,5	— 1,0	— 0,9
France	51,3	50,3	47,7	46,3	— 1,4	— 2,9
Belgique	19,8	17,5	16,4	14,8	— 1,6	— 9,8
Pays-Bas	11,7	10,3	8,3	7,0	— 1,3	— 15,7
Total	223,4	209,4	188,9	183,6	— 5,3	— 2,8

(1) Les calculs sont basés sur la considération que l'industrie houillère représente 80 % de l'industrie minière dans son ensemble.

(2) Les calculs sont basés sur la considération que l'industrie houillère représente 98 % de l'industrie minière dans son ensemble.

TABLEAU 29 b)

*Évolution des subventions des États membres
au titre des art. 3 à 5 de la Décision n° 3-65*

	Subventions au titre des art. 3 à 5				Variation 1968/67	
	1965 ⁽¹⁾	1966 ⁽¹⁾	1967	1968 ⁽²⁾	en valeur absolue	%
<i>Allemagne</i>						
en millions de DM	81,8	141,9	546,9	611,9	+ 65,0	+ 11,9
en millions d'u.c.	20,4	35,5	136,7	153,0	+ 16,3	
u.c./t	0,15	0,27	1,17	1,32	+ 0,15	+ 12,8
<i>France</i>						
en millions de FF	214,8	329,8	612,6	866,6	+ 254,0	+ 41,5
en millions d'u.c.	43,5	66,8	124,1	175,5	+ 51,4	
u.c./t	0,85	1,33	2,60	3,79	+ 1,19	+ 45,8
<i>Belgique</i>						
en millions de FB	886,0	2 725,1	3 955,4	3 860,9	— 94,5	— 2,4
en millions d'u.c.	17,7	54,5	79,1	77,2	— 1,9	
u.c./t	0,90	3,11	4,82	5,22	+ 0,40	+ 8,3
<i>Pays-Bas</i>						
en millions de FL	—	25,0	45,0	60,0	+ 15,0	+ 33,3
en millions d'u.c.	—	6,9	12,4	16,6	+ 4,2	
u.c./t	—	0,67	1,49	2,37	+ 0,88	+ 59,1
<i>Communauté</i>						
en millions d'u.c.	81,6	163,7	352,3	422,3	+ 70,0	+ 19,9
u.c./t	0,37	0,78	1,87	2,30	+ 0,43	+ 23,0

La décision n° 1-67 a créé un système communautaire pour favoriser l'écoulement du charbon à coke et du coke en permettant l'alignement de son prix sur celui du charbon américain importé. Cette décision, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1967, est applicable jusqu'au 31 décembre 1968.

51. Les mesures financières des États dans le secteur du charbon revêtent les formes suivantes :

- subventions aux consommateurs;
- subventions directes aux producteurs;
- subventions indirectes aux producteurs;
- autres subventions;
- aides gouvernementales à la sécurité sociale.

Les mesures appliquées par les pays producteurs de la Communauté sont détaillées en appendice (pp. 115-127). A côté des versements de l'État à carac-

TABLEAU 30

Subventions charbon à coke suivant la Décision n° 1-67

Destinataires des subventions	1967			1968		
	monnaie nationale	u.c.	u.c./t	monnaie nationale	u.c.	u.c./t
	millions	millions		millions	millions	
Allemagne	178,6	44,7	0,38	219,0	54,8	0,47
France	46,9	9,5	0,20	46,9	9,5	0,21
Belgique	457,7	9,2	0,56	457,7	9,2	0,62
Pays-Bas	3,6	1,0	0,12	4,4	1,2	0,17
Total	//	64,4	0,34	//	74,7	0,41

(1) Paiements effectifs.

(2) Prévisions.

tère social, qui représentent partout les montants les plus importants, les gouvernements français, belge et néerlandais accordent essentiellement des subventions directes aux producteurs, tandis que les mesures du gouvernement allemand sont plus diversifiées et comportent en particulier des subventions aux consommateurs.

2. LE LIGNITE

52. Le terme «lignite» couvre divers combustibles dont le pouvoir calorifique varie assez fortement suivant leur teneur en matières volatiles et en eau, qu'il s'agisse de lignite récent (1 tonne = 0,2 à 0,4 tec) de Hartbraunkohle (1 tonne = 0,5 tec) ou de lignite ancien (1 tonne = 0,6 à 0,7 tec). En 1967, la production communautaire qui assurait plus de 90 % de l'approvisionnement du marché en lignite, se composait d'environ 100 millions de tonnes de lignite récent, extrait principalement en Allemagne, et de 2,6 millions de tonnes de lignite ancien, produit à raison de 1/3 en Allemagne et de 2/3 en France.

A. LE MARCHE

53. Les emplois du lignite sont peu diversifiés et se concentrent surtout sur la transformation en énergie dérivée. Dans la Communauté, 65 % des disponibilités en lignite sont utilisées par les centrales électriques, et couvrent ainsi entre 16 et 17 % de la production brute d'électricité d'origine thermique classique. La fabrication des agglomérés absorbe 28 % des disponibilités; les briquettes de lignite sont destinées principalement aux foyers domestiques qui reçoivent plus de 80 % des livraisons de ce type de combustible sur le marché intérieur.

La consommation de lignite est donc fortement dépendante des facteurs qui influencent les besoins de ses deux principaux utilisateurs, c'est-à-dire d'une part la demande d'électricité et les fluctuations de l'hydraulicité et, d'autre

TABLEAU 31
Données de base concernant le lignite et les briquettes
de lignite (1967)

	Consommation intérieure (Mio tec)			Secteur de consommation (Mio tec)			
	Lignite (1)	Briquettes	Total	Lignite (1)	Briquettes	Total	
Allemagne	19,1	9,2	28,3	Centr. électr.	19,7	0,2	19,9
Belgique	—	0,0	0,0	Foyers domest.	0,2	8,1	8,3
France	1,5	0,2	1,7	Autres industr.	1,3	1,2	2,5
Italie	0,8	0,2	1,0	Divers	0,3	0,2	0,5
Luxembourg	—	0,1	0,1				
Pays-Bas	0,0	0,1	0,1				
Communauté	21,4	9,8	31,2	Total	21,5	9,7	31,2

(1) Non compris le lignite transformé en briquettes.

II. APPROVISIONNEMENT

	Production lignite (Mio tec)	Production briquettes (Mio tec)	Importations de pays tiers (Mio tec)				
			Lignite	Briquettes	Total		
Allemagne	26,9	Allemagne	8,2	Allemagne	0,6	1,7	2,3
Belgique	—	Belgique	—	Belgique	—	0,0	0,0
France	1,5	France	—	Italie	—	0,0	0,0
Italie	0,8	Italie	—				
Luxembourg	—	Luxembourg	—	Communauté	0,6	1,7	2,3
Pays-Bas	—	Pays-Bas	0,0	Exportation	—	0,2	0,2
Communauté	29,2	Communauté	8,2	Import. nettes	0,6	1,5	2,1
		<i>Echanges intracommunautaires</i>					
		Lignite			0,0		
		Briquettes			0,5		
		Total			0,5		

III. DONNÉES TECHNIQUES

	Production de lignite				Production de briquettes			
	Nombre sièges		% extraction totale		Nombre usines		% production totale	
Allemagne	30		92		13 (*)		99,75	
dont Rhénanie		10		77		10 (*)		84,00
France	6		5		—		—	
dont Provence		5		4				
Italie	3		3		—		—	
Pays-Bas	—		—		1		0,25	
Communauté	39	100	100		14		100	

(*) Dont 1 producteur de semi-coke.

part, les écarts de la température. Mais aux variations assez amples et soudaines de la consommation, répond une grande souplesse de l'extraction du lignite.

Entre 1960 et 1967, la consommation de lignite dans les centrales électriques s'est accrue annuellement d'à peu près 5 %, en raison principalement du prix avantageux de ce combustible. On notera à ce sujet que la part des coûts de combustibles dans les coûts totaux pour la production d'électricité se chiffre à environ 40 % pour le lignite alors qu'elle atteint 55 % dans le cas de la houille.

En fin d'année 1967, les centrales électriques pouvant utiliser du lignite récent représentaient environ 11 % de la puissance thermique classique, installée dans la Communauté. Par pays, et par type de centrales, elles se répartissaient comme indiqué au tableau 32.

TABLEAU 32

Puissance installée des centrales électriques pouvant fonctionner au lignite récent à fin 1967

	Allemagne	France	Italie	Communauté
<i>Centrales monovalentes</i>				
Au lignite (en MWe)	8 400	245	—	8 645
Part du lignite dans le total «monovalent» (en %)	24,7	2,0	—	9,8
<i>Centrales bivalentes</i>				
— Lignite/charbon (en MWe)	26	—	—	26
— Lignite/pétrole (en MWe)	197	—	482	679
— Lignite/gaz naturel (en MWe)	60	—	—	60
Part du lignite dans le total «bivalent» (en %)	3,3	—	8,1	3,0
<i>Total pouvant fonctionner au lignite (en MWe)</i>	8 683	245	482	9 410
Part du lignite dans le total «mono-, bi- et trivalent» (en %)	20,3	1,5	3,7	10,6

La consommation des briquettes de lignite, destinées principalement aux foyers domestiques, a marqué une légère progression jusqu'en 1963; elle subit depuis lors une régression comparable à celle des autres combustibles solides dans ce secteur de consommation. L'adaptation de la production aux nouvelles conditions de la demande s'étant faite sans réductions importantes des capacités, il ne se pose aucun problème technique pour assurer un approvisionnement satisfaisant du marché.

B. L'APPROVISIONNEMENT

54. En 1967, la production de lignite dans la Communauté s'est élevée à 29,2 millions de tec. Les effectifs occupés à la production étaient de 30 000 hommes environ.

TABLEAU 33
Production de lignite en 1967

	Production 1967			Ouvriers à la production (moyenne 1967)	Production moyenne par jour ouvré (1967)
	tout lignite	dont			
		lignite récent	lignite ancien		
(Mio tec)	(Mio t)	(Mio t)	(1000)	(1000 tec)	
Rhénanie	22,50	83,04	—	16,9	74,8
Basse-Saxe	1,40	5,15	—	4,1	4,6
Hesse	1,02	3,76	—	2,4	3,4
Bavière	1,95	4,82	0,89	3,5	6,5
Total Allemagne	26,87	96,77	0,89	26,9	89,3
Provence	1,24	—	1,73	2,4	4,8
Région landaise	0,28	1,19	—	0,2	0,9
Total France	1,52	1,19	1,73	2,6	5,7
Total Italie	0,78	3,62	—	.	.
Communauté	29,17	101,58	2,62	.	.

La principale société rhénane d'extraction du lignite, la «Rheinische Braunkohlenwerke AG», produisant 75 % du lignite communautaire, dépend du plus grand producteur d'électricité d'Allemagne (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke). En général, les autres exploitations de Rhénanie appartiennent également au secteur privé tandis que dans les autres bassins allemands il s'agit principalement de sociétés publiques. C'est en Allemagne que se trouve la quasi-totalité des fabriques de briquettes de la Communauté. En France, les bassins de Provence sont gérés par les «Charbonnages de France» tandis que l'exploitation d'Arjuzanx dépend de l'électricité de France.

La part de la France et de l'Italie ne représentant qu'environ 8 % de l'extraction du lignite dans la Communauté, l'Allemagne assure la majeure partie de la production et seules les réserves de ce pays doivent être prises en considération pour un examen des perspectives à long terme du lignite dans la Communauté.

Les réserves *en place* s'élèvent à environ 80 millions de tonnes en Hesse, 110 millions de tonnes en Basse-Sarre, 70 millions de tonnes en Bavière et 59 milliards de tonnes en Rhénanie. Dans le total, les réserves *économiquement récupérables* de la Rhénanie représentent 8 milliards de tonnes; elles permettraient le maintien de la production rhénane actuelle (83 millions de tonnes par an), pendant environ 95 années. Il faut néanmoins tenir compte, pour ce bassin, de l'inclinaison des couches exploitables qui affleurent dans le Nord mais s'enfoncent au fur et à mesure qu'on descend vers le Sud, ce qui limite les lieux d'implantation possible d'unités de production économiquement rentables.

Dans les exploitations à ciel ouvert hautement mécanisées, qui sont la majorité, la production par homme et par poste est particulièrement élevée (25 tonnes en France, 40 tonnes en Allemagne), et sans comparaison avec les chiffres de rendement des mines de houille. Dans les exploitations souterraines, le rendement oscille entre 4 et 7 tonnes.

Dans l'ensemble, le lignite permet un approvisionnement énergétique bon marché et abondant. Pour le lignite rhénan dont l'extraction est hautement mécanisée, les amortissements et intérêts du capital représentent 35 % du coût total de production, les coûts d'exploitation environ 30 %, les dégâts miniers et le réaménagement du site 25 % et les frais généraux 10 %. Le prix de vente moyen aux centrales de 8,75 \$ par tec fait du lignite un produit énergétique compétitif pour la production d'électricité. Quant aux briquettes de lignite, leur prix départ usine varie, selon la qualité, autour de 15 \$ par tec.

Il convient d'ajouter que, contrairement aux mines de houille, les entreprises productrices de lignite demeurent rentables et ne bénéficient de subventions, ni au niveau de la production ni au niveau de l'écoulement dans les centrales électriques.

55. La Communauté était importatrice nette de lignite (pour un quart en lignite brut et trois quarts en briquettes) à raison de 7 % des ressources en 1967. Les échanges intracommunautaires portent sur un montant très faible (1,6 % des ressources en 1967).

APPENDICE

Catalogue des mesures gouvernementales en vigueur en 1968
dans le secteur du charbon ⁽¹⁾

(A l'exception des mesures de politique commerciale et de politique pétrolière)

1) ALLEMAGNE

Mise en application
des mesures

1956 *Accord sur la Sarre.*

Accord intergouvernemental du 27 octobre 1956 entre la République fédérale d'Allemagne et la République Française au sujet du règlement du problème sarrois, dans lequel il est disposé que la France s'oblige à prendre à sa charge l'achat annuel du tiers de la production de charbon disponible pour la vente.

1969 *Subvention aux frais de transport de la houille.*

Décision du Bundestag allemand du 9 mars 1960.

Les « directives » y afférentes ont été publiées le 2 avril 1964 dans le n° 64 du Bundesanzeiger; des modifications ont été apportées aux « directives » le 4 août 1965 et le 5 mai 1967.

Objet : Par cette mesure, les frais de transport par fer et par la voie fluviale sont abaissés de 7,6 % sur le parcours allemand pour le charbon de toute provenance. Cette subvention est calculée sur le montant net, hors T.V.A.

Montant des subventions pour 1968 : 57 millions de DM.

1963 *Loi du 29 juillet 1963 (BGBl, I, p. 549) sur l'encouragement à la rationalisation dans l'industrie charbonnière (modifiée à diverses reprises).*

Objet : Rationalisation de l'industrie minière.

La prime totale pour les fermetures se monte à 25 DM/t de production utilisable. La moitié de cette prime de base provient d'un prélèvement des membres, l'autre moitié de l'État.

Durée de la mesure : Jusqu'au 31 août 1968 (jusqu'au 31.8.1971 pour les crédits et garanties).

Montants des subventions pour 1968.

35,0 millions de DM primes de fermeture
65,0 millions de DM aides de financement

100,0 millions de DM

⁽¹⁾ Lorsque ces mesures comportent des aides financières aux charbonnages, elles tombent sous les dispositions de la Décision n° 3-65 et sont soumises à l'autorisation de la Commission.

APPENDICE

Mise en application des mesures

- 1964 *Directives pour l'encouragement de la Construction de centrales de chauffage collectif et de chauffage à distance.* Directives décrétées par le ministre fédéral de l'économie le 11 août 1964 (Bundesanzeiger n° 153, p. 1. Modifiées le 20.8.1965).
Objet : Stabilisation des ventes de houille de la Communauté et amélioration de l'épuration de l'air.
Durée : jusqu'en 1969.
Montant de la subvention pour 1968 :
13,5 millions de DM.
- 1965 *Loi pour l'encouragement de l'utilisation de la houille dans les centrales thermiques.* La loi est entrée en vigueur le 17 août 1965 (BGBl. I, p. 777).
Durée : Avantages fiscaux sur dix ans pour la construction de nouvelles centrales thermiques alimentées au charbon, réalisées entre le 30 juin 1964 et le 1^{er} juillet 1971.
Moins value dans la rentrée des impôts au titre de 1968 :
150 millions de DM.
Subventions pour la décentralisation de stocks de charbon.
Contrat conclu le 9 décembre 1965 entre le Gouvernement fédéral et la «Notgemeinschaft Deutscher Steinkohlenbergbau» pour la décentralisation d'un stock de 4 millions de tonnes de charbon.
Objet : Neutralisation d'un certain tonnage de la production de houille pendant une période donnée.
Durée : jusqu'en 1969/70.
Montant des subventions pour 1968 : 29,4 millions de DM.
- 1966 Fondation le 13 novembre 1966 de l'«Aktionsgemeinschaft Deutsche Steinkohlenreviere» sur une base d'économie privée. L'État prend à sa charge une prime de fermeture de 15.— DM par tonne produite (Contrat entre la République fédérale et l'Aktionsgemeinschaft du 22.3.1965) et accorde dans les cas de fermetures, des franchises d'impôts suivant les règlements du «Rationalisierungsverband».
Objet : Restructuration des régions minières et aides financières pour les fermetures de mines en dehors du «Rationalisierungsverband».
Durée : illimitée.
Montants des subventions pour 1968 :
135,0 millions de DM de prime de fermeture
13,5 millions de DM d'aides de financement
-
- 148,5 millions de DM

APPENDICE

Mise en application des mesures

- 1966 *Loi visant à assurer la consommation de houille dans la production d'électricité.* La loi a été promulguée le 10 septembre 1966 (BGBl. I, p. 545) et est entrée en vigueur rétroactivement à compter du 1^{er} juillet 1966.
Durée : Subventions sur dix ans pour la consommation supplémentaire de charbon dans les centrales thermiques existantes, ou nouvellement construites entre le 30 juin 1966 et le 1^{er} juillet 1971.
Montant des subventions pour 1968 : 60 millions de DM.
- 1967 *Subventions de l'État pour le règlement de postes de récupération perdus.* Contrat conclu le 22 décembre 1966 entre le Gouvernement fédéral et la «Notgemeinschaft Deutscher Kohlenbergbau» (Entrée en vigueur le 27 décembre 1966).
Objet : Les pertes de salaire occasionnées aux mineurs par la suppression de postes de récupération doivent être compensées et la continuité de l'emploi assuré.
Durée : jusqu'en 1968 inclus.
Montant des subventions pour les 6 postes de récupération perdus en 1968 : 129 millions de DM.
- 1967 *Subventions de l'État pour la perte des postes de récupération restant encore au titre de 1968.* Elles ont pour base le contrat passé le 20 juillet 1967 entre le Gouvernement fédéral et la «Notgemeinschaft Deutscher Kohlenbergbau».
Objet : Éviter des pertes de revenus aux mineurs.
Durée : année 1968.
Montant des subventions pour 1968 : 102 millions de DM.
- 1967 *Octroi d'une indemnité à des travailleurs licenciés de l'industrie houillère.* Les directives y afférentes ont été publiées le 14 juillet 1967 (Bundesanzeiger n° 134 du 21.7.1967).
Objet : Éviter des pertes de revenus aux ouvriers.
Durée : Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi sur la reconversion et l'assainissement de l'industrie et des bassins charbonniers allemands.
Montant des subventions pour 1967 : 30 millions de DM.
- 1967 *Compensation des postes chômeés dans l'industrie charbonnière* (Règlement des postes chômeés).
Les directives y afférentes ont été publiées le 14 juillet 1967 (Bundesanzeiger n° 134 du 21 juillet 1967) et complétées le 5 décembre 1967 (Bundesanzeiger n° 229).
Objet : Éviter des pertes de revenus aux mineurs.
Durée : 1968.
Montant des subventions pour 1968 : 50 millions de DM.

APPENDICE

Mise en application des mesures

- 1967 *Directives relatives à l'octroi de subventions pour l'utilisation du charbon communautaire*, en sus de la loi visant à assurer les débouchés de la houille dans la production d'électricité. (Élimination du fuel comme mesure préparatoire à l'application des lois sur l'utilisation du charbon pour la production d'électricité) (Bundesanzeiger n° 164 du 1.9.1967).
Objet : Limitation complémentaire de l'utilisation de fuel.
Durée : Jusqu'à ce que les lois sur l'utilisation du charbon pour la production d'électricité produisent tous leurs effets.
- 1967 *Réforme de la loi sur les primes aux mineurs*.
Unification de la prime à 2,50 DM par poste pour les salariés à la tâche et au poste (Loi du 22.12.1967; BGBl. I, p. 1347).
La réforme de la loi conduira probablement à une diminution des recettes de l'impôt sur les salaires d'environ 103 millions de DM en 1968.
Objet : Offrir de nouveaux intérêts à l'emploi de main-d'œuvre qualifiée dans les charbonnages.
- 1967 *Loi sur la reconversion et l'assainissement de l'industrie et des bassins charbonniers allemands*. Conformément aux délibérations finales du Bundestag allemand, la loi doit être promulguée prochainement.
Objet : Restructuration et établissement d'un plan social pour les bassins miniers allemands.
Durée : illimitée.
Subventions de l'État en faveur de la sécurité sociale des mineurs (Bases légales générales).
Durée : illimitée.
Montants des subventions pour 1968 : 2 734,4 millions de DM (Sans péréquation financière par le régime général pour l'assurance-accidents).
Autres mesures sociales de réadaptation du Gouvernement fédéral avec la participation financière de la Commission des Communautés européennes (art. 56 du traité C.E.C.A. notamment).

2) BELGIQUE

- 1945 *Subventions de l'État pour réduire les tarifs de chemins de fer en faveur des mineurs*.
Durée : illimitée.
Montant des subventions pour 1968 : 41 millions de FB.

APPENDICE

Mise en application
des mesures

- 1945 *Paiement sur fonds de l'État d'une prime d'embauchage aux mineurs nouvellement engagés.*
Loi du 14 avril 1945, amendée par Arrêté du 29 novembre 1945.
Objet : Favoriser l'embauchage dans les charbonnages.
Durée : illimitée.
Montant de la subvention pour 1968 : 0,8 millions de FB.
- 1946 *Subventions pour la diminution du taux d'intérêt des hypothèques contractées par des mineurs pour la construction de logements personnels.*
Durée : illimitée.
Montant des subventions pour 1967 : 78,6 millions de FB.
- 1949 *Subventions aux collectivités sur le territoire desquelles résident des travailleurs des charbonnages.*
Loi du 22 février 1949.
Objet : Certains dégrèvements fiscaux accordés aux mineurs provoquent une réduction des recettes fiscales des communes, qui est compensée par le gouvernement.
Durée : illimitée.
Montant des subventions pour 1967 : 12 millions de FB.
- 1950 *Subventions en faveur de la caisse de vacances des mineurs.*
Objet : Couverture du déficit.
Durée : illimitée.
Montant des subventions pour 1968 : 186 millions de FB.
- 1955 *Subventions pour le remboursement de prêts en faveur des mines marginales du Borinage.*
Objet : Abaissement des charges financières des emprunts contractés en 1955.
Durée : inconnue.
Montant des aides pour 1967 : 12,7 millions de FB.
- 1961 *Création d'un Directoire charbonnier en vue de faciliter l'adaptation de la production belge de houille aux possibilités d'écoulement.*
1967 Établissement, par le Directoire, d'un programme pour l'assainissement de l'industrie houillère. A cette effet prévisions de production pour 1970 :

Campine	6,6 millions de t.
Belgique Sud	4,4 millions de t.
Total	<hr/> 11,0 millions de t.

APPENDICE

Mise en application
des mesures

- 1965/66 Conclusions de *contrats de livraisons à long terme* entre les charbonnages belges et l'industrie sidérurgique et l'économie d'électricité belge. Ces deux groupes d'utilisateurs n'importent du charbon des pays tiers qu'en quantités limitées.
- 1966 *Fixation d'un cahier des charges* pour la détermination des subventions de l'État accordées aux entreprises. Contrats entre le Gouvernement belge et chacune des entreprises subsidiées conformément aux décisions du «Comité interministériel pour la coordination économique et sociale» en date des 29 juillet 1966, 12 octobre 1966, 15 février 1967 et 15 juin 1967.
Durée : illimitée.
Montants des subventions pour 1968 :
- | | |
|---------------------------------------|------------------------|
| Couverture des pertes des entreprises | 3 252,3 millions de FB |
| Prime de bilan annuel | 264,0 |
| Subventions d'amortissement | 147,6 |
| Subventions d'investissement | 197,0 |
| | <hr/> |
| | 3 860,9 millions de FB |
- 1967 *Fusion des mines de Campine* (Décision de 11.9.1967).
Contrat conclu le 18 septembre 1967 entre le Gouvernement belge et les mines de Campine fusionnées sur la couverture par l'État des pertes d'exploitation et la réduction coordonnée de la production.
- 1967 *Subventions de l'État à l'assurance sociales des mineurs* (Bases légales générales).
Durée : illimitée.
Montants des subventions pour 1968 :
- | | |
|--|------------------------|
| Assurance-vieillesse et survivants | 3 600,0 millions de FB |
| Montant supplémentaire pour la couverture du déficit | 73,0 |
| Assurance-invalidité | 2 270,0 |
| Maladies professionnelles (silicose) | 746,0 |
| | <hr/> |
| | 6 689,0 millions de FB |
| | <hr/> |
| dont pour les charbonnages | 6 555,2 millions de FB |
- 1967 *Autres mesures de reconversion et d'adaptation*. Nombreuses mesures dans le cadre de l'article 56 du Traité C.E.C.A.; en 1968 notamment, le Gouvernement belge accorde 290 millions de FB pour la réadaptation de mineurs licenciés.

APPENDICE

Mise en application des mesures

3) FRANCE

1939 Par décret du 26 septembre 1939, la «Caisse de compensation des prix de combustibles minéraux solides» a été fondée en tant qu'institution de l'État. Les besoins financiers annuels de la caisse sont couverts par le poste n° 44-11 du budget du ministre de l'industrie (base juridique).

Objet de la caisse : compensation des frais de transport pour la navigation intérieure, baisse des prix du charbon importé en France etc.

Durée : illimitée.

Besoins financiers pour 1967 : 170 millions de FF.

1944 *Fondation de l'Association Technique de l'Importation Charbonnière (A.T.I.C.)*. Le 9 novembre 1944, institution groupant les grands consommateurs de charbon et les négociations importateurs sous la tutelle du gouvernement français (d'après l'article 149 du décret 56 838 du code minier).

Objet actuel de l'A.T.I.C. : réalisation des opérations d'achat à l'étranger et de transport de charbons jusqu'à leur prise en charge par les destinataires. Pour les charbons des pays tiers l'A.T.I.C. exécute la politique gouvernementale d'importation, alors que pour les charbons C.E.C.A., elle réalise les ordres d'achat passés par les importateurs.

1947 *Subvention de l'État au CERCHAR* ⁽¹⁾

Objet du CERCHAR : Mission de recherches dans le domaine de l'économie charbonnière.

Durée : illimitée.

Montant des subventions pour 1967 : 13 millions de FF.

1960 *Subventions de reconversion pour les Charbonnages de France*. Les subventions sont accordées par l'État en tant que propriétaire des Charbonnages de France (Loi de nationalisation du 17.5.1946).

Objet de la mesure : couverture des pertes d'exploitation des mines, dans la mesure où elles ne peuvent pas être fermées pour des raisons de difficultés sociales.

Bases légales du versement : poste n° 45-12 du budget du Ministre de l'industrie.

Durée : illimitée.

Montant de la subvention pour 1968 : 866,8 millions de FF, qui sont versés dans le cadre de l'art. 5 de la décision n° 3-65.

(1) Centre d'Études et de Recherches des Charbonnages de France.

APPENDICE

Mise en application des mesures

- 1965 *Contrat de livraison du 15 janvier 1965 entre les Charbonnages de France et l'Électricité de France sur l'achat de toutes les quantités de charbons disponibles pour l'E.d.F. aux prix de barèmes. L'Électricité de France a reçu de ce fait l'autorisation de passer certains contrats à moyen terme de charbon des pays tiers pour ses besoins qui ne sont pas couverts par le charbon français ou par d'autres charbons communautaires.*

Durée : renouvellement annuel des conditions de livraison, mais les engagements pris en application du contrat règlent les conditions d'approvisionnement jusqu'au 31 décembre 1978.

- 1966 *Fixation de la production charbonnière dans le cadre du V^e plan (1966/70) pour l'année 1970.*

Production prévue en millions de t.

Nord/Pas-de-Calais	23,0 ± 0,5
Lorraine	14,5 ± 0,5
Centre-Midi	10,5 ± 0,5

Les chiffres prévus au plan pour la production de 1970 seront probablement corrigés très sensiblement en baisse d'après les plus récentes prévisions d'écoulement.

- 1967 *Aide de l'État pour subventionner le taux d'intérêt des prêts bancaires à long terme contractés par les Charbonnages de France.*

Base légale : législation générale relative à l'aide à l'économie.

Objet de la mesure : diminution des charges financières afférentes aux fonds empruntés pour différentes branches de l'économie à 4,5 jusqu'à 5 %.

Durée : illimitée.

Montant des aides pour 1968 : 36,6 millions de FF payables aux Charbonnages de France.

- 1967 *Subventions de l'État en faveur des Charbonnages de France à titre de compensation de charges sociales anormalement élevées. Les paiements sont effectués en même temps que les aides accordées pour la reconversion (bases légales voir ci-dessus).*

Durée : illimitée.

Montant des subventions pour 1968 : 533,3 millions de FF (non compris les montants de la subvention effectuée par le régime général de l'assurance sociale).

APPENDICE

Mise en application des mesures

4) PAYS-BAS

Les importations ⁽¹⁾ de charbon en provenance de pays tiers ⁽²⁾ sont libéralisées; cependant, les centrales électriques publiques utilisent, en vertu d'un arrangement conclu entre ces utilisateurs et les mines, d'accord avec le Gouvernement, une certaine quantité de charbon néerlandais, qui va décroissante.

1948 et 1964 *Subventions de l'État en faveur de l'assurance sociale pour les mineurs.*

Durée : illimitée.

Montant des subventions pour 1968 : 35,7 millions de florins.

1965 *Subventions de l'État accordées en vertu des mesures de reconversion prises dans le cadre de l'article 56 du Traité CECA et de l'article 4 de la décision 3-65 de la Haute Autorité.*

Durée : illimitée.

Montant des subventions pour 1968 : 14,0 millions de florins (participation des Pays-Bas).

1965 *Subventions de l'État en faveur de toutes les entreprises de l'industrie charbonnière néerlandaise en raison de l'excédent démographique.*

Durée : jusqu'en 1970 avec possibilité de prolongation.

Montant des subventions pour 1968 : 40,0 millions de florins.

1965 *Subventions de l'État aux entreprises privées ⁽³⁾ de l'industrie charbonnière néerlandaise permettant l'application à un rythme convenable, des mesures de rationalisation ou de fermeture des mines.*

Durée : jusqu'en 1971 avec possibilité de prolongation.

Montant des subventions pour 1968 : 60 millions de florins.

⁽¹⁾ A l'exception du charbon destiné aux foyers domestiques, pour lequel les importations sont contingentées depuis le 1.4.1967.

⁽²⁾ A l'exception des pays de l'Est, dont les livraisons sont ou ne sont pas contingentées par des traités de commerce.

⁽³⁾ Les mines de l'État ne reçoivent aucune aide «subjective».

CHAPITRE III

Le Pétrole

A. LE MARCHÉ

La demande dans la Communauté

56. La consommation de pétrole dans les pays membres a augmenté au rythme d'environ 15 % par an entre 1950 et 1965. Cette croissance a d'abord

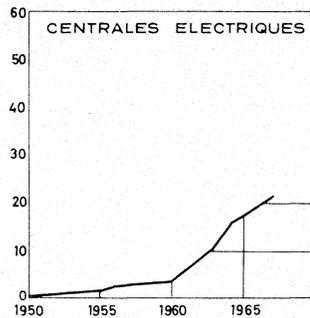
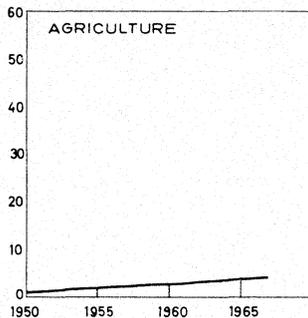
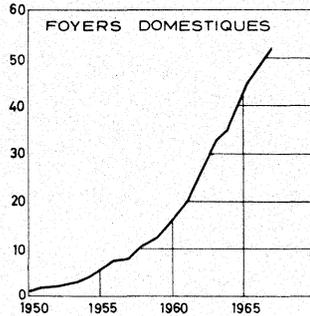
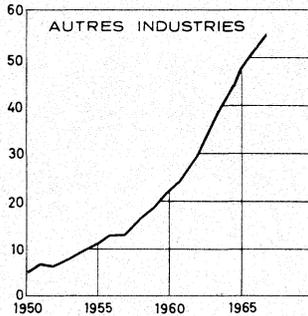
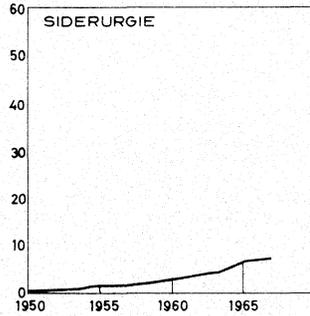
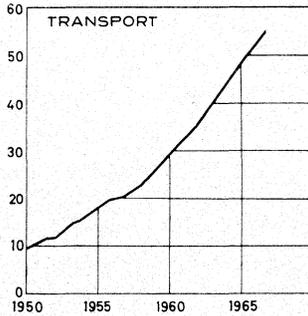
TABLEAU 34
*Évolution de la consommation totale de pétrole
dans la Communauté (1950-1967)*

	1950	1955	1960	1965	1967
	<i>(Mio t et %)</i>				
<i>Consommation totale en Mio t</i>					
Produits énergétiques	19,9	41,1	82,1	173,6	203,9
Consommation et pertes en raffineries	2,3	5,5	9,8	16,9	19,9
<i>Consommation intérieure énergétique</i>					
Produits non énergétiques	22,2	46,6	91,9	190,5	223,8
Soutes	2,6	4,3	6,8	17,6	24,1
	3,2	7,2	10,3	19,2	21,6
<i>Consommation totale</i>	28,0	58,1	109	227,3	269,5
Taux de croissance annuel de 5 en 5 ans en % - 1970/1980	+ 15,7	+ 13,4	+ 15,8	+ 9,4 ⁽¹⁾	
<i>Répartition de la consommation totale, en Mio t</i>					
A) Produits à usage spécifique					
1. Carburants	9,1	18,3	30,2	52,6	61,2
2. Produits non énergétiques	2,6	4,3	6,8	17,6	24,1
3. Soutes	3,2	7,2	10,3	19,2	21,6
4. Consommation et pertes en raf.	2,3	5,5	9,8	16,9	19,9
	17,2	35,3	57,1	106,3	126,8
B) Produits substituables	10,8	22,8	51,9	121,0	142,7
<i>Répartition de la consommation totale, en %</i>					
A) Produits à usage spécifique	61,5	61,0	52,5	47	47
B) Produits substituables	38,5	39,0	47,5	53	53
<i>Consommation totale</i>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Taux moyen d'accroissement annuel prévisible pour la période s'étendant de 1965 à 1970.

CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS PAR SECTEURS

(EN MILLIONS DE TONNES)



été animée par la demande de carburants, puis, à partir de 1958, par celle des combustibles pétroliers. Depuis quelque temps elle se ralentit. Trois facteurs expliquent cette évolution récente : une expansion économique moins vive au cours des dernières années, un certain épuisement, naturel ou dirigé, de la substitution du pétrole au charbon et le développement de nouvelles formes d'énergie, essentiellement le gaz naturel. Pour la période de 1965 à 1970, le taux d'accroissement annuel pourrait tomber à 10 % et continuer à se réduire graduellement par la suite.

TABLEAU 35
Données de base concernant le pétrole (1967)

I. MARCHÉ			
<i>Livraisons aux consommateurs (Mio t)</i>		<i>Secteurs de consommation (Mio t)</i>	
Allemagne	80,8	Raffineries	20,0
Belgique	15,6	Centrales électriques	22,2
France	56,9	Usines à gaz	3,3
Italie	52,3	Sidérurgie	7,7
Luxembourg	0,9	Autres industries	56,9
Pays-Bas	20,4	Transport	55,9
		Domestique	58,2
		Agriculture	2,7
Communauté	226,9	Consommation finale	226,9

II. APPROVISIONNEMENT			
<i>Pétrole brut (Mio t)</i>		<i>Produits pétroliers (Mio t)</i>	
Production intérieure	14,8	Production intérieure	273,4
Importation	286,9		
<i>dont:</i>		<i>dont:</i>	
Moyen-Orient	(166,6)	Carburant avion	(6,4)
Afrique	(97,5)	Carburant auto	(38,1)
Hémisphère occ.	(8,8)	Kérosène	(3,3)
Pays de l'Est	(13,9)	Gaz/diesel oil	(82,0)
Divers	(0,1)	Fuel oil	(106,9)
Total	301,6	Importations ⁽¹⁾	15,6
		Total	289,0

III. DONNEES TECHNIQUES		
	<i>Nombre de raffineries</i>	<i>Capacité totale (Mio t)</i>
Allemagne	35	109,0
Belgique ⁽²⁾	8	21
France	19	84
Italie ⁽²⁾	33	137
Pays-Bas ⁽²⁾	6	38
Communauté	101	389

⁽¹⁾ Il faut noter que les exportations de produits finis n'apparaissent pas au présent tableau, et que la Communauté est exportatrice nette de produits raffinés.

⁽²⁾ Provisoire.

57. Les produits pétroliers destinés à la consommation intérieure d'énergie ne représentent que 80 % des besoins totaux de pétrole. Il faut y ajouter les livraisons aux soutes et la consommation de produits non énergétiques (solvants, lubrifiants, bitumes et matières premières pour la pétrochimie). La consommation totale de pétrole de la Communauté approchera 300 millions de tonnes dès 1968.

Les produits à usages spécifiques ⁽¹⁾ représentaient 62 % des besoins de pétrole, il y a dix ans. Leur part n'est plus aujourd'hui que de 47 %, mais cette proportion devrait au moins se maintenir car la consommation de carburants continuera sans doute à croître régulièrement tandis que les besoins pour la pétrochimie sont en rapide essor.

58. La croissance de la consommation qui vient d'être décrite a été influencée par les régimes fiscaux particuliers en vigueur dans les États membres.

D'une manière générale, les États européens perçoivent des taxes élevées sur les carburants. Ils ont souvent motivé cette fiscalité par l'importance des dépenses consacrées aux réseaux routiers. Le niveau de cette taxation présente cependant des différences sensibles suivant les pays membres. Ainsi, pour l'essence, la charge varie entre 60 % et un peu plus de 75 % du prix au consommateur. Mais il faut aussi tenir compte des taxes sur les véhicules qui, dans certains cas, atténuent ces écarts. Les modes de taxation exercent aussi une influence sur les caractéristiques techniques du parc automobile, ce qui a une incidence sur la demande de carburants. Ces divers éléments devront être pris en considération lorsqu'il s'agira d'harmoniser les taxes sur ces produits comme les gouvernements en ont exprimé le souhait ⁽²⁾.

A mesure que se précisait la crise charbonnière, les combustibles pétroliers ont été soumis dans plusieurs États membres à des taxes de consommation en principe temporaires. Dans d'autres États membres, des taxes à but fiscal ont été instaurées. Les charges résultant de ces diverses taxes varient de 10 à 40 % du prix au consommateur.

Pour l'avenir, le principe et les niveaux de ces taxes posent un certain nombre de problèmes. Lorsque l'introduction de la taxe de consommation avait pour but de ralentir la substitution du charbon par le pétrole, elle a atteint cet objectif. La substitution n'est en voie d'achèvement dans l'industrie qu'après dix années d'un processus graduel. Dans le secteur domestique, cette évolution n'est pas encore aussi avancée. Ici, ce ne sont pas seulement les combustibles liquides, mais c'est aussi le gaz naturel qui se substitue au charbon. Dans les centrales électriques, généralement considérées comme secteur privilégié de l'écoulement du charbon, la substitution a été restreinte par la fiscalité et par d'autres mesures ⁽³⁾. La taxation du fuel oil a aussi une influence sur la formation des prix des produits pétroliers dans la Communauté. Ces différents aspects, relativement interdépendants, ont amené le Conseil à

⁽¹⁾ Par produits à usages spécifiques, il faut entendre ici les carburants, les huiles de soutes, les combustibles consommés dans les raffineries et les produits non énergétiques.

⁽²⁾ Protocole d'accord du 21 avril 1964, IV, 18.

⁽³⁾ cf. Chapitre II «Charbon», § 28.

déclarer qu'il faudrait «rechercher pour les combustibles pétroliers un régime fiscal adapté aux objectifs de la politique énergétique» (1).

La demande mondiale

59. Depuis 1950, la consommation de pétrole dans l'ensemble du monde a augmenté à peu près deux fois moins vite que dans la Communauté avec de profondes différences, selon les régions, dans l'importance des besoins en pétrole et dans les taux de croissance.

L'Amérique du Nord (États-Unis et Canada) est encore la région du monde qui consomme et produit le plus de pétrole. Il y a un vingtaine d'années, le marché américain, par suite d'une offre accrue de pétrole en provenance du Proche-Orient et du Vénézuéla, est devenu importateur net. Afin de contrôler cette évolution, des restrictions à l'importation ont été introduites aux États-Unis en 1957, d'abord sur une base volontaire, puis deux ans plus tard sur une base légale (2).

Le pétrole indigène étant relativement plus coûteux que le gaz naturel et le charbon disponibles sur place, son utilisation a été de plus en plus réservée aux usages où il trouve une valorisation convenable : carburants, fuels légers, produits non énergétiques. Le fuel lourd provient soit de l'importation, soit de la part de pétrole brut qui ne peut être avantageusement transformé en produits de plus haute valeur. Les pays d'Amérique du Nord sont parvenus à un niveau élevé de développement économique, la motorisation y est très avancée et la substitution en faveur du pétrole pratiquement achevée; ces circonstances expliquent le taux d'accroissement relativement modéré de la consommation de pétrole dans cette région.

En Europe Occidentale, le développement a été beaucoup plus rapide en raison du déplacement du charbon par le pétrole et de la vivacité de l'expansion économique. Le rythme de croissance a maintenant tendance à diminuer, mais d'ici dix à quinze ans, la consommation de pétrole de l'Europe Occidentale rejoindra vraisemblablement celle des États-Unis.

L'essor économique du *Japon*, au cours des dix dernières années, a entraîné une forte augmentation de la consommation d'énergie qui s'est portée presque entièrement sur les importations de pétrole. Le mouvement a été encore plus rapide que dans la Communauté.

Par suite de l'évolution dans les régions industrialisées d'Europe et du Japon, leur part dans la consommation mondiale devrait continuer d'augmenter. De 14 % en 1950, elle était passée à 35 % en 1965; elle pourrait atteindre 40 % en 1980.

(1) Les gouvernements des pays membres ont manifesté cette intention dans le Protocole d'accord du 21 avril 1964 (IV, 17). Ils ont de nouveau considéré l'harmonisation des taxes comme unanimement souhaitable en approuvant le 10 juillet 1967 le rapport des Représentants Permanents au Conseil sur la politique de la Communauté dans le domaine du pétrole et du gaz naturel.

(2) cf. Appendice : Principales interventions des États sur le marché international du pétrole — pp. 163-167.

L'ensemble des *pays en voie de développement* consommait en 1960 à peine 10 % de toute l'énergie utilisée dans le monde. Cette part s'élève très graduellement; vers 1980, elle pourrait être de 13 % environ. Le pétrole et le gaz naturel sont appelés à couvrir la majeure partie de cette demande. Pour des raisons qui tiennent aux structures économiques et aux balances des paiements, les besoins futurs en énergie de ces pays seront couverts dans une large mesure par l'exploitation de ressources locales lorsqu'il en existe : gisements de pétrole et de gaz, dépôts de sables ou de schistes bitumineux, gaz associé au pétrole actuellement réinjecté dans les gisements ou brûlé à la torche.

La consommation de pétrole des *pays de l'Est* s'est élevée à 240 millions de tonnes en 1966. Elle a laissé, par rapport à la production, un solde exportateur de 52 millions de tonnes très supérieur aux quantités exportées en 1960 (22 millions de tonnes). Mais les besoins d'énergie de cet ensemble de pays sont en augmentation rapide : ils sont évalués à 3,8 milliards de tec en 1980 contre un peu moins de 1,4 milliard en 1960. Il est donc difficile de prédire comment évoluera le solde exportateur, et même s'il se maintiendra.

60. L'offre et la demande de pétrole sont, à l'échelle mondiale, influencées par des interventions gouvernementales. Parmi celles-ci, les mesures prises par de grands pays consommateurs tels que les États-Unis, le Canada ou le Japon (1), sont particulièrement importantes. A elles seules, les mesures américaines et japonaises s'exercent directement sur des marchés qui représentent les deux-tiers de la consommation des pays industrialisés.

Les restrictions à l'importation aux États-Unis sont d'une importance particulière pour le marché du pétrole dans la Communauté. Cette protection de la production américaine de pétrole brut a notamment les conséquences suivantes :

- la dissociation, sous l'effet du contingentement des importations, entre le mode de formation des prix sur le marché américain et dans le reste du monde. Cette situation reflète notamment des restrictions à l'importation comme mesures de protection;
- le maintien d'une production pétrolière intérieure assez importante en quantités;
- l'intérêt accru pour le marché européen en expansion des entreprises pétrolières qui avaient entrepris une activité d'exploration hors des États-Unis à une époque récente;
- la difficulté de pénétrer sur le marché pétrolier des États-Unis en l'absence de quotas (2).

61. Ce bref tour d'horizon conduit à relever quelques faits essentiels :

- a) en quelques années, le pétrole est devenu un produit d'importance vitale pour la Communauté dont il couvre déjà plus de 50 % des besoins d'énergie;

(1) cf. Appendice : Principales interventions des États sur le marché international du pétrole — pp. 163-167.

(2) Deux entreprises de la Communauté bénéficient de quotas sur le marché américain. Voir Appendice précité.

TABLEAU 36

Consommation mondiale de pétrole

(Mio t)

	1950	1960	1965	1966
1. <i>Pays industrialisés</i>				
— Etats-Unis	312	468	555	580
— Canada	16	42	54	57
— Mexique	7	12	17	18
Total Amérique du Nord	335	522	626	655
Europe Occidentale (dont Communauté)	62 (28)	200 (109)	377 (227)	415 (249)
Japon	3	30	87	105
Total pays industrialisés	400	752	1 090	1 175
2. <i>Pays en voie de développement</i>				
— Amérique centrale et du sud	37	72	84	90
— Afrique, Moyen-Orient et Asie	50	90	130	148
Total pays en voie de développement	87	162	214	238
Total Monde, sauf URSS, Europe de l'Est et Chine	487	914	1 304	1 413
3. <i>U.R.S.S., Europe de l'Est et Chine</i>	43	142	225	240
Total Monde	530	1 056	1 529	1 653

- b) la consommation des six pays membres atteint d'ores et déjà 300 millions de tonnes par an et représente un tiers des mouvements internationaux de pétrole. Elle doublera sans doute dans les dix à quinze prochaines années et peut, par conséquent, constituer un élément important dans les rapports économiques, commerciaux et financiers de la Communauté avec l'extérieur;
- c) le commerce international de pétrole fait l'objet d'interventions des États qui ont naturellement des incidences sur la situation du marché dans la Communauté.

B. L'APPROVISIONNEMENT

Les réserves mondiales (1)

62. Les «réserves prouvées» de pétrole étaient, au début de 1967, évaluées à 54 milliards de tonnes. Elles représentent les quantités qu'il est possible d'extraire des gisements reconnus avec les moyens techniques actuels et dans les conditions économiques — c'est-à-dire en particulier aux prix — d'aujourd'hui. Ce chiffre serait augmenté de 25 à 30 % si l'emploi de méthodes de récupération dites «secondaires» se généralisait.

Cette ressource certaine n'est qu'une fraction des réserves ultimes d'hydrocarbures liquides qui, aux dires d'experts, s'élèvent à 470 milliards de tonnes (primaires et secondaires). A ces réserves possibles, s'ajouteront, dès que le progrès de la technologie en permettra l'exploitation rentable à grande échelle, environ 200 milliards de tonnes récupérables dans des dépôts de sables ou de schistes bitumineux. En considérant l'ensemble de la planète, il n'y a donc pas de risque d'épuisement des ressources de pétrole dans l'avenir prévisible. Cependant, à l'heure actuelle, les réserves prouvées sont très inégalement réparties dans le monde : 60 % se trouvent au Proche-Orient, 20 % dans l'Hémisphère occidental, 9 % dans les pays de l'Est, 8 % en Afrique et le reste se répartit entre d'autres régions.

Les réserves prouvées de la Communauté s'élevaient à fin 1967 à 216 millions de tonnes (2), en augmentation de 38 millions de tonnes par rapport à 1958. Elles se répartissaient comme suit :

Allemagne	94 millions de tonnes (2)
France	30 millions de tonnes
Italie	44 millions de tonnes
Pays-Bas	48 millions de tonnes
Communauté	216 millions de tonnes

63. A l'échelle mondiale, l'accroissement de 38 millions de tonnes en une dizaine d'années semble modeste au regard de l'intensité relative à la recherche pétrolière dans la Communauté depuis quinze ans. Toutefois, en tenant compte de ce qu'un total de 109 millions de tonnes a été extrait au cours de cette même période, il apparaît que les résultats des recherches n'ont pas été négligeables.

Les prévisions présentées par les experts des États membres admettent une régression de la production intérieure. Celle-ci avait atteint 15,6 millions de tonnes en 1964, elle sera encore de 14 millions de tonnes en 1968. Sauf découverte notable, la production de la Communauté ne devrait cependant guère dépasser 12 millions de tonnes en 1971.

Comme il a été déjà signalé, la possibilité de dégager de nouvelles réserves dans l'avenir proche est soumise aux facteurs géologiques, mais elle dépend

(1) cf. Appendice : Les réserves mondiales de pétrole — pp. 169-177.

(2) Chiffre provisoire.

aussi de l'activité déployée dans le domaine de la prospection et principalement des moyens financiers qui lui sont consacrés. Dans plusieurs États membres, les aides accordées de diverses manières au moyen de fonds publics jouent à cet égard un rôle important.

En outre, l'incitation à la recherche pétrolière dans des pays tiers situés favorablement pour l'approvisionnement de la Communauté retient de plus en plus l'attention.

Cette question a été considérée comme importante par la Communauté dès l'entrée en vigueur du Traité de la CEE et le Protocole concernant les huiles minérales et certains de leurs dérivés, qui y est annexé, traitait déjà de la question des aides à la recherche et à la production de pétrole. Dans le Protocole d'accord relatif aux problèmes énergétiques du 21 avril 1964, les États membres se sont déclarés disposés à «promouvoir le développement économiquement raisonnable de la production communautaire d'hydrocarbures» (§ IV, 14), et ont «affirmé à nouveau leur volonté de faire progressivement disparaître, dans les termes et dans l'application de leur réglementation nationale, toute discrimination entre leurs ressortissants et ceux des États membres» (§ IV, 16).

Une directive du Conseil du 7 juillet 1964, concernant la réalisation de la liberté d'établissement et de la libre prestation des services pour les activités non salariées dans les industries extractives, tend à la suppression des restrictions relatives à la recherche et à l'extraction du pétrole et du gaz naturel. Dans son rapport adopté par le Conseil le 10 juillet 1967, le Comité des Représentants Permanents a souligné «la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des États membres reçoivent un traitement non discriminatoire lors de l'attribution de permis de recherches, de concessions etc...». Les moyens pouvant être envisagés pour assurer l'absence de discrimination dans ce domaine sont actuellement à l'étude.

La Communauté ne produit actuellement sur son sol qu'une faible fraction de ses besoins en pétrole : de 10 % en 1958, la proportion s'est abaissée à 5 % aujourd'hui. Aucun autre grand espace économique ne dépend à ce point de l'extérieur pour son approvisionnement en pétrole. Seule la situation du Japon est analogue à celle de la Communauté. Cette dépendance soulève pour l'approvisionnement de la Communauté une préoccupation majeure : il s'agit d'obtenir un degré de sécurité satisfaisant en tenant compte des aspects économiques du problème.

La diversification des approvisionnements

64. L'approvisionnement de la Communauté en pétrole est assuré par trois catégories d'entreprises :

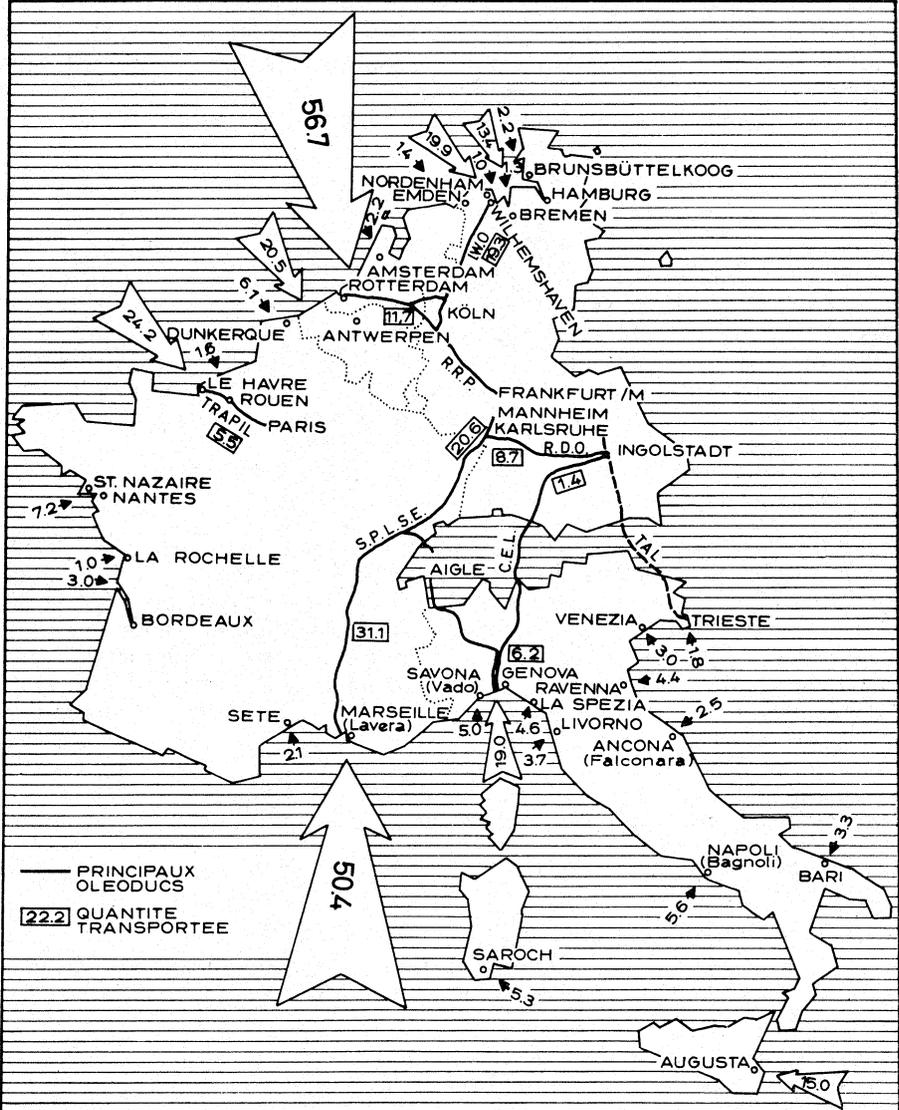
- les filiales de groupes extérieurs à la Communauté;
- les entreprises communautaires qui prospectent, exploitent des gisements ou en possèdent des participations, c'est-à-dire ont un accès direct à des réserves de pétrole brut;
- les importateurs qui achètent le pétrole ou les produits raffinés sur le marché.

Graph. N.4

IMPORTATIONS D'HYDROCARBURES DANS LES PORTS DE LA COMMUNAUTE

SITUATION 1966

VALEURS EN MILLIONS DE TONNES



Ces entreprises diffèrent par leurs dimensions, par leurs moyens techniques et financiers et par les stades de l'industrie qu'elles recouvrent.

65. La diversification géographique des sources d'approvisionnement, c'est-à-dire leur répartition entre différentes régions du monde, constitue un élément de stabilité en atténuant certains risques et en développant la coopération internationale.

A cet égard, la situation de la Communauté est aujourd'hui différente de ce qu'elle était il y a dix ans. En 1958, le Moyen-Orient fournissait 86 % du pétrole importé dans les pays membres. Les tonnages en provenance de cette origine ont doublé mais leur part n'est plus aussi importante (58 %). Inversement, les fournitures d'Afrique, encore faibles au début du Marché Commun, représentent maintenant plus du tiers des importations. Les achats dans les pays de l'Est se maintiennent depuis plusieurs années aux alentours de 5 % de l'approvisionnement. Elles dépassent les expéditions de l'Hémisphère occidental qui sont restées à peu près constantes en volume, mais dont la part a diminué de plus de la moitié.

TABLEAU 37

Origine des importations de pétrole brut dans la Communauté

(En % des importations totales)

	Hemisph. occid.	Afrique	Moyen Orient	U.R.S.S.	Divers	Total	Total en Mio t
1958	9,5	2,5	86	1,5	0,5	100	82
1963	7,4	24	63	5,6	p. m.	100	164
1966	3,7	33,1	58	5,0	p. m.	100	256
1967 (1)	3,1	34	58	4,9	p. m.	100	287

(1) Provisoire.

Les ressources nouvelles ont été intégrées dans l'approvisionnement de la Communauté de diverses manières. Parmi les gisements récemment découverts, certains sont contrôlés par des groupes qui disposent de réseaux de distribution dans la Communauté : leur production a donc été développée et acheminée vers les centres de consommation suivant les arbitrages et décisions internes de ces groupes. D'autres gisements récents appartiennent à des compagnies qui n'avaient pas de débouchés établis dans les pays membres : ces compagnies ont soit vendu leur production de pétrole brut à des importateurs de la Communauté, soit acquis des réseaux de vente existants et souvent elles ont opéré dans les deux directions à la fois.

Les ressources d'Algérie et de pays d'Afrique membres de la zone franc ont été pour l'essentiel écoulées, dans le cadre des plans français d'approvisionnement, soit aux compagnies de raffinage établies en France, soit par l'intermédiaire des réseaux des sociétés productrices. Les achats en URSS s'inscrivent dans l'exécution des accords commerciaux bilatéraux.

66. La Commission a toujours attaché une grande importance au problème de la sécurité de l'approvisionnement. Elle a suivi attentivement les répercussions de la récente crise du Proche-Orient sur les quantités et sur les prix dans le secteur pétrolier. Ces événements ont montré l'existence d'une complémentarité de fait entre les pays importateurs et producteurs de pétrole qui ont tous intérêt, pour leurs économies, au maintien des courants commerciaux habituels. Ils ont également permis d'apercevoir les aspects économiques du problème de la sécurité, notamment du point de vue des devises, des coûts, des sources de remplacement et des transports maritimes.

Le raffinage dans la Communauté

67. L'industrie du raffinage s'est agrandie à l'intérieur de la Communauté dans des proportions sensiblement analogues à celle de la consommation. La capacité de distillation est passée de 90 millions de tonnes par an en 1958 à 360 millions de tonnes par an à fin 1967. La moitié environ de ce développement a été réalisée dans des raffineries nouvelles, l'autre moitié par extension d'usines existantes.

Outre cette croissance exceptionnellement rapide, trois lignes principales ont caractérisé l'évolution du raffinage au cours des dix dernières années :

- a) la taille des installations a considérablement augmenté et, grâce aux économies d'échelle, les coûts de fabrication ont été abaissés;
- b) la structure de l'équipement et son utilisation ont été adaptées pour répondre à l'évolution de la demande et aux qualités des pétroles bruts disponibles, compte tenu de leurs coûts : la proportion d'essence-carburant dans la production totale a diminué, la production de « distillats moyens » (gas-oil, carburant diesel, fuel domestique) et de fuel lourd a été augmentée; en outre, de nombreuses installations ont été mises en place pour répondre aux besoins de la pétrochimie;
- c) plusieurs centres de raffinage représentant au total une capacité de 100 Millions de tonnes par an ont été implantés à l'intérieur des terres : approvisionnées en pétrole brut par des oléoducs qui permettent des transports massifs et peu coûteux, ces nouvelles raffineries de l'intérieur ont permis un abaissement du prix de l'énergie dans les régions éloignées des côtes ou des centres miniers.

68. Depuis longtemps, le raffinage du pétrole dans la Communauté laisse un solde exportateur net de produits finis. Suivant le coût et les conditions de paiement des approvisionnements, la nature des produits exportés et leurs prix de cession, cette activité peut contribuer à améliorer la balance des paiements des États membres. C'est d'ailleurs pour cette raison que d'autres pays en dehors de la Communauté encouragent le développement du raffinage sur place. Aussi convient-il de tenir compte de ces projets extérieurs pour évaluer l'avenir du solde exportateur de la Communauté.

Le tableau 38 trace l'évolution du bilan pétrolier de la Communauté entre 1958 et 1966 : l'excédent net des exportations a augmenté de 60 % en volume mais la part de la production exportée est tombée de 26 % à 15 %.

TABLEAU 38

*Bilans pétroliers de la Communauté
(1958-1966)*

(Mio t)

	1958	1966
Capacité de distillation ⁽¹⁾	106	300
Pétrole brut traité Combustible de raffineries et pertes	91,5 — 7,3	274 — 18,5
Production nette des raffineries Importations de produits finis	84,2 11,9	255,5 19,4
Ressources	96,1	274,9
Livraisons au marché intérieur Soutes maritimes Exportations	64,7 8,2 24,6	208,1 20,8 39,5
Emplois	97,5	268,4
Différences statistiques, mouvements de stocks etc.	— 1,4	+ 6,5

(1) Moyenne arithmétique des capacités au début et à la fin de l'année, en millions de tonnes.

69. La construction et l'exploitation des raffineries de pétrole sont, dans tous les pays membres, soumises à des réglementations techniques. De plus, en France, la construction et l'extension des raffineries sont subordonnées à une autorisation gouvernementale au titre de la loi du 30 mars 1928; il en est de même en Italie en vertu de la loi du 2 novembre 1933. En Allemagne, tout projet d'extension ou de création est soumis, depuis 1965, à une obligation de déclaration préalable (cf. également § 75).

Au niveau de la Communauté, les programmes d'investissement dans le secteur du raffinage font l'objet d'une procédure d'information mutuelle entre États membres, depuis plusieurs années.

Les oléoducs

70. A la fin de 1966, le réseau d'oléoducs de la Communauté comprenait 21 conduites de plus de 50 km et totalisait 4 134 km. Ces ouvrages ont transporté en 1966 un peu plus de 103 millions de tonnes de pétrole brut, soit près

de 38 % des quantités traitées dans les raffineries. Les canalisations les plus importantes aboutissent en Allemagne venant des Pays-Bas, de France ou d'Italie.

Les oléoducs de produits raffinés restent encore limités au cadre local ou national à l'exception d'une conduite qui a été récemment mise en service reliant les Pays-Bas à l'Allemagne.

La construction et l'exploitation des oléoducs sont soumises à des règlements de même nature que ceux évoqués à propos des raffineries. Il s'y ajoute naturellement des prescriptions concernant le franchissement des ouvrages publics; en outre, dans plusieurs pays, la construction d'un pipe-line peut être déclarée d'utilité publique avec toutes conséquences de droit pour l'acquisition des terrains à traverser et l'indemnisation de leurs propriétaires.

Comme pour les raffineries, les programmes de construction d'oléoducs font l'objet d'une procédure d'information mutuelle entre États membres. L'harmonisation des règles techniques de sécurité à observer dans la construction et l'exploitation des oléoducs fait l'objet d'un projet de directive élaboré par la Commission. Le Conseil, en approuvant le 10 juillet 1967 le Rapport du Comité des Représentants permanents, a estimé qu'il convient d'étudier dans quelle mesure il y a lieu d'adapter, pour son application éventuelle dans la Communauté, l'obligation pour les exploitants d'un pipe-line de transporter, dans la limite des capacités disponibles, du pétrole appartenant à des tiers.

La distribution des carburants

71. La distribution des carburants — surtout de l'essence — s'effectue principalement par des stations sous contrat d'exclusivité au profit de grandes marques nationales ou internationales. Un certain nombre de stations livrent des carburants hors marque ou à l'enseigne de distributeurs indépendants. Ce mode de distribution, plus ou moins répandu selon les pays membres et, dans chaque pays, suivant les régions, est en général associé à des prix de vente au public de 5 à 10 % inférieurs à ceux pratiqués par les grandes marques.

La construction de nouvelles stations ou l'acquisition d'ensembles existants sont de plus en plus onéreuses ⁽¹⁾. La puissance financière joue donc un rôle déterminant. Dans certains pays, existent des réglementations qui limitent l'implantation des stations-services.

Comme pour les permis de recherche et les concessions d'exploitation, le Conseil a souligné la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des États membres reçoivent un traitement non discriminatoire lors de l'attribution des autorisations administratives relatives à la construction de stations de distribution ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Les charges de distribution (transport, dépôt, amortissement et gestion des stations distributrices) représentent plus de la moitié du prix hors taxe de l'essence.

⁽²⁾ cf. Déclaration du Conseil du 10 juillet 1967, approuvant le rapport des Représentants Permanents sur la politique de la Communauté en matière de pétrole et de gaz naturel.

Les échanges intracommunautaires

72. Il n'existe pratiquement pas, à l'heure actuelle, d'échanges entre États membres portant sur du pétrole brut produit à l'intérieur de la Communauté. Le pétrole importé qui circule dans le vaste réseau de pipe-lines internationaux évoqué plus haut n'est pas compris dans les statistiques des échanges car il est transporté en transit. L'existence de ce réseau traduit cependant un degré élevé d'intégration industrielle.

Dans ces conditions, les échanges pétroliers entre États membres — au sens strict — portent presque exclusivement sur des produits raffinés. En volume, ils ont quadruplé entre 1958 et 1966, mais, par suite du développement des raffineries de l'intérieur, les quantités échangées ne représentent que 8 % de la production totale des raffineries.

TABLEAU 39

Échanges intracommunautaires de produits finis (1958-1966)

Pays importateur	Provenance					Total	
	U.E.B.L.	France	Allemagne	Italie	Pays-Bas	(m t)	(%)
	1958						
Allemagne	283	66	—	186	1 187	1 722	33,2
France	30	—	150	84	53	317	6,1
Italie	2	57	4	—	12	75	1,5
Pays-Bas	996	70	104	9	—	1 179	22,7
U.E.B.L.	—	224	103	115	1 461	1 903	36,6
Total (m t)	1 311	417	361	394	2 713	5 196	100,0
(%)	25,3	8,0	6,9	7,6	52,2	100	—
1966							
Allemagne	830	3 880	—	2 768	4 526	12 004	51,3
France	144	—	146	1 444	145	1 879	8,0
Italie	11	21	17	—	11	60	0,3
Pays-Bas	1 325	1 003	1 621	1 254	—	5 203	22,3
U.E.B.L.	—	466	687	1 157	1 918	4 228	18,1
Total (m t)	2 310	5 370	2 471	6 623	6 600	23 374	100,0
(%)	9,9	23,0	10,6	28,3	28,2	100	—

73. Le tableau 39 compare les échanges intracommunautaires en 1958 et 1966. L'effet des facteurs géographiques y est visible : ainsi l'Italie n'importe que des quantités très faibles en provenance des autres pays membres.

La fiscalité et le système de fixation des prix interviennent également dans l'orientation des échanges. En pesant sur la demande de tel ou tel produit, les taxes de consommation peuvent entraîner des déséquilibres entre la structure de la production des raffineries et celle de la consommation nationale. L'exportation des excédents locaux constitue un correctif commode si les frais de transport peuvent être supportés par la vente sur les marchés extérieurs.

74. Des éléments structurels jouent aussi un rôle important. Des entreprises peuvent trouver avantage à approvisionner leurs réseaux de distribution implantés dans certaines régions d'un pays à partir de raffineries situées dans un autre. Ainsi des échanges frontaliers se sont établis de longue date. Un autre facteur structurel entraîne des mouvements d'échange : certaines raffineries exercent des fonctions «d'équilibre» à l'intérieur d'un groupe international intégré en expédiant des produits pour compléter l'approvisionnement du groupe dans d'autres pays ou pour couvrir des pointes saisonnières. Inversement, des raffineries exploitées par des groupes différents échangent des produits entre elles afin de diminuer les frais de transport et ceci peut avoir pour effet de réduire les mouvements de produits entre États membres.

75. Les échanges intracommunautaires de produits pétroliers font l'objet, de la part de certains États membres, de diverses dispositions fondées sur des motifs différents et réalisées par des moyens variés.

C'est ainsi qu'en France, par exemple, le Gouvernement fixe chaque année des plafonds d'importation de produits raffinés en provenance des autres États de la Communauté et délivre des licences d'importation. Cette disposition a pour but de garantir l'exécution des programmes français d'approvisionnement en pétrole dans lesquels les pays extérieurs jouent, comme pour la Communauté dans son ensemble, le rôle essentiel.

De même, en Allemagne, l'importation de pétrole brut et de combustibles pétroliers fait l'objet depuis 1965 de contrôles statistiques opérés en liaison avec la délivrance de licences d'importation. Cette surveillance est dictée par le souci de garantir l'exécution des programmes de limitation volontaire de l'offre de fuels sur le marché allemand afin de permettre l'adaptation de l'industrie charbonnière.

La structure de l'industrie pétrolière

76. Sur le marché pétrolier, sont en concurrence des entreprises qui, du point de vue de leur dimension, peuvent être classées en trois types principaux.

Une première catégorie est formée par des sociétés dont l'activité s'étend à tous les stades de l'industrie et à presque tous les pays du monde hormis les pays de l'Est ou ceux dans lesquels le commerce du pétrole fait l'objet d'un

monopole d'État. Cette catégorie d'entreprises occupe une place importante en Amérique du Nord et prédominante dans les autres pays. Dans la Communauté, les plus grandes de ces compagnies contrôlent environ les deux tiers des capacités de raffinage et une proportion un peu plus élevée de la distribution. Plusieurs groupes communautaires entrent dans cette catégorie.

Cependant, les grandes compagnies n'ont pas toutes le même degré d'intégration verticale. Certaines, plus fortes dans le raffinage et la distribution, achètent une partie de leurs approvisionnements en pétrole; d'autres disposent de réseaux intégrés dont les besoins sont inférieurs à leurs productions de pétrole brut. Entre 1946 et 1950, un certain nombre de contrats avaient en quelque sorte ajusté ces différences. Aucune de ces compagnies ne peut espérer éliminer des entreprises de la même catégorie par une concurrence sur les prix; le marché demeure néanmoins sous la pression des actions que l'une ou l'autre d'entre elles est susceptible d'entreprendre pour élargir ses débouchés.

A côté de ces grandes compagnies, existent des entreprises plus ou moins intégrées verticalement et dont les activités ont une extension géographique variée. Le fait est ancien aux États-Unis où l'ensemble des sociétés de ce type occupe une place prédominante dans la production. Dans la Communauté, plusieurs entreprises de cette catégorie exercent leur activité depuis de nombreuses années. Plusieurs nouveaux groupes communautaires ou américains ont pris place sur le marché à une époque plus récente.

Enfin, dans de nombreux pays et notamment dans la Communauté, des sociétés de moindre dimension se livrent à l'importation et à la distribution de produits pétroliers; certaines d'entre elles exploitent aussi des raffineries. Dans ce cas, elles achètent leur pétrole brut auprès des compagnies productrices en quête de débouchés, y compris auprès de grandes compagnies de la première catégorie pour lesquelles il s'agit de ventes marginales. Leurs approvisionnements peuvent également provenir des pays de l'Est dans le cadre des accords commerciaux (1).

77. La structure de l'industrie pétrolière est, en outre, fortement liée au cadre institutionnel dans lequel chaque entreprise exerce son activité. Ce cadre est formé, pour l'essentiel, par les règles qui régissent les concessions minières et par la fiscalité.

Aux États-Unis, le sous-sol appartient au propriétaire de la surface qui peut céder ses droits moyennant des «bonus» payables immédiatement ou à terme et des «royalties» proportionnelles à la production, en général 1/8^{me} du produit des ventes. Ce régime minier a conduit à un fractionnement des exploitations et, par suite, à des difficultés de tous ordres. Les autorités publiques ont été amenées à intervenir pour assurer la conservation des gisements; elles le font actuellement en fixant le rythme de production à ne pas dépasser.

Ce système s'appelle la «proration». Il a pour effet d'éviter les gaspillages de ressources et, en liaison avec le contingentement des importations, de

(1) En ce qui concerne le marché du pétrole brut, cf. par. 81.

stabiliser les prix du marché à un niveau assurant la rentabilité des puits marginaux.

A cette mesure de stabilisation de la production s'ajoutent les dispositions fiscales qui permettent aux entreprises de déduire de leurs bénéfices imposables une provision appelée «depletion allowance» qui peut aller jusqu'à 27,5 % des recettes brutes provenant de la production de pétrole. En outre, certains frais de recherche et de production peuvent être déduits de l'assiette imposable au titre de «l'intangible drilling and development cost deduction».

Ce régime fiscal s'applique également aux opérations à l'étranger car celles-ci sont, en principe, imposables aux États-Unis. Les revenus perçus à l'étranger doivent être déclarés dans les bilans consolidés des sociétés américaines, bilans qui reprennent l'ensemble des résultats obtenus aux États-Unis ou à l'étranger par le groupe des sociétés dans lequel la société imposable aux États-Unis détient la majorité requise. Le groupe est redevable au Trésor américain de l'impôt calculé suivant les règles et les taux en vigueur aux États-Unis, mais il est admis à en déduire les impôts sur le revenu déjà acquittés à l'étranger sur ces mêmes affaires.

Le cadre dans lequel opèrent les sociétés dont le siège principal se trouve aux États-Unis procure à ses bénéficiaires des avantages importants : débouchés assurés à des prix rémunérateurs aux États-Unis, fiscalité réduite.

78. Dans les pays producteurs, outre les caractéristiques géologiques des gisements, les conditions faites aux entreprises concessionnaires ont naturellement une influence sur leur compétitivité. Ces conditions sont en évolution. Les concessions classiques prévoient un partage par moitié des bénéfices de la production entre l'État et les sociétés productrices, ainsi que le paiement d'une redevance de 12,5 %, bénéfices et redevances étant calculés par référence à des prix qui n'ont pas été modifiés depuis septembre 1960 (4). Les concessions plus récentes prévoient des dispositions analogues avec parfois un taux d'impôt différent et, dans des proportions variées, une participation de l'État producteur par l'intermédiaire d'une société nationale. D'autres types de formules également utilisés pour la recherche et le développement des ressources pétrolières sont ceux de l'association coopérative entre des entreprises de pays consommateurs et des sociétés nationales constituées par les pays producteurs, ou encore celui de contrats par lesquels des entreprises opèrent pour le compte de l'État producteur et reçoivent une rémunération sous forme de parts sur la production future éventuelle.

79. En résumé, les problèmes de structure ne se limitent pas à la question de la dimension. Il faut aussi tenir compte des statuts minier et fiscal de chaque entreprise sans oublier l'extension géographique des débouchés et l'organisation des marchés extérieurs. L'importance de ces éléments pour certaines entreprises a été d'ailleurs soulignée dans le rapport des Représentants Permanents adopté par le Conseil le 10 juillet 1967.

(4) Ce régime s'applique à la plus grande partie des réserves du Moyen-Orient.

Coûts et prix

80. La définition du coût de production du pétrole soulève un certain nombre de questions de principe. Sans doute peut-on calculer des prix de revient comptables sur un gisement ou un ensemble de gisements. Mais la recherche pétrolière est une activité aléatoire.

Faut-il au plan économique tenir compte de l'amortissement des recherches passées ou du coût de remplacement des réserves ? La réponse peut être différente suivant l'orientation des frais de découverte à la hausse ou à la baisse, selon que l'on se place au point de vue d'une compagnie ou à celui d'une collectivité pour apprécier les objectifs économiques et de sécurité.

Surtout pour les gisements importants et très productifs, qui ne demandent qu'un nombre relativement réduit de forages, le niveau des dépenses de production est relativement faible. C'est le cas notamment au Moyen-Orient. Il faut cependant noter que les sociétés opérant dans cette région doivent tenir compte de coûts de recherche et de développement plus élevés que dans d'autres régions susceptibles de renfermer du pétrole. En effet, les grandes sociétés possèdent déjà des réserves importantes, mais elles poursuivent une activité de recherche soit en vue de remplacer des ressources en voie d'épuisement, soit pour prendre position dans des zones prometteuses, afin de diversifier leurs sources d'approvisionnement.

81. Le marché du pétrole brut est relativement étroit car l'essentiel de la production est écoulé par le canal de l'intégration verticale ou dans le cadre de conventions et contrats conclus entre les grandes compagnies. Les transactions courantes couvrent moins de 10 % de la production, Amérique du Nord et pays de l'Est mis à part.

Il faut dès lors distinguer trois prix du pétrole brut :

- a) les prix affichés par les compagnies dans les grands pays exportateurs. Inchangés depuis huit ans, ils constituent la base de calcul des impôts. Ces prix ont été, jusqu'à une époque récente, retenus pour les cessions entre sociétés d'un même groupe; depuis quelques temps, cette règle n'est plus tout-à-fait générale et des rabais sont appliqués dans les transferts à l'intérieur des groupes, pour tenir compte des recettes réalisées par les raffineries;
- b) les prix des contrats à long terme : coût calculé conventionnellement et majoré d'une marge fixe, prix affichés diminués d'un rabais ou encore prix augmentés d'un partage des bénéfices réalisés en aval par l'acheteur;
- c) prix de marché portant sur des quantités fixées à livrer au cours d'une ou plusieurs années. Se rattachent à ce marché les adjudications lancées par certains pays importateurs pour la fourniture de brut à leurs compagnies nationales : ces prix sont souvent assortis de conditions de paiement différé et de reprise de certains produits, et sont en conséquence difficiles à apprécier.

82. *Les produits pétroliers* sont des produits liés issus du raffinage. Il serait donc vain de rechercher un coût moyen pour chacun d'eux. Mais le raffinage

du pétrole n'est pas une opération rigide qui donnerait pour chaque qualité de brut un éventail de produits dans des proportions données et presque immuables. Il existe au contraire d'importantes souplesses aussi bien par le biais d'équipements nouveaux que par le réglage d'un équipement donné.

83. La formation des prix des *combustibles pétroliers* sur le marché des États-Unis et sur ceux de la Communauté se compare comme suit :

Aux États-Unis, d'autres sources d'énergie, gaz naturel ou charbon-vapeur par exemple, sont disponibles en abondance et à bas prix, et les prix des fuels doivent s'aligner sur ceux de ces concurrents. En revanche, le prix du pétrole brut est comparativement élevé, en raison des restrictions qui frappent les importations (cf. § 60). Quand le brut est relativement cher, la production de fuel n'est pas rémunératrice et ceci — outre les particularités qualitatives du brut utilisé — explique le faible pourcentage de fuel lourd tiré du pétrole brut américain.

Dans la Communauté, en revanche, le fuel (spécialement le fuel lourd) est moins cher que ses concurrents et représente une part plus importante des produits extraits du pétrole brut.

C. TARIF DOUANIER COMMUN ET POLITIQUE COMMERCIALE

84. Le Traité de Rome a inscrit le pétrole brut à la liste F avec un droit nul. Les droits du tarif extérieur commun sur les produits raffinés — inscrits à la liste G — ont été fixés en 1964. Leur incidence est de l'ordre de 5 % en moyenne.

Afin d'adapter les prix des produits raffinés aux conditions du marché intérieur de la Communauté, cette protection a été différenciée : les huiles lourdes sont soumises à un droit relativement faible; les produits plus légers (essences) qui pourraient être excédentaires, sont frappés d'un droit plus élevé. En outre, un régime d'exemption a été prévu en faveur des matières premières utilisées par l'industrie chimique.

Il a été convenu que la protection des raffineries communautaires serait adaptable, pour tenir compte des conditions économiques et politiques dans lesquelles ces raffineries exercent leur activité. En outre, une certaine marge a été aménagée pour des négociations douanières ultérieures. A cette fin, il est possible de distinguer entre le montant des droits appliqués dans les conditions présentes et un niveau plus élevé pouvant aller jusqu'au maximum autorisé au titre de l'article XXIV du GATT.

A compter du 1^{er} novembre 1964, les États membres, sur la base de deux décisions du Conseil du 8 mai 1964, ont appliqué le tarif extérieur commun à l'égard des pays tiers. L'une des décisions a fixé le tarif douanier commun pour les produits pétroliers inscrits à la liste G (position tarifaire 27-10, 27-11, 27-12, 27-13 B), l'autre a suspendu partiellement les droits de ce tarif.

85. Les États membres exercent des contrôles sur l'importation de pétrole brut et de produits raffinés. Les modalités de cette surveillance sont diverses de même que leur portée et les objectifs poursuivis. Dans certains États, les mesures de contrôle portent sur le pétrole et les produits raffinés de toutes origines et provenances; dans d'autres, elles se limitent aux produits raffinés ou à certains d'entre eux, mais s'étendent au pétrole brut venant des pays à commerce d'État. Dans d'autres cas, l'importation de ces pays est au contraire libre — au moins pour le pétrole brut — mais des licences sont nécessaires pour les produits de quelques origines.

Cette diversité reflète des situations ou des préoccupations qui tiennent notamment à des structures industrielles, aux buts poursuivis par le commerce extérieur, au souci de la sécurité, au coût de l'approvisionnement.

86. L'analyse de la demande a démontré que le pétrole joue un rôle grandissant dans l'économie de tous les États membres. Pour l'ensemble de la Communauté, à l'heure actuelle, la valeur à l'importation de l'approvisionnement en pétrole se situe entre 4 500 et 5 000 millions d'unités de compte par année. Cette évaluation, qui comprend les frets maritimes, donne une indication de l'importance des aspects économiques, financiers et commerciaux du problème.

APPENDICE

PRINCIPALES INTERVENTIONS DES ÉTATS SUR LE MARCHÉ INTERNATIONAL DU PÉTROLE

1. *Le contingentement des importations de pétrole aux États-Unis.*

Le contingentement des importations de pétrole a été introduit aux États-Unis sur une base volontaire en août 1957, à partir du deuxième semestre de l'année. Il est devenu ensuite obligatoire en mars 1959 par proclamation spéciale du Président en application des pouvoirs généraux qui lui ont été délégués par le Congrès conformément à la loi prorogeant les accords commerciaux, adoptée en août 1958.

Le contingentement s'applique seulement aux importations de pétrole par mer. Les importations par terre en provenance du Canada et du Mexique sont en principe libres mais ont fait l'objet d'accords officieux entre gouvernements pour les fixer à un niveau compatible avec les buts du contingentement.

Les règles du contingentement sont différentes selon les régions et les produits.

Dans le district V, comprenant les États situés à l'ouest des Rocheuses, le contingent d'importation de brut et de produits finis autres que le fuel résiduel est fixé semestriellement en fonction du déficit de l'offre par rapport à la demande. C'est pourquoi l'augmentation récente de la production dans ce district a eu pour résultat une diminution du contingent ces dernières années.

Dans les districts I à IV, comprenant les États situés à l'est des Rocheuses, les contingents d'importation de pétrole brut et de produits autres que le fuel résiduel ont d'abord été fixés à 9 % de la demande estimée pour chaque semestre. A partir du 1^{er} semestre 1963, le contingent a été fixé à un montant égal à 12,2 % de la production de brut diminué des importations par voie terrestre non limitées en principe.

En outre, dans le district qui comprend les États du nord-est, les importations de fuel résiduel ont été contingentées à partir du 1^{er} août 1959. En mars 1966, ce régime a été modifié par une nouvelle réglementation du département de l'Intérieur, prise dans le cadre de la proclamation présidentielle de 1959. D'une manière générale, les importations de fuel résiduel restent soumises à l'octroi de licences. Une allocation initiale de 350 000 b/j est partagée entre les importateurs «reconnus»; des licences supplémentaires sont accordées sur présentation de contrats fermes de livraison. En outre, des licences peuvent être octroyées aux importateurs traditionnels ou à des nouveaux venus pour des livraisons supplémentaires.

La répartition des contingents entre compagnies a été d'abord effectuée par référence aux importations antérieures. A partir de 1963, la capacité de raffinage a été également prise en considération.

Dernièrement, des contingents d'importations de naphta ont été attribués à des entreprises pétrochimiques.

APPENDICE

Conséquence de ce régime, de nouveaux fournisseurs doivent obligatoirement s'adresser à des titulaires de licences et ne peuvent donc développer directement des opérations commerciales sur le marché américain. Les contingents peuvent toutefois faire l'objet de cessions entre compagnies, leur prix est de l'ordre de 1,30 \$ /b.

Deux filiales américaines de compagnies européennes ont obtenu directement des contingents d'importation : il s'agit de «Shell Oil» (environ 47 000 b/j de brut et produits finis en 1967) et d'«American Petrofina» (8 800 b/j de brut et produits semi-finis en 1967).

Pour le premier semestre 1968, la situation des importations se présente de la façon suivante :

*Niveau total des importations autorisées de pétrole aux États-Unis
(à l'exclusion des fuels résiduels) en 1968*

(b/j)

Districts I à IV

Importations autorisées	1.101.276
(soit 12,2 % des 9.028.00 b/j de la production de pétrole brut)	
dont — licences pour les raffineurs	592.160
— licences pour la pétrochimie	52.000
— Canada	280.000
— Mexique	30.000
— Produits finis de Porto Rico	20.800
— Produits finis du Commonwealth	10.000
— Produits finis des Iles Vierges	15.000
— Produits finis d'Outre-Mer	54.696
— Produits finis rejetés de la consommation par l'«Oil Import Appeals Board»	7.000
— Produits finis pour Sequoia Ref. Corp. (compensation d'une erreur administrative de l'O.I.A. en 1967)	2.120
— Produits finis : Report des quantités allouées en 1967 et non utilisées par suite de la crise du Moyen-Orient	37.500

District V

Importations autorisées	322.000
dont — licences pour les raffineurs	155.152
— licences pour la pétrochimie	3.169
— Canada	135.000
— Produits finis	6.313

APPENDICE

— Pour la production de fuel-oil résiduel à faible contenu de soufre	12.000
— Reliquats de contingents pour le Département de la Défense	3.666
— Pétrole brut et semi-raffinés réservés par l'«Oil Imports Appeals Board»	500
— Produits finis réservés par l'«Oil Imports Appeals Board»	500
— Pétrole brut : report des autorisations non utilisées en 1967	5.500

2. Canada

En 1962, le gouvernement canadien a adopté une politique nationale du pétrole tendant au développement de la production intérieure. Le «National Energy Board» a pour mission d'appliquer les règlements du gouvernement en matière d'importation et d'exportation d'énergie, de construction de pipelines, de tarification de transport par pipe-line entre provinces et à l'exportation. Le gouvernement détient le pouvoir de réglementer les importations et les exportations de pétrole; il a déclaré qu'il n'en ferait usage que si la collaboration des compagnies à ses objectifs de développement de la production s'avérait insuffisante.

En contrepartie, les compagnies ont bénéficié de nombreux stimulants fiscaux de nature à encourager la recherche et la production :

- extension à toutes les compagnies et aux personnes physiques du droit de déduire des revenus imposables les dépenses de prospection et de forage de puits de pétrole et de gaz;
- faculté de déduire immédiatement des revenus imposables les dépenses exposées pour l'acquisition de droits d'exploitation de pétrole ou de gaz;
- faculté de transférer, lors de fusions ou de reprises, les dépenses non amorties antérieures.

3. Japon

Par une loi du 12 juin 1962, le gouvernement japonais a instauré un contrôle de l'industrie pétrolière qui est exercé par le ministère du commerce internationale et de l'industrie (M.I.T.I.). Au terme de cette loi, le M.I.T.I. établit chaque année un plan quinquennal d'approvisionnement en pétrole (production, importation de brut et produits pétroliers et production des raffineries). Le développement de la capacité de raffinage (nouvelles raffineries et extensions) est contrôlé par un régime de licences, de même que les importations. Les reprises et fusions de sociétés sont soumises à autorisation.

En matière de prix, «lorsque les prix montent à un niveau déraisonnablement élevé ou lorsqu'on craint qu'ils ne tombent à un niveau déraisonnablement

APPENDICE

bas» (1), le M.I.T.I. peut fixer des prix standard pour les raffineurs et les importateurs en tenant compte de la structure des coûts, des cotations du marché international et d'autres conditions économiques.

C'est dans le cadre de cette loi que le M.I.T.I. obtient chaque année des raffineries japonaises la reprise de certaines quantités de brut produit au Moyen-Orient par la Compagnie japonaise «Arabian Oil».

LES RÉSERVES MONDIALES DE PÉTROLE

Définitions

1. La Conférence mondiale de l'Énergie de 1962 a utilisé les définitions suivantes :

- *Réserves prouvées* [measured or proved reserves]
Réserves découvertes par forage ou par d'autres méthodes reconnues et se trouvant encore dans le sous-sol au jour de référence.
- *Réserves probables et possibles* [indicated and inferred reserves]
Réserves qui, en plus des réserves prouvées, peuvent raisonnablement être considérées comme existantes, mais dont l'importance quantitative ne peut être estimée qu'approximativement en se fondant :
 - sur des travaux de prospection effectués sur les gisements de pétrole connus (réserves probables), mais non terminés;
 - sur la situation géologique des structures et des roches mères (réserves possibles) qui n'ont pas encore été étudiées (2).
- *Réserves totales (récupération totale)* [total reserves (ultimate recovery)]
Sommes des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles.

Les réserves prouvées

2. Il est devenu habituel d'entendre par réserves prouvées les seules réserves exploitables, récupérables. Il s'ensuit que les réserves prouvées sont constituées par les quantités de pétrole qui, dans les conditions techniques et économiques actuelles, peuvent être extraites des gisements découverts.

Dans les réserves prouvées, on peut distinguer les quantités faisant l'objet d'une récupération primaire et celles qui font l'objet d'une récupération secondaire. La partie liquide du gisement qui jaillit des puits de forage sous la pression qui règne dans le gisement, sans appoint d'énergie extérieure, constitue la récupération primaire.

(1) Loi n° 128 du 12 mai 1962, art. XV 1.

(2) Sur ce point, la définition de la conférence mondiale de l'Énergie de 1962 a été légèrement élargie.

APPENDICE

La partie qui ne sort des puits de forage que par application d'une énergie extérieure au gisement constitue la récupération secondaire. Les méthodes les plus utilisées pour fournir cet apport d'énergie nécessaire à l'exploitation secondaire des gisements de pétrole sont l'injection de gaz (gas repressuring) et l'injection d'eau (water flooding).

Alors que souvent le taux de récupération primaire des gisements de pétrole ne dépasse pas 20 à 30 % du contenu liquide du gisement, les méthodes de récupération secondaire permettent d'extraire 30 à 50 %.

Lorsque les pétroles sont difficiles à extraire et que les conditions de vente sont favorables, on peut également recourir à des méthodes de récupération tertiaire. Il s'agit par exemple de l'extraction de pétrole par combustion partielle du contenu du gisement (in situ combustion) ou de l'utilisation de charges atomiques comme celles qui sont mises au point aux États-Unis.

Dans certains gisements de pétrole, une partie du contenu liquide se présente sous forme de condensat (natural gas liquid). Dans de nombreux cas, les chiffres concernant ces hydrocarbures lourds sont également repris séparément dans les statistiques.

Les réserves mondiales prouvées — c'est-à-dire la partie de l'ensemble des réserves du monde qui, compte tenu des données économiques actuelles, peut être extraite par des méthodes de récupération primaire et secondaire — s'élevaient, selon différentes sources, à 54 098,3 millions de tonnes (voir tableau 40) au début de 1967. La revue spécialisée américaine «Oil and Gas» indique pour la fin de 1967 des réserves de pétrole atteignant déjà 56 740 millions de tonnes.

Le volume des réserves de pétrole prouvées du monde libre qui au début de 1967 pouvaient être récupérées par des méthodes primaires et secondaires, était de 49 466,5 millions de tonnes, dont 32 222,5 millions soit 65,4 % se trouvaient au Moyen-Orient.

Les réserves prouvées sur le territoire de la Communauté s'élevaient au début de 1967 à 220 millions de tonnes environ pour une production de 14,93 millions de tonnes en 1966. L'importance de plusieurs gisements place ceux-ci à un rang appréciable même sur le plan international; néanmoins, l'état des connaissances géologiques actuelles ne permet pas encore de savoir si l'on peut compter sur une augmentation importante des réserves.

L'évolution des réserves primaires prouvées et leur augmentation rapide en dépit d'une production également en forte expansion se chiffrent de la manière suivante :

1944	6,8 milliards de tonnes (1)
1949	5,45 milliards de tonnes
1954	19,4 milliards de tonnes
1959	36,8 milliards de tonnes
1961	40,0 milliards de tonnes
1965	46,5 milliards de tonnes

(1) 1 tonne = environ 7 barils.

APPENDICE

Ces quelques chiffres indiquent déjà que de 1954 à 1959, soit en cinq ans seulement, les réserves primaires récupérables ont presque doublé. Depuis 1959, la découverte de nouvelles réserves primaires prouvées dans le monde a nettement fléchi, une raison et non des moindres étant le ralentissement de la prospection. Il y a toutefois lieu de noter que parallèlement au fléchissement de l'augmentation des réserves primaires à partir de 1959, on a enregistré une augmentation sensible des réserves secondaires.

Les réserves possibles et probables

3. Les définitions données plus haut en ce qui concerne les réserves de pétrole possibles et probables doivent être complétées par la mention des réserves que renferment les schistes bitumineux et les sables pétrolifères. En raison des conditions de gisement, ce pétrole ne se trouve pas à l'état liquide; il ne peut être fluidifié qu'au prix de dépenses considérables, par exemple par apport thermique. Dans les conditions actuelles, l'exploitation n'est pas encore rentable, bien que l'on prévoie la possibilité d'atteindre en 1970, dans les vastes installations techniques expérimentales du Colorado, des coûts d'extraction de 1,60 \$ par baril de pétrole extrait de schistes (1).

Il est également envisagé (projet «Bronco») d'extraire le pétrole des schistes bitumineux du Colorado à l'aide de charges explosives atomiques. L'exploitation des grands gisements de sables pétrolifères, entreprise en septembre 1967 à Fort McMurray (2) devrait permettre d'estimer les coûts futurs du pétrole provenant de cette source. La production est de 45 000 barils d'huile par jour, soit environ 2 millions de tonnes par an.

Il ressort de ce qui précède que les réserves de pétrole contenues dans les grès et les schistes pétrolifères de la planète ne figurent pas encore dans les réserves prouvées. Elles ne pourront y être classées que lorsqu'on disposera de données précises sur la rentabilité de leur exploitation. Provisoirement, elles ne figurent que dans les réserves totales qui comprennent non seulement les réserves prouvées, mais aussi les réserves possibles et probables.

Les réserves totales de pétrole

4. Dans les estimations globales des réserves totales de pétrole, dont un relevé n'est établi qu'occasionnellement à plusieurs années d'intervalle, il est approprié d'indiquer non pas les «réserves» au sens propre, c'est-à-dire les réserves qui sont encore disponibles au moment où est donnée l'indication, mais la récupération *finale ou totale* de pétrole (ultimate recovery) dans les gisements en cours d'exploitation, au stade de la mise en exploitation et dans les gisements susceptibles d'être mis en exploitation. Ces données englobent donc la production cumulée desdits gisements depuis le premier jour d'exploitation jusqu'au moment où la donnée est fournie. Étant donné que les réserves

(1) 1 tonne = environ 7 barils.

(2) Alberta, Canada.

APPENDICE

indiquées sont de l'ordre de quelques centaines de milliards de tonnes et que l'estimation des réserves possibles et probables est imprécise, l'absence des données relatives aux quantités de pétrole produites par les gisements cités jusqu'au moment du relevé n'altère pas sensiblement la vraisemblance de l'estimation (cf. tableau 41). Les réserves totales ou la récupération globale de l'ensemble des gisements de pétrole du monde sont, d'après les estimations du tableau 41, de 450 à 620 milliards de tonnes.

Rapport réserves/production

5. Pour apprécier la permanence des réserves de pétrole et se livrer à des comparaisons, il importe de disposer d'un indice. A cette fin, on utilise la relation qui existe entre les réserves primaires et secondaires prouvées d'une part et la production de l'année correspondante d'autre part. Cet indice qui s'obtient en divisant les réserves par la production de l'année, n'est qu'une donnée comparative conventionnelle. Elle indique le nombre d'années qu'il faudrait pour épuiser les réserves de pétrole prouvées si la production annuelle utilisée dans le calcul se maintenait.

Le tableau 42 indique l'évolution de cet indice dans le monde de 1938 à 1967. Il fait apparaître que le rapport réserves/production se situe normalement entre 10 et 12 aux États-Unis et généralement entre 15 et 20 ailleurs. Le Moyen-Orient constitue une exception. Dans cette région le rapport oscille entre 44,7 en 1938 et 75,9 en 1964, l'indice 131 ayant même été atteint momentanément (1957). Un effort particulier a été fait pour augmenter les réserves du Proche-Orient dans les années 50. Il est donc compréhensible qu'elles n'augmentent plus aussi rapidement depuis. Pour le monde libre, sans les États-Unis, le rapport était de 43,5 en 1967.

Les données concernant les réserves prouvées ainsi que les données concernant le rapport réserves/production font apparaître l'importance du Moyen-Orient pour l'approvisionnement de l'Europe Occidentale et de la Communauté. Depuis 1959, l'Afrique (du Nord et Occidentale) s'affirme d'année en année comme deuxième fournisseur. Les réserves de cette région viennent d'entrer en exploitation, et leur augmentation est probable. Si d'après Moore, les réserves primaires et secondaires prouvées de l'Afrique étaient encore au début de 1962 à 1,25 milliard de tonnes environ, elles sont passées à 4,13 milliards de tonnes au début de 1967 (voir tableau 40).

TABLEAU 40

Réserves prouvées de pétrole au 1^{er} janvier 1966 et 1967

(Mio t et %)

	1966	1967	1966	1967
	Mio t	Mio t	%	%
Etats-Unis	5 715,7	6 123,6	11,6	11,3
dont: pétrole	(4 771,9)	(5 143,8)	(9,7)	(9,5)
gaz associé	(943,8)	(979,8)	(1,9)	(1,8)
Canada	1 127,9	1 258,6	2,3	2,3
dont: pétrole	(1 010,3)	(1 110,5)	(2,1)	(2,1)
gaz associé	(117,6)	(148,1)	(0,2)	(0,2)
Mexique	351,7	352,0	0,7	0,7
Total Amérique du Nord	7 195,3	7 734,2	14,6	14,3
Vénézuéla	2 475,4	2 484,7	5,0	4,6
Argentine	270,8	415,4	0,6	0,8
Autres pays d'Amérique du Sud	484,8	588,0	1,0	1,0
Total Hémisphère occidental	10 426,3	11 222,3	21,2	20,7
Europe occidentale	314,6	290,1	0,7	0,5
dont: Communauté	(236,8)	(220,3)	(0,5)	(0,4)
Afrique	2 713,0	4 129,0	5,5	7,6
dont: Algérie	(941,3)	(934,5)	(1,9)	(1,7)
Libye	(1 312,0)	(2 624,0)	(2,7)	(4,9)
Moyen-Orient	29 775,0	32 222,5	60,5	59,6
dont: Abu Dhabi	(1 370,0)	(1 712,5)	(2,8)	(3,2)
Irak	(3 412,5)	(3 220,8)	(6,9)	(6,0)
Iran	(5 360,0)	(5 962,6)	(10,9)	(11,0)
Kuwait	(8 606,3)	(9 460,0)	(17,5)	(17,5)
Arabie Séoudite	(8 262,0)	(8 857,2)	(16,8)	(16,4)
Zone neutre	(1 812,9)	(1 904,5)	(3,7)	(3,5)
Extrême-Orient et Australie	1 487,6	1 602,6	3,0	3,0
dont: Indonésie	(1 285,4)	(1 234,9)	(2,6)	(2,3)
Total Hémisphère oriental	34 290,2	38 244,2	69,7	70,7
Ensemble du monde, sans U.R.S.S., Europe orientale et Chine	44 716,5	49 466,5	90,9	91,4
U.R.S.S., Europe orientale et Chine	4 493,5	4 631,8	9,1	8,6
Monde	49 210,0	54 098,3	100,0	100,0

TABLEAU 41

Estimation des réserves totales de pétrole dans le monde

(Milliards t)

	d'après King Hubbert (1)	d'après L.G. Weeks (2)
Etats-Unis (off-shore compris)	23,5	37
Canada	} 6	11,3
Mexique		3,3
Amérique du Sud	11,4	26
Hémisphère occidental	40,9	77,6
Europe (sans (URSS)	1,7	2,5
Moyen-Orient	} 40,5	104
Afrique du Nord		13,5
Indonésie	4	} 11,3
Australie	0,4	
Autres pays d'Asie	3,3	
Hémisphère oriental	49,9	131,3
Monde libre	90,8	208,9
URSS	27	60
Offshore hors Etats-Unis	51	—
Total mondial, sans condensats	170	—
Condensats	30	—
Total mondial (dont off-shore)	200	270
Réserves secondaires	—	(100)
Total réserves primaires et secondaires	—	200
Sables et schistes pétrolifères	250	470
		150
Total général	450	620

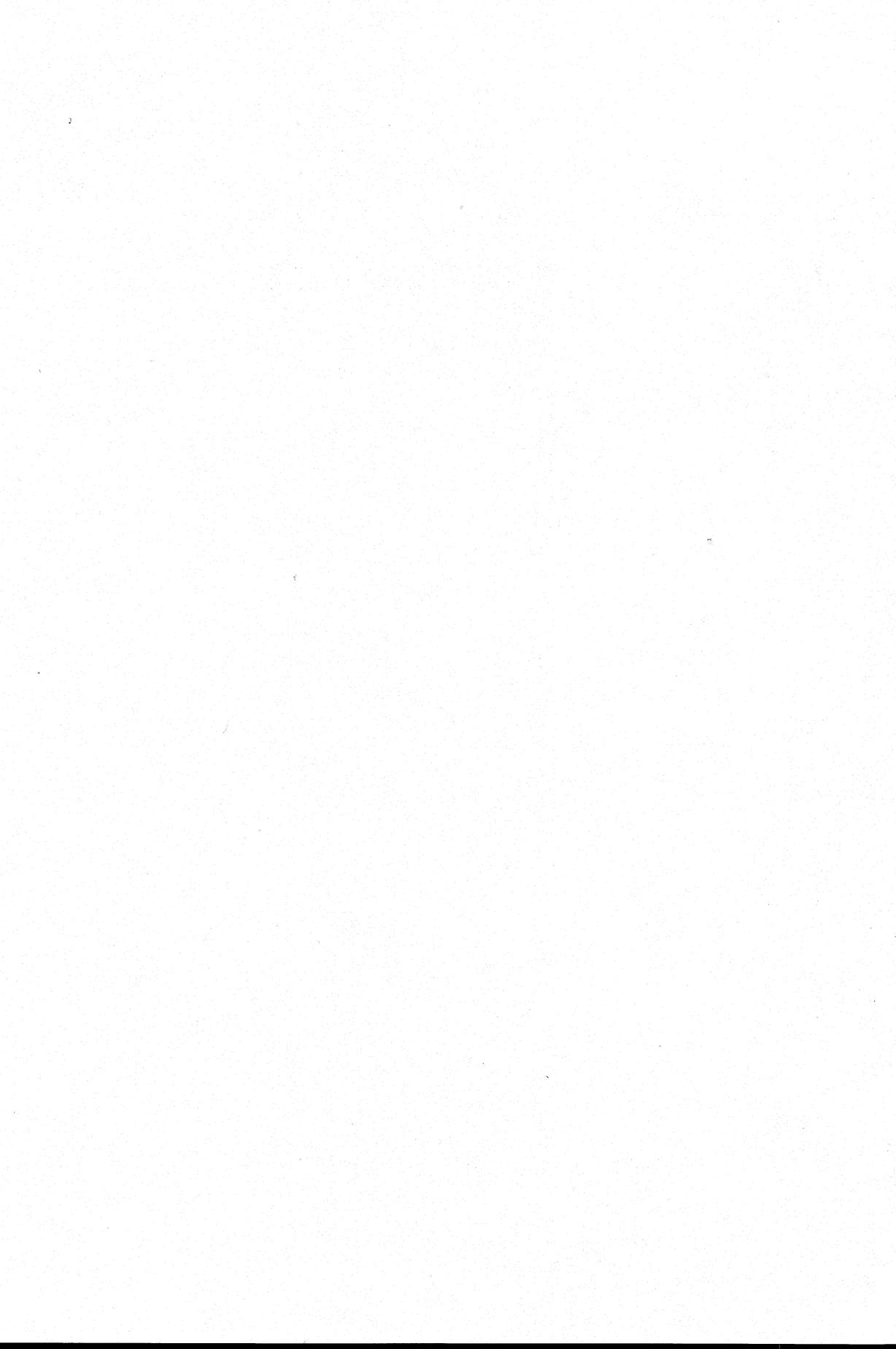
(1) King Hubbert, « Energy Resources » — « Report to the Committee on Natural Resources » of National Academy of Science, Washington, 1962.

(2) L. G. Weeks, « World Wide Review of Petroleum Exploration », 6ème Congrès Mondial du Pétrole, Francfort, 1963.

TABLEAU 42

*Réserves prouvées exprimées en années de production courante
(1938-1967)*

	1938	1949	1954	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1966	1967
Etats-Unis	14,2	13,1	12,8	12,3	12,3	12,1	11,7	11,3	11,1	10,0	10,4
Zone des Caraïbes	13,0	18,7	15,6	17,4	17,1	16,1	14,3	14,1	14,0	13,6	14,0
Moyen-Orient	44,7	64,9	96,7	109,2	94,9	91,6	86,0	83,3	75,9	63,1	63,6
Monde libre	16,4	22,8	32,6	42,7	40,4	39,6	37,6	37,5	36,7	31,4	32,7
Monde libre sans Moyen-Orient	14,4	14,8	14,4	17,9	17,7	17,5	16,7	16,7	17,9	15,7	17,1
Monde libre sans Etats-Unis	21,3	36,6	53,0	64,4	58,5	56,3	51,8	51,1	48,8	42,3	43,5
Monde libre sans Moyen-Orient et Etats-Unis	15,1	18,8	17,3	25,3	24,5	23,7	21,8	22,1	24,1	21,6	23,6
U.R.S.S.	22,0	15,6	19,1	18,0	27,5	24,8	19,8	17,8	16,7	15,3	14,6
Total mondial	17,1	22,2	31,2	40,5	38,4	37,1	34,6	34,1	33,2	28,7	29,5



CHAPITRE IV

Le Gaz

87. Le gaz intervient dans le bilan énergétique à la fois comme énergie primaire (gaz naturel) et comme énergie secondaire (gaz dérivés, gaz manufacturés). Les réseaux de transport et les canalisations de distribution constituent le moyen d'écoulement commun entre le producteur et les consommateurs, ce qui détermine les aspects particuliers de son marché.

A. LE MARCHÉ

88. Le gaz est techniquement substituable à toutes les autres énergies primaires pour les usages de combustibles, mais sa position commerciale diffère suivant les secteurs :

TABLEAU 43

*Livraison de gaz à la consommation intérieure en 1967
(Tous gaz, sauf gaz de pétrole liquéfiés et gaz de raffinerie livrés
en l'état en 1967)*

(Tcal PC1)

	Alle- magne	Belgique	France	Italie	Luxem- bourg	Pays- Bas	Commu- nauté
Centrales électriques	22 080	5 373	20 610	13 062	3 628	8 476	73 229
Usines à gaz	3 500	251	595	240	—	23	4 609
Cokeries	29 227	4 599	11 562	4 705	—	662	50 755
Sidérurgie	61 500	15 386	31 500	19 000	8 500	3 290	139 176
Autres industries	40 496	3 400	27 862	30 381	80	21 451	123,670
Transports	—	—	371	927	—	—	1 298
Domestique etc.	28 500	5 638	23 885	18 590	186	21 625	98 424
Total	185 303	34 647	116 385	86 905	12 394	55 527	491 161
Usages non énergétiques (1)	(2)	(2)	6 280	17 500	(2)	(2)	

(1) Une part importante des gaz de pétrole liquéfiés et de gaz de raffinerie livrés en l'état, qui ne sont pas repris ici, est destinée à des usages non énergétiques.

(2) Compris dans les chiffres de la ligne précédente.

— Dans le secteur domestique, le gaz trouve des usages de haute valorisation, et des débouchés qui peuvent devenir très importants lorsque des tarifs appropriés permettent de le consommer pour le chauffage des locaux. Ce secteur se caractérise par l'ampleur des variations saisonnières de la demande.

- Le *secteur industriel* comprend des usages spécifiques (p. ex. céramique, chimie) et des usages pour lesquels le gaz peut se substituer à d'autres énergies. Certaines industries, à l'inverse du secteur domestique, offrent une très grande régularité de consommation et peuvent même s'effacer en période de pointe, en recourant temporairement à d'autres combustibles.
- Les *centrales électriques* peuvent également consommer du gaz, soit qu'il s'agisse de gaz dit «fatal» (p.ex. gaz de haut-fourneaux à faible pouvoir calorifique qui ne peut être transporté sur de longues distances), soit

TABLEAU 44

Données de base concernant le gaz (1967)
(Gaz de pétrole liquéfiés et gaz de raffineries consommés en l'état non compris)

I. MARCHÉ

<i>Livraisons à la consommation</i> ⁽¹⁾ <i>intérieure</i> (milliers Tcal PCS)		<i>Secteurs de consommation</i> ⁽¹⁾ (milliers Tcal PCS)	
Allemagne	185,3	Centrales électriques	73,2
Belgique	34,6	Usines à gaz	4,6
France	116,4	Cokeries	50,7
Italie	86,9	Sidérurgie	139,2
Luxembourg	12,4	Autres industries	123,7
Pays-Bas	55,5	Transport	1,3
		Domestique etc.	98,4
C.E.E.	491,1	Total	491,1

II. APPROVISIONNEMENT

<i>Production</i> (milliers Tcal PCS)			<i>Production de gaz naturel</i> ⁽¹⁾ (milliards de m ³ au P.C. d'origine)		
<i>Gaz naturel</i> (⁽¹⁾)	<i>Gaz dérivés</i> (⁽²⁾)	<i>Total</i>	1967	1968 (prév.)	
Allemagne	39,2	147,8	187,0	4,6	5,3
Belgique	0,6	31,1	31,7	5,6	5,7
France	51,8	69,7	121,5	9,4	10,4
Italie	85,3	24,6	109,9	7,2	14,0
Luxembourg	—	12,3	12,3		
Pays-Bas	59,5	11,3	70,5		
CEE	236,4	296,8	533,2	26,8	35,3

⁽¹⁾ Y compris grisou.

⁽²⁾ Y compris achats de gaz de pétrole liquéfiés et gaz de raffineries.

⁽¹⁾ Sans grisou.

III. ECHANGES DE GAZ NATUREL

Objectif 1975 des contrats conclus
(milliards de m³ au P.C. d'origine)

<i>Gaz néerlandais:</i>	Allemagne:	8,5
	France:	5
	Belgique:	5
<i>Gaz algérien:</i>	France:	4
<i>Gaz lybien:</i>	Italie:	3

qu'il s'agisse de gaz naturel. Dans ce dernier cas, les centrales peuvent représenter un débouché intéressant, soit pour assurer le remplissage initial des conduites en attendant le développement des autres marchés, soit pour la compensation des variations saisonnières de la demande des autres secteurs de consommation.

Ces débouchés sont toutefois étroitement conditionnés par les disponibilités, et la pénétration du gaz dans les différents secteurs de consommation sera plus ou moins forte selon les conditions de l'offre en prix et quantité. A cet égard, l'apparition de grandes quantités de gaz naturel sur les marchés est susceptible de modifier profondément la physionomie traditionnelle de l'industrie gazière qui, depuis plusieurs années, écoule dans ses réseaux de transport et de distribution, du gaz de diverses provenances.

B. L'APPROVISIONNEMENT

Le gaz naturel

89. Les réserves prouvées récupérables de gaz naturel de la Communauté s'élèvent actuellement à près de 2 500 milliards de m³ (env. 2,8 milliards de tec), dont la majeure partie est située aux Pays-Bas.

TABLEAU 45
Estimation des réserves prouvées de gaz naturel dans la Communauté à fin 1967

(Milliards de m³) ⁽¹⁾

Allemagne	274
France	110
Italie	110
Pays-Bas	2000
Total	2494

⁽¹⁾ Chiffres provisoires.

Ces chiffres ne comprennent pas les possibilités de découvertes qu'offre le plateau continental en Italie (continuation dans l'Adriatique des couches gazifères de la Plaine du Pô) et en mer du Nord. Dans cette dernière région, les recherches entreprises du côté britannique ont mis en évidence, jusqu'à présent, des gisements totalisant 7 à 800 milliards de m³ ⁽¹⁾.

90. La recherche et l'exploitation des ressources en hydrocarbures font, dans tous les pays de la Communauté, l'objet d'un système de permis et de concession, sous des modalités diverses. Les législations récentes relatives à l'off-shore donnent à l'État ou à des entreprises d'État la possibilité de prendre une participation à la recherche ou à l'exploitation et d'exercer un certain contrôle sur les prix et l'écoulement du gaz.

⁽¹⁾ Ces découvertes ont rendu caduc le projet d'exporter du gaz néerlandais vers la Grande-Bretagne, augmentant ainsi les quantités de ce gaz disponibles pour la Communauté.

Au cours des quatre derniers mois de 1967, près de quinze permis de recherche sur le territoire national des Pays-Bas ont été octroyés; deux tiers des superficies seront prospectés par la NAM (1). En outre, une dizaine de demandes de concessions pour l'exploitation sur le territoire national est à l'examen depuis plusieurs années, et l'on s'attend à une décision prochaine.

Pour l'off-shore néerlandais, vingt demandes de permis de recherche ont été déposées en novembre 1967. Dix-huit permis ont été accordés en mars 1968.

En Italie, l'E.N.I. a obtenu, seule ou en association avec Shell, des permis de recherche dans la mer Adriatique, à concurrence de 25 % de la zone ouverte à la prospection.

Il convient de rappeler ici la nécessité de veiller à ce que toutes les entreprises des États membres jouissent d'un traitement non discriminatoire lors de l'attribution de permis de recherche et de concessions d'exploitation (cf. par. 63).

91. La production de gaz naturel dans la Communauté a été en 1967 de 26,8 milliards de m³, soit 236 400 Tcal, grison compris.

A la suite du développement des gisements reconnus, la production communautaire confirme à la fin de 1967 les prévisions de rapide croissance faites au commencement de l'année (25,9 milliards de m³); elle est estimée devoir atteindre pour 1968, 35,3 milliards de m³ équivalant à 44 millions de tec, soit une augmentation d'environ 30 %.

92. La France importe par navire méthanier du gaz naturel du gisement d'Hassi-er-R'mel en Algérie; l'Italie construit les installations nécessaires pour importer également par navires du gaz liquéfié en provenance de Libye. Les contrats actuellement conclus ou décidés portent sur 7 milliards de m³ (10 millions de tec).

L'importation de gaz naturel en provenance d'URSS a été également envisagée.

Les gaz manufacturés et dérivés

93. En 1967, la production totale de gaz manufacturés et dérivés a atteint 391 200 Tcal (environ 50 millions de tec) dont un tiers de gaz de cokeries, un tiers de gaz de hauts fourneaux, les gaz de pétrole liquéfiés représentant la plus grande partie du solde.

Il faut cependant noter que, du total produit, une partie importante n'entre pas dans les disponibilités de l'industrie gazière, soit qu'il s'agisse de gaz écoulé en l'état (environ 80 % des gaz de raffineries et des gaz de pétrole liquéfiés), soit qu'il s'agisse de gaz à faible pouvoir calorifique dont le transport est trop coûteux (gaz de hauts fourneaux).

(1) NAM — Nederlandsche Aardolie Maatschappij (50 % Shell — 50 % Esso).

TABLEAU 46

*Production de gaz manufacturés et dérivés dans la Communauté
(1967)*

	Milliers de Tcal (PCS)	%
Gaz d'usines	17,7	4,5
Gaz de cokeries	130,0	33,3
Gaz de hauts fourneaux	129,8	33,2
Gaz de raffineries	36,9	9,4
Gaz de pétrole liquéfié	76,8	19,6
Total	391,2	100

Des indications détaillées par type de gaz et par pays figurent au tableau suivant :

TABLEAU 47

*Production de gaz dans les pays de la Communauté par sorte de gaz
en 1967*

Sorte de gaz	(Tcal PCS)						
	Alle- magne	Belgique	France	Italie	Luxem- bourg	Pays- Bas	Commu- nauté
Gaz naturel et grisou	39 205	558	51 809	85 258	—	59 540	236 370
Gaz d'usines	9 495	222	5 332	2 339	67	243	17 698
Gaz de cokeries	73 856	13 282	24 269	12 143	—	6 491	130 041
Gaz de hauts fourneaux	49 996	16 025	37 183	9 952	12 314	4 345	129 815
Gaz de raffineries ⁽¹⁾	24 795	2 300	7 412	898	—	(1 473)	(36 878)
Gaz de pétrole liquéfié ⁽¹⁾	22 287	3 792	25 041	19 496	—	6 223	76 839
Tous gaz	219 634	36 179	151 046	130 086	12 381	(78 315)	(627 641)

⁽¹⁾ Dont gaz de raffineries et gaz de pétrole liquéfiés livrés en l'état (ensemble) :

Allemagne:	32 617	Italie:	20 238
Belgique:	4 541	Pays-Bas:	(7 445)
France:	29 568	Communauté:	94 409

94. Pour l'avenir, l'évolution de chaque source de production sera déterminée principalement par les facteurs techniques et économiques suivants :

a) *Gaz de cokerie*

La diminution des besoins en coke de la sidérurgie (réduction rapide de la consommation spécifique de coke dans les hauts fourneaux) et le rétrécissement des marchés du coke (exportations, autres industries et foyers domestiques) provoquent une diminution correspondante de la production

de gaz de cokerie. Celle-ci est aussi influencée, en conjoncture, par les fluctuations de l'activité sidérurgique.

b) *Gaz de hauts fourneaux*

Les gaz de hauts fourneaux, dont la production est fatale, restent le plus souvent dans les circuits intérieurs des usines sidérurgiques ou dans leurs annexes. Ils sont utilisés dans certains réchauffages, dans des turbines à gaz ou dans les centrales électriques.

c) *Gaz de raffineries*

Une partie importante des gaz de raffinerie est produite spécialement pour la synthèse chimique; une autre partie est constituée par des gaz résiduaux qui sont consommés dans la raffinerie même, mais peuvent être aussi livrés à des distributions publiques. Cette destination a d'ailleurs tendance à augmenter dans les régions qui ne sont pas touchées par l'arrivée du gaz naturel, car elle procure une valorisation élevée, supérieure à celle obtenue dans l'autoconsommation.

d) *Gaz de pétrole liquéfié*

Dans cette catégorie se rangent d'abord les gaz livrés aux consommateurs dans des bouteilles sous pression (butane ou propane liquéfié). Ces produits trouvent tout naturellement un débouché en premier lieu dans les localités qui ne sont pas reliées à un réseau de distribution publique. Toutefois, même dans les agglomérations urbaines, leur emploi a augmenté sensiblement au cours des dernières années. En outre, les gaz liquéfiés sont utilisés pour l'approvisionnement de distributions publiques (air propané par exemple), soit en lieu et place des fournitures des usines à gaz traditionnelles qui sont progressivement fermées, soit pour la couverture des pointes.

e) *Gaz d'usines à gaz*

La production propre des usines à gaz à partir de la *houille* est en forte régression. De plus en plus, les distributions autrefois alimentées par les usines locales traditionnelles sont approvisionnées au moyen de gaz de pétrole ainsi qu'il vient d'être dit, ou raccordées à des réseaux de transport à distance de gaz manufacturé ou naturel.

Des procédés ont été mis au point depuis quelques années, pour produire du gaz à partir de certaines fractions du *pétrole*, notamment les essences légères (naphta). En Grande-Bretagne, où plusieurs de ces méthodes sont utilisées, elles ont connu un développement très rapide (8,4 mio tec en 1966). Dans la Communauté, 1 million de tec environ a été produit ainsi en 1967.

La structure de l'industrie gazière

97. Dans l'industrie gazière, trois niveaux doivent être distingués :

— la production, qui se rattache fréquemment à d'autres industries du secteur énergétique (cokéfaction, raffinage, production pétrolière etc...);

- le transport, qui achète le gaz naturel ou manufacturé et le revend «en gros», soit à des distributeurs publics (municipalités ou concessionnaires), soit à de grands consommateurs industriels;
- la distribution, qui assure l'approvisionnement sur le plan local.

En fait, dans les pays de la Communauté, ces trois activités ou deux d'entre elles sont souvent exercées par les mêmes entreprises avec l'éventuelle participation d'entreprises publiques ou de l'État.

Les réseaux de transport qui alimentent de gros utilisateurs sont exploités par des entreprises créées par les producteurs ou en participation entre les producteurs et des groupements de consommateurs. Ce dernier terme recouvre ici principalement les distributions publiques. Dans certains cas, des participations publiques complètent la composition du capital de ces entreprises. Des réseaux construits et exploités par des groupements de consommateurs sont également concevables.

La fourniture aux consommateurs domestiques, à l'artisanat et à la petite industrie se fait par l'intermédiaire de la distribution publique concédée généralement par les collectivités locales. Il s'agit de monopoles de droit.

En Allemagne, lorsque les pouvoirs publics participent dans certains cas, au transport et à la distribution, il s'agit généralement des collectivités locales.

En Belgique, l'État détient une participation minoritaire dans le capital de l'entreprise qui effectue le transport de gaz (2/9^e en 1967).

En France, le transport et la distribution sont assurés par l'entreprise nationale «Gaz de France», mais il existe toutefois un régime mixte pour le transport et la vente de gaz naturel à certains usagers.

En Italie, l'E.N.I. bénéficie d'un droit exclusif pour la production, le transport et la vente dans la vallée du Pô, et de certaines préférences pour la production off-shore.

Aux Pays-Bas, l'État est associé à la production du gaz de Groningue, par l'intermédiaire d'une société dont il est actionnaire à 100 %. En outre, il détient, directement et par le canal de cette même société, la moitié du capital de la société qui a l'exclusivité du transport et de la vente de ce gaz. Par ailleurs, la distribution est assurée pour la plus grande part par les collectivités locales.

Le transport par canalisation

98. Le transport par canalisation retient spécialement l'attention, car il intéresse particulièrement les échanges de gaz entre États membres de la Communauté. De par sa nature, il est soumis à un ensemble de contraintes techniques et économiques ⁽¹⁾ qui conduisent tout naturellement à des situations de

⁽¹⁾ par exemple :

- importance des installations fixes, donc des charges financières;
- faiblesse relative des coûts variables, conduisant à la recherche de taux d'utilisation élevés;
- décroissance du coût de transport unitaire à mesure que le diamètre de la conduite augmente, se traduisant par la possibilité d'approvisionner des marchés importants mais lointains, à meilleur prix que de petits consommateurs proches du gisement.

monopole de fait. Les pouvoirs publics ont été amenés à intervenir pour s'assurer que le transport se réalise dans des conditions conformes à l'intérêt général. Ces interventions accordent souvent une exclusivité au profit du transporteur, mais lui imposent en revanche certaines obligations de service public. Dans certains cas, les pouvoirs publics détiennent une participation dans le capital des entreprises de transport et de vente. Dans la plupart des pays, le transport du gaz naturel est assuré par des entreprises dans lesquelles les producteurs possèdent des intérêts importants.

99. Le tracé des canalisations de transport de gaz naturel a une importance particulière du point de vue de la politique énergétique, car il détermine sur quels marchés s'exercera la concurrence de cette forme d'énergie vis-à-vis des autres. Il a également une importance du point de vue de la politique régionale, en raison des possibilités de développement qu'offre cette énergie. Pour ces raisons, des échanges d'informations entre États membres sur les programmes d'investissements en moyen de transport ont été entrepris à l'initiative de la Commission.

100. A l'heure actuelle, plusieurs régions de la Communauté sont alimentées par des réseaux de transport de gaz naturel.

En Italie, c'est la vallée du Pô qui, la première, a été dotée d'un ensemble de canalisation approvisionnant une zone très industrialisée et très peuplée, située à proximité des gisements.

Les régions du Centre et du Sud ont ensuite été dotées de réseaux d'une étendue plus modeste, la production des gisements découverts dans ces zones étant principalement dirigée vers des industries grosses consommatrices, susceptibles d'exercer un effet moteur sur le développement régional. Il est projeté de développer en Italie un réseau interconnecté qui permettrait à l'ensemble du territoire d'être approvisionné notamment au moyen de gaz importé.

En France, le gaz de Lacq est transporté sur de grandes distances, la région voisine du gisement n'offrant pas de débouchés suffisants : c'est ainsi que le réseau approvisionne des centres tels que Nantes, Paris, Lyon. Depuis peu, la région parisienne reçoit également le gaz algérien importé par le Havre. Dans les prochaines années, du gaz algérien importé via Marseille sera distribué dans le Sud-Est de la France et sur une part importante du réseau actuel du gaz de Lacq.

Couvrant déjà tout le territoire des Pays-Bas, le réseau de transport du gaz de Groningue s'étend en Belgique, se prolonge en France jusqu'à Paris et atteindra prochainement le Nord et plus tard la Lorraine. En Allemagne, il alimente déjà la Ruhr et certaines régions industrielles du Nord; bientôt, il pénétrera jusqu'en Bavière le long de la vallée du Rhin.

En outre, il existe en Allemagne des canalisations qui transportent le gaz naturel des nombreux gisements locaux. Les conduites les plus importantes sont généralement intégrées dans les réseaux des grandes entreprises de transport qui achètent du gaz de différentes provenances pour le livrer aux consommateurs industriels et aux distributions publiques.

101. Dans les pays charbonniers, le gaz de cokerie avait par le passé une place importante dans l'approvisionnement en énergie et dans certains pays des canalisations ont été construites pour transporter ce gaz à longue distance. Avec l'arrivée de quantités massives de gaz naturel, dont le pouvoir calorifique est environ double de celui du gaz de cokerie, l'écoulement de celui-ci peut poser des problèmes, du fait que ces deux types de gaz ne sont pas interchangeables. Suivant les cas et les possibilités d'écoulement, le gaz de cokerie devra être mélangé au gaz naturel, au moyen d'installations appropriées pour être ensuite introduit dans les conduites existantes ou dans de nouvelles canalisations.

La «conversion» au gaz naturel des distributions publiques et des appareils d'utilisation nécessite des investissements considérables. L'économie gazière y a consacré en 1966 et en 1967 une part importante (environ un quart) de ses dépenses d'équipement, chiffrées à 500 millions d'u.c. par an.

Des sommes analogues seront vraisemblablement dépensées au cours des deux ou trois prochaines années. Le nombre des consommateurs touchés pour la période 1966/1968 est estimé à 3,8 millions d'abonnés.

102. Un autre problème technique et économique est celui du développement des moyens de stockage en vue d'assurer la régularisation des volumes transportés dans les canalisations pour compenser les variations saisonnières de la demande, et répondre instantanément aux fluctuations des besoins.

Des stockages de capacité élevée ne sont concevables que par l'utilisation de gîtes souterrains, de préférence à proximité des grands centres de consommation.

Les prix

103. La politique de vente des producteurs et transporteurs de gaz naturel, éventuellement influencée par les pouvoirs publics, détermine la position concurrentielle de cette forme d'énergie sur les marchés.

Il faut distinguer les niveaux de prix suivants :

- a) Prix de vente à la production. Ces prix ne sont généralement pas connus.
- b) Prix de vente du transporteur aux distributeurs locaux et aux consommateurs industriels. C'est principalement à ce niveau que le prix détermine la position concurrentielle du gaz vis-à-vis des autres énergies.
- c) Prix de vente des distributeurs locaux. Ces prix comprennent les charges très importantes de distribution qui dépendent des circonstances locales. Ils doivent évidemment tenir compte des prix des énergies concurrentes et des charges résultant de la conversion au gaz naturel des réseaux de distribution et des appareils d'utilisation.

En Italie, la tarification traduit une certaine priorité pour les usages dans lesquels le gaz apporte la plus haute valorisation, et elle se réfère au prix du combustible concurrent, c'est-à-dire le fuel-oil.

En France, les tarifs du gaz de Lacq ont été construits de manière à refléter pour chaque consommateur le coût du service qui lui est rendu. Le prix est établi en fonction de la distance de transport et des caractéristiques de la demande de chaque utilisateur. Il est lié par une indexation au prix des énergies concurrentes, c'est-à-dire le charbon et le fuel oil.

Aux Pays-Bas, le tarif de vente à l'industrie a été fixé par rapport au prix du fuel oil et suit dans une certaine mesure les fluctuations de celui-ci.

En Allemagne et en Belgique, pays qui importent du gaz néerlandais, les prix sont fixés par les transporteurs en considération du prix auquel ils achètent le gaz à la frontière, des coûts de transport intérieur et des prix des énergies concurrentes (fuel oil, taxes comprises).

CHAPITRE V

L'énergie nucléaire

A. LE MARCHÉ

104. A l'heure actuelle, dix-huit réacteurs nucléaires, représentant une puissance installée nette de 2 308 MWe (cf. Tableau 48), sont en service dans la Communauté. En 1967, il a été produit 6,8 milliards de kWh nets d'électricité d'origine nucléaire, soit 1,6 % de la production totale (cf. Tableau 49).

TABLEAU 48

*Puissance nucléaire maximale possible nette en service
dans la Communauté au 30 juin 1968*

	<i>(MWe)</i>
<i>Allemagne</i>	
VAK (Kahl)	15
MZFR (Karlsruhe)	50
KRB (Gundremmingen)	237
AVR (Jülich)	13
KWL (Lingen)	155
Total	470
<hr/>	
<i>Belgique</i>	
BR 3 (Mol)	10
<hr/>	
<i>France-Belgique</i>	
SENA (Chooz)	266
<hr/>	
<i>France</i>	
G1 Marcoule	3
G2 Marcoule	40
G3 Marcoule	40
Chinon 1 (EDF 1)	70
Chinon 2 (EDF 2)	200
Chinon 3 (EDF 3)	480
EL 4 (Brennilis)	70
Total	903
<hr/>	
<i>Italie</i>	
ENEL (Latina)	200
ENEL (Garigliano)	150
ENEL (Trino Vercellese)	257
Total	607
<hr/>	
<i>Pays-Bas</i>	
GKN (Dodewaard)	52
<hr/>	
Total Communauté	2 308
	131

TABLEAU 49

Part du nucléaire dans la production nette d'électricité en 1967

(GWh)

	Production totale d'électricité	Production d'électricité d'origine nucléaire	Part du nucléaire en % de la production totale
Allemagne	172 249	1 150	0,7
Belgique	22 362	85	0,4
France	111 637	2 560	2,3
Italie	93 549	3 005	3,2
Pays-Bas	28 454	—	—
Luxembourg	2 141	—	—
Communauté	430 392	6 800	1,6
Grande-Bretagne	196 187	21 754	11,1
U.S.A.	1 314 298	7 146	0,5

Du point de vue technique, la possibilité de construire et de faire fonctionner une centrale électrique équipée d'un réacteur nucléaire est maintenant reconnue. Par comparaison avec une centrale classique de même dimension, utilisée dans les mêmes conditions d'exploitation, c'est-à-dire notamment pour la couverture de la charge de base, et bénéficiant de conditions financières identiques, la compétitivité est atteinte pour des centrales à eau légère d'une puissance de 500-600 MWe ou davantage lorsque le combustible fossile coûte, rendu à la centrale, plus de 8 u.c. par tec environ. Pour les centrales gaz-graphite, les prix de référence seraient légèrement plus élevés. Ces chiffres sont du même ordre que les prix nets des énergies importées, charbon ou pétrole, mais inférieurs à ceux auxquels s'approvisionnent en général les centrales thermiques classiques de la Communauté du fait des restrictions aux importations appliquées au charbon et des taxes de consommation élevées frappant le fuel-oil.

La contribution future de l'énergie nucléaire apparaît d'ores et déjà intéressante pour la Communauté d'un double point de vue : maintenir la réduction du coût de production qu'elle permet et renforcer la sécurité de son approvisionnement en énergie, ceci notamment en raison du fait que les matières fissibles contenues dans les réacteurs peuvent produire de l'électricité pendant une longue période, sans nécessité de réapprovisionnement.

105. Malgré cette évolution favorable sur le plan technique, un certain retard a été pris dans la réalisation des programmes de construction de cen-

TABLEAU 50

*Caractéristiques des réacteurs nucléaires en service
(fin juin 1968)*

Réacteur et site	Pays	Type ⁽¹⁾	Criticalité	Raccorde- ment au réseau	Puissance en MWe
KRB (Gundremmingen)	D	BWR	14. 8.66	12.11.66	237
AVR (Jülich)	D	H.T.	26. 8.66	18.12.67	13
VAK (Kahl)	D	BWR	13.11.60	17. 6.61	15
MZFR (Karlsruhe)	D	EL	29. 9.65	9. 3.66	50
KWL (Lingen)	D	BWR	31. 1.68	20. 5.68	155 ⁽²⁾
Chinon 1 (EDF 1)	F	GG	16. 9.62	14. 6.63	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	GG	18. 8.64	24. 2.65	200
Chinon 3 (EDF 3)	F	GG	1. 3.66	4. 8.66	480
EL 4 (Monts d'Arrée)	F	EL	23.12.66	9. 7.67	70
G 1 (Marcoule)	F	GG	7. 1.56	28. 9.56	3
G 2 (Marcoule)	F	GG	21. 6.58	22. 4.59	40
G 3 (Marcoule)	F	GG	11. 6.59	4. 4.60	40
SENA (Chooz)	F/B	PWR	18.10.66	3. 4.67	266
ENEL (Garigliano)	I	BWR	5. 6.63	23. 1.64	150
ENEL (Latina)	I	GG	27.12.62	12. 5.63	200
ENEL (Trino Vercel.)	I	PWR	21. 1.64	15.11.64	257
BR 3 (Mol)	B	SSCR	30. 8.62	6.12.66	10
GKN (Dodewaard)	N	BWR	24. 6.68		52
					2 308

- ⁽¹⁾ GG = gaz graphite.
PWR = eau légère sous pression.
BWR = eau légère bouillante.
SSCR = contrôle par variation du spectre.
H.T. = haute température.
E.L. = eau lourde.

⁽²⁾ Non compris surchauffe classique (\pm 90 MWe).

trales nucléaires. Le programme indicatif ⁽¹⁾ prévoyait, pour 1970, une puissance installée de 4 000 MWe. Il semble que cet objectif ne sera atteint qu'une année plus tard.

Ce démarrage plus lent que prévu contraste avec la progression rapide observée aux États-Unis. En effet, les commandes de réacteurs qui n'atteignaient dans ce pays que sept unités pour une puissance de 4 200 MWe en 1965 sont passées à 21 unités pour 16 700 MWe en 1966 et 31 unités pour 26 700 MWe en 1967. Au 30 juin 1968, on comptait aux États-Unis outre 15 réacteurs en fonctionnement totalisant 2 799 MWe, 31 réacteurs en construction (22 501 MWe), 42 en commande (38 980 MWe) et 14 en projet (12 660 MWe). Au total, 102 réacteurs représentant 72 940 MWe étaient en service, en construction et à l'étude.

⁽¹⁾ Premier programme indicatif pour la Communauté européenne de l'énergie atomique -- J.O. du 28 avril 1966.

106. Les raisons de cette différence d'évolution entre la Communauté et les États-Unis sont d'ordre divers.

En premier lieu, l'industrie américaine de l'équipement nucléaire bénéficie, par rapport aux constructeurs européens, de moyens plus développés et mieux adaptés, en raison notamment du plus grand marché et de la plus grande concentration des entreprises, qui lui ont permis de prendre certains risques commerciaux en offrant des centrales à des prix relativement bas assortis de garanties de fonctionnement assez larges. Il faut noter cependant que ces offres ont déclenché une demande plus forte que prévu. Celle-ci a entraîné au milieu de 1966 un relèvement des prix, qui n'a cependant pas eu pour effet de décourager les commandes. Par ailleurs, les producteurs d'équipements et de combustibles classiques ont réagi à la concurrence des producteurs d'équipement nucléaire en offrant des conditions plus favorables aux entreprises d'électricité qui acceptaient de s'engager par des contrats d'achat à long terme.

En second lieu, la structure de l'industrie électrique des États-Unis diffère de celle de l'Europe. L'intégration des grandes unités dans les réseaux actuels de plusieurs des six pays peut poser certains problèmes tenant aux dimensions de ces réseaux. En outre, le développement de l'interconnexion entre les différents pays serait nécessaire, entre autres, pour permettre de surmonter le risque de défaillances temporaires de centrales de grande dimension.

107. Quelle que soit la lenteur de son démarrage en Europe, on ne peut mettre en doute que l'énergie nucléaire y jouera, dans l'avenir, un rôle de plus en plus important. Telles sont les conclusions dégagées par le programme indicatif, qui envisageait l'installation, d'ici à 1980, d'une puissance électrique nucléaire de 40 000 MWe, correspondant à près d'un cinquième de la puissance électrique totale de la Communauté à ce moment et assurant une production égale à environ un quart de la demande d'électricité.

La répartition approximative de cette puissance entre les divers types était envisagée de la façon suivante : un peu moins des deux cinquièmes pour les réacteurs à graphite-gaz, la même quotité pour les réacteurs à eau légère, un cinquième pour les convertisseurs avancés et un pourcentage très minime pour les surgénérateurs.

108. Depuis l'élaboration du programme indicatif, une évolution s'est amorcée sur un certain nombre de points importants :

a) Au cours des trois dernières années, on a observé dans l'ensemble du monde un développement accentué des réacteurs du type à eau légère par rapport aux réacteurs à graphite-gaz.

Pour les réacteurs de type éprouvé, le problème essentiel est d'assurer la plus large participation possible des industries de la Communauté à leur construction. Cette exigence se pose non seulement sous l'angle de la politique énergétique, mais aussi sous celui d'une politique de développement industriel dans un secteur de technologie avancée.

b) Suivant diverses opinions, il semble que, pour les convertisseurs avancés, la filière à eau lourde offre de bonnes possibilités. Conçus à l'origine pour

fonctionner à l'uranium naturel, ce qui reste un de leurs avantages principaux, certains types de réacteurs à eau lourde semblent pouvoir atteindre des prix de revient du kWh plus avantageux grâce à l'utilisation d'uranium faiblement enrichi ou d'uranium «dopé» au plutonium, ce qui pose un peu différemment les problèmes d'approvisionnement.

Les perspectives favorables des réacteurs à haute température paraissent également se préciser, et ils semblent par conséquent constituer une voie de développement prometteuse en ce qui concerne tant le prix de revient que l'utilisation possible du thorium ou une forte production de plutonium. Ces réacteurs utilisent de l'uranium enrichi.

Les convertisseurs avancés semblent devoir constituer une étape justifiée comme relais des réacteurs éprouvés, au moins en attendant la maturité industrielle des surgénérateurs, et peut-être aussi comme une voie de développement parallèle à ces derniers, à condition que soit effectué l'effort nécessaire de recherche et de mise au point, y compris la construction de prototypes.

- c) Les surgénérateurs à neutrons rapides (fast breeders) font actuellement l'objet d'un intense effort de mise au point. Il serait prématuré d'en prévoir l'échéance, mais l'orientation du Programme indicatif, prévoyant le développement de surgénérateurs à partir de 1980 et leur prépondérance à long terme, reste la perspective la plus probable.

L'effort de recherche et de développement doit donc être poursuivi. La mise en œuvre d'un programme de construction de surgénérateurs rapides semble devoir dépendre des disponibilités en plutonium. Celles-ci à leur tour sont fonction du développement des centrales nucléaires, du choix des types de réacteurs ainsi que des décisions prises au sujet de l'approvisionnement en matières fissiles et de leur gestion.

109. Alors que les réacteurs de puissances en service, en construction et en projet dans la Communauté atteignent une puissance installée de quelque 12 500 MWe ⁽¹⁾, la Commission d'Euratom a constaté dans son dixième Rapport général d'activité que, suivant les déclarations faites par les États membres, un total d'environ 60 000 MWe pourrait être installée en 1980 ⁽²⁾. La réalité semble devoir se situer entre ce chiffre et celui de 40 000 MWe inscrit dans le Programme indicatif. Ces nouvelles hypothèses de développement ainsi que l'évolution des conditions techniques et économiques rendent souhaitable un réexamen des éléments retenus pour l'élaboration du Programme indicatif.

⁽¹⁾ Voir Appendice : Répertoire des réacteurs de puissance en fonctionnement, en construction et en projet dans la Communauté à fin juin 1968 — p. 213-216.

⁽²⁾ Voir Appendice : Indications nationales sur le niveau de la puissance nucléaire installée en 1980 dans les pays de la Communauté — p. 217.

B. L'APPROVISIONNEMENT

a) *L'uranium naturel*

110. Dans l'hypothèse la plus élevée de 60 000 MWe de puissance installée en 1980, la Communauté aurait besoin entre 1970 et 1980 d'environ 80 000 tonnes d'uranium métal. Les besoins du monde occidental sont estimés devoir se monter pour la même période à environ 400 000 tonnes.

Comme il faut environ 8 à 10 ans entre le moment où un programme de prospection est lancé et le moment où les combustibles ouvrés sont introduits dans les réacteurs, il est nécessaire de développer une réserve de minerai correspondant approximativement, pour la période 1970-1980, à un triplement des besoins indiqués ci-dessus. A partir de 1980, la croissance des besoins sera fonction des types de réacteur qui seront utilisés et de la date à partir de laquelle les réacteurs rapides fonctionnant au plutonium pourront être introduits massivement sur le marché.

Parmi les pays importateurs, ce sont surtout le Japon et la Grande-Bretagne qui ont passé ces deux dernières années des contrats à long terme portant sur de grandes quantités d'uranium. Les prix qui étaient de 4 \$ la livre d' U_3O_8 en 1964 sont entre 5 et 7 \$ pour des livraisons échelonnées jusqu'en 1970.

Les contrats signés ces deux dernières années n'épuisent pas encore la capacité de production actuelle. D'importantes quantités d'uranium à moins de 8-10 \$ la livre sont encore disponibles pour les cinq années à venir.

111. L'uranium est un élément assez répandu mais à des taux divers de concentration. Les seules réserves qui soient retenues actuellement sur le plan économique sont celles exploitables à un prix maximum de 10 \$ la livre d' U_3O_8 .

Le tableau 29 indique les «ressources raisonnablement assurées» (réserves), exploitables à moins de 10 \$ la livre d' U_3O_8 dans le monde occidental. Elles s'élèvent actuellement à 630 000 tonnes métal, dont un tiers est situé aux États-Unis, un quart au Canada et un quart en Afrique du Sud. La part de la Communauté s'élève à 6 % du total.

Sur le plan mondial, ces ressources sont dès à présent insuffisantes pour couvrir les besoins pendant la durée de leur vie des réacteurs existants et à construire d'ici 1975. Au-delà de 1975, de substantielles quantités d'uranium devront donc être découvertes; mais on considère qu'il existe des «ressources supplémentaires estimées» d'un tonnage équivalent à celui des «réserves raisonnablement assurées» dans la même gamme de prix. En outre, on connaît l'existence de grandes quantités d'uranium à un prix de revient supérieur à 10 \$ la livre.

La prospection, après avoir décliné depuis la fin des années 50 jusque vers 1966, a très fortement repris dans les régions géologiquement favorables et en général déjà exploitées.

Dans la Communauté, la France poursuit son programme d'évaluation des gisements connus. Elle est également active en Afrique centrale. En Allemagne,

TABLEAU 51

Réserves d'uranium dans le monde occidental (1)

(m t)

Etats-Unis d'Amérique:	231		
Afrique du Sud:	158		
Canada:	154		
Communauté:	38	dont: France:	35
		Italie:	1,5
		Allemagne:	1,5
Niger:	10		
Espagne	9		
Australie:	8		
Autres:	22		
Total:	630	(dont 250 000 tonnes sont des sous-produits d'autres éléments)	

(1) 1 000 t d'U métal exploitables à moins de 10 \$ la livre d'U₃O₈.

Source: Rapport sur les ressources d'uranium établi en décembre 1967 conjointement par l'Agence Européenne pour l'Energie nucléaire et l'Agence internationale de l'Energie atomique.

et en Italie, de faibles activités de prospection se poursuivent. Cependant, des entreprises de ces deux pays commencent à prospecter dans les pays tiers.

Aux États-Unis, l'activité de prospection dépasse actuellement les records des années 50. Au Canada, la prospection a repris activement après huit ans d'interruption. De nombreuses sociétés étrangères — japonaises, américaines, anglaises, françaises et allemandes, dans une moindre part — y participent.

De cet ensemble de considérations, des conclusions peuvent être tirées :

- la répartition géographique des réserves est inégale : en particulier, le territoire de la Communauté (sauf celui de la France), en l'état actuel de la recherche semble être insuffisamment doté en uranium naturel;
- les perspectives globales de découvertes de nouvelles réserves sont bonnes; il n'y a de raison de craindre ni pénurie ni prix excessifs, si des programmes vigoureux sont entrepris en temps voulu, c'est-à-dire huit à dix ans avant la survenance des besoins;
- la prospection est une activité de plus en plus coûteuse et complexe, nécessitant des capitaux importants pour obtenir des résultats intéressants;
- le rôle des entreprises européennes autres que françaises dans les efforts de prospection est demeuré modeste jusqu'à présent, comparé aux besoins importants de la Communauté.

112. Jusqu'en 1966, le marché civil de l'uranium naturel a été très modeste, l'étalement des contrats d'achats stratégiques aux États-Unis et au Canada empêchant seul l'arrêt de l'activité minière. Depuis 1966, la situation a évolué. Certains pays limitent leurs exportations pour préserver leurs ressources : c'est le cas de l'Argentine, du Brésil, du Mexique et de l'Australie. D'autres, tel le Canada, ne livrent de l'uranium qu'aux pays ayant conclu des accords sur l'utilisation pacifique de l'énergie atomique, et ils s'opposent à la consti-

tution de stocks importants dans les pays importateurs. Les États-Unis jusqu'à présent interdisent les importations pour préserver leur industrie. Ils envisagent de lever cette interdiction en juin 1973 ou peut-être même avant.

b) *L'uranium enrichi*

113. Dans l'hypothèse de 60 000 MWe installés en 1980 dans la Communauté, les besoins annuels en U-235 évolueront, suivant les types de réacteurs choisis, entre les fourchettes suivantes :

- de 8 à 11 tonnes en 1970;
- de 30 à 45 tonnes en 1976;
- de 50 à 75 tonnes en 1980.

Exprimés en unités de travail de séparation ⁽¹⁾, ces besoins représentent environ 13 % et 15 % des besoins du monde occidental estimés respectivement pour 1975 et 1980.

TABLEAU 52

Estimation des besoins en uranium enrichi du marché occidental (1975-1980)

(Mio kg/unités de travail de séparation)

	1975	1980
Etats-Unis	13	23
Communauté	2,5	6
Autres pays occidentaux	4	10
Total	19,5	39

114. Dans le monde occidental, les États-Unis, la Grande-Bretagne et la France produisent de l'uranium enrichi, mais seuls les États-Unis ont actuellement des disponibilités pour leurs besoins civils et pour l'exportation. Les États-Unis ont une capacité actuelle correspondant aux besoins d'une puissance de 110 000 MWe. La Grande-Bretagne pourrait répondre en 1975 à des besoins représentant une puissance de l'ordre de 8 000 MWe. En France, la possibilité d'une production d'uranium enrichi à des fins civiles est à l'étude.

La capacité de production annuelle des usines américaines est actuellement de 17 millions de kg/unités de travail de séparation; celle des usines anglaises

⁽¹⁾ La capacité d'une installation de séparation isotopique est mesurée en unités de travail de séparation par an. Le nombre d'unités de travail de séparation requis pour atteindre un résultat déterminé dépend du procédé choisi et de son rendement.

sera de 1,25 million de kg/unités de travail de séparation en 1975, et 3 millions de kg/unités de travail de séparation en 1980 (4).

Ces capacités seront insuffisantes pour couvrir les besoins à partir de la deuxième moitié de la prochaine décennie.

La construction d'une usine d'enrichissement européenne contribuerait puissamment à la solution du problème de l'approvisionnement à long terme de la Communauté.

115. L'approvisionnement auprès des États-Unis s'effectue dans le cadre de l'accord de Coopération Eurotam/USA dont la validité expire en 1995. Le Congrès américain fixe le plafond des livraisons à la Communauté, qui est actuellement de 215 tonnes. Cette quantité permet d'assurer le fonctionnement jusqu'en 1995 des réacteurs de puissance mis en service jusqu'en 1975 environ.

Le prix de vente est fixé par un tarif officiel. A partir du 1^{er} janvier 1969, l'USAEC pratiquera l'enrichissement à façon, ce qui implique pour les utilisateurs européens qui voudront y faire recours la nécessité de s'approvisionner eux-mêmes en uranium naturel.

c) *Le plutonium*

116. Le plutonium est employé actuellement uniquement pour la recherche. Les besoins européens à cette fin entre 1965 et 1970, peuvent être estimés au minimum à 1,5 tonne. Entre 1970 et 1975, la construction de deux ou peut-être trois réacteurs prototypes à neutrons rapides dans la Communauté va nécessiter environ 3 tonnes de plutonium. Comme il n'est pas probable que les réacteurs rapides seront utilisés commercialement avant 1980, les besoins en plutonium pour ce type de réacteur entre 1975 et 1980 ne connaîtront probablement pas un développement considérable par rapport à 1970-1975. Il se peut, par contre, que le plutonium soit utilisé à la place de l'uranium enrichi dans les réacteurs thermiques. Si cette utilisation était confirmée, d'importantes quantités de plutonium seraient nécessaires.

Après 1980, il est prévu que les réacteurs rapides utilisant du plutonium consommeront toutes les quantités disponibles et le rythme de production de celui-ci pourrait constituer un frein au développement de ce type de réacteurs dans la mesure où l'on ne recourrait pas à l'uranium 235 pour leur démarrage.

117. La production mondiale de plutonium fissile dans les réacteurs de puissance peut être estimée, de l'origine à la fin de 1970, à 8 ou 9 tonnes, dont 60 % environ seront produits en Grande-Bretagne, 20 % dans la Communauté et 15 % aux États-Unis. En raison du développement des centrales de puissance, la production du monde occidental augmentera rapidement pour passer d'environ 3 tonnes annuelles en 1970 à 30 tonnes en 1980.

118. Jusqu'à présent, le plutonium utilisé dans la Communauté a été importé des États-Unis et accessoirement de Grande-Bretagne.

(4) cf. British Nuclear Forum — Novembre 1967.

D'ici à 1970, les besoins de la Communauté seront couverts en partie par la production européenne et en partie par des importations des États-Unis et d'autres pays tiers (Canada, Grande-Bretagne).

Le plutonium américain est fourni dans le cadre de l'Accord de Coopération Euratom/US et dans les limites d'un plafond autorisé par le Congrès, actuellement fixé à 1 500 kg.

Le prix du plutonium devrait aller en diminuant pour se rapprocher, lorsque la production sera importante, du prix de rachat du plutonium par l'USAEC aux producteurs privés américains, soit 10 \$ le gramme.

L'évolution du marché durant la prochaine décennie dépendra de l'utilisation des quantités excédentaires du plutonium qui pourraient être soit utilisées dans les réacteurs thermiques, soit stockées en attendant le développement des réacteurs rapides.

d) *Le thorium*

119. A l'heure actuelle, le thorium n'est employé, dans le secteur nucléaire, que pour des besoins de recherche. C'est une matière relativement abondante qui pourrait ultérieurement réduire les besoins en uranium, étant donné qu'elle peut être transformée dans des réacteurs en uranium 233 fisible. La demande actuellement faible pourra se développer en fonction surtout du succès commercial des réacteurs à haute température utilisant cette matière «fertile». On en trouve des quantités importantes au Brésil, en Inde, au Canada et aux États-Unis, et des quantités appréciables ailleurs (Madagascar etc.).

APPENDICE

Répertoire des réacteurs de puissance en fonctionnement,
en construction et en projet dans la Communauté à fin juin 1968

1. Puissance électrique nette des centrales nucléaires en fonctionnement, en construction ou en projet:

	Pays	En onction	En constr.	Projet	Total MWe
a) Réacteurs de type éprouvé					
Gaz graphite					
Chinon 1 (EDF 1)	F	70	—	—	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	200	—	—	200
Chinon 3 (EDF 3)	F	480	—	—	480
St. Laurent 1 (EDF 4)	F	—	480	—	480
St. Laurent 2	F	—	515	—	515
Bugey 1 (St. Vulbas)	F	—	540	—	540
G 1 Marcoule	F	3	—	—	3
G 2 Marcoule	F	40	—	—	40
G 3 Marcoule	F	40	—	—	40
Fessenheim 1	F	—	—	650	650
Fessenheim 2	F	—	—	650	650
ENEL (Latina)	I	200	—	—	200
		1033	1535	1300	3868
Eau bouillante					
KRB (Gundremmingen)	D	237	—	—	237
KWL Lingen (1)	D	155	—	—	155
VAK (Kahl)	D	15	—	—	15
ENEL (Garigliano)	I	150	—	—	150
GKN (Dodewaard)	N	52	—	—	52
KWW (Wurgassen, Weser)	D	—	640	—	640
		609	640	—	1249
Eau pressurisée					
KWO (Obrigheim)	D	—	283	—	283
SENA (Chooz) (1)	F	266	—	—	266
ENEL (Trino Vercellese)	I	257	—	—	257
BR 3 (Mol)	B	10	—	—	10
KKS (Stadersand, Elbe)	D	—	630	—	630
S.E.M.O. (Tihange s/Meuse)	B	—	—	750	750
		533	913	750	2196

(1) Non compris surchauffe classique (± 90 MWe).

APPENDICE

	Pays	En fonction	En constr.	Projet	Total MWe
<i>b) Convertisseurs avancés</i>					
Eau lourde					
MZFR (Karlsruhe)	D	50	—	—	50
KKN (Niederaichbach)	D	—	100	—	100
EL 4 (Monts d'Arrée)	F	70	—	—	70
CIRENE (Latina)	I	—	—	35	35
		120	100	35	255
Haute température					
HKG (Hagen)	D	—	—	300	300
AVR (Jülich)	D	13	—	—	13
KSH Geesthacht 2 (Schl. Holstein)	D	—	—	25	25
Sodium-Hydr. de Zirconium					
KNK (Karlsruhe)	D	—	19	—	19
Surchauffe nucléaire					
HDR (Großwelzheim)	D	—	22	—	22
		133	141	360	634
<i>c) Surgénérateurs rapides</i>					
Phénix (Marcoule)	F	—	—	250	250
Na2 Groupe germano-belgo-néerl. (Aachen) ⁽³⁾	D	—	—	300	300
		—	—	550	550
<i>d) Type non encore déterminé</i>					
BASF (Friesenheimer Insel)	D	—	—	600	600
RWE (Biblis)	D	—	—	1000	1000
ENEL 4 (Lombardie)	I	—	—	650	650
ENEL 5 (...)	I	—	—	650	650
EBES (Doel s'/Escarot)	B	—	—	730	730
GKN 2 (Flessingue ou Dodewaard)	N	—	—	350	350
Total		2308	3229	3980 6940	3980 12477

(1) Centrale franco-belge (50/50).

(2) Avec participation française (EDF) de 50 %.

(3) Participation respective: 70 %, 15 % et 15 %.

APPENDICE

2. Répartition en pourcentage des réacteurs en fonctionnement et en construction

Gaz-graphite	2 568 MWe soit 46 %
Eau légère bouillante	1 249 MWe soit 23 %
Eau légère pressurisée	1 446 MWe soit 26 %
Eau lourde	220 MWe soit 4 %
Autres convertisseurs avancés	54 MWe soit 1 %
5 537 MWe soit 100%	

3. Ventilation selon le degré d'achèvement et le pays d'implantation

	Allemagne	France	Italie	Pays-Bas	Belgique	Communauté
Réacteurs en fonction (raccordés & crit.)	470	1169	607	52	10	2308
Réacteurs en construction.	1694	1535	—	—	—	3229
Réacteurs en projet	2164 2225	2704 1550	607 1335	52 350	10 1480	5537 6940
Total	4389	4254	1942	402	1490	12477

4. Caractéristiques des réacteurs en fonctionnement (fin juin 1968)

Réacteur et site	Pays	Type ⁽¹⁾	Criticalité	Raccordement au réseau	Puissance en MWe
KRB (Gundremmingen)	D	BWR	14. 8.66	12.11.66	237
AVR (Jülich)	D	H.T.	26. 8.66	18.12.67	13
VAK (Kahl)	D	BWR	13.11.60	17. 6.61	15
MZFR (Karlsruhe)	D	EL	29. 9.65	9. 3.66	50
KWL (Lingen)	D	BWR	31. 1.68	20. 5.68	155 ⁽²⁾
Chinon 1 (EDF 1)	F	GG	16. 9.62	14. 6.63	70
Chinon 2 (EDF 2)	F	GG	18. 8.64	24. 2.65	200
Chinon 3 (EDF 3)	F	GG	1. 3.66	4. 8.66	480
EL 4 (Monts d'Arrée)	F	EL	23.12.66	9. 7.67	73
G 1 (Marcoule)	F	GG	7. 1.56	28. 9.56	3
G 2 (Marcoule)	F	GG	21. 6.58	22. 4.59	40
G 3 (Marcoule)	F	GG	11. 6.59	4. 4.60	40
SENA (Chooz)	F/B	PWR	18.10.66	3. 4.67	266
ENEL (Garigliano)	I	BWR	5. 6.63	23. 1.64	150
ENEL (Latina)	I	GG	27.12.62	12. 5.63	200
ENEL (Trino Vercel.)	I	PWR	21. 1.64	15.11.64	257
BR 3 (Mol)	B	SSCR	30. 8.62	6.12.66	10
GKN (Dodewaard)	N	BWR	24. 6.68	—	52
					2308

⁽¹⁾ GG = gaz graphite, PWR = eau légère sous pression, BWR = eau légère bouillante, H.T. = haute température, EL = eau lourde, SSCR = contrôle par variation du spectre.

⁽²⁾ Non compris surchauffe classique (± 90 MWe).

APPENDICE

5. Projets de centrales éventuellement installées dans un pays tiers en participation avec un pays membre de la Communauté (pour mémoire).

Groupe Suisse/EDF - France	Kaiseraugst (Suisse)	700 MWe
Elektrowatt Suisse/RWE - Allemagne	Leibstadt (Suisse)	600 MWe

Indications nationales sur le niveau de la puissance nucléaire installée en 1980 dans les pays de la Communauté

Allemagne	25-30 000	Déclaration du Ministre de la Recherche scientifique en date du 12 octobre 1966.
France	17 000	Indications contenues dans le V ^e Plan et les rapports annuels du C.E.A.
Belgique	± 4 000	Deux centrales de 730 MWe prévues pour 1973/74 + mise en chantier annuellement d'une grande centrale.
Italie	12 000	Selon déclaration du Directeur Général de l'ENEL commandes d'ici fin 1970 d'environ 2 600 MWe. Le trend logique du rythme de construction des centrales nucléaires fait apparaître comme très plausible pour la période 1970/80 l'installation d'environ 10 000 MWe.
Pays-Bas	1 500 - 2 000	Déclaration du Ministre des Affaires économiques en date du 8 juin 1966.

L'énergie électrique

120. L'électricité a déjà été mentionnée dans le chapitre concernant la demande d'énergie, à la fois comme l'un des principaux secteurs de consommation d'énergie primaire et comme énergie destinée à la consommation finale.

Toutes les formes d'énergie primaire sont en principe susceptibles d'être utilisées pour la production d'électricité et les options prises dans ce domaine peuvent avoir des répercussions sur d'autres secteurs énergétiques. Par ailleurs, une part croissante de l'énergie est consommée, au stade de l'utilisation finale, sous forme d'électricité. Ce secteur présente donc une importance particulière dans l'ensemble du marché énergétique.

A. LE MARCHÉ

121. La consommation d'énergie électrique croît de façon régulière, et à un rythme presque indépendant de l'évolution de la demande d'énergie primaire (doublement approximatif de la consommation tous les dix ans). Ceci résulte, d'une part, du progrès technique qui exige l'emploi d'énergie sous une forme de plus en plus élaborée et, d'autre part, de l'augmentation de la consommation domestique et des autres besoins assimilés à ce secteur ⁽¹⁾, faiblement influencés par l'évolution de l'activité économique. Le développement de la demande d'énergie électrique résulte ainsi en partie de la satisfaction de besoins nouveaux, et en partie de la substitution d'électricité à d'autres énergies au stade de la consommation finale.

TABLEAU 53

Données de base concernant l'énergie électrique (1967)

I. MARCHÉ

	Consommation intérieure brute		Secteurs de consommation C.E.E.	
	Twh	Var. % 1967/66		Twh
Allemagne	192,6	+ 3,6	Producteurs d'énergie primaire	13,6
France	120,0	+ 5,4	Cokeries-Usines à gaz	2,7
Italie	98,8	+ 8,7	Centrales électriques ⁽¹⁾	28,2
Pays-Bas	29,7	+ 7,8	Raffineries	6,5
Belgique	23,9	+ 5,0	Sidérurgie	42,0
Luxembourg	3,24	— 0,4	Autres industries	192,0
			Transports	15,6
C.E.E.	468,2	+ 5,4	Secteur domestique	137,2
			Pertes	30,4
				468,2

⁽¹⁾ Auxiliaires et pompage.

⁽¹⁾ Commerce, artisanat, agriculture, bâtiments et éclairage publics.

II. APPROVISIONNEMENT

	<i>Production brute</i>		<i>Solde des échanges</i> ⁽¹⁾	
	Twh	Var. % 1967/66		Twh
Allemagne	185,3	+ 3,9	Allemagne	+ 7,2
France	117,4	+ 5,8	France	+ 2,6
Italie	96,9	+ 7,6	Italie	+ 1,9
Pays-Bas	30,1	+ 7,8	Pays-Bas	- 0,3
Belgique	23,7	+ 3,7	Belgique	+ 0,2
Luxembourg	2,2	- 2,5	Luxembourg	+ 1,0
C.E.E.	455,6	+ 5,4	C.E.E.	+ 12,6

(¹) Solde importateur = + ; Solde exportateur = -.

III. DONNEES TECHNIQUES

	<i>Coefficient de productibilité des centrales hydrauliques</i>		<i>Consommation spécifique moyenne de chaleur de l'ensemble des centrales thermiques classiques (kcal/kwh brut)</i>	
	1967 ⁽¹⁾	(1966)	1967	(1966)
Allemagne	1,15	(1,21)	Allemagne	2 470 (2 500)
France	0,93	(1,12)	France	2 270 (2 320)
Italie	0,97	(1,05)	Italie	2 300 (2 310)
			Pays-Bas	2 370 (2 450)
C.E.E.	0,97	(1,10)	Belgique	2 440 (2 490)
			Luxembourg	2 370 (3 440)
			C.E.E.	2 400 (2 440)

(¹) Résultats provisoires.

122. Le tableau 54 indique la consommation d'énergie électrique par pays en 1967 et le taux moyen de croissance annuel entre 1955 et 1965. En 1966 et 1967, en raison du ralentissement de l'activité industrielle, les taux ont

TABLEAU 54

Évolution de la consommation intérieure brute d'électricité

(TWh et %)

Pays	Consommation en 1967		Taux de croissance annuel		
	(TWh)	(%)	(Moyenne 1955/65)	(1966/65)	(1967/66)
Allemagne	192,6	41,8	8,0	5,2	3,6
Belgique	23,9	5,1	6,2	5,1	5,0
France	120,0	25,7	7,5	6,3	5,4
Italie	98,8	20,5	8,1	9,0	8,7
Luxembourg	3,2	0,7	8,2	5,8	- 0,4
Pays-Bas	29,7	6,2	10,5	10,0	7,8
Communauté	468,2	100	7,8	6,6	5,4

été inférieurs à cette moyenne dans tous les pays, à l'exception de l'Italie. Dès les premiers mois de 1968, une nette reprise a cependant permis d'enregistrer des taux de croissance élevée, notamment en Allemagne, aux Pays-Bas et en Belgique (+ 10 % environ), amorçant ainsi le rapprochement avec le taux moyen prévu à long terme.

123. Des différences de pays à pays apparaissent dans la structure de la consommation finale d'électricité, comme l'indique le tableau 55. Cependant, le secteur industriel est, dans tous les pays, celui qui absorbe la fraction la plus importante; il représente dans l'ensemble 61 % de la consommation de la Communauté. Le secteur domestique, qui comprend outre la consommation des ménages, celle du commerce, de l'artisanat, de l'agriculture et des édifices publics, prend une importance de plus en plus grande et représente, pour l'ensemble de la Communauté, le tiers de la consommation finale.

TABLEAU 55

Structure de la consommation finale d'énergie électrique (1967) (1)

(TWh et %)

	Total		Industrie		Transports		Secteurs domestiques et autres		Foyers domestiques	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%) (2)	(TWh)	(%)
Allemagne	156,3	90,4	57,8	5,8	5,7	60,1	38,5	(30,0)	(19,2)	
Belgique	19,5	13,1	67,2	0,7	3,6	5,7	29,2	(3,5)	(17,9)	
France	99,3	60,8	61,2	4,9	5,0	33,6	33,8	(15,0)	(15,1)	
Italie	85,0	56,1	66,0	3,5	4,1	25,4	29,9	(13,0)	(15,3)	
Luxembourg	2,0	1,7	89,4	0,02	1,0	0,3	10,5	(0,1)	(5,3)	
Pays-Bas	24,7	11,9	48,2	0,7	2,8	12,1	49,0	(6,2)	(25,1)	
Communauté	386,8	234,0	60,5	15,6	4,0	137,2	35,5	(67,8)	(17,6)	

(1) Chiffres provisoires.

(2) Foyers domestiques, commerce et artisanat, agriculture, édifices et installations.

B. L'APPROVISIONNEMENT

Les divers modes de production

124. A l'heure actuelle, les besoins des centrales hydrauliques, thermiques et nucléaires pour la production d'électricité correspondent à plus du quart de l'énergie primaire utilisée dans la Communauté. Cette part devrait augmenter, en raison du taux de croissance propre de la demande d'électricité, supérieur à celui de la demande globale d'énergie.

Les disponibilités en électricité se sont élevées en 1967 à 482,2 TWh, dont 12,6 TWh, soit 2,7 % ont été fournis par les pays tiers, et 455,6 TWh, soit

97,3 %, produits dans les centrales des pays membres. Parmi celles-ci, les centrales thermiques classiques représentaient les trois-quarts de la production, les centrales hydrauliques un peu plus du cinquième, et les centrales nucléaires et géothermiques ⁽¹⁾ le solde.

TABLEAU 56

*Disponibilités en énergie électrique dans la Communauté
(1967)*

(TWh et %).

	(TWh)	(% de la production)	(% des disponibilités)
<i>Production brute</i>			
Centrales hydrauliques (production du pompage incluse)	106,4	23,3	
Centrales nucléaires	7,4	1,6	
Centrales géothermiques	2,6	0,6	
Centrales thermiques classiques	339,2	74,5	
dont: combustibles solides	(216,4)	(47,5)	
combustibles liquides	(90,3)	(19,8)	
gaz naturel	(14,5)	(3,2)	
gaz dérivés et divers	(18,0)	(4,0)	
Total	455,6	100	97,3
Echange avec les pays tiers			
— Importations	16,6		
— Exportations	3,8		2,7
Importations nettes et écart statistique	12,6		
Consommation intérieure brute	468,2		100

⁽¹⁾ Centrales produisant l'électricité au moyen de vapeur naturelle extraite du sous-sol. Le cas ne se présente qu'en Italie.

La contribution des divers combustibles à la production a été la suivante : combustibles solides (houille et lignite) : 65,1 %; produits pétroliers (fuel-oil, gaz de raffinerie et gaz de pétrole liquéfiés) : 25,1 %; gaz naturel : 3,8 %; gaz manufacturés : 4,9 %; combustibles de récupération (ordures, déchets industriels) : 1,1 % ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Centrales produisant l'électricité au moyen de vapeur naturelle extraite du sous-sol. Le cas ne se présente qu'en Italie.

⁽²⁾ Voir Tableau 9, p. 75.

A la fin de l'année 1967, 64,7 % de la puissance installée en centrales thermiques étaient exploités par des entreprises de services publics, et 35,3 % par des autoproducteurs (industrie et chemins de fer). Environ, un tiers de l'équipement des services publics et un quart de celui des autoproducteurs (soit au total un tiers de l'ensemble) étaient dotés de chaudières polyvalentes permettant l'utilisation alternative de combustibles différents.

TABLEAU 57

*Structure de l'équipement des centrales thermiques
suivant le type d'installation de chauffe*

(situation au 31.12.1967)

(MWe et %)

	Alle- magne	Belgique	France	Italie	Luxem- bourg	Pays- Bas	C.E.E.
I. Puissance maximale possible brute de l'ensemble des centrales (MWe)	40 566	5 916	14 907 (¹)	12 919	247	8 616	83 974
II. Répartition des puissances suivant le type d'installation de chauffe (%)							
A. Services publics							
1. Monovalent	48,2	2,9	49,8	28,8	—	47,2	42,1
2. Bivalent	14,0	41,7	12,6	37,3	—	32,0	21,1
3. Trivalent	0,4	22,1	1,4	2,7	—	4,4	2,9
4. Non ventilés	—	—	0,1	—	—	—	—
Total	62,6	66,7	63,9	68,8	—	83,6	66,1
B. Autoproducteurs industriels							
1. Monovalent	31,2	9,0	21,4	23,2	45,7	(12,0)	24,7
2. Bivalent	6,2	13,6	10,5	8,0	30,0	4,4	7,7
3. Trivalent	—	10,7	0,1	—	24,3	—	0,8
4. Non ventilés	—	—	4,1	—	—	—	0,7
Total	37,4	33,3	36,1	31,2	100,0	16,4	33,9
C. Ensemble (A + B)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(¹) Puissance maximale possible nette.

125. L'approvisionnement des diverses catégories de centrales électriques répond actuellement aux principales caractéristiques suivantes :

a) Centrales hydrauliques et géothermiques

La construction de nouvelles centrales hydrauliques est limitée par le nombre de sites susceptibles d'être encore aménagés dans des conditions économiques. Une restriction doit cependant être faite pour ce qui concerne les centrales au fil de l'eau dont l'installation intéresse conjointement la régulation des cours d'eau soit dans l'intérêt de la navigation, soit dans celui de l'irrigation des cultures.

Les réservoirs saisonniers (grands réservoirs de tête) et les centrales d'écluse et de pompage, destinées essentiellement à la couverture des pointes journalières, continueront de jouer un rôle important dans la production d'électricité, en raison de la puissance importante que l'accumulation de l'eau leur permet de fournir dans les périodes de forte demande. Leur souplesse d'exploitation permet de satisfaire à des coûts avantageux les pointes de charge saisonnières ou journalières.

Il faut cependant noter que la production des centrales hydrauliques dépend des facteurs climatiques (hydraulicité) qui déterminent non seulement le niveau de la production hydraulique comme telle mais aussi pour une très large part l'importance des mouvements d'échanges et le solde de ceux-ci, et influencent ainsi directement le niveau de la production thermique (1).

Quant à la production géothermique, elle conserve son caractère marginal et d'intérêt strictement local en Italie.

b) Centrales thermiques classiques

Les centrales thermiques classiques forment la majeure partie de l'équipement de production d'électricité de la Communauté, et la nature des installations détermine en grande partie leur approvisionnement en combustibles (2). La situation se présente actuellement comme suit.

Bien qu'elle augmente légèrement en valeur absolue, la part de la houille dans l'approvisionnement des centrales perd progressivement de son importance relative, en raison de la concurrence des autres combustibles.

Compte tenu des avantages accordés au charbon communautaire, celui-ci conserve encore une place prépondérante, le charbon importé étant presque exclusivement consommé dans des centrales situées à proximité des côtes, notamment en Italie, en France et en Allemagne du Nord.

— *Le lignite*, dont la plus grande partie est extraite en Allemagne, est le combustible dont le prix de la calorie « rendu centrale » est le plus faible.

(1) En 1966, par exemple, les effets d'une hydraulicité favorable se sont traduits par une diminution de production des centrales thermiques entraînant une réduction des besoins de combustibles de l'ordre de 5,5 millions de tec, par rapport à l'hypothèse d'une hydraulicité normale.

(2) Au tableau 9, p. 75, figurent des indications sur l'évolution de la consommation d'énergie primaire dans les centrales thermiques classiques, et au tableau 57, p. 147, des renseignements sur la structure des équipements de ces centrales.

Mais les nouveaux gisements exploitables sont limités, ce qui conditionne les possibilités d'expansion de cette forme d'énergie.

- Malgré les taxes qui le frappent, le *fuel oil* est généralement d'un prix plus avantageux que le charbon communautaire, et fréquemment à parité avec le charbon importé. C'est pourquoi sont construites, en grand nombre, des centrales destinées à utiliser ce combustible à titre exclusif ou alternatif (centrales polyvalentes).
- L'utilisation du *gaz naturel* dépend de cas d'espèce. Il peut être utilisé dans les centrales destinées à couvrir la charge de base, situées assez près des gisements. Son emploi peut aussi avoir un caractère complémentaire, sous la forme de livraisons interruptibles et dans ce cas il peut être consommé dans des centrales situées à plus grande distance des gisements. En outre, des mesures prises en vue de la lutte contre la pollution atmosphérique veulent être appliquées localement et imposer l'emploi de gaz naturel en lieu et place par exemple de charbon ou de fuel (cas notamment de Rotterdam).
- Parmi les *gaz manufacturés*, c'est principalement le gaz de hauts-fourneaux qui est utilisé pour la production d'électricité. Sa consommation à cette fin dépend des disponibilités excédentaires que réservent aux centrales les entreprises de la sidérurgie.

c) Centrales nucléaires

Toutes les centrales nucléaires en service, dans la Communauté, ont un caractère expérimental. A l'exception de certaines d'entre elles qui exigeaient encore des mises au point, les taux moyens d'utilisation de ces centrales ont été supérieurs à ceux qui étaient généralement escomptés (cf. également chapitre V).

En raison des délais nécessaires à la conception et à la construction des centrales, qui sont d'environ 4 ans pour les équipements thermiques classiques et d'au moins 5 ans pour les installations nucléaires, les décisions concernant les investissements nécessaires à la production d'électricité à réaliser d'ici à 1972 ou 1973 sont pratiquement déjà prises. Les débouchés des sources primaires d'énergie dans ce secteur sont ainsi déjà fixés à moyen terme dans une large mesure.

126. Il conviendrait d'entreprendre des études approfondies sur l'évolution de la structure des moyens de production d'électricité en vue d'un développement harmonieux de la consommation d'énergie primaire sous ses différentes formes, et de l'optimisation des coûts, en tenant compte de la régularité indispensable des fournitures. Une étude spéciale sera consacrée à cette question.

L'évolution des équipements

127. Jusqu'à présent, l'augmentation du rendement a principalement résulté des progrès dans les techniques de production (températures et pression

de la vapeur). Dans la Communauté, il fallait en moyenne quelque 4250 Kcal pour produire un kWh brut en 1950. On est passé de 2 800 Kcal en 1960 à 2 395 Kcal en 1967, soit une économie de combustibles de l'ordre de 44 % entre 1950 et 1967. Si dans l'avenir il y a peu d'amélioration à espérer en matière de consommation spécifique des groupes modernes venant s'ajouter à ceux de l'équipement existant (sauf si des procédés nouveaux parvenaient à un stade de développement industriel), la vapeur moyenne continuera cependant à s'améliorer en raison du poids croissant que représenteront ces installations dans l'ensemble de la production thermique.

On peut par contre prévoir dès maintenant une réduction des coûts grâce à l'emploi d'unités plus puissantes. Cette possibilité est déjà importante pour les centrales classiques; en extrapolant la situation actuelle, on peut prévoir qu'en passant successivement du palier de 300 MWe à celui de 600 MWe puis de 600 MWe à 900 MWe les coûts d'installation baisseront selon qu'il s'agit de charbon ou de fuel, respectivement de 13 à 14 % et de 8 à 9 %. Pour les centrales nucléaires, la diminution de frais d'équipement peut atteindre, dans le franchissement de ces mêmes paliers, respectivement 25 et 15 %. Au-dessus de 900 MW, une décroissance sensible est à prévoir seulement pour les centrales nucléaires.

L'implantation d'unités plus puissantes n'a toutefois de sens que si elle se développe de pair avec les possibilités de transport et si elle est accompagnée du maintien de capacités de réserves suffisantes, ainsi que de la création d'unités spécialisées pour la production d'énergie de pointe (p. ex. centrales de pompage), afin de garantir aux centrales de base (nucléaires et au lignite) une utilisation aussi élevée que possible.

Structure de l'industrie électrique

128. Si, du point de vue technique, il convient de distinguer entre la production, le transport et la distribution d'électricité, ces trois activités sont, suivant les pays, exercées par les mêmes entreprises ou par des entreprises distinctes. Par ailleurs, le secteur des services publics de l'électricité est nationalisé dans certains pays (France et Italie); dans d'autres, il est entièrement aux mains d'entreprises privées appartenant aux pouvoirs locaux (Pays-Bas); des entreprises privées et des entreprises à participation publique peuvent également coexister (Allemagne et Belgique). En règle générale, cependant, l'activité de distribution fait l'objet de concessions qui, pour un territoire déterminé, accordent certains avantages à l'entreprise qui en est titulaire et fixent les obligations pour le service à rendre aux consommateurs.

129. A côté des entreprises spécialisées dans la production, le transport ou la distribution, les entreprises industrielles qui produisent de l'énergie électrique pour satisfaire leurs propres besoins (autoproduction) jouent un rôle important dans l'économie de l'électricité. En 1967, elles ont assuré 30 % environ de la production nette dans la Communauté.

TABLEAU 58

Part des différentes catégories de producteurs dans la production nette d'énergie électrique en 1967

(TWh et %)

	Production nette en TWh			Répartition en %	
	Services publics	Auto-producteurs	Total	Services publics	Auto-producteurs
Allemagne	111,2	61,6	172,8	64,4	35,6
Belgique	14,4	8,0	22,4	64,3	35,7
France	87,0	24,7	111,7	77,9	22,1
Italie	68,9	24,8	93,7	73,5	26,5
Luxembourg	0,9	1,3	2,2	41,0	59,0
Pays-Bas	23,1	5,3	28,4	81,4	18,6
Communauté	305,5	125,7	431,2	70,8	29,2

Interconnexion des réseaux

130. Conçus à l'origine comme des ensembles isolés, les réseaux de distribution des entreprises d'électricité se sont peu à peu reliés entre eux. Avec l'augmentation de la dimension des unités de production, sont nés des réseaux de transport permettant de faire profiter un plus grand nombre d'utilisateurs des avantages de coût résultant de la construction de centrales de plus grande dimension tout en assurant la sécurité des fournitures. Ces réseaux permettent également de réaliser un équilibre entre les livraisons des centrales thermiques et hydrauliques, et d'assurer la production dans les conditions les plus économiques en fonction des variations journalières, hebdomadaires ou saisonnières de la demande et des possibilités de production. La coordination est réalisée, suivant la structure de l'industrie dans chaque pays, de manière intégrée (France et Italie) ou par accord entre les entreprises intéressées.

131. Les caractères de complémentarité ou de substituabilité des équipements de production au sein d'un pays donné, se retrouvent entre pays voisins et le problème des échanges d'énergie électrique dépasse le cadre des frontières de la Communauté. Notamment, des courants d'échanges réversibles, saisonniers et journaliers, peuvent s'établir entre pays qui disposent l'un de ressources hydrauliques abondantes, l'autre d'un important équipement thermique. C'est, par exemple, le cas de la Suisse et de l'Autriche vis-à-vis de l'Allemagne.

Dès 1950, le développement de tels échanges a été favorisé par la création, sous l'égide de l'O.C.D.E., de l'Union pour la Coordination de la production et du Transport de l'Electricité (UCPTE) qui coordonne les moyens de produc-

tion et de transport des pays de la Communauté, de Suisse et d'Autriche; des organismes similaires existent pour la Péninsule Ibérique et les pays scandinaves, qui participent également aux échanges avec la Communauté.

132. L'augmentation de la puissance unitaire des installations de production conduira à un renforcement de la coordination entre les réseaux nationaux pour permettre, soit de réaliser l'optimum d'utilisation de centrales affectées à la charge de base, soit de constituer un système d'assurance mutuelle contre le risque de défaillance de ces unités. La liberté d'établissement et la libre prestation des services dans les activités du secteur de l'électricité, réalisées en application de la directive du Conseil n° 66/162/CEE du 28 février 1966 ⁽¹⁾, tendent à favoriser cette évolution.

Structure des prix

133. Les prix de l'électricité s'établissent de manière différente suivant les pays.

Les tarifs pour les petits consommateurs (usages domestiques, commerciaux etc....) font généralement l'objet d'un contrôle plus ou moins étendu des pouvoirs publics.

Pour les prix de vente aux utilisateurs industriels, les situations sont plus diverses. Dans le cas des entreprises nationalisées, les tarifs sont fixés sur une base nationale, mais ils peuvent être calculés en fonction du coût du service rendu à chaque utilisateur, ou tendre à réaliser une certaine péréquation de ces coûts. Dans les autres cas, le distributeur fixe librement les prix pour chaque catégorie de consommateurs ou même, lorsque les caractéristiques particulières de fourniture le justifient, il les négocie pour chaque utilisateur individuellement.

Ces divers systèmes de tarifications peuvent conduire, en raison de l'application de critères différents pour l'imputation des coûts d'approvisionnement aux diverses catégories d'utilisateurs, à des prix variant d'une région de distribution à l'autre. L'influence des pouvoirs publics et la politique des entreprises distributrices jouent dans ce domaine un rôle déterminant.

Ceci aussi explique les disparités que l'on peut observer, au sein de la Communauté, dans les structures des tarifs et dans les prix payés par des consommateurs comparables ⁽²⁾. A côté des facteurs naturels et structurels, les différences de cadre institutionnel, de régime fiscal, de financement etc... exercent une influence encore plus forte sur le prix de l'électricité.

L'atténuation des différences dans la structure de production enregistrée depuis 1961, et principalement le rapprochement régional des conditions de concurrence sur le marché des combustibles, ont cependant conduit à une diminution des écarts de prix du kWh. On ne dispose pas de données plus

⁽¹⁾ J.O. n° 42 du 8.3.1966, page 584/66.

⁽²⁾ cf. Le prix de vente de l'énergie électrique dans la C.E.E. (Études — Série Économie et Finances — n° 1 — 1962).

récentes, mais l'évolution des recettes moyennes par kWh livré par la distribution publique fournit une indication de tendance ⁽¹⁾. Cependant, ces variations ne résultent pas seulement de changements dans les prix, mais aussi de modifications dans la structure de la consommation et dans les habitudes des consommateurs.

⁽¹⁾ Statistiques de l'Énergie, Annuaire 1967, p. 328.



ANNEXE 2

**PROBLEMES FONDAMENTAUX
D'UNE POLITIQUE ENERGETIQUE**





Introduction

1. Les Traités donnent pour mission à la Communauté, grâce à l'établissement d'un marché commun et au rapprochement progressif des politiques économiques des États membres, de promouvoir un développement harmonieux des activités économiques, une expansion continue et équilibrée, une stabilité accrue, un relèvement accéléré du niveau de vie, ainsi que le développement du commerce mondial.

2. L'économie de l'énergie doit apporter une contribution particulière à la réalisation de ces objectifs :

- La poursuite de l'expansion impose de pouvoir disposer d'énergie en quantités suffisantes et aux meilleures conditions pour élever la productivité, abaisser les coûts de production et améliorer la position compétitive de la Communauté sur le marché mondial.
- Lorsque certaines formes d'énergie se substituent à d'autres, il convient pour assurer une plus grande stabilité de l'économie, d'éviter que ces substitutions ne provoquent des déséquilibres.
- L'élévation du niveau de vie des populations et la mutation qu'entraîne le développement de la civilisation industrielle, suscitent une consommation d'énergie régulièrement croissante. Les industries de l'énergie elles-mêmes sont entraînées dans cette évolution vers une technicité plus poussée; elles doivent fournir aux utilisateurs une énergie sous des formes plus élaborées, mais elles doivent aussi procurer aux travailleurs des conditions de travail et une promotion sociale que seul le progrès technique rend possible. Dans cette perspective, la sécurité et la santé des populations revêtent une particulière importance.
- Plus de la moitié de l'énergie consommée dans la Communauté est importée. La politique de l'énergie jouera donc un rôle déterminant pour les relations entre la Communauté et les pays tiers, notamment les pays en voie de développement. Elle devra être orientée de telle sorte que la dépendance à l'égard de l'importation ne soit pas une source de faiblesse, mais plutôt de force.

3. Le secteur énergétique ne pourra satisfaire à ces objectifs que s'il se développe dans le cadre d'une politique énergétique qui assure l'utilisation optimale des ressources, ainsi que des moyens en capital et en main-d'œuvre dans l'ensemble de la Communauté. Le but de cette politique sera de permettre à chaque forme d'énergie d'occuper la place qui correspondra à l'effet économique et social le meilleur.

4. Le présent rapport se propose d'étudier les problèmes que pose le marché de la Communauté dans la perspective de l'établissement d'une politique communautaire de l'énergie. Après avoir dans une première partie dégagé les objectifs de cette politique et indiqué comment ils devraient se traduire à long terme pour chacune des formes d'énergie, la seconde partie indique le cheminement à suivre et les questions à résoudre pour atteindre ces résultats. Sont ensuite énumérées dans une troisième partie les bases juridiques qu'offrent les Traités pour une action commune des États membres dans ce secteur.

Orientation générale

I. STRUCTURE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

5. La demande d'énergie continuera dans les prochaines années à être caractérisée par sa croissance rapide et des changements de structure importants.

Sur le plan des quantités, on estime que, vers l'année 1980, la consommation intérieure de la Communauté dépassera largement le milliard de tec auquel s'ajouteront les produits pétroliers destinés aux soutes et aux usages non énergétiques.

Cette quantité très importante, comparée au volume limité des disponibilités intérieures exploitables dans des conditions économiques, fait ressortir le degré de dépendance de la Communauté vis-à-vis de ressources extérieures. Il s'agit d'un fait essentiel qui conditionnera la recherche de solutions aux problèmes que l'approvisionnement énergétique soulève aussi bien sur le plan intérieur qu'extérieur. La quantité d'énergie communautaire disponible et ses niveaux de prix donneront la mesure de la capacité contractuelle de la Communauté pour ses achats d'énergie à l'extérieur.

6. En ce qui concerne les changements de structure, l'analyse des prévisions de l'évolution par grands secteurs de consommation montre qu'il existe des secteurs en régression relative et d'autres où la progression relative de la consommation est appréciable.

La sidérurgie et les industries diverses se placent dans le premier groupe.

Pour la sidérurgie, la diminution de sa part dans la consommation totale se poursuivra, en raison de la baisse de la mise au mille des combustibles aux hauts fourneaux, qui permet de réduire les coûts dans ce secteur. Il semble cependant qu'il existe une limite aux possibilités techniques et qu'une certaine reprise de la demande soit à prévoir à plus long terme, sauf si l'introduction de procédés de réduction directe venait à modifier cette évolution.

Dans les industries diverses, les besoins d'énergie thermique seront marqués par une réduction de la consommation par unité produite, en raison de l'évolution technologique des procédés de production ainsi que de l'amélioration de la productivité des entreprises. Selon la tendance déjà amorcée depuis plusieurs années, la part des combustibles solides dans la consommation totale d'énergie du secteur continuera à décroître.

Les centrales électriques et les transports se placent parmi les secteurs en progrès. L'évolution dans ces deux secteurs tient surtout aux motifs suivants :

- le progrès technique, qui se traduit en accroissements de la consommation;
- la demande croissante de la consommation privée.

En ce qui concerne plus particulièrement le développement de l'énergie primaire nécessaire aux centrales électriques, les besoins pourront représenter 1/3 de la consommation totale en 1980 contre 1/4 en 1960.

7. L'examen de la structure de la demande fait encore apparaître que le groupement des secteurs de consommation dans lesquels il peut y avoir, dans certaines conditions, substitution d'énergie, représente environ 70 % du total. Il s'agit d'une plage extrêmement large qui souligne le caractère très concurrentiel du marché de l'énergie.

II. LES OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

8. Avant d'examiner comment les diverses formes d'énergie pourront contribuer à la satisfaction de ces besoins, il faut s'interroger sur les conditions auxquelles cette offre devra satisfaire pour répondre au mieux aux exigences des consommateurs.

Parmi ces exigences, qui ont déjà été définies dans le Protocole d'accord du 21 avril 1964 relatif aux problèmes énergétiques (1), celles d'un approvisionnement à bon marché et de la sécurité de l'approvisionnement peuvent être considérées comme fondamentales.

Les autres objectifs cités dans le Protocole d'accord définissent plutôt le contexte dans lequel devra se développer la politique énergétique que les objectifs proprement dits de cette politique.

Ces exigences fondamentales sont en étroite interdépendance et la politique énergétique devra réaliser la meilleure combinaison entre elles dans une perspective à la fois évolutive et dynamique.

Un approvisionnement à bon marché

9. L'élaboration d'une politique énergétique s'insérant dans le cadre général des objectifs économiques exige le recours à des critères d'optimisation. La réalisation d'un approvisionnement à bon marché signifie la recherche du coût d'approvisionnement au niveau le plus bas, ce coût étant compris dans le sens large des dépenses que la collectivité doit consentir pour assurer la couverture de ses besoins en énergie.

10. Dans un système économique décentralisé tel que celui de la Communauté, l'ensemble des avantages spécifiques d'une forme d'énergie, par rapport à une autre, ne peut être apprécié dans la majeure partie des cas, que par

(1) Le Protocole d'accord cite les objectifs suivants :

- un approvisionnement à bon marché
- la sécurité de l'approvisionnement
- la progressivité des substitutions
- la stabilité de l'approvisionnement, tant en ce qui concerne son coût que les quantités disponibles
- le libre choix du consommateur
- une concurrence équitable sur le marché commun entre les différentes sources d'énergie
- la politique économique générale».

l'utilisateur concerné. Pour procéder à cette comparaison, le consommateur a besoin d'indicateurs aussi clairs que possible qui, dans l'économie de marché, sont les prix. Ces indicateurs de référence sont nécessaires également aux producteurs d'énergie, car ils contribuent à orienter leurs activités en fonction des prix probables de leurs concurrents.

11. Les structures industrielles qui caractérisent certaines sources d'énergie déterminent des conditions particulières de concurrence et altèrent la confrontation correcte des prix entre les diverses énergies. Si l'on y ajoute l'hétérogénéité de ces structures entre pays ainsi que la diversité des interventions gouvernementales en matière fiscale et réglementaire, on peut déceler facilement les causes qui ont provoqué le cloisonnement actuel des marchés nationaux.

La sécurité de l'approvisionnement

12. Les pays de la Communauté, en raison de l'insuffisance de leurs ressources énergétiques, doivent faire un large appel aux énergies importées. Les risques qui en résultent pour leur approvisionnement sont sérieux, comme l'ont montré les quatre crises qui se sont produites pour le pétrole au cours des quinze dernières années.

13. Toute mesure destinée à accroître le degré de sécurité entraîne un certain coût et les implications directes ou indirectes doivent en être pesées avec soin. L'optimum serait que les charges que l'on aurait à supporter au titre de la sécurité compensent dans toute la mesure possible les effets économiques résultant de difficultés occasionnelles d'approvisionnement, de la même façon qu'une assurance mutuelle permet d'assurer, par une compensation étalée dans le temps, une couverture des risques pour chacun des membres d'une collectivité, sans que celle-ci ait globalement à supporter une charge supplémentaire.

14. Les risques qui pèsent sur l'approvisionnement énergétique de la Communauté sont de deux ordres :

- la rupture des approvisionnements,
- l'évolution défavorable des conditions d'approvisionnement.

La régularité des approvisionnements implique qu'à tout instant les disponibilités en énergie soient suffisantes pour couvrir la totalité des besoins. L'étude des conditions à satisfaire comporte trois étapes :

- analyse des circonstances pouvant provoquer la rupture de l'approvisionnement;
- description et évaluation des effets de cette rupture sur les secteurs intéressés et sur l'ensemble de l'économie;
- indication des actions à entreprendre pour réduire les risques dus à cette rupture et limiter l'incidence sur les coûts.

L'analyse de l'évolution des conditions d'approvisionnement est encore plus difficile, car les incertitudes sont plus grandes. Elle comporterait les étapes suivantes :

- définition des incertitudes d'ordre géologique, technique, économique ou même politique qui risquent d'être à l'origine de la hausse de prix dans l'horizon choisi;
- appréciation de l'ampleur et de la probabilité de réalisation de ces incertitudes;
- description et évaluation des effets de chacune des incertitudes sur l'économie;
- définition des actions possibles et évaluation du coût de ces actions.

La comparaison entre, d'une part, l'ampleur et la probabilité de la perte par rupture des approvisionnements ou de la charge additionnelle résultant d'une hausse des prix et, d'autre part, les coûts à consentir pour les réduire ou les annuler, permettra d'effectuer un choix politique et déterminera en conséquence le degré de sécurité.

* * *

15. Si la demande globale d'énergie ne perdra rien de son dynamisme des dernières années, on a vu également que la structure de cette demande se modifiera profondément.

Le secteur de l'énergie devra s'adapter à cette évolution. Il convient cependant que soient évités des bouleversements trop rapides, qui pourraient poser des problèmes sociaux difficiles et entraîner pour la collectivité des charges financières élevées.

Là aussi un optimum devra être recherché, dans le cadre des politiques régionale et sociale, entre le rythme des reconversions nécessaires, notamment dans certaines régions minières, et les possibilités pratiques de réemploi de la main-d'œuvre dans les industries nouvelles. De telles opérations seront nettement facilitées si elles sont prévues à temps et si elles sont conduites avec une progressivité suffisante.

16. Pour assurer la cohérence dans la poursuite des objectifs de la politique énergétique, il faudra s'appuyer sur des vues prospectives à moyen terme, aussi bien pour l'ensemble du secteur que pour chaque forme d'énergie. En s'efforçant de prévoir l'évolution probable tant de la demande globale que des conditions d'approvisionnement des marchés, on pourra assurer la progressivité des substitutions et la stabilité nécessaires.

III. LES PERSPECTIVES A LONG TERME

17. L'examen des principales caractéristiques des diverses sources d'énergie, au regard des objectifs qui viennent d'être rappelés, permet d'esquisser les grands traits que présentera l'économie énergétique de la Communauté à longue échéance. Ces vues sur l'avenir, qui reposent sur la connaissance que l'on peut se faire actuellement des faits, doivent être considérées comme une simple indication de tendance.

18. Le consommateur recherchera de plus en plus l'énergie sous la forme qui sera la mieux adaptée à ses besoins et lui permettra de les satisfaire au meilleur coût. A cet égard, c'est sans conteste *l'énergie électrique* qui répondra le mieux à la nécessité de plus en plus pressante pour la société de demain, de disposer d'énergie sous une forme d'emploi commode et à haut rendement d'utilisation. Contribuant à la fois à améliorer le confort dans la vie domestique et la productivité dans l'industrie, sa part dans la consommation finale d'énergie devrait continuer à croître.

Énergie secondaire, l'électricité peut être obtenue à partir de toutes les formes primaires d'énergie. Ceci confère à ce secteur un rôle essentiel d'arbitre sur le marché énergétique et le choix qu'il exercera sera déterminant pour la politique énergétique.

19. Principalement utilisée pour la production d'électricité, *l'énergie nucléaire* est, parmi les formes primaires d'énergie, sans doute la mieux placée pour atteindre à terme les buts de la politique énergétique. Elle permettra notamment de continuer à abaisser le prix de revient de l'électricité et à favoriser son développement.

Les réacteurs de technique avancés, et en particulier les surgénérateurs, réduiront le recours à des sources d'approvisionnement extérieures, ce qui améliorera d'autant la sécurité des consommateurs et l'équilibre de la balance des paiements.

Mais son rôle ne se bornera pas à cela : le niveau de recherche scientifique et l'élaboration d'une technologie avancée, que son développement suppose, confèrent à l'énergie nucléaire un rôle d'entraînement pour d'autres secteurs industriels. Développer l'industrie nucléaire contribuera à élever indirectement le niveau technique de l'ensemble de l'économie. Elle suppose le respect de règles de sécurité très strictes, mais n'entraîne alors pas de pollution de l'atmosphère ni de l'eau; elle dégagera ainsi l'économie d'une servitude qui pose déjà des problèmes difficiles aux pays ayant atteint un degré élevé d'industrialisation.

L'énergie nucléaire apparaît donc comme un secteur d'avenir sur lequel il faut faire porter les efforts pour perfectionner ses techniques de production.

20. *Le gaz naturel* est déjà disponible en quantités appréciables dans la Communauté et sa production est appelée à un rapide développement. Des travaux de recherche sont en cours dans plusieurs zones, notamment sur le plateau continental en Mer du Nord et dans l'Adriatique, qui sont susceptibles d'accroître les ressources.

Son prix de revient favorable lui permet de se substituer à la plupart des autres formes d'énergie pour presque tous les usages, mais sa rareté relative et ses qualités propres le destinent particulièrement à des emplois de valorisation élevée, exigeant des spécifications précises en matière de propreté, régularité de composition chimique, etc.

A ce titre, le gaz naturel sera apprécié dans le secteur domestique, mais encore davantage dans l'industrie à laquelle il offrira une occasion de perfectionnement technologique.

21. *Le pétrole* demeurera pour la Communauté un des éléments clé de l'approvisionnement, étant la seule énergie dont l'offre permet de répondre à l'accroissement rapide des besoins.

L'utilisation du pétrole revêt un caractère spécifique dans le secteur des transports et dans certaines fabrications chimiques, où il est appelé à un grand essor.

Pour les usages combustibles, il présente des avantages de transport et de commodité d'emploi. Il l'emporte actuellement sur ses concurrents directs que sont le charbon, le gaz naturel et l'énergie nucléaire, en raison de l'abondance des ressources et de leur bas prix; l'avènement de l'énergie nucléaire et du gaz naturel, sans compromettre son expansion, pourrait cependant la freiner.

Il existera pour le pétrole dans le bilan énergétique une certaine marge qui dépendra d'une part de ses avantages de prix et d'autre part des problèmes qu'il pose pour la sécurité d'approvisionnement et la pollution de l'air et de l'eau.

22. Énergie nucléaire, pétrole et gaz naturel sont dès à présent des secteurs faisant largement appel à la recherche scientifique et au progrès technologique. Dans ce sens, ils répondent à la tendance générale vers l'incorporation de plus en plus élevée de capital, une qualification plus grande de la main-d'œuvre et l'amélioration des conditions de travail.

23. Malgré les progrès rapides de l'équipement minier et de la mécanisation, *l'exploitation* houillère est caractérisée par un fort coefficient de main-d'œuvre et à l'heure actuelle dans la Communauté par un prix de revient élevé. La régression de la production est inévitable, mais elle devra être graduelle et contrôlée et un choix s'impose quant au rythme de substitution, dans le cadre des politiques sociale et régionale.

Ne pourront subsister à terme que les sièges où les conditions géologiques auront permis une concentration et une mécanisation très poussée de l'exploitation, conduisant à une réduction des coûts. La main-d'œuvre, moins nombreuse mais plus qualifiée, aura alors une meilleure productivité et bénéficiera de conditions de travail moins pénibles.

L'écoulement de cette production tendra à se concentrer sur deux secteurs : la cokéfaction où, en concurrence avec le charbon importé, la demande demeurera forte, et la transformation en électricité où, malgré le handicap de son coût, le charbon offrira un avantage de sécurité aussi longtemps que l'énergie nucléaire n'aura pas atteint son plein développement.

Bien que ne couvrant qu'une faible partie des besoins en énergie primaire, le *lignite* continuera de jouer un rôle, principalement dans la production d'électricité en raison de son prix peu élevé.

24. Les sites favorables étant pour la plupart déjà aménagés, *l'énergie hydraulique* n'apportera à l'avenir qu'un appoint quantitatif limité au bilan énergétique. Par contre, son rôle qualitatif devrait croître pour la couverture des pointes de consommation d'électricité, à côté des énergies fournissant la charge de base (nucléaire ou thermique classique).

25. Le bilan énergétique des pays de la Communauté apparaîtra ainsi dans l'avenir comme un ensemble très diversifié, chaque source d'énergie contribuant, par ses qualités propres, à satisfaire les besoins d'une société industrielle avancée. Pour atteindre ce stade et passer d'une économie principalement basée sur le charbon et le pétrole à un système reposant sur quatre formes d'énergie tel qu'il vient d'être décrit, une série d'étapes doit être franchie. C'est à l'étude de ce cheminement que sont consacrés les chapitres suivants.

Problèmes sectoriels

I. CHARBON

La situation actuelle

26. En 1967, la participation du charbon à la couverture de la consommation intérieure d'énergie primaire de la Communauté a été de 31,8 %, soit 202,3 millions de tec. Environ 12 % de ce montant, soit 24,2 millions de tec, reviennent au charbon importé de pays tiers. Il ressort de ces chiffres que l'industrie charbonnière de la Communauté n'a plus couvert, en 1967, que 28 % de la consommation intérieure d'énergie primaire de la Communauté ⁽¹⁾. Au cours de ces dernières années, les débouchés de l'industrie charbonnière de la Communauté ont diminué à la fois en valeur relative et en valeur absolue. Cette évolution s'est accompagnée d'un changement de structure dans la demande en charbon communautaire : d'une manière générale, on constate une concentration des débouchés dans les secteurs des cokeries et des centrales électriques.

La consolidation de l'écoulement vers ces deux secteurs, assurée en partie grâce à des mesures de soutien des États, n'a cependant pu compenser la régression chez les autres groupes de consommateurs, de sorte que l'on constate, dans l'ensemble, une réduction sensible de la consommation et de l'extraction.

27. Malgré une diminution de la capacité d'extraction et bien que des efforts considérables de rationalisation aient été déployés, les coûts moyens d'extraction de la houille communautaire sont nettement supérieurs aux prix de revient des sources d'énergie concurrentes. Une part importante de la production charbonnière de la Communauté n'est pas compétitive par rapport à ces sources — pétrole, gaz naturel et charbon importé.

C'est ainsi que le charbon communautaire n'est pas compétitif avec le charbon américain, bien que pour atteindre les marchés de la Communauté, celui-ci doive supporter des frais de transport considérables. Ce sont essentiellement les conditions géologiques qui handicapent l'exploitation du charbon communautaire (profondeur moyenne des mines, accidents de terrain, température élevée, dégagement de grisou, etc....). Les difficultés qui en résultent ont une incidence très nette sur le rendement par homme et par poste qui est d'environ 4 tonnes dans les meilleures régions minières de la Communauté, alors qu'aux États-Unis, il atteint en moyenne 14 tonnes. Étant donné l'étroite interdépendance du rendement et des coûts, on conçoit aisément que les frais d'exploitation dans la Communauté soient de trois à quatre fois supé-

(1) Chiffres provisoires.

rieurs à ceux de l'industrie charbonnière américaine, qui sont de l'ordre de 5 \$ la tonne.

Les possibilités d'amélioration de la situation compétitive du charbon communautaire

28. La question se pose de savoir si, malgré ce handicap, la compétitivité du charbon communautaire ne peut pas être améliorée par la recherche systématique de toutes les possibilités d'influencer favorablement l'évolution des coûts dans l'industrie charbonnière de la Communauté. Dans cet ordre d'idées, les problèmes suivants retiennent l'attention :

- a) *Concentration de l'extraction sur les meilleures installations avec un taux d'exploitation maximum.* Le choix des capacités de production à conserver devrait procéder des critères suivants :
- progrès de productivité réalisable à long terme, en tant que facteur déterminant du coût de production futur;
 - types de réserves exploitables, compte tenu des qualités demandées;
 - localisation des sièges, par rapport aux débouchés possibles, en tant que facteur déterminant des coûts de transport.

Les décisions de fermeture d'exploitations minières ont été jusqu'à présent basées sur les motivations individuelles des entreprises ou sur des raisons de politique sociale ou régionale. L'application de ces critères devrait se faire dans un cadre géographique aussi large que possible (adaptation au sein des bassins ou même, si possible, au-delà). Une telle procédure suppose cependant l'existence de centres de décision possédant les pouvoirs requis.

- b) *Amélioration de la structure des coûts, grâce à la réduction de la part des charges salariales.* Dans ce but, des investissements suffisamment élevés devraient améliorer la mécanisation et étendre l'utilisation du soutènement marchant.

L'exploitation devrait être encore davantage rationalisée dans les différents secteurs, notamment grâce à une amélioration de l'infrastructure du fond.

De telles améliorations nécessitent l'engagement de moyens financiers à long terme. Or, la situation peu favorable de l'industrie charbonnière de la Communauté et l'avenir incertain de ce secteur non seulement empêchent que soient prises les décisions indispensables en matière d'investissements, mais rendent actuellement presque impossible la mobilisation des capitaux nécessaires.

- c) *Standardisation des équipements.* En conduisant à une réduction des coûts d'équipement, cette standardisation pourrait, dans certaines limites, exercer une influence favorable sur les frais d'investissement. Ceci implique une politique de recherche appropriée dans l'industrie charbonnière et dans les industries de biens d'équipement. Par ailleurs, ces dernières

devraient se réorganiser et se concentrer pour faire face aux conséquences de la diminution de l'activité charbonnière.

- d) *Accroissement du taux de marche des installations*, en vue de réduire les frais d'exploitation.

L'amélioration pourrait se situer sur trois plans :

- augmentation du taux d'utilisation des machines par poste d'abattage;
- augmentation du nombre d'heures d'abattage par vingt-quatre heures;
- augmentation du nombre de jours d'exploitation dans l'année.

Dans cet ordre d'idées, il faudra suivre attentivement le développement de l'expérience tentée en Grande-Bretagne pour introduire dans certains puits la semaine de 7 jours à 3 postes.

Un tel changement dans l'organisation du travail pose des problèmes difficiles à la fois du point de vue social et du point de vue technique qui demandent une étude approfondie avec tous les intéressés.

- e) *Diminution des frais de transport*. Celle-ci pourrait être recherchée dans un aménagement des canaux d'écoulement ainsi que dans une amélioration simultanée de la technique et des moyens de transport.

29. S'il existe certaines possibilités d'améliorer à long terme la position compétitive de l'industrie charbonnière communautaire, il apparaît que seule une partie relativement faible de la capacité de production actuelle pourrait être maintenue dans des conditions de libre concurrence avec le charbon d'importation. Vis-à-vis des hydrocarbures, toute capacité concurrentielle, même limitée, semble exclue, sauf modification décisive des prix actuels du marché pétrolier ou évolution technique révolutionnaire dans l'industrie minière de la Communauté.

Une réduction de la capacité d'extraction apparaît donc inévitable. Mais alors se pose la question de la sécurité de l'approvisionnement et l'on doit se demander dans quelle mesure des capacités de production, par elles-mêmes non concurrentielles, devraient être maintenues compte tenu de l'ensemble du bilan énergétique de la Communauté.

La contribution du charbon à la sécurité d'approvisionnement

30. Le problème de la sécurité revêt un aspect différent, suivant qu'il s'agit de l'approvisionnement des entreprises sidérurgiques, des centrales électriques ou des foyers domestiques.

- a) Ce n'est encore qu'à très longue échéance que l'on peut envisager le remplacement d'une partie importante du coke utilisé au haut fourneau par des procédés de réduction directe. Pour l'avenir prévisible, ce secteur restera donc un débouché spécifique du charbon de qualité appropriée. La part des charbons indigènes dans la consommation totale des cokeries représente actuellement 88 %. Les charbons à coke importés proviennent en majeure des États-Unis. Or, les réserves de charbons à coke de bonne

qualité des régions américaines exportatrices ne sont pas illimitées. Les ressources de ces bassins servent à couvrir, d'une part, la majeure partie des besoins nationaux et, d'autre part, une demande croissante du marché mondial, notamment de la part du Japon et des pays en voie d'industrialisation. Un accroissement important des importations de la Communauté risquerait de créer des difficultés d'approvisionnement. Il en résulterait, pour le charbon à coke américain, des augmentations de prix indépendantes d'une hausse éventuelle des frais d'exploitation. D'ores et déjà, l'écart entre les prix du charbon à coke produit dans la Communauté et le prix cif du charbon importé est relativement plus faible que pour les autres qualités.

- b) Pour les centrales électriques et les foyers domestiques, la contribution possible du charbon communautaire à la solution du problème de la sécurité doit être appréciée dans le cadre des équipements disponibles et du bilan global des besoins en énergie primaire de ces secteurs.

Pour ce qui est de l'approvisionnement des centrales, le besoin de sécurité se fera surtout sentir jusqu'à ce que les centrales nucléaires soient en mesure de couvrir une fraction plus importante de la demande d'électricité. Les États-Unis, comme les pays du bloc oriental, disposent de quantités suffisantes de charbon-vapeur pour assurer à long terme l'approvisionnement de la Communauté, même si l'on tient compte de l'accroissement futur de leurs propres besoins dans ce secteur; mais ceci ne dispense pas de considérer le risque d'interruptions temporaires des approvisionnements. Dans le secteur domestique, le besoin de sécurité ne se fait spécifiquement sentir pour le charbon que dans la mesure où, en raison de la nature des équipements de chauffage, le remplacement du charbon par d'autres sources d'énergie demande un délai assez long, pendant lequel il faut un approvisionnement suffisant en charbon domestique.

31. La dimension de la capacité de production charbonnière à conserver pour des raisons de sécurité doit être évaluée sous l'angle technique et sous l'angle économique.

Du point de vue *technique*, la capacité de production à maintenir pourrait être orientée en fonction des besoins spécifiques de la sidérurgie en charbon à coke. Sous cet angle, une série de problèmes devrait être examinée de manière approfondie. Ainsi, pour des raisons de qualité et de calibre tenant aux contraintes techniques imposées par les hauts fourneaux et les cokeries, le volume de production de houille à maintenir pour satisfaire les besoins de la sidérurgie sera supérieur aux tonnages correspondant strictement à ces besoins. La production supplémentaire totale (environ 1/3 du total) devrait, pour des raisons de coût et de rentabilité, être écoulée dans d'autres secteurs, notamment les centrales électriques, où elle pourrait aussi répondre, au moins pour une partie, au besoin de sécurité.

Du point de vue *économique*, la production de charbon communautaire reconnue nécessaire doit être concentrée dans les bassins qui, à long terme, peuvent assurer la fourniture des quantités et des qualités demandées aux conditions les plus favorables, en tenant compte également de la localisation des débouchés.

Actuellement, en raison des différentes mesures prises en faveur du charbon communautaire pour compenser les pertes d'exploitation, la structure des prix du charbon ne reflète plus que partiellement la situation relative des coûts dans les différents pays.

La coordination et l'amélioration des régimes nationaux d'aides dans la ligne des objectifs de la politique énergétique, ainsi qu'un régime communautaire d'aides établi en liaison avec les mesures à prendre en matière d'importations, sont des conditions nécessaires à un processus sélectif orienté vers l'économie de marché.

Il faut aussi tenir compte des dispositions du Traité CECA en matière de prix, qui s'appliquent au seul charbon et posent de ce fait des problèmes d'autant plus délicats que celui-ci rencontre une concurrence plus grande de la part des autres énergies ⁽¹⁾.

Il faut enfin, si l'on veut agir efficacement sur la sécurité de l'approvisionnement, tenir compte du problème de l'inélasticité naturelle de l'offre de charbon dans la Communauté. Les questions liées aux fluctuations de la demande à court terme doivent être examinées de près, car la présence de capacités de réserve poserait de graves problèmes de prix de revient.

Conditions indispensables à la continuité de l'évolution

32. Dans la mesure où il sera nécessaire de recourir à des journées de chômage pour adapter à court terme l'extraction aux possibilités de débouchés, celles-ci devront être en nombre aussi limité que possible, étant donné leurs conséquences sociales et les indigences d'une utilisation réduite des capacités sur la structure des coûts. Dans le passé, en effet, on a souvent constaté que les effets favorables d'une amélioration de la productivité sur les coûts étaient annulés par l'accroissement des charges fixes résultant d'une réduction du taux d'utilisation. Il conviendra de déterminer les sièges appelés à supporter la perte de production de manière à réduire au minimum pour la Communauté les frais correspondants.

Le rythme d'adaptation de l'extraction charbonnière aux possibilités futures d'écoulement ne pose pas seulement des problèmes de compétitivité, mais encore de graves problèmes humains, sociaux et régionaux. Bien que l'accroissement de la productivité et la fermeture aussi rapide que possible d'installations non rentables conditionnent l'amélioration de la position concurrentielle des installations à maintenir, le rythme des fermetures dépend de la mesure dans laquelle il est possible de sauvegarder les intérêts sociaux de la main-d'œuvre affectée et d'éviter de graves bouleversements régionaux. On a vu dans le passé que ce sont précisément les grandes vagues de licenciement à court terme qui débouchent sur des situations difficiles.

Une adaptation continue pourra être favorisée par l'implantation dans les bassins charbonniers d'industries nouvelles et par la reconversion.

(1) cf. sur ce point § 98 et 99.

II. PÉTROLE

33. Les ressources mondiales de pétrole, connues ou présumées, assureront largement la couverture des besoins pour une longue période. La production pourrait être développée dans des proportions considérables sans hausse sensible des coûts de l'extraction; ceci est vrai en particulier grâce aux vastes disponibilités potentielles qui existent au Moyen-Orient.

34. Pour les prix, la réponse ne peut être aussi nette, car des éléments liés à la structure de l'offre interviennent ou peuvent intervenir dans leur formation. Ainsi, au cours des dernières années, dans un climat de très grande abondance de l'offre, les charges fiscales à la production ont augmenté. Pour un pétrole du Moyen-Orient, de 31° API, l'ensemble des redevances et impôts sur les bénéfices est passé de 4,5 à 5 \$/t en 1960, à environ 5,5 \$ /t à l'heure actuelle et, au terme des derniers accords intervenus au début de 1968, ce montant devrait progressivement augmenter jusqu'en 1975 pour atteindre à cette date 6 \$ /t environ, soit par rapport à 1960 une hausse de l'ordre de 1 \$ par tonne extraite.

35. Cette tendance a naturellement une limite économique. Au-delà d'un certain seuil, le prélèvement opéré à la production pourrait en effet restreindre les débouchés du pétrole qui se trouve en compétition avec d'autres sources d'énergie. Dans leur propre intérêt, les gouvernements des pays producteurs devront faire un arbitrage entre le taux d'imposition et la quantité. Or, la marge d'incertitude qui pèserait sur la consommation mondiale de pétrole en fonction des prix est estimée à 400 ou 500 millions de tonnes vers 1980 ⁽¹⁾.

36. Ces observations valent en particulier pour les concessions classiques, dites 50/50, dont bénéficient les compagnies pétrolières internationales. Au cours des dix dernières années, de nouvelles formules de mise en valeur des ressources pétrolières ont été développées. Elles répondent au désir des pays producteurs de participer aux activités industrielles et de disposer directement d'une partie de la production. Les résultats économiques de ces associations ne peuvent être déterminés à l'avance avec exactitude, car ils dépendent de l'étendue et des caractéristiques des gisements qui seront découverts. Si les espérances des promoteurs étaient atteintes ou même dépassées, il y aurait là un facteur nouveau qui modifierait la physionomie du marché international du pétrole brut en l'élargissant. Les pays producteurs auraient alors sans doute un intérêt supplémentaire au développement des débouchés plutôt qu'au renforcement du prélèvement fiscal. La Communauté importatrice y aurait elle aussi intérêt.

37. Les frais de transport jouent naturellement un rôle très important dans l'ensemble du problème. Il y a dix ans, l'acheminement régulier du pétrole du Golfe Persique vers l'Europe du Nord coûtait environ 7 \$ /t. Avant la récente crise du Proche-Orient, la dépense s'était abaissée à 4,5 \$ t/ en moyenne.

(1) Nouvelles réflexions sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne (1966) — Bulletin de la CECA n° 61 — Luxembourg, Avril 1966, page 44.

La fermeture du Canal de Suez a entraîné un allongement considérable du parcours qui, avec les navires autrefois affectés au voyage par le Canal, entraîne une hausse des frais de transport de l'ordre de 2 \$ /t. En outre, pour faire face aux besoins, il a fallu recourir à des navires utilisés à d'autres transports ou qui étaient antérieurement désarmés. Une hausse générale des frets maritimes s'en est suivie. Pour les quantités marginales transportées par les tankers affrétés au voyage ou à terme relativement court, le prix de l'acheminement atteint 11 \$ /t.

Cependant, l'éventualité de la fermeture prolongée du Canal de Suez a incité les compagnies pétrolières et les armatures à accélérer les commandes de navires de très gros tonnages, dès à présent de 150 000 à 250 000 tonnes, conçus pour effectuer le trajet du Moyen-Orient vers l'Europe par le détour du Cap. Par ce moyen, le coût du transport serait progressivement ramené, au fur et à mesure de la mise en service des navires, à ce qu'il était avant la crise. Mais cette transformation rapide de la flotte pétrolière entraînera d'importants problèmes portuaires, de structure industrielle et de sécurité.

38. L'importation de pétrole dans la Communauté a retenu l'attention de la Commission et du Conseil qui se sont préoccupés de la place occupée par les entreprises communautaires (1). Il est apparu que ces importations s'effectuent principalement par trois voies différentes.

La première est celle des sociétés de raffinage et de distribution affiliées à des groupes extérieurs dont les fournitures sont assurées, pour l'essentiel, par des productions contrôlées par ces groupes et à des prix de transfert assez voisins des prix affichés dans les grands centres d'exportation.

La seconde filière est celle des entreprises communautaires qui disposent de participations directes dans la production.

Du point de vue de la Communauté, ce qui compte, dans ce cas, ce n'est plus le prix de fourniture ou de transfert mais le coût de production majoré des redevances versées au pays de production, puisque le bénéfice enrichit la Communauté.

Enfin, des importateurs achètent du pétrole brut sur le marché. Les prix et conditions de ces achats sont relativement mal connus, ils constituent généralement un secret des affaires. Pour la Communauté, ces prix représentent le coût de l'approvisionnement, sauf lorsque le pétrole est acheté à d'autres entreprises communautaires productrices.

39. Les entreprises intégrées ont intérêt à maintenir les prix de transfert entre les sociétés d'un même groupe à un niveau aussi voisin que possible des prix forfaitaires retenus par les pays producteurs pour le calcul des impôts. Si elles abaissaient leurs prix de transfert, elles se trouveraient en effet soumises, de leur point de vue, à une double imposition puisque cette baisse n'aurait aucun effet sur leurs impôts à la production tandis qu'elle

(1) Le Conseil a pris acte du dépôt de la première note de la Commission sur la politique de la Communauté en matière de pétrole et de gaz naturel et a marqué son accord sur le rapport du Comité des Représentants permanents sur les conclusions de cette note comme orientation pour les travaux ultérieurs dans ce domaine.

permettrait de dégager un bénéfice imposable au niveau du raffinage et de la distribution dans les pays de consommation; l'impôt supplémentaire ne pourrait être récupéré même dans le cadre des régimes fiscaux dont bénéficient ces groupes dans leur pays de domicile puisqu'ils se trouvent presque toujours dans une position d'excès de crédit d'impôt⁽¹⁾ («excess tax credit»), et il résulterait une charge plus élevée sur l'ensemble des opérations intégrées.

Par conséquent, les prix de transfert sont ajustés généralement — et sauf exceptions localisées ou temporaires — de telle manière que les activités de raffinage et de distribution soient tout juste équilibrées. Ils ne représentent donc pas exactement le prix réel à l'importation, mais ils expriment la charge totale qui pèse sur la balance des comptes de la Communauté pour la fraction d'approvisionnement assurée par des groupes extérieurs.

Ils comprennent, en effet, les dividendes que devrait rapporter normalement l'activité de raffinage et de distribution.

40. Comme toute activité minière, l'industrie pétrolière dégage en temps normal des bénéfices miniers variables suivant les conditions d'exploitation des gisements et leur situation géographique. Des bénéfices exceptionnels peuvent encore apparaître en cas de crise, lorsque des pénuries se font sentir ou lorsque la concurrence s'affaiblit. Il y a par conséquent intérêt pour la Communauté à s'assurer qu'une partie de son approvisionnement s'effectue par des entreprises communautaires qui disposent de pétrole au prix de revient ou à un prix voisin de celui-ci. A prix égal des produits pétroliers sur le marché, le coût pour la collectivité — de même que la charge pour la balance des paiements — n'est pas le même suivant les filières de l'approvisionnement.

41. Les différentes considérations qui viennent d'être évoquées concernent l'aspect économique de la sécurité. Il s'agit de savoir comment la Communauté pourra se procurer les quantités de pétrole dont elle aura besoin à l'avenir dans les meilleures conditions et sur des bases stables.

L'autre aspect de la sécurité consiste à assurer à tout moment l'approvisionnement nécessaire. Étant donnés la part des importations — 95 % du total — et les risques d'interruption au niveau de la production, des pipe-lines ou des voies maritimes, un certain nombre de mesures doivent être prises pour éviter les défaillances. Ces mesures doivent être également conçues de la façon la plus économique possible. Il faut maintenir une diversification géographique suffisante et disposer de capacités de réserve installée qui puissent entrer en action très rapidement. Il est également nécessaire de disposer de capacités de transport maritime pour recourir aux sources alternatives les plus avantageuses.

En outre, pour faire face aux besoins pendant la période de réorganisation du circuit d'approvisionnement, il faut disposer de stocks de réserve dans les pays de consommation.

(1) Dans le cadre du bilan consolidé, les sociétés peuvent déduire des impôts qu'elles auraient théoriquement à payer sur les bénéfices qu'elles déclarent, les impôts correspondants versés à l'étranger notamment aux pays producteurs.

Le problème est difficile. Si les risques peuvent être assez aisément définis, l'appréciation de leur probabilité, de leur concomitance, de leur périodicité et de leur durée demeure subjective. En outre, le coût des diverses mesures devrait être évalué par différence avec ce que serait une évolution qui ne tiendrait pas compte des impératifs de sécurité, ce qui reste naturellement assez théorique.

42. Quoiqu'il en soit, la Communauté devrait en permanence suivre l'évolution des capacités de réserve existantes, leur localisation, les conditions auxquelles elles peuvent être disponibles, les marchés qu'elles pourraient desservir en cas de crise. Cet inventaire, de même que celui des capacités de transport, devrait aller de pair avec la fixation des objectifs de stockage.

Les moyens à mettre en œuvre : diversification, capacités de réserve et de transport, stockage, sont largement interdépendants. Il va de soi que la politique de sécurité doit se proposer la combinaison de ces moyens la plus économique et qui lui assure le degré d'autonomie le plus élevé pour le risque extrême qu'il s'agirait de couvrir à concurrence d'un pourcentage à déterminer.

43. De ces considérations, il est possible de tirer plusieurs conclusions.

En premier lieu, les prix affichés au Moyen-Orient constituent un maximum du coût de l'approvisionnement et il en sera ainsi pour une période prolongée. En prenant ce prix pour base et en considérant un pétrole de 31° API, très abondant autour du Golfe Persique, le coût de ce pétrole livré dans un port de l'Europe du Nord devrait se situer — dans des conditions de transport normales — aux alentours de 16 \$ par tonne métrique, soit 11 \$ par tonne d'équivalent charbon. En admettant un rabais de 10 % par rapport à cette limite supérieure, le prix rendu du pétrole revient alors à 10 \$ /Tec. Comme l'approvisionnement est réalisé par une combinaison de filières où se rencontrent également des fournitures au prix de revient ou à des prix d'achat comportant des rabais substantiels, le coût moyen est moins élevé que le chiffre cité.

A titre d'exemple, un pétrole de cette même qualité peut être acquis avec des rabais de 30 ou 40 cts/bl; il revient alors livré en Europe du Nord à 13 à 14 \$ /t, soit 9 à 9,5 \$ /Tec. Des contrats à terme plus court et portant sur des quantités plus limitées ont même comporté, par le passé, des rabais encore plus élevés, aboutissant à un prix de 8 \$ /Tec.

44. Ce prix le plus bas ne peut cependant s'étendre à l'ensemble du marché. Il ne peut être pratiqué que par des groupes très importants et pour des quantités relativement limitées par rapport à l'ensemble de leurs productions respectives. En particulier, ce prix ne comprend pas la marge nécessaire au financement de la diversification et à l'entretien des capacités de réserve. Il est d'ailleurs à remarquer que le marché du pétrole brut n'embrasse actuellement que 7 % environ des quantités de pétrole brut écoulées dans le monde, si l'on fait abstraction des contrats d'équilibrage entre grandes compagnies conclus avant 1950, ainsi que des transactions courantes en Amérique du Nord.

En résumé, l'approvisionnement de la Communauté doit concilier les impératifs économiques et de sécurité en combinant les diverses filières d'importation suivant un équilibre adapté aux circonstances.

Les entreprises ressortissant de pays tiers qui disposent de réserves dispersées dans plusieurs parties du monde et d'un outil intrustriel d'une grande souplesse contribuent de manière notable à la sécurité. Les entreprises communautaires qui participent directement à l'exploration et à la production ainsi que les importateurs apportent des avantages économiques appréciables du point de vue des coûts et de la balance des paiements, ainsi qu'un élément de concurrence à long terme.

45. La Communauté a donc intérêt à n'écarter aucun fournisseur mais au contraire à combiner les offres dans les meilleures conditions. Elle doit naturellement se préoccuper du sort des entreprises communautaires sur un marché où la compétition est fonction d'éléments qui se situent en dehors d'elle et où la puissance financière de groupes très importants constitue l'une des données essentielles. Dans ce but, on pourrait envisager :

- des interventions pour préserver, le cas échéant, l'indépendance de certaines entreprises (politique anti-trust);
- des consultations dans le cas où d'importantes concentrations seraient envisagées, qui pourraient modifier l'équilibre du marché dans la Communauté; ces consultations complèteraient au niveau communautaire les mesures adoptées au plan des gouvernements;
- un régime fiscal analogue à celui dont bénéficient, dans leurs pays de domicile, les entreprises étrangères; ce régime fiscal serait basé sur le principe de la consolidation mondiale des bénéfices, les impôts déjà payés à l'étranger étant déduits de ceux à acquitter dans la Communauté;
- une imposition des revenus des entreprises pétrolières prévoyant :
 - a) une déduction au titre de la provision pour reconstitution des gisements (éventuellement par harmonisation des régimes en vigueur dans plusieurs États membres);
 - b) un régime permettant l'amortissement sans délai des dépenses d'exploration et de développement des gisements (frais de forage);
- des dispositions financières visant à assurer l'avenir d'entreprises communautaires en leur permettant d'accroître leur potentiel productif et de le diversifier. Ces mesures financières — qui seraient en principe dégressives dans le temps, conformément à leur objet — pourraient consister notamment en dotations en capital (pour les entreprises publiques) ou en prêts à taux d'intérêt et remboursement conditionnels destinés à des opérations de recherche.
- un système de garanties pour couvrir les risques de l'exploration pétrolière à l'étranger : ces garanties pourraient être accordées à des entreprises pour des opérations déterminées et pourraient éventuellement faciliter l'association entre elles, de manière à éviter la dispersion des efforts et à favoriser la coopération avec les pays producteurs.

46. Telles sont les dispositions qui pourraient entrer dans une politique de structure. En ce qui concerne le marché, force est de constater les différences qui marquent encore aujourd'hui les marchés nationaux des pays membres.

Les taxations diverses contribuent à maintenir une physionomie particulière à chaque marché national, car les prix relatifs des divers produits pétroliers et

des produits concurrents (charbons industriels ou domestiques, gaz naturel, par ex.) sont largement fonction de la fiscalité. Les interventions dans le domaine des investissements prennent des aspects très variés. La politique d'encouragement au raffinage vers l'exportation pratiquée dans certains pays vient à l'encontre d'une politique de développement équilibré sur le plan national appliquée dans d'autres États et incite ces derniers à maintenir des contrôles aux frontières. Dans certains pays, des excédents de capacité de raffinage apparaissent : ils contribuent à déprimer les prix de certains produits d'une manière incompatible avec la rentabilité normale de l'industrie, d'où la tendance à des pratiques restrictives pour stabiliser les prix intérieurs à un niveau acceptable.

L'aménagement des monopoles nationaux doit être réalisé d'ici la fin de la période de transition, conformément au Traité de la C.E.E. Il serait sans nul doute facilité par l'adoption de solutions communautaires de politique énergétique. Par ailleurs, les autres entraves aux échanges entre États membres ayant une portée semblable devraient également être éliminées.

Bien que la plupart des dispositions légales, réglementaires ou administratives faisant obstacle à la liberté d'établissement et de prestations de services soient supprimées ou sur le point de l'être les conditions permettant la réalisation d'une non-discrimination effective restent encore dans certains cas à établir.

47. Une des premières questions à aborder pour rapprocher le marché de la communauté des conditions d'un marché intérieur est celle de l'harmonisation des taxes applicables aux produits pétroliers.

Elle est particulièrement importante pour la fiscalité des combustibles liquides. En effet, la mise en place d'un vaste réseau de pipe-lines approvisionnant des raffineries situées dans l'arrière pays a contribué, du point de vue des coûts de transport, à une réduction très sensible des écarts séparant les prix hors-taxe de l'énergie dans les différentes régions de la Communauté. A contrario, la fiscalité peut maintenir ou aggraver des écarts considérables entre États membres avec toutes les conséquences qui en découlent pour l'implantation des entreprises et pour les échanges intra-communautaires.

L'harmonisation nécessaire devrait se faire autour d'un niveau adapté aux objectifs de la politique énergétique.

48. Un autre problème à résoudre concerne la politique de développement du raffinage. Cette question prendra des aspects nouveaux pour plusieurs raisons :

- l'expansion de la consommation des produits va se ralentir progressivement;
- la répartition de la demande entre les divers produits va se déformer au moins dans certaines régions du fait de l'arrivée du gaz naturel;
- les répercussions de la politique énergétique sur l'alimentation des centrales électriques;
- le transport par grands pétroliers de 200 000 tonnes.

Un problème de coordination des investissements se trouve ainsi posé.

49. Cette question devrait naturellement être étudiée en liaison avec le développement des échanges de produits raffinés avec les pays tiers. Il faut, en effet, éviter qu'une politique harmonisée d'investissements dans la Communauté puisse être tenue en échec par des importations de produits finis. Les décisions en matière de politique commerciale devront tenir compte de cet aspect du problème. Elles ne devront pas viser à éliminer ou restreindre l'activité d'importation directe, mais au contraire, à lui assurer une continuité de façon à ce qu'elle puisse jouer pleinement son rôle dans l'approvisionnement de la Communauté suivant les principes énoncés plus haut.

50. Les investissements dans le domaine de la distribution sont également très importants, surtout pour la vente de l'essence-carburant. La puissance financière des entreprises peut jouer ici un rôle déterminant. Aussi convient-il de se demander s'il ne serait pas opportun d'adopter des dispositions tendant à établir un certain équilibre adaptable dans le temps, entre les points de vente de carburants et à éviter le cas échéant les surinvestissements, en veillant à ce qu'il n'y ait pas de discrimination.

51. La question des stockages de sécurité ne revêt pas seulement un aspect quantitatif global. Il ne suffit pas de se demander quel est le volume des réserves à entretenir en permanence. Il convient aussi de répartir équitablement la charge correspondante entre les différentes entreprises. Il a été jusqu'à présent admis que l'obligation de stockage incombe aux importateurs. Des dispositions appropriées devraient donc assurer que tous les importateurs remplissent normalement et effectivement ces obligations. La directive en discussion devant le Conseil des Ministres tient compte de cet aspect du problème.

52. Reste enfin l'attitude à adopter en matière de politique commerciale. Les droits du tarif extérieur commun sont fixés : ce problème est donc réglé et ne soulève pas, a priori, de problèmes importants. Il reste cependant à définir la notion d'origine pour les produits pétroliers et à établir des normes pour la fixation de leur valeur en douane.

Plus difficile est la question du régime des importations. D'une manière générale, il y aurait lieu d'examiner par quels moyens la politique commerciale pourrait contribuer à maintenir l'équilibre souhaité sur le marché de la Communauté. Il s'agirait de faire en sorte que la dépendance à l'égard de l'importation ne constitue pas une source de faiblesse de l'économie, mais puisse au contraire devenir un élément de force, en raison de l'importance des débouchés que représentent les marchés de la Communauté. Des dispositions appropriées et adaptables aux circonstances devraient permettre d'assurer une certaine fluidité dans l'approvisionnement du marché communautaire malgré la prédominance de l'intégration verticale.

III. GAZ NATUREL

53. Les ressources de gaz naturel qui ont été découvertes jusqu'à présent dans la Communauté permettent d'envisager une production annuelle de 80

à 120 milliards de m³. Ce niveau sera progressivement atteint au cours de la période qui va de 1975 à 1980. Si l'on ajoute les importations de pays tiers, soit une dizaine de milliards de m³ par an, suivant les contrats actuellement conclus, les disponibilités totales s'élèveraient, à échéance de dix à quinze ans, entre 90 et 130 milliards de m³, ce qui représente environ 15 % de la demande globale d'énergie, et près du quart de la consommation d'énergie substituable de la Communauté.

54. Dans un deuxième stade de la réflexion, il faut tenir compte des perspectives offertes par les recherches actuellement entreprises sur le territoire des États membres et sur le plateau continental adjacent. Suivant des évaluations fondées sur des études géologiques, il n'est pas impossible que les réserves en gaz naturel de la Communauté puissent être augmentées au moins de moitié principalement en Mer du Nord et dans l'Adriatique. Apparaît ainsi l'intérêt qu'il y a d'assurer un cadre approprié au développement des campagnes d'exploration. Par ailleurs, les ressources offertes par certains pays tiers peuvent dépasser les niveaux actuellement escomptés.

L'ensemble de ces disponibilités supplémentaires permet de penser que la part du gaz dans le bilan énergétique esquissé ci-dessus se maintiendra, ou même s'accroîtra à long terme, ce qui donnerait une dimension nouvelle aux problèmes posés.

55. Pour la plupart des gisements, les débouchés se situent dans le cadre national; pour le gisement de Groningue, qui représente près des quatre cinquièmes des réserves actuellement connues de la Communauté, le problème prend une extension internationale. La recherche de la meilleure utilisation économique de ce gisement a conduit à chercher hors des frontières du pays des débouchés, et des courants d'exportation de gaz naturel se sont établis vers plusieurs autres États membres. La durée de ces échanges sera commandée par la nécessité de rentabiliser sur une longue période les investissements considérables qu'entraînent la production, le transport et la distribution, et elle constitue, pour les consommateurs, une garantie de la continuité du service.

56. Les contraintes techniques et économiques du transport et de la vente du gaz naturel conduisent à certaines situations de monopole, de droit ou de fait. Les quantités échangées au sein de la Communauté proviennent, actuellement, du seul gisement de Groningue. Une seule entreprise assure aux Pays-Bas le transport et la vente du gaz destiné au marché intérieur et aux autres pays de la Communauté. Dans ce dernier cas, le gaz est vendu à la frontière néerlandaise, sans que le consommateur ait la possibilité de se fournir directement au gisement.

Cette structure, qui peut offrir des avantages de rationalisation, ne devrait pas faire obstacle à l'approvisionnement des utilisateurs dans les meilleures conditions, ni limiter les possibilités d'écoulement du gaz d'autres producteurs éventuels.

57. Si le problème du prix du gaz naturel est en partie conditionné par les structures de la production et du transport, il est également lié à la situation du marché des énergies auxquelles il peut se substituer.

De manière générale, le prix au consommateur s'établit actuellement par référence à celui de la principale forme d'énergie concurrente, c'est-à-dire des produits pétroliers. Bien que cette situation s'explique pour des raisons commerciales, sa portée dans le domaine économique doit être examinée. En effet, les prix de vente du fuel comprennent, dans tous les États membres, une forte proportion de taxes, dont le niveau diffère suivant les pays. Les utilisateurs de gaz naturel subissent donc l'effet des écarts de prix qui résultent de ces taxes.

Par ailleurs se pose le problème des transactions aux stades intermédiaires entre la production et la consommation finale, dont les conditions revêtent une très grande importance du point de vue de la politique énergétique.

58. Le marché du gaz naturel est également influencé par des interventions diverses des États membres dans les domaines de la recherche et de la production, du transport et de la distribution. Des dispositions de caractère technique, relatives aux moyens de transport et aux appareils d'utilisation, interviennent également. La fiscalité aussi peut contribuer à un certain cloisonnement des marchés nationaux et influencer les rapports de concurrence entre le gaz naturel et les autres formes d'énergie.

59. Les réserves de gaz naturel apportent une contribution importante à la sécurité de l'approvisionnement en énergie de la Communauté. La rigidité des équipements de transport et de distribution fait actuellement dépendre le consommateur, dans la plupart des cas d'un fournisseur unique. L'accroissement des ressources devrait permettre à l'avenir de diversifier les provenances. La réalisation d'un réseau interconnecté dans la Communauté entraînerait cependant des charges d'investissement importantes en canalisations de transport et en équipements permettant de combiner des gaz de différentes provenances : l'intérêt économique d'une telle solution devrait faire l'objet d'un examen approfondi.

60. Une station de réception de gaz naturel liquéfié en provenance de pays tiers est actuellement en service dans la Communauté; une autre est en construction et une troisième en projet. La création des usines de liquéfaction, au port d'embarquement, et de regazéification, au point de livraison, ainsi que la construction des navires spéciaux, exigent des investissements élevés. Le développement de ce type d'importations pose des problèmes de prix et de garantie de sécurité des livraisons. Il en est de même pour d'éventuelles importations de gaz naturel en provenance des pays d'Europe orientale.

61. Le gaz naturel, grâce à ses avantages techniques et économiques, peut contribuer à l'implantation d'industries nouvelles, ce qui constitue un facteur appréciable de développement régional et de politique industrielle. Les décisions concernant le tracé des canalisations de transport et les prix, qui sont dans ce domaine déterminantes, sont influencées à des degrés divers par l'action des pouvoirs publics. Une coordination de ces interventions favoriserait une pénétration graduelle du gaz naturel sur les marchés et permettrait notamment de mieux apprécier ses répercussions sur l'écoulement des autres énergies et en particulier sur celui des gaz manufacturés.

IV. ÉNERGIE NUCLÉAIRE

62. La question fondamentale en matière nucléaire est de déterminer dans quelle mesure il sera fait recours aux centrales nucléaires pour la production d'électricité. La réponse dépend des programmes de construction des producteurs d'électricité, ceux-ci étant, de manière d'ailleurs différente selon les pays, des organes privés, publics ou mixtes soumis, à des degrés divers, à l'influence des décisions prises par les gouvernements. Ces programmes, qui ne présentent généralement pas un caractère impératif, devraient assurer la continuité dans l'évolution, afin de tirer le meilleur parti de l'énergie nucléaire.

63. Les éléments principaux entrant en ligne de compte pour déterminer la part de l'énergie nucléaire dans les programmes de constructions de centrales des entreprises électriques sont :

- la compétitivité de l'électricité d'origine nucléaire et les caractéristiques de l'offre en centrales nucléaires émanant tant des pays de la Communauté que des pays tiers (États-Unis, Royaume Uni etc.), Sous cet angle, les problèmes de structure et de compétitivité de l'industrie nucléaire de la Communauté prennent une importance déterminante;
- les conditions de fonctionnement des installations. Ainsi qu'il est d'ailleurs normal pour une nouvelle technique en phase de démarrage, l'exploitation présente encore certains aléas;
- la garantie d'un approvisionnement régulier et stable en combustible nucléaire.

Dans l'élaboration de ces programmes, interviennent en outre :

- des considérations technico-économiques qui déterminent notamment le choix du type de réacteur et le choix du combustible;
- des considérations de nature plus générale du côté des pouvoirs publics telles que la sécurité de l'approvisionnement ou la promotion des techniques industrielles de pointe, qui pourraient amener à passer outre à certaines des conditions précitées.

Rôle de l'industrie

64. Les raisons pour lesquelles le développement dans la Communauté marque actuellement le pas, alors qu'aux États-Unis, où cependant le prix des combustibles fossiles est nettement plus avantageux qu'en Europe, les commandes de centrales nucléaires connaissent depuis plus de deux ans un très grand essor, sont de plusieurs ordres. On les rappellera succinctement :

- l'intégration de grandes unités dans les réseaux électriques actuels de plusieurs des six pays peut poser des problèmes et rend souhaitable une intensification de l'interconnexion existante et une coordination des investissements. Ces problèmes, qui se poseraient même pour les grandes centrales classiques, seront examinés dans le chapitre concernant l'électricité;
- le progrès technique accéléré, l'incertitude qui plane encore sur les mérites respectifs des divers types de réacteurs industriellement éprouvés ainsi que

sur les avantages économiques et les délais de mise au point des réacteurs d'avenir incitent les producteurs d'électricité à ne pas précipiter les décisions d'investissement.

En outre, l'actuelle dispersion des commandes entre une dizaine d'entreprises et groupements d'entreprises, s'efforçant isolément d'offrir des réacteurs de types différents, pose notamment le problème d'une nécessaire concentration des efforts. Cet aspect du marché de la Communauté est à mettre en regard avec celui des États-Unis, où deux entreprises se partagent la plus grosse part des quelque 60 000 MWe en construction ou en commande. Au Royaume-Uni, trois consortiums répondaient jusqu'ici aux besoins d'un marché intérieur de dimensions plus restreintes que celui des États-Unis.

La condition essentielle pour que les industries nucléaires de la Communauté puissent participer au maximum à l'expansion de ce secteur de haute technologie, semble résider dans leur développement raisonnablement soutenu dès les prochaines années. Ceci ne se réalisera que si des mesures appropriées de politique industrielle et de politique scientifique sont prises, notamment la définition, avec la collaboration de tous les milieux nationaux et internationaux intéressés, d'un programme communautaire qui intègre les programmes nationaux.

Choix des types de réacteurs

65. Parmi les questions à trancher une fois le programme défini, la première concerne le choix économique des types de réacteurs. Il ne s'agit pas seulement d'opérer un choix entre des types de réacteurs, mais aussi de déterminer la structure la plus avantageuse d'une succession de réacteurs au point de vue du développement technologique et industriel et de la gestion des combustibles.

Le modèle d'évolution à retenir devrait notamment tenir compte des considérations suivantes :

- Pour les réacteurs de type industriellement éprouvé, c'est-à-dire ceux auxquels les producteurs d'électricité seront normalement appelés à recourir dans l'avenir proche, le problème essentiel est celui du choix entre les réacteurs à uranium naturel et les réacteurs à uranium enrichi qui ont un avantage économique global, en dépit du fait que leurs coûts de fonctionnement soient un peu supérieurs.
- Pour ce qui concerne les convertisseurs avancés, ils semblent toujours devoir constituer une étape économique attrayante comme relais des réacteurs éprouvés en attendant l'avènement des surgénérateurs. Cette possibilité devrait toutefois être vérifiée par une étude approfondie portant non seulement sur les prix de revient mais aussi sur les perspectives de production de plutonium (perspectives qui justifient la dénomination de « convertisseurs avancés ») et d'utilisation du thorium.

En outre, une étude technico-économique poussée devrait permettre de faire parmi les variantes de la filière à eau lourde, un choix qui évite une dispersion des efforts de développement et qui rentabilise au maximum les dépenses de recherche et d'investissement à engager.

La question se posera ensuite de savoir s'il faut construire dans la Communauté des prototypes de réacteurs de puissance de type avancé pour démontrer leurs avantages industriels et économiques et résoudre les problèmes technologiques que pose leur réalisation à l'échelle industrielle. La solution la plus adéquate de ces divers problèmes résiderait dans un programme commun qui assure, notamment par la participation et le soutien de la Communauté, la coordination des recherches et du développement industriel.

- Dans le domaine des réacteurs rapides, enfin, il faut poursuivre l'effort de recherche et de développement qui ne portera ses fruits qu'à long terme, tout en recherchant par ailleurs la politique de gestion des disponibilités actuelles et futures en plutonium la plus adéquate. La création d'une entreprise commune ayant pour tâche de coordonner les recherches ainsi que la construction et l'exploitation de prototypes semblerait être le moyen d'action le plus efficace pour assurer le développement industriel indispensable dans la Communauté.

Gestion des combustibles nucléaires

66. Dans le cadre de l'optimisation d'un programme de différents types de réacteurs, la gestion des combustibles joue un rôle important. Le recours progressif aux réacteurs surgénérateurs, le rythme de production et la qualité du plutonium engendré dans les différents types de réacteurs en fonction de leur cycle de combustible sont intimement liés.

Par exemple, les quantités de plutonium disponibles pourraient, sous réserve des besoins de la recherche, être immédiatement recyclées dans les réacteurs thermiques, ce qui réduirait les besoins en uranium enrichi mais qui, sans consommer beaucoup de plutonium, immobiliserait pour longtemps les quantités qui y seraient consacrées.

On pourrait encore opter pour un usage exclusif du plutonium dans les réacteurs rapides, ce qui entraînerait un stockage permettant un démarrage accéléré de ces réacteurs dès que leur technique sera au point.

D'autre part, on ne peut négliger les perspectives du cycle thorium, qui a notamment pour avantage d'élargir la gamme des matières fissiles utilisées.

67. Le retraitement des combustibles irradiés doit en tout état de cause être effectué dès que possible pour les éléments à uranium enrichi, en vue de récupérer, outre le plutonium, l'uranium encore enrichi qu'ils contiennent. Pour les éléments à uranium naturel, on peut retarder le moment du retraitement en fonction des besoins en plutonium et des capacités existantes.

Enfin, dans la mesure où certaines des opérations industrielles relatives au cycle de combustible sont effectuées dans la Communauté, elles ont, par les immobilisations de matières en cours de fabrication qu'elles comportent, une incidence favorable sur la sécurité à court terme de l'approvisionnement. Il s'agit notamment de l'enrichissement de l'uranium, de la fabrication des éléments de combustible, du retraitement des combustibles irradiés.

68. Le traitement et l'évacuation des déchets de combustible nucléaire posent des problèmes techniques qui, à l'échelle des nécessités prévisibles, sont dans une large mesure résolus sur le plan technique, mais qui restent à transposer sur le plan industriel dans des conditions économiques satisfaisantes.

Approvisionnement

69. Un premier aspect des problèmes d'approvisionnement concerne l'uranium naturel. Les besoins de la Communauté pour la seule période 1970/1980 se situeront dans la fourchette de 50 à 80 000 t. d'uranium métal, correspondant aux hypothèses de 40 000 MWe installés en 1980 (premier Programme indicatif d'Euratom) ou de 60 000 MWe (somme des déclarations des États membres). Les réserves reconnues sur le territoire de la Communauté ne s'élèvent qu'à environ 37 000 t., situées presque entièrement en France. La Communauté ne disposant ainsi que d'une fraction insuffisante des combustibles nucléaires qui lui seront nécessaires à long terme, ceux-ci devront être en majeure partie importés.

Les besoins globaux du monde occidental pour cette même décennie seront de l'ordre de 500 000 tonnes, alors que les réserves actuellement mises à jour (à des prix allant jusqu'à 10 \$ par lb d' U_3O_8) sont évaluées à 630 000 tonnes. Mais en raison des contraintes techniques et économiques de l'exploitation minière, cette quantité ne pourra être que partiellement extraite pendant cette période. La couverture des besoins à long terme exigera donc la découverte et l'exploitation d'importants gisements nouveaux.

Les efforts de prospection ont repris, notamment aux États-Unis, au Canada, en Australie, en Afrique du Sud et dans de nombreux pays africains, mais la participation de l'industrie européenne à ces efforts (qui devraient eux-mêmes être amplifiés) demeure actuellement insuffisante face à la croissance prévisible des besoins de la Communauté. En effet, on peut estimer que cette participation ne représente approximativement qu'un dixième des dépenses effectuées à l'échelle mondiale, alors que les besoins de la Communauté en combustibles nucléaires représenteront environ le cinquième des besoins du monde libre.

L'importance évidente pour le développement de l'énergie nucléaire d'un approvisionnement quantitativement assuré et financièrement stable implique un examen sérieux de la question, et la recherche des moyens de nature à permettre la réalisation de cet objectif.

70. L'approvisionnement de la Communauté en uranium enrichi est actuellement assuré par l'United States Atomic Energy Commission (USAEC). Dans la mesure où l'on admet que l'énergie nucléaire pourrait fournir, dès 1980, près du quart de la production d'électricité, et que la grande majorité des réacteurs recourra à l'uranium enrichi comme combustible, l'option fondamentale se situe entre le maintien de la dépendance exclusive vis-à-vis des États-Unis (avec ses implications techniques et économiques sur lesquelles s'interroge l'industrie électrique européenne) et une diversification des sources d'approvisionnement. Le second terme de l'alternative, qui n'exclut pas la recherche d'une amélioration des conditions d'approvisionnement en prove-

nance de l'USAEC, semble à juste titre faire l'objet de la préférence des milieux intéressés.

Cette diversification pourrait être réalisée de diverses manières : le recours, à partir de 1975 environ, à l'uranium enrichi produit par des usines existantes, ou la disposition d'une usine communautaire de séparation isotopique. Outre les avantages que cette dernière solution offrirait sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, elle pourrait contribuer au développement de l'industrie nucléaire européenne.

Un groupe de travail institué dans le cadre du CCRN, comprenant des représentants des États membres et de la Commission, a été chargé par le Conseil d'établir un rapport sur les questions d'approvisionnement à long terme en uranium enrichi. Parmi les points dont il a entamé l'examen, figure la construction éventuelle d'une usine européenne d'enrichissement de l'uranium.

71. L'utilisation du plutonium se développera considérablement lorsque les réacteurs à neutrons rapides auront atteint le stade industriel, ce qui pourrait intervenir après 1980. La création d'un marché pour ce type de réacteurs sera déterminée, entre autres, par les disponibilités en plutonium. Celles-ci sont fonction de la mesure dans laquelle il sera fait recours aux centrales nucléaires pour la production d'électricité, des choix opérés entre les divers types de réacteurs, et de la politique qui sera suivie en matière de gestion de ce combustible (recyclage thermique ou stockage).

72. Par ailleurs, l'Agence d'Approvisionnement instituée par le Traité d'Euratom a comme objectif essentiel d'assurer l'égal accès des utilisateurs aux ressources intérieures et extérieures de matières nucléaires. Cet objectif correspondait à la situation de pénurie relative qui existait à l'époque de sa création.

La situation ayant évolué, les possibilités d'action de la Communauté dans le domaine de l'approvisionnement, notamment celles de l'Agence, doivent être adaptées, aussi rapidement que possible, aux nouvelles conditions du marché et aux exigences du développement des ressources à long terme.

Dans ce but, et dès 1964, la Commission d'Euratom a présenté des propositions de modification du chapitre VI du Traité. L'absence d'accord des États membres a entraîné une interruption des discussions préjudiciable à l'élaboration de mesures de politique commune.

V. ÉLECTRICITÉ

73. Avant d'aborder les problèmes qui se posent dans le domaine de l'électricité, il convient de préciser les particularités offertes par cette forme d'énergie.

Les chapitres précédents traitaient des sources primaires qui interviennent dans la satisfaction des besoins de la Communauté. Ici, il s'agit plutôt d'un mode de transformation de ces énergies, destiné à les rendre disponibles sous une forme commode et adaptée à des usages multiples.

Dans certains cas, cette transformation représente pratiquement, en l'état actuel de la technique, la seule utilisation économique de l'énergie primaire (énergies hydraulique et nucléaire). Dans les autres cas, la transformation en électricité n'est qu'un mode d'utilisation parmi d'autres.

74. La demande d'électricité croît à un rythme plus rapide que l'ensemble des besoins d'énergie. Ce développement tient à la fois à l'augmentation des consommations pour usages spécifiques et à la création de nouvelles industries fortes consommatrices. Mais il résulte également de l'emploi croissant de l'électricité pour des usages traditionnellement réservés aux autres énergies.

Cette expansion régulière a été rendue possible par une baisse continue des prix, qui devrait se poursuivre à l'avenir, grâce à une réduction des coûts de production, surtout d'origine nucléaire, ainsi que des coûts de transport et de distribution.

Effets de la politique suivie pour les énergies primaires

75. La poursuite de la baisse du prix de l'énergie électrique est indispensable pour que celle-ci puisse contribuer au perfectionnement technologique, au développement industriel et à l'élévation des niveaux de vie. En outre, l'approvisionnement en énergie primaire des centrales doit présenter un degré de sécurité élevé, la continuité des fournitures d'électricité étant indispensable à l'activité économique. Les effets de la politique adoptée pour les différentes énergies primaires devraient être appréciés au regard de ces nécessités.

Prévisions à moyen et à long terme : coordination des investissements

76. L'augmentation de la demande d'électricité entraîne un développement des investissements correspondant au rythme du doublement approximatif de la consommation, en dix ans. Les centrales thermiques restent généralement en service pendant 20 à 30 années, au cours desquelles, sauf le cas des installations spécialement construites en vue de fournir la charge de pointe, leur durée d'utilisation annuelle diminue progressivement.

Le choix des équipements détermine donc, à moyen terme, la structure de la production d'électricité et les débouchés des énergies primaires dans ce secteur.

77. Une coordination des investissements de production et de transport existe à des degrés divers sur le plan national, soit qu'il s'agisse d'entreprises nationalisées, soit que des procédures de confrontation plus ou moins poussées aient été instaurées par les entreprises privées. Mais chaque pays membre suit une politique d'approvisionnement en combustibles indépendante, et dans plusieurs cas des mesures d'encouragement en faveur de certaines énergies peuvent influencer les décisions d'investissement.

A une échelle dépassant le cadre de la Communauté, l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE) coordonne à court terme l'exploitation des moyens de production et de transport. Mais

il ne s'agit finalement que de coopération technique et non d'une politique de coordination des investissements.

78. La question se pose de savoir si les liens entre les programmes nationaux de développement de l'industrie électrique sont suffisants pour réaliser une structure optimale des équipements. L'intégration des groupes de grande taille — et spécialement des centrales nucléaires — dans les réseaux donnera une acuité particulière à ce problème.

Problèmes de l'autoproduction

79. Dans tous les pays membres, il existe, à côté des producteurs-distributeurs qui alimentent les réseaux publics, des entreprises industrielles qui produisent de l'électricité pour leur propre consommation. Les dispositions légales et réglementaires concernant l'exploitation en commun (marche en parallèle), la mise à la disposition de puissance de réserve, les fournitures d'énergie excédentaire et le transit de courant par les réseaux publics sont autant de points qui diffèrent d'un pays à l'autre.

Une première question à examiner est celle des effets que ces situations différentes peuvent avoir sur les industries intéressées. Une autre est d'améliorer la coordination entre les autoproducteurs et les services publics dans le domaine de la production et du transport, en vue d'assurer la meilleure utilisation de l'ensemble des équipements.

Prix de l'énergie électrique

80. Pour les industries fortes consommatrices d'énergie électrique (aluminium, chimie, métallurgie, etc. ...), le prix du kWh influence fortement le choix du site d'implantation et la capacité concurrentielle des entreprises. Il ne faudrait cependant pas sous-estimer pour autant l'incidence éventuelle d'autres facteurs dont certains peuvent être influencés par la politique régionale. Pour les autres secteurs, bien que la consommation d'électricité soit moins intensive, le prix du kWh présente aussi une certaine importance, en raison de ses effets indirects sur la position concurrentielle des entreprises.

81. Toute tentative de comparaison des prix de l'énergie électrique au sein de la Communauté doit accorder une attention particulière aux points suivants :

- ne peuvent être comparés que les prix payés par des consommateurs de même catégorie, présentant des caractéristiques d'utilisation comparables : conditions d'exploitation, ordre de grandeur des quantités consommées, etc...;
- la structure des entreprises distributrices d'électricité, les dispositions légales ou réglementaires relatives à leur organisation et à leur gestion, leurs modes et conditions de financement, la fiscalité, la structure de la consommation, etc... sont autant de facteurs qui influencent la politique tarifaire et donc les prix de vente de l'électricité.

En fait c'est pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité, caractérisées par des régimes de propriété et par des facteurs techniques et économiques très différents qu'il est le plus difficile de procéder à des comparaisons valables, d'autant plus que les prix résultent, dans la plupart de ces cas, de contrats particuliers qui ne sont pas publiés.

82. Une étude des prix de vente de l'électricité dans la Communauté, faite en 1962 ⁽¹⁾, a permis de constater des écarts entre pays, pour des catégories de consommateurs comparables. Cette question reste ouverte, car par exemple, les différences de systèmes de tarification de l'électricité peuvent fausser la concurrence et influencer l'implantation des entreprises fortes consommatrices. Il convient donc de mettre à jour les données recueillies il y a quelques années, et de poursuivre l'étude des causes de la situation observée.

⁽¹⁾ Le prix de vente de l'énergie électrique dans la C.E.E. — Études, Série Économie et Finances n° 1 — 1962.

Les instruments et les moyens de la politique énergétique dans les traités

83. La Communauté doit pouvoir disposer de certains moyens d'action pour atteindre dans les meilleures conditions les objectifs retenus pour la politique énergétique.

Les Traités offrent à cet égard un certain nombre de possibilités d'intervention pour l'établissement d'un marché commun de l'énergie, mais les solutions qu'ils proposent diffèrent parfois suivant les formes d'énergie et sont même dans certains cas incompatibles entre elles. C'est dans la perspective d'un Traité unifié que l'on devrait alors rechercher la solution.

Ceci ne peut cependant être une raison pour différer l'adoption des principes et la mise en place des premiers instruments de la politique énergétique commune ⁽¹⁾. Le Conseil a en effet toujours la possibilité de prendre des directives ou règlements s'appuyant sur des articles de caractère général, de même qu'il peut prévoir des dispositions nouvelles s'il apparaît qu'elles sont nécessaires pour réaliser l'un des objectifs de la Communauté (art. 235 du Traité CEE et 95 du Traité CECA).

Le Protocole d'accord sur la politique énergétique d'avril 1964 s'engage déjà dans cette voie lorsqu'il indique pour chaque forme d'énergie un certain nombre de domaines dans lesquels des actions devraient être menées. Particulièrement en ce qui concerne la politique commerciale, le régime des aides des États et les efforts doivent être entrepris en vue d'aboutir à des solutions communautaires.

84. Sans préjuger la nature, la portée ni la base juridique des mesures qui seraient à prendre pour atteindre les objectifs de la politique énergétique, seront examinés ci-dessous les divers modes d'action offerts à cet égard par les Traités. Bien que l'ordre de présentation adopté par chacun de ceux-ci diffère, ces possibilités d'action peuvent être regroupées sous les quatre titres suivants :

- la libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux,
- la politique commerciale,
- les actions sur la production,
- les règles de marché.

⁽¹⁾ cf. Rapport fait au nom du Comité de rédaction institué par la résolution du 12 mars 1968 sur le Premier Rapport Général de la Commission des Communautés Européennes sur l'activité des Communautés — Parlement Européen — Documents de séance — 24 juin 1968 — Document 58 — p. 29, par. 112.

1. *La libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux*

85. Ce titre regroupe toutes les actions visant à assurer l'ouverture des frontières entre les États membres pour les marchandises, les personnes, les services et les capitaux.

Le Traité CEE contient des dispositions plus précises à cet égard que les Traités CECA et EURATOM; le principe est toutefois identique, même si les modalités d'application diffèrent. Il paraît logique de penser que le nouveau Traité reprendra les principes de portée plus générale du Traité CEE en les étendant à tous les secteurs (art. 9 à 37, 48 à 73). Dès à présent, vu l'absence de dispositions spécifiques dans le Traité CECA, les directives prises en application du chapitre sur la liberté d'établissement et la libre prestation des services couvrent aussi bien les secteurs CECA que ceux relevant du Traité CEE.

86. La seule exception importante concerne le tarif douanier commun qui ne porte que sur les produits CEE et EURATOM.

Pour le charbon il existe en Allemagne un droit prohibitif avec un contingent tarifaire à droit nul; dans les autres pays, le droit est nul, mais les importations sont contrôlées.

2. *La politique commerciale*

87. A la fin de la période de transition, les États membres devront établir une politique commerciale commune (art. 110 à 116 CEE). Ces dispositions couvrent aussi les produits couverts par le Traité d'Euratom; par contre, le Traité CECA, sous réserve de certaines procédures de consultation et de concours mutuel (art. 71 à 75), laisse une large autonomie d'action aux États.

88. La politique commerciale constituant un tout, on est en droit de penser que les États membres s'efforceront, sans attendre la fusion des Traités, d'atténuer les effets de ces disparités. C'est ainsi que la conclusion d'accords commerciaux par la Communauté, du fait des réciprocités qu'ils comportent, n'est réalisable que si tous les produits susceptibles d'être échangés sont pris en considération. De même, l'établissement des listes de libération communes ne peut se concevoir si certains secteurs sont exclus des négociations.

Cette nécessité de prévoir une coopération plus poussée dans les relations avec les pays tiers est déjà apparue lors de la négociation Kennedy où les produits CECA ont été inclus dans la négociation d'ensemble par la Communauté.

3. *Les actions sur la production*

89. En matière de production, les règles précises existant dans les Traités CECA et CEEA n'ont pas d'équivalent dans le Traité CEE qui ne fournit qu'un cadre général d'action.

a) *Prévisions à moyen terme*

90. Le Traité CEE prévoit que les États membres coordonnent leurs politiques économiques dans la mesure nécessaire pour atteindre les objectifs du Traité (art. 6 et 105).

Les Traités CECA et CEEA prescrivent l'établissement périodique d'objectifs généraux de production et de programmes prévisionnels indicatifs (art. 46 CECA et art. 40 CEEA).

b) *Politique de conjoncture*

91. Concernant les actions à court terme, l'article 103 du Traité CEE considère la politique de conjoncture comme une question d'intérêt commun, mais il ne fournit que des procédures pour les actions de la Commission et du Conseil, sans prévoir une forme d'action déterminée. C'est également par cet article qu'est traité le cas de difficultés éventuelles d'approvisionnement.

Le Traité CECA envisage les cas de crise manifeste (art. 58) et de pénurie sérieuse (art. 59), pour lesquels il donne des moyens d'intervention à la Haute Autorité.

Le Traité CEEA prévoit des actions spécifiques, notamment en vue d'accroître les ressources ou de constituer des stocks (art. 70 à 76).

c) *Investissements*

92. Le Traité CEE ne prévoit aucune action spécifique concernant les investissements.

Les Traités CECA et CEEA prévoient à la fois un examen des projets et la possibilité de coordonner la politique d'investissement (art. 54 CECA et art. 41 CEEA). En outre, la Commission peut formuler un avis sur ces investissements.

d) *Financement*

93. La Banque européenne d'investissements, instituée en application de l'art. 130 du Traité CEE, a pour mission de faciliter le financement de projets répondant à des objectifs de caractère général.

La Haute Autorité de la CECA et la Commission de la CEEA sont habilitées à participer au financement de certains investissements ou à accorder une garantie à des emprunts (art. 54 et 56 CECA, art. 6 et 70 CEEA). En outre, la Communauté peut participer au financement des entreprises bénéficiant du statut d'entreprise commune d'Euratom (art. 47).

Les moyens qui sont donnés ainsi à la Commission pour financer ou aider au financement de certains projets facilitant la mobilisation de capitaux en faveur de projets d'intérêt commun et lui permettent d'orienter la politique d'investissement dans l'intérêt de la Communauté.

4. Les règles de marché

94. En ce qui concerne l'application des règles de marché, certaines disparités peuvent être constatées :

a) *Egalité d'accès aux ressources et principe de non-discrimination*

95. Les Traités CECA et CEEA posent le principe de l'égal accès aux sources de production (art. 3 CECA et art. 52 al. 1 CEEA). Le Traité CECA ne vise que les ressources de la Communauté, mais le Traité CEEA couvre aussi bien les fournitures en provenance de la Communauté que de l'extérieur et à cette fin confie à une Agence d'approvisionnement le monopole des contrats d'achat (art. 52 à 76 CEEA).

96. Le Traité CECA interdit les discriminations entre producteurs, entre acheteurs ou entre utilisateurs, notamment en ce qui concerne les conditions de prix ou de livraison et les tarifs de transports ainsi que les mesures ou pratiques faisant obstacle au libre choix par l'acheteur de son fournisseur (art. 4 b). Le Traité CEEA interdit les pratiques ayant pour objet d'assurer à certains utilisateurs une position privilégiée (art. 52 al. 2 a et 68).

Le Traité CEE n'interdit les discriminations que si elles sont exercées en raison de la nationalité (art. 7), si elles résultent de l'action de monopoles présentant un caractère commercial (art. 37), si elles sont liées à une entente (art. 85) ou à l'abus d'une position dominante (art. 86). Dans ces deux derniers cas les discriminations ne sont interdites que dans la mesure où elles sont susceptibles d'affecter les échanges entre États membres.

97. Bien qu'elles soient différentes dans leur formulation et qu'elles n'aient pas la même portée, toutes ces règles visent principalement à ouvrir aux utilisateurs des États membres les mêmes possibilités d'accès aux ressources et à leur assurer qu'ils ne sont pas l'objet de discriminations de prix ou autres.

b) *L'action des entreprises*

98. Brièvement synthétisé, on peut dire que le Traité CEE part du point de vue que la concurrence joue normalement entre les entreprises et qu'une intervention n'est nécessaire qu'en vue de réprimer les ententes et abus de position dominante, lorsque ces pratiques sont susceptibles de fausser le jeu de la concurrence dans le marché commun (art. 85 et 86).

Le Traité CECA cherche davantage à prévenir les distorsions et c'est ainsi que, pour rendre effective la concurrence entre entreprises, il impose certaines règles à leur comportement : interdiction des ententes, sauf autorisation de la Commission dans certains cas particuliers (art. 65); autorisation préalable pour les concentrations (art. 66).

99. En ce qui concerne les dispositions en matière de prix, les disparités sont encore plus nettes. Les entreprises charbonnières sont, en vertu de l'art. 60 du traité CECA et des règles d'application existantes, tenues de publier leurs barèmes et, sous réserve de certaines possibilités d'alignement sur d'autres offres, ne peuvent s'en écarter. Les sociétés pétrolières dont certaines productions concurrencent directement le charbon ne sont pas soumises à une obligation du même genre.

c) *Interventions des États*

100. Les interventions des États prennent des formes multiples. Parmi celles-ci surtout les aides et la fiscalité peuvent créer des disparités dans les conditions d'approvisionnement des consommateurs qui sont préjudiciables à la réalisation du marché commun.

Les aides sont particulièrement nombreuses dans le secteur de l'énergie, notamment pour soutenir certaines formes d'énergie, ou pour stimuler certaines activités; la fiscalité est aussi fréquemment employée pour favoriser ou protéger certaines productions.

101. En matière d'aides des États, si le Traité CECA les interdit, en principe, (art. 4) — alors que celui de la CEE les admet sous certaines conditions (art. 92) —, cette interdiction se trouve nuancée pour les aides de caractère non spécifique par l'article 67.

102. Pour les questions fiscales et le rapprochement des législations, le Traité CEE permet certaines actions pour éviter que des distorsions ne s'établissent à l'intérieur du marché commun (art. 95 et 102). Le Conseil a déjà admis le principe de l'uniformisation de la taxation indirecte sous la forme d'une taxe sur la valeur ajoutée; il devrait en résulter une plus grande égalité fiscale qui constitue en soi un objectif rationnel. Mais en matière énergétique, il existe aussi de nombreuses taxes spécifiques dont l'harmonisation des niveaux apparaît aussi très importante.

d) *Action sur les prix*

103. Indépendamment de l'obligation de publication des barèmes prévue à l'article 60 du Traité CECA, qui vise essentiellement à régulariser la concurrence entre entreprises, il existe certaines dispositions touchant au niveau même des prix et qui sont susceptibles d'affecter les relations de concurrence entre différentes formes d'énergie.

Le Traité CECA permet à la Haute Autorité dans certains cas de fixer des prix minima ou maxima à l'intérieur du marché commun ou même à l'exportation (art. 61). La Haute Autorité peut autoriser les compensations entre entreprises d'un même bassin ou entreprises situées dans des bassins différents. Elle peut également autoriser ou instituer elle-même des mécanismes financiers (art. 53). Enfin, la Haute Autorité peut adresser des recommandations lorsqu'elle constate des prix anormalement bas (art. 68 § 2). Il faut cependant souligner que ces possibilités sont fortement «conditionnées» et n'ont eu qu'une valeur théorique après les premières années d'existence de la CECA.

Le Traité CECA permet à l'Agence dans l'exercice de ses activités commerciales, de proposer aux utilisateurs une péréquation des prix. Le Conseil, pour sa part, peut fixer des prix (art. 69).

Aucune disposition particulière permettant d'intervenir directement sur le niveau des prix n'est par contre prévue dans le Traité CEE, en dehors du secteur agricole.

Conclusion

104. L'analyse qui précède montre que des dispositions figurant dans les Traités fournissent déjà une première base pour les actions à entreprendre pour la politique énergétique. Encore faudra-t-il, dans un grand nombre de cas, harmoniser les possibilités d'intervention dans chacun des secteurs sur la base des trois Traités, éventuellement à l'intérieur des dispositions cadres qu'ils comportent.

105. Mais il pourra se faire aussi que d'autres mécanismes non prévus par les Traités soient nécessaires pour atteindre les objectifs que l'on se fixera pour la politique énergétique. La question se poserait alors de compléter les règles existantes, soit par des dispositions générales du nouveau Traité unifié, soit par des dispositions particulières figurant dans un chapitre réservé à l'énergie.

En attendant, l'on pourrait toujours envisager de mettre en place les dispositions éventuellement nécessaires par accord unanime des États membres, suivant les procédures habituelles prévues à cet effet par les Traités. Par leur caractère communautaire, ces mesures contribueraient à la réalisation du marché commun.

SERVICES DES PUBLICATIONS DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

8259*/1/VII/1969/5

FF 15,-	FB 150,-	DM 12,-	Lit. 1 870,-	Fl. 11,-	£ 1.5.0	\$ 3,00
---------	----------	---------	--------------	----------	---------	---------
