

COMMUNAUTE EUROPEENNE DE L'ENERGIE ATOMIQUE

SYMPOSIUM SUR L'ORIENTATION A LONG TERME DU DEVELOPPEMENT
DE L'ENERGIE NUCLEAIRE DANS LA COMMUNAUTE EUROPEENNE

Venise 12-14 avril 1965

ANNEXE DOCUMENTAIRE

SITUATION ET PERSPECTIVES DE L'ENERGIE NUCLEAIRE
DANS LA COMMUNAUTE EUROPEENNE

DIRECTION GENERALE INDUSTRIE ET ECONOMIE

Communauté Européenne
de l'Energie Atomique

Bruxelles, Mars 1965

E U R A T O M

La Commission

Direction Générale
Industrie & Economie

Chapitres 8 et 9 extraits de

L'ANNEXE DOCUMENTAIRE

Situation et perspectives de l'énergie nucléaire

dans la Communauté Européenne

EUR/C/4000/3/64 f

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
1. INTRODUCTION	
1.1. But et portée du rapport	I.1
1.2. Plan du document	I.2
2. EVOLUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ET ENERGIE NUCLEAIRE	
2.1. Introduction	II.1
2.2. Evolution de la demande d'électricité	II.1
2.3. Evolution de l'offre d'électricité	II.13
2.4. Evolution des prix des principaux combustibles fossiles	II.18
2.5. Prévisions relatives à la production d'énergie nucléai- re dans la Communauté	II.20
3. POTENTIEL INDUSTRIEL ACTUEL DES SECTEURS NUCLEAIRES ET PARA- NUCLEAIRES - MOYENS FINANCIERS MIS EN OEUVRE	
3.1. Structure du secteur de l'électricité	III.1
3.2. Le secteur de la construction de réacteurs	III.7
3.3. Potentiel actuel des secteurs industriels nucléaires de la Communauté	III.12
3.4. Les moyens financiers consacrés au développement nu- cléaire	III.24
4. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES REACTEURS DE TYPE EPROUVE	
4.1. Considérations générales sur le prix de revient de l'énergie nucléaire et problèmes de comparabilité	IV.1
4.2. Evolution des réacteurs de type éprouvé	IV.6
4.3. Prix de revient de l'électricité produite par des centrales de type éprouvé en service ou en construc- tion (1ère et 2ème catégorie)	IV.8
4.4. Prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires à mettre en service avant 1970 (3ème catégorie)	IV.15
4.5. Perspectives de rentabilité des centrales nucléaires vers 1970	IV.20
4.6. Perspectives économiques des centrales nucléaires de type éprouvé après 1970	IV.25
4.7. Conclusions	IV.32
5. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES CONVERTISSEURS AVANCES	
5.1. Introduction	V.1
5.2. Réacteurs qui peuvent fonctionner à l'uranium naturel - Réacteurs modérés à l'eau lourde	V.4
5.3. Filières qui doivent fonctionner à l'uranium enrichi	V.21
5.4. Récapitulation	V.36

TABLE DES MATIERES (suite)

	<u>Page</u>
6. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES REACTEURS RAPIDES	
6.1 Généralités	VI.1
6.2 Caractéristiques fondamentales	VI.8
6.3 Perspective de la phase industrielle	VI.11
6.4 Prix de revient du kWh dans les surgénérateurs	VI.12
6.5 L'utilisation de l'U 235 dans les réacteurs surgénérateurs	VI.17
6.6 Récapitulation	VI.19
7. LE CYCLE AU THORIUM	
7.1 Considérations générales sur les caractéristiques du cycle thorium-uranium	VII.1
7.2 Considérations technico-économiques sur l'utilisation du thorium dans les différentes filières de réacteurs	VII.5
7.3 Conclusions	VII.17
8. APPROVISIONNEMENT EN URANIUM ET EN THORIUM	
8.1 Introduction	VIII.1
8.2 Uranium enrichi	VIII.5
8.3 Uranium naturel	VIII.15
8.4 Uranium appauvri	VIII.30
8.5 Thorium	VIII.31
9. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DE L'UTILISATION DU PLUTONIUM	
9.1 Exposé du problème	IX.1
9.2 Production du plutonium dans les réacteurs thermiques	IX.1
9.3 Utilisation du plutonium	IX.8
9.4 Economie du recyclage du plutonium	IX.18
9.5 Facteurs affectant les coûts de production du plutonium	IX.23
9.6 Marché du plutonium	IX.33
10. SYNTHESE ET COMPARAISON DES MODELES D'EVOLUTION	
10.1 Rappel des modèles d'évolution retenus	X.1
10.2 Critères de comparaison	X.2
10.3 Montant des dépenses	X.2
10.4 Besoins en combustibles nucléaires	X.6
10.5 Autres critères	X.7

APPENDICE

Abréviations utilisées dans le rapport

1. INTRODUCTION

1.1. BUT ET PORTEE DU DOCUMENT

- (1) Le présent document annexe reprend, en ce qui concerne spécialement la Communauté européenne, l'ensemble des éléments à prendre en considération pour déterminer un programme destiné à guider l'évolution de l'énergie nucléaire.

Il constitue l'aboutissement d'un effort considérable de recherche et d'analyse des informations technico-économiques actuellement disponibles en ce qui concerne tant la situation présente que les tendances d'évolution à plus ou moins long terme.

- (2) Ce document se limite à l'utilisation de la fission nucléaire en vue de la production d'électricité. Il ne concerne donc ni la fusion nucléaire contrôlée, qui comporte encore trop d'incertitudes pour qu'on puisse la faire entrer dans une perspective économique, ni les utilisations de la fission pour la propulsion navale, la production de chaleur industrielle ou urbaine, le dessalement des eaux marines, etc.
- (3) Le présent document couvre la période qui s'étend jusqu'à la fin du siècle.

Il est indispensable, en effet, de considérer une période aussi longue, afin d'encadrer les perspectives à plus court terme dans une évolution d'ensemble où puissent se développer les principales tendances actuellement perceptibles.

Le terme de l'an 2000 a été choisi parce qu'il présente les caractéristiques suivantes:

- les projets d'installations nucléaires actuellement envisagés seront, à ce moment, à la fin de leur utilisation technique et économique;
- les réacteurs surgénérateurs seront alors, selon toute vraisemblance, non plus seulement utilisables à l'échelle industrielle, mais en pleine exploitation;
- aucune nouvelle technique, encore plus avancée que les surgénérateurs, n'aura sans doute atteint un stade de développement industriel tel que la rentabilité des installations nucléaires mises en service dans les quinze prochaines années risque d'en être compromise.

1.2. PLAN DU DOCUMENT

(1) Le développement de l'énergie nucléaire dépend de la demande totale probable d'électricité. C'est la raison pour laquelle on trouvera au chapitre 2 les estimations de la Commission d'Euratom concernant la demande et l'offre d'électricité dans la Communauté européenne ainsi que la production d'électricité d'origine nucléaire, pour la période se terminant à la fin du siècle. Au moins pour la période postérieure à 1980, les indications fournies ne sont pas à proprement parler des prévisions, mais constituent plutôt des hypothèses raisonnables de travail. En partant de ces dernières on évalue, avec prudence, l'intervention possible de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité. On détermine enfin divers modèles théoriques selon lesquels pourrait s'effectuer l'évolution attendue, à savoir :

- un modèle se limitant aux réacteurs éprouvés;
- un modèle qui conduit des réacteurs éprouvés aux convertisseurs avancés et notamment aux réacteurs à eau lourde;
- un modèle qui conduit des réacteurs éprouvés aux surgénérateurs rapides;
- un modèle qui inclut dans cette dernière évolution les convertisseurs avancés et notamment les réacteurs à eau lourde.

(2) Le chapitre 3 examine la structure de l'industrie et de l'économie nucléaire de la Communauté, en vue de faire apparaître les bases réelles sur lesquelles repose le développement ultérieur de l'industrie nucléaire. Il fournit également des indications sur les moyens financiers consacrés au développement de l'énergie nucléaire dans les Etats membres.

(5) L'approvisionnement en énergie aux meilleures conditions de prix et de sécurité possible étant le but essentiel, les chapitres 4 à 9 sont axés sur les deux questions suivantes :

- quelle sera l'évolution probable du coût de l'énergie nucléaire?
- au cours des différentes phases de développement, quels seront les besoins d'approvisionnement?

Le chapitre 4 traite des perspectives des réacteurs de type éprouvé, au point de vue du coût et de la rentabilité. Il utilise les résultats du Symposium sur les aspects technico-économiques des réacteurs éprouvés qui s'est tenu en octobre 1963 à Venise, avec la participation d'experts provenant des milieux de l'industrie nucléaire, des producteurs d'électricité et des organismes nationaux.

Le chapitre 5 a trait aux perspectives de coût et de rentabilité des convertisseurs avancés, notamment des réacteurs modérés à l'eau lourde et des réacteurs à haute température refroidis au gaz.

On examine si, dans quelle mesure et à quel moment, ces réacteurs ont une chance d'arriver à des prix de revient de l'énergie produite comparables à ceux des réacteurs éprouvés.

Le chapitre 6 est consacré aux perspectives de coût et de rentabilité des surgénérateurs rapides. Après avoir situé ces réacteurs dans le contexte technique et économique, on examine leurs caractéristiques fondamentales, notamment leur approvisionnement en matières fissiles (plutonium 239 et, éventuellement, uranium 235), ainsi que le temps de doublement probable. Le reste du chapitre est essentiellement consacré à l'évaluation des prix de revient probables du kWh produit dans des centrales équipées de surgénérateurs.

Le chapitre 7 décrit succinctement les perspectives que l'on peut actuellement entrevoir pour le cycle au thorium.

Le chapitre 8 traite de l'approvisionnement en uranium naturel et enrichi ainsi qu'en thorium; il établit une prévision des besoins et contient un examen des moyens propres à les couvrir.

Le chapitre 9 concerne le plus important des combustibles nucléaires qui n'existent pas dans la nature mais sont produits dans les réacteurs: le plutonium. Du point de vue du développement nucléaire à moyen et à long terme celui-ci occupe une position-clé. Ce chapitre fournit des indications sur le rendement en plutonium des différents types de réacteurs et des chiffres prévisionnels sur l'évolution des disponibilités. Il se penche aussi sur le problème de la valeur du plutonium à la fois en tant que matière d'enrichissement pour les réacteurs thermiques et comme combustible dans les réacteurs rapides. Il traite encore des dépenses et recettes qu'entraîne la récupération du plutonium par retraitement des combustibles irradiés. Enfin, il contient des prévisions sur les coûts et sur les capacités de fabrication d'éléments de combustible au plutonium.

- (4) Le chapitre 10 s'efforce de synthétiser les éléments qui permettent de faire un choix entre les modèles concevables de développement de l'énergie nucléaire présentés au chapitre 2.

2. EVOLUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ET ENERGIE NUCLEAIRE

2.1. INTRODUCTION

Le présent chapitre se propose d'évaluer les perspectives de la demande et de l'offre d'électricité dans la Communauté ainsi que celles de la production d'énergie nucléaire. Ces perspectives permettront de fixer à la fois le cadre général et les objectifs énergétiques du programme indicatif.

Ainsi qu'on l'a indiqué au chapitre précédent, ces perspectives - comme l'ensemble du présent rapport - sont établies pour la période qui s'étend jusqu'à la fin du siècle. Elles ne tiennent donc pas compte ni des variations accidentelles, qui sont largement imprévisibles, ni des fluctuations conjoncturelles, qui se neutralisent dans le long terme.

De telles prévisions économiques sont toujours sujettes à caution et elles sont d'autant moins sûres que le terme en est plus lointain. Un programme indicatif portant sur le développement de l'énergie nucléaire ne peut toutefois s'en dispenser. Les évaluations présentées dans ce rapport et particulièrement celles qui portent sur la période postérieure à 1980 ont d'ailleurs le caractère d'hypothèse de travail raisonnablement prudentes et à revoir périodiquement. De la sorte, même les incertitudes les plus grandes, c'est-à-dire celles relatives à la partie la plus éloignée ne peuvent bouleverser l'orientation générale de l'évolution prévue ni, à fortiori, modifier profondément les premières étapes du programme.

Ce chapitre débutera par l'examen de la demande prévisible d'énergie électrique.

L'offre d'électricité sera analysée ensuite en distinguant, dans la mesure du possible, la contribution probable des différentes sources. L'intervention de l'énergie nucléaire sera notamment examinée en fonction de diverses combinaisons des techniques auxquelles on pourra faire appel pour réaliser les objectifs de production fixés.

2.2. EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

Les prévisions indispensables à l'établissement d'un programme d'orientation à long terme du développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté européenne ont été établies en recourant à diverses sources et méthodes, selon la période considérée. Pour la période

II.2

1960 - 1975, elles s'inspirent des travaux du groupe inter-exécutif "Energie"(1). Pour la période suivante, elles reposent sur des extrapolations prudentes mais conciliables avec les hypothèses générales d'expansion de l'activité économique et de la prospérité qui donnent leur sens aux efforts d'intégration communautaire.

2.2.1. Prévisions pour la période 1960 - 1975

L'étude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne fonde les prévisions des besoins en énergie sur certaines perspectives d'évolution économique. Celle-ci se caractérise, pour l'ensemble de la Communauté, par les valeurs suivantes :

Taux de croissance annuels moyens de la population, du produit national brut et de la production industrielle				
Communauté 1950 - 1975 (en %)				
	1950-1960	1960-1965	1965-1970	1970-1975
Population totale	0,9	0,75	0,75	0,75
Population active (*)	1,1	0,65	0,6	0,6
Population occupée (*)	1,4	0,7	0,65	0,6
Produit national brut	5,5	4,9	4,6	4,6
Production industrielle	7,5	6,3	5,9	5,5

(*) La différence entre population active et population occupée est constituée par les chômeurs.

Tableau 1

(1) Etude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne, Luxembourg, décembre 1962.

II.3

En ce qui concerne la demande d'énergie électrique, cette expansion économique conduit à retenir, pour l'ensemble de la Communauté, les taux de croissance annuels suivants :

Période	1950 - 1960	:	8,7 ⁽¹⁾
	1960 - 1965	:	7,5
	1965 - 1970	:	7,0
	1970 - 1975	:	6,5

Sur l'ensemble de la période 1960 - 1970 le taux de croissance annuel moyen est approximativement égal à 7,2 % c'est-à-dire au taux du doublement en dix ans. En fait cependant, pour les quatre années écoulées depuis 1960, la croissance de la consommation brute d'électricité atteint, en moyenne, 8 % et elle semble devoir encore se maintenir au même niveau en 1965.

Pour ce qui concerne l'ensemble de la période 1960 - 1975, on envisage presque un triplement de la consommation, ce qui correspond à un taux de croissance annuel un peu supérieur, en moyenne, à 7 % par an.

En se fondant sur les taux de croissance énoncés ci-dessus, l'étude précitée envisage comme suit l'évolution de la demande future d'énergie électrique dans la Communauté d'ici 1975.

Evolution de la consommation brute d'électricité						
Communauté		1950 - 1975			(en milliards de kWh)	
	Réalizations			Prévisions		
	1950	1960	1963	1965	1970	1975
Allemagne (R.F.)	46,9	120,6	149,7	170	234	316
Belgique	9,0	15,2	18,5	20	27	36
France	34,8	74,8	92,9	108	155	218
Italie	24,8	56,1	72,6	83	119	166
Luxembourg	0,7	1,6	2,3	3,5	4,4	4,9
Pays-Bas	7,4	16,5	21,0	24	34	49
Communauté	124	285	357	409 ⁽²⁾	574	789

Tableau 2

- (1) Ce taux est obtenu par comparaison des termes extrêmes. Les années 1950 et 1960 ayant été respectivement inférieure et supérieure à la normale, le taux obtenu est faussé vers le haut. Il est plus indiqué de considérer le taux correspondant à la droite de régression, qui est, pour la période 1950 - 1960, de 7,9 %.
- (2) En fait, selon les dernières indications sur la conjoncture énergétique en fin d'année 1964, on évalue la consommation brute d'électricité pour 1965 à environ 422 milliards de kWh.

2.2.2. Prévisions pour la période 1980 - 2000

Au delà de 1975 on ne peut plus se référer à des études existantes. Il faut donc établir des évaluations prospectives qui, vu l'éloignement dans le temps, peuvent uniquement avoir le caractère d'hypothèses de travail.

Aucune méthode, si perfectionnée soit-elle, ne permet en effet de prévoir avec quelque degré de certitude à plus de dix ou quinze ans de distance. Tenter de déterminer ce que sera la consommation d'énergie dans trente-cinq ans échappe à toute méthodologie scientifique. Il suffit de songer aux bouleversements intervenus dans le domaine énergétique au cours des trente-cinq dernières années, pour saisir les difficultés que présente toute prévision sur une égale période de temps dans l'avenir.

Le recours à des méthodes de prévision raffinées ne peut rien faire gagner en précision et n'est donc pas utile. La détermination d'hypothèses prévisionnelles s'effectuera le mieux par des extrapolations simples dont on peut seulement exiger qu'elles soient raisonnables, cohérentes et prudentes.

Il semble que le taux de 6,5 % pour la période 1970 - 1975 soit assez modéré pour que l'on puisse le prolonger jusqu'en 1980. Au delà de cette dernière date on retiendra un taux moyen de 6 % l'an.

Ces hypothèses de croissance conduisent aux évaluations suivantes de la consommation brute d'énergie électrique dans la Communauté (en milliards de kWh).

1980	:	1080
1990	:	1930
2000	:	3450

Cette évolution comporte donc encore un peu plus d'un triplement entre 1980 et 2000 c-à-d. sur une période de 20 ans. On verra plus loin que ces prévisions sont cohérentes avec celles de la consommation d'énergie primaire et qu'elles ne sont nullement exagérées par rapport à d'autres prévisions récemment présentées pour d'autres pays.

2.2.3. Prévisions sur l'ensemble de la période 1960 - 2000

En fonction de ce qui précède, l'évolution de la demande d'énergie électrique jusqu'à la fin du siècle sera évaluée à partir des taux de croissance annuels suivants:

II.5

1950 - 1960	8,7 %
1960 - 1970	7,25 %
1970 - 1980	6,5 %
1980 - 2000	6,0 %

Les consommations annuelles d'énergie électrique qui en résultent figurent dans le tableau de synthèse ci-après qui retrace l'évolution sur l'ensemble de la période

<u>Evolution de la consommation brute d'électricité</u>								
Communauté 1960 - 2000								
	1960	1965		1970	1975	1980	1990	2000
		(1)	(2)					
<u>Consommation brute globale</u>								
- en chiffres absolus (10 ⁹ kWh)	285	409	422	574	789	1080	1930	3450
- en indices (1960 = 100)	100	144	148	201	276	378	677	1211

Tableau 3

L'évolution ainsi esquissée présente les caractéristiques suivantes.

Entre 1960 et 2000 la consommation d'électricité de la Communauté serait multipliée par environ douze. Ce chiffre paraît très élevé mais on en mesure mieux la portée si l'on songe que la prolongation du rythme de croissance annuelle enregistré depuis 1950 (8 %) conduirait à un facteur approximativement égal à vingt. L'évolution envisagée dans le tableau ci-dessus implique donc un affaiblissement progressif de la croissance, lequel s'exprime par le fait que si la première période de vingt ans comporte encore près d'un quadruplement de la consommation, la seconde ne correspond guère qu'à un triplement.

-
- (1) Chiffres de l'Etude sur les prévisions à long terme de la C.E.E.
 - (2) Estimation selon les dernières indications sur la conjoncture énergétique en fin d'année 1964.

2.2.4. Comparaison avec d'autres prévisions

- (1) On se réfèrera, d'une part au Rapport "Civilian Nuclear Power" (Rapport Seaborg), d'autre part à la partie nucléaire d'un rapport actuellement en préparation au sein du Comité de l'Energie de l'O.C.D.E. Ce dernier document qui n'est pas encore public a été élaboré par trois experts M.M. Aler, Jukes et Regul. Il contient des prévisions de demande électrique jusqu'en 1985 pour le Royaume-Uni, la Communauté et les Etats-Unis, celles-ci étant d'ailleurs à peu près conformes à celles reprises dans le Rapport Seaborg et qui ont été établies par le Federal Power Commission.

Ces diverses prévisions établies sont reprises dans le tableau ci-après :

<u>Consommation annuelle d'énergie électrique</u>						
Communauté, U.K. et USA 1960 - 2000						
	1960	1970	1980	1985	1990	2000
<u>Consommation globale</u> (10 ⁹ kWh) (*)						
<u>Com-</u> <u>munauté</u> (Prév. Euratom Prév. OCDE)	285	574	1080	1440	1930	3450
<u>U.K.</u> Prév. OCDE	115	290	570	750	--	--
<u>USA</u> (1960-85: Prév. OCDE (2000 : Prév. Seaborg)	750	1560	2690	3400	--	--
	--	--	--	--	--	9000
<u>Consommation par habitant</u> (en kWh)						
<u>Com-</u> <u>munauté</u> (Prév. Euratom Prév. OCDE)	1683	3100	5600	7200	9500	16000
<u>U.K.</u> Prév. OCDE	2200	5100	9400	12000	--	--
<u>USA</u> (1960-85: Prév. OCDE (2000 Prév. Seaborg)	4400	7700	11300	13300	--	--
	--	--	--	--	--	28200

Tableau 4

- (*) Les chiffres de la Communauté se rapportent à la consommation brute alors que cette précision n'est pas mentionnée dans les prévisions relatives aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. On peut négliger cet écart - 6 % environ c'est-à-dire inférieur à la marge d'incertitude - renforçant ainsi les conclusions à tirer du tableau quant à la modestie de nos prévisions.

II.7

Les deux estimations pour la Communauté se réfèrent à l'étude sur les perspectives énergétiques à long terme et sont donc identiques pour le début de la période. Au delà de 1975, la prévision des experts de l'OCDE est un peu plus forte que celle présentée ci-dessus mais la différence n'est pas significative.

- (2) La comparaison avec le Royaume-Uni montre que la croissance envisagée dans ce pays jusqu'en 1985 est nettement supérieure à celle admise pour la Communauté. La comparaison des taux de croissance annuels des diverses périodes indique que, pour l'essentiel, la différence s'établit au cours de la période 1960 - 1970. On a en effet :

	<u>Taux de croissance annuels (en %)</u>		
	<u>1960 - 1970</u>	<u>1970 - 1980</u>	<u>1980 - 1985</u>
Communauté	7,2	6,5	6
Royaume-Uni	9,7 1)	7	5,7

La conséquence est que la consommation annuelle globale du Royaume-Uni, qui correspondait à 40 % de celle de la Communauté s'élèverait à la moitié en 1970 et au delà. Quant à la consommation annuelle par habitant du Royaume-Uni elle était, en 1960, supérieure d'environ 30 % à celle de la Communauté tandis qu'elle la dépasserait des 2/3 en 1970 et encore en 1980 et 1985. En d'autres termes, le niveau de consommation par habitant du Royaume-Uni en 1985 ne serait atteint dans la Communauté que vers 1995 soit quelque dix ans plus tard. On notera enfin que la croissance de la consommation d'électricité du Royaume-Uni par habitant, a pour effet que son niveau se rapproche très fortement de celui des Etats-Unis en 1985, alors qu'il en représentait exactement la moitié en 1960.

- (3) La comparaison avec les Etats-Unis montre que le rapport entre la consommation globale de ce pays et celle de la Communauté européenne se maintient aux environs de 2,5 pendant toute la période considérée. Toutefois, comme la croissance démographique probable est plus forte aux Etats Unis que dans la Communauté, le rapport des consommations annuelles par habitant qui était, en 1960, de 2,6 en faveur des Etats-Unis s'affaiblit quelque peu et ne serait plus que d'environ 1,75 en l'an 2000.

1) Le rapport des experts de l'OCDE ne fournit aucune explication ou justification de ce taux très élevé.

Quoi qu'il en soit, l'intérêt de la comparaison avec les prévisions américaines est surtout de montrer qu'un niveau de consommation d'environ 16 000 kWh par habitant et par an, envisagé pour la Communauté en 2000, n'est qu'une étape dans la croissance admise aux Etats-Unis. Une telle consommation, qui serait atteinte peu après 1985, ne semble éveiller aux Etats-Unis aucune crainte de saturation puisque l'on croit qu'elle pourrait encore presque doubler entre 1985 et 2000, arrivant ainsi à un niveau supérieur de 75 % à celui de la Communauté au même moment.

- (4) Les prévisions de consommation d'électricité pour la Communauté paraissent donc relativement modestes par rapport à celles d'autres grands pays industrialisés. Il semble même que l'on devrait considérer les chiffres proposés comme des minimums ayant le caractère d'objectifs dont la réalisation serait nécessaire pour assurer l'expansion économique et industrielle de la Communauté européenne.

2.2.5. Compatibilité avec la demande d'énergie globale

- (1) Les prévisions de consommation d'électricité doivent cadrer avec l'évolution que l'on peut entrevoir en ce qui concerne la consommation globale d'énergie primaire.
- a) L'évolution de la consommation globale d'énergie primaire dans la Communauté a également été projetée, dans l'étude sur les perspectives à long terme déjà citée, jusqu'en 1975.

En se basant sur les hypothèses d'évolution économique indiquées ci-dessus et en effectuant des analyses par secteur, on arrive aux estimations suivantes :

1960	461 millions de tec ⁽¹⁾
1965	570 " " "
1970	700 " " "
1975	847 " " "

Depuis la publication de cette étude, on peut mieux préciser certaines évaluations et on peut admettre, en conséquence que si l'on procédait aujourd'hui à une révision des estimations, on serait amené à les relever quelque peu.

Indiquons, à titre d'exemple, que la consommation effective a dépassé en 1964, avec $580 \cdot 10^6$ tec, celle prévue pour

(1) tonnes d'équivalent charbon

II.9

1965 et l'on s'attend pour cette année à une consommation d'environ 607.10⁶ tec (contre 570). Le taux de croissance annuel moyen pour la période 1960/65 fixé antérieurement à 4,3 %, dépasse ainsi 5,6 %.

L'accroissement ainsi constaté est-il l'indice d'une expansion plus soutenue ou résulte-t-il, au contraire, de facteurs accidentels ou temporaires? Sans trancher entre ces deux éventualités et en attendant le résultat de travaux en cours, nous adopterons, à titre d'hypothèse de travail pour la période 1965/75 des taux de croissance identiques à ceux prévus dans l'étude précitée mais s'appliquant, au départ, à un niveau de consommation plus proche des chiffres réels. Pour 1975/80, nous procéderons à une extrapolation simple basée sur un taux de croissance de 3,6 %, identique à celui de la période 1970 - 1975. Nous sommes ainsi certains d'avoir maintenu nos estimations dans des limites raisonnables.

En chiffres arrondis, l'évolution de la consommation globale d'énergie se présenterait donc comme suit :

1960	461 millions de tec
1965	600 " " "
1970	750 " " "
1975	910 " " "
1980	1080 " " "

- b) Au delà de 1980, il semble qu'il faille, en raison des inconnues qui grèvent toute prévision à aussi long terme, envisager conjointement deux tendances, l'une forte, l'autre faible.

En se fondant respectivement sur des taux de 3 et 4 % pour la période 1980/2000 on arrive, pour la Communauté, à une consommation globale d'énergie primaire de :

2000 à 2400 millions de tec en l'an 2000

- c) La synthèse des chiffres énoncés dans les deux paragraphes ci-dessus permet de tracer l'évolution sur l'ensemble de la période.

Evolution de la consommation d'énergie primaire - Communauté : 1960 - 2000						
	1960	1965	1970	1975	1980	2000
<u>Consommation globale</u>						
- en chiffres absolus (10 ⁶ tec) *)	461	600	750	910	1080	2000 à 2400
- en indices (1960 = 100)	100	130	162	197	234	433 à 521
*) tec : tonnes d'équivalent - charbon						

Tableau 5

L'évolution ainsi esquissée implique entre autres caractéristiques, une consommation globale d'énergie multipliée par quatre ou cinq en quarante ans, ce qui correspond au rythme du doublement en un peu moins de vingt ans sur l'ensemble de la période considérée.

- (2) La confrontation des évolutions respectives de la consommation d'électricité et de la consommation d'énergie primaire suppose que l'on détermine la part de l'énergie primaire finalement consommée sous forme d'électricité. A cette fin il faut adopter un coefficient de conversion et tout choix de ce genre prête à critiques.

Nous retiendrons ici un coefficient en réduction progressive qui exprime la consommation d'équivalent - charbon (à 7000 cal/gr.) nécessaire, en moyenne, pour produire un kWh thermique brut. Vu l'allure asymptotique de l'évolution des rendements, la plus grande partie du gain encore réalisable se situera en début de période.

Sur cette base on peut établir le tableau suivant :

Confrontation des prévisions pour l'énergie primaire et pour l'électricité Communauté 1950 - 2000						
	1950	1960	1963	1970	1980	2000
<u>Consommation d'énergie primaire (10⁶ tec)</u>	289	461	561	750	1080	2000 à 2400
<u>Consommation brute d'é- lectricité (10⁹ kWh)</u>	124	285	357	574	1080	3450
<u>Coefficient de conver- sion (kg e.c./kWh)</u>	0,6	0,4	0,37	0,35	0,32	0,28
<u>Consommation brute d'électricité</u>						
Convertie en én.prim. (10 tec)	74	114	132	201	346	966
<u>Rapport électricité/ én. primaire</u> (Énergie primaire=100)	25,6	24,7	23,7	26,8	32,0	40 à 48

Tableau 6

Ce tableau montre que la part de l'électricité dans la consommation globale d'énergie primaire a eu légèrement tendance à décroître au cours des dernières années, ce qui s'explique à la fois par le progrès considérable des rendements et par la croissance soutenue de la consommation globale d'énergie. Dans l'avenir, par contre, cette part tendra à s'élever progressivement par suite d'une croissance un peu moins vive de la consommation globale d'énergie et de la limitation des gains de rendement.

La part de l'électricité reste cependant, au cours de la période envisagée, dans des limites concevables. Certes, alors qu'elle représentait environ le quart du total en 1960, elle oscillerait entre 40 et 48 % en 2000 et cette augmentation relative est incontestablement très forte. Il n'est cependant pas douteux qu'une telle évolution est parfaitement concevable.

Remarquons, en effet, en premier lieu, qu'on a parfois utilisé la confrontation entre l'électricité et l'énergie primaire pour démontrer la nécessité d'un affaiblissement caractérisé de la croissance de la consommation électrique. On soulignait que le maintien de taux voisins des taux actuels pendant quelques décennies devait conduire à une absurdité, toute la consommation d'énergie s'effectuant

sous forme d'électricité. Les prévisions ci-dessus montrent que tel n'est pas le cas pendant la période envisagée, ni même sans doute au début du XXI^e siècle.

D'autre part, il faut se rappeler que le pourcentage obtenu dépend en partie des facteurs de conversion choisis. Or, si les facteurs retenus pour la fin de la période sont à la limite des possibilités théoriques des procédés actuels de production thermique basés sur le cycle de la vapeur, ils pourraient se révéler trop élevés si des procédés ayant des rendements nettement supérieurs, comme par exemple la technique magnétohydrodynamique, venaient à être utilisés industriellement.

Indépendamment de ce qui précède, on notera encore que si même l'on considérait un pourcentage supérieur à 40 % comme trop élevé cela ne signifierait pas nécessairement qu'il faille réduire les prévisions électriques, mais peut être bien qu'il faut relever les prévisions de consommation d'énergie primaire, qui sont relativement modestes.

Enfin, selon une déclaration de Sir W. Penney*) on s'attend, pour 1980, au Royaume-Uni, à une consommation globale de 400 à 450.10⁶ tec d'énergie primaire et à une consommation d'électricité estimée à 570.10⁹ kWh. Convertie en énergie primaire sur base d'un coefficient de 0,32, cette consommation d'électricité représente 182.10⁶ tec, soit 40 à 45 % du total, proportion bien supérieure aux 32 % résultant de nos prévisions pour la même année 1980 et très voisine de celle à laquelle nous arrivons à la fin du siècle.

De telles prévisions de consommation d'électricité n'ont d'ailleurs rien d'exagéré si l'on songe aux possibilités énormes d'absorption qui s'offrent encore, tant dans les secteurs industriel et agricole que dans le secteur domestique ou celui des services. L'électrification rurale, l'automatisation, le chauffage des locaux et leur climatisation sont autant de grands domaines où l'on peut dès à présent prévoir une extension du recours à l'électricité, compte tenu des multiples avantages propres à cette forme d'énergie.

Il va de soi cependant que les perspectives ci-dessus sont liées à une évolution des prix. La continuation du développement historique de l'électricité dépend dans une large mesure du maintien de la tendance concomitante à la baisse du prix de l'électricité au consommateur.

La survenance de l'énergie nucléaire, qui offre des promesses de coût du kWh très bas, permettra la continuation de la baisse des prix de l'électricité alors que, nous le verrons, les autres formes d'énergie auront, dans l'ensemble, tendance à augmenter de prix.

Dans l'évolution que nous avons esquissée, ces mouvements des prix, favorables à l'électricité, n'auront cependant pas pour résultat l'éviction complète des autres sources d'énergie. En effet, sur une consommation annuelle par habitant d'environ 10 000 kg d'équivalent

*) 3^e Conférence de Genève. Doc P 559 - Nuclear Power in UK.

charbon en l'an 2000, environ 4 500 kg seraient affectés à la production d'électricité, ce qui laisse plus de 5 tonnes à consommer sous d'autres formes, soit plus du double de la consommation actuelle d'énergie non-électrique par habitant.

Ces réflexions conduisent à admettre que dans l'avenir l'électricité peut certainement atteindre quelque 45 % de la consommation globale d'énergie et que ce pourcentage ne constitue nullement une limite.

2.3. EVOLUTION DE L'OFFRE D'ELECTRICITE

Il est inutile d'insister sur la fragilité des considérations que l'on peut émettre concernant l'évolution de la production d'ici l'an 2000.

On s'efforcera donc uniquement d'établir, en partant de certaines lignes d'orientation générales, des hypothèses de travail sur la manière dont la structure de la production d'électricité pourrait se répartir entre les différentes sources primaires actuellement considérées comme utilisables. Nous ne prendrons pas en considération certaines sources auxquelles on envisage de recourir dans l'avenir mais qui semblent ne devoir jouer qu'un rôle marginal dans nos régions, comme par exemple l'énergie des marées, l'énergie solaire ou éolienne. Nous nous bornerons plutôt à essayer de déterminer l'apport possible des grandes sources traditionnelles : énergie hydraulique et combustibles fossiles divers, ainsi que de l'énergie nucléaire.

On sait que certaines des sources traditionnelles sont privilégiées au point de vue du prix soit que, comme l'énergie hydraulique ou l'énergie géothermique il n'y ait pas de frais de combustible ou que, comme le lignite et le gaz de haut-fourneau⁽¹⁾ bien que pour des raisons différentes, les frais de combustible soient fort bas, lorsqu'ils sont consommés sur place.

Les autres sources d'énergie électrique : charbon de diverses qualités, fuel-oil, gaz naturel et énergie nucléaire ne peuvent guère entrer en concurrence avec les sources privilégiées. En toute hypothèse d'ailleurs, cette concurrence éventuelle ne réduirait probablement pas beaucoup la production privilégiée car, en fait, il s'agit aussi d'une production "fatale", c'est-à-dire qu'à part leur transformation en électricité ces sources n'ont pas ou n'ont guère d'autres usages, ce qui confère au prix du kWh ainsi produit une très grande élasticité.

(1) On devrait aussi y ajouter les bas-produits charbonniers mais, comme il est dit plus loin, il est presque impossible, du point de vue production électrique, de les distinguer nettement des qualités supérieures.

Enfin, troisième caractéristique des sources privilégiées, la plus grande partie de leur production d'électricité dépend de l'équipement de certains sites ou de l'exploitation de certains gisements réservés essentiellement à cet usage. Il est donc possible d'en prévoir l'évolution avec un degré de certitude relativement élevé.

Ces diverses raisons justifient que l'on considère ces sources séparément des autres.

2.3.1. Apport des sources privilégiées

Indiquons ici, pour ne plus le répéter par la suite, que les chiffres retenus jusqu'en 1975 proviennent de l'annexe VIII de l'Etude sur les Perspectives énergétiques à long terme. D'autre part l'annexe Communauté à la partie nucléaire du futur rapport du Comité de l'Energie OCDE contient des indications pour l'année 1985. Si cette date ne figure pas dans le tableau suivant, les chiffres fournis ont néanmoins servi de points de repère pour la suite de l'évolution.

Le tableau qui suit postule le maintien d'une certaine croissance de la production hydro-électrique, bien qu'à un rythme plus faible après 1980 qu'avant cette date, ce qui semble correspondre à une évolution normale en fonction, d'une part, de l'épuisement progressif des sites disponibles et de la difficulté d'augmenter la puissance des usines hydrauliques existantes mais, d'autre part, de la nécessité d'utiliser toutes les possibilités de production de pointe ainsi que des progrès de la technique de construction des ouvrages. L'extrapolation faite à partir des chiffres des perspectives à long terme constitue certainement une hypothèse forte. Elle dépasse, en tout cas, ce qui est actuellement considéré comme productible en année moyenne mais pourrait cependant se justifier, compte tenu de l'installation envisagée de centrales de pompage.

Sauf découvertes inattendues, la production géothermique semble devoir plafonner à un niveau guère supérieur à l'actuel. Même cela cependant postule la découverte de nouveaux champs de vapeur, ceux qui sont actuellement en exploitation devant être épuisés bien avant 2000.

La production à partir du lignite a été estimée en prolongeant d'une façon assez optimiste les perspectives les plus favorables.

Pour le gaz de haut-fourneau⁽¹⁾ nous avons admis qu'après une légère diminution due à une réduction de la mise au mille de coke plus forte que l'accroissement de production d'acier, le mouvement se re-

(1) Dans le tableau on a groupé dans une même rubrique le gaz de haut-fourneau et les autres gaz manufacturés (gaz de cokerie, gaz de raffinerie, rest-gaz) ceux-ci n'ayant d'ailleurs par rapport au gaz de haut fourneau, qu'une importance assez faible dans l'ensemble de la production électrique.

tournerait pour la raison inverse, la réduction de la mise au mille ayant évidemment des limites. Cette reprise serait d'autre part accentuée par la consommation accrue de certains gaz manufacturés, notamment le gaz de cokerie, déplacés par le gaz naturel.

En ce qui concerne les bas-produits charbonniers il est très difficile de fixer la limite entre eux et les diverses qualités de charbon marchand, surtout en matière de production électrique. Si cette limite coïncide souvent avec la production des centrales minières, il n'est cependant pas exclu que, selon la situation du marché, celles-ci en viennent à brûler des charbons de qualité. De plus il est impossible, dans les circonstances actuelles, de prévoir l'évolution de la puissance des centrales minières au delà de quelques années. Enfin, compte tenu de l'évolution prévue de la production charbonnière, il ne semble pas que les quantités disponibles de bas-produits doivent augmenter sensiblement dans l'avenir.

Nous incluons par conséquent cette source dans le secteur concurrentiel.

Ce paragraphe portant sur la production de l'énergie électrique alors que ceux qui précèdent portaient sur la consommation, on devra déduire de cette dernière les importations, afin de déterminer la production intérieure brute totale. On a supposé qu'elles se réduiraient à partir de 1975 en raison notamment de la disparition progressive des excédents de disponibilités hydrauliques des pays voisins de la Communauté. Il s'agit évidemment ici des importations nettes et l'absence d'indication chiffrée signifie simplement un équilibre entre importations et exportations.

En fonction de ce qui précède on peut établir le tableau suivant.

Importations d'électricité et production des sources privilégiées
Communauté 1960 - 2000
(en 10⁹ kWh)

	1960	1963	1965 ⁽¹⁾	1970	1975	1980	1990	2000
Consommation brute	285	357	422	574	789	1080	1930	3450
Importations (solde)	4	4	5	6	6	5	--	--
<u>Production brute</u>	<u>281</u>	<u>353</u>	<u>417</u>	<u>568</u>	<u>783</u>	<u>1075</u>	<u>1930</u>	<u>3450</u>
Prod. hydraulique et géothermique	102,3	105	111	130	144	150	165	185
Prod. autres sources privilégiées (lignite, gaz de haut- fourneau et autres gaz manufacturés)	47,2	51	64	80	96	115	135	155
<u>Production privilé- giée totale</u>	<u>149,5</u>	<u>156</u>	<u>175</u>	<u>210</u>	<u>240</u>	<u>265</u>	<u>300</u>	<u>340</u>

Tableau 7

Répétons que, spécialement pour ce qui concerne la période 1980 - 2000, l'estimation de la production d'électricité à partir des sources privilégiées a été volontairement établie en supputant une intervention maximum des diverses sources prises en considération.

En utilisant, notamment pour la production hydraulique et celle à base de lignite, des chiffres que la réalité aura sans doute plutôt tendance à réduire qu'à augmenter, on renforce "a fortiori", la probabilité que la quantité d'électricité à produire par des combustibles concurrentiels, tant classiques que nucléaires, constitue réellement un minimum.

(1) cf tableau 2 page II 3, consommation d'électricité prévue selon les dernières indications sur la conjoncture énergétique en fin d'année 1964.

2.3.2. Apport des sources thermiques concurrentielles, classiques et nucléaire

En partant du tableau 7 on peut déterminer, par différence, la production d'électricité qui incomberait dans l'avenir aux sources non-privilegiées, dans leur ensemble.

Production des sources thermiques concurrentielles								
Communauté 1960 - 2000								
(en 10 ⁹ kWh)								
	1960	1963	1965	1970	1975	1980	1990	2000
Production brute totale	281	353	417	568	783	1075	1930	3450
Prod. privilégiée totale *)	150	156	175	210	240	265	300	340
<u>Prod. des sources thermiques concurrentielles</u>	<u>131</u>	<u>197</u>	<u>242</u>	<u>358</u>	<u>543</u>	<u>810</u>	<u>1630</u>	<u>3110</u>
*) Arrondie à l'unité								

Tableau 8

Le problème se pose de répartir cette production et ses accroissements entre le secteur nucléaire et les sources thermiques classiques, considérées globalement. Il n'est pas nécessaire, en effet, pour notre but, de distinguer les apports respectifs du charbon de diverses qualités, du fuel-oil et du gaz naturel.

La clé d'une telle répartition est à rechercher, en premier lieu dans l'élément coût de production, qui nous a d'ailleurs déjà amené à séparer de l'ensemble l'apport possible des sources privilégiées.

En ce qui concerne cet aspect coût, le chapitre 4 de ce rapport montre que le kWh produit dans des centrales nucléaires aura un prix de revient égal ou même inférieur à celui des centrales classiques au charbon ou au fuel-oil, à partir de 1970. Cette évolution donnera dès ce moment un avantage aux centrales nucléaires mais seulement au-dessus d'une certaine dimension et pour des durées annuelles d'utilisation élevées. Cet avantage sera plus large dans les régions de la Communauté où les combustibles fossiles sont les plus coûteux, no-

tamment pour des raisons de transport. Après 1970, l'avantage de coût des centrales nucléaires ira certainement en **croissant**. La très grande marge de progrès possible dans une technique aussi neuve, les économies réalisables par l'accroissement de la dimension des réacteurs ainsi que celles dues à la répétition d'un même modèle et à la standardisation de divers éléments ou ensembles, toutes ces raisons permettent de croire que la réduction des coûts se poursuivra bien après le début de la prochaine décennie.

L'avantage des centrales nucléaires dépendra toutefois de l'évolution des prix des combustibles fossiles utilisés dans les centrales thermiques classiques.

2.4. EVOLUTION DES PRIX DES PRINCIPAUX COMBUSTIBLES FOSSILES

On se bornera à énoncer à ce sujet quelques réflexions sur les grandes tendances imaginables qui peuvent avoir une influence sur les prix des principaux combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité dans les centrales thermiques classiques, notamment le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

Les indications concernant les hausses ou les baisses possibles doivent évidemment être interprétées par rapport à un niveau général des prix constants.

2.4.1. Le charbon

En ce qui concerne le charbon, la seule possibilité concevable est la hausse des prix unitaires, tant pour le charbon indigène que, au moins à long terme, pour le charbon importé.

Les raisons d'une hausse des prix du charbon produit dans la Communauté sont essentiellement à rechercher dans les évolutions respectives des salaires et de la productivité. Le maintien de l'extraction à un niveau voisin de la production actuelle implique, d'une part, le maintien d'une capacité de production telle qu'elle ne permet pas un relèvement très considérable des rendements, et d'autre part, la disponibilité d'un effectif de mineurs qui ne peut être conservé sans que les salaires dans les mines ne s'accroissent, au moins proportionnellement aux autres revenus du travail.

Par contre, une importante réduction des capacités de production aurait une incidence favorable sur les prix en concentrant l'extraction sur les meilleurs gisements. La diminution de production qui en résulterait aurait cependant pour effet de réduire l'importance du charbon communautaire dans l'approvisionnement des centrales électriques et d'accroître corrélativement la part des autres combustibles.

Le problème est plus complexe en ce qui concerne les prix du charbon importé. Pour le charbon en provenance des Etats-Unis, qui constitue l'essentiel des importations, l'évolution des prix départ mine et des frets transatlantiques permet d'escompter, dans les prochaines années, une stabilité des prix et peut-être même une légère réduction.

Par contre, à partir de 1975 ou 1980, il semble qu'il faille s'attendre à un tel accroissement des quantités de charbon consommées aux U.S.A., notamment par les centrales électriques, que ces besoins ne pourront être couverts sans remettre en service des mines ou des chantiers moins productifs. Il serait d'ailleurs contraire à toute l'expérience du passé qu'une exploitation minière puisse se faire à des prix décroissants ou même stables, dans le long terme.

2.4.2. Le pétrole

L'autre élément directeur, en matière d'évolution des prix des combustibles fossiles, est certainement le prix du pétrole brut.

A moyen terme on ne voit aucune raison d'envisager soit une hausse soit une baisse des prix - rendus raffinerie. En effet, du côté du coût de production, des éléments de sens opposé sont en jeu, comme par exemple, d'une part, la nécessité d'approfondir les puits et la proportion croissante de puits secs, d'autre part les progrès constants des techniques de forage et de récupération. En ce qui concerne les redevances ou royalties, la tendance est certainement à leur relèvement tandis que, par contre, on peut encore espérer réduire les coûts de transport. Ces divers éléments contradictoires inclinent à présager une relative stabilité dans les années à venir.

A plus long terme cependant il est probable que la loi des exploitations à rendement décroissant et à coût croissant doive jouer.

L'industrie pétrolière a jusqu'ici constamment réussi à découvrir des réserves de plus en plus importantes, exploitables à des coûts du même ordre de grandeur que ceux des réserves précédemment connues. Toutefois, compte tenu de la très forte croissance des besoins, du fait que la quantité de pétrole contenue dans l'écorce terrestre n'est pas infinie et du fait que la partie de cette quantité qui est récupérable à des coûts égaux ou même légèrement supérieurs aux coûts actuels est encore bien plus limitée, il est permis d'estimer que des relèvements des prix du pétrole brut se manifesteront avant la fin de la période considérée dans ce rapport.

2.4.3. Le gaz naturel

En raison des qualités spécifiques de ce combustible et de la demande potentielle considérable, le gaz naturel conservera un certain caractère de rareté, même dans le cas de nouvelles découvertes. Son prix s'alignera donc vraisemblablement sur celui des autres combustibles concurrentiels. En tout état de cause d'ailleurs, il semble que par rapport aux autres combustibles, il sera relativement peu utilisé dans les centrales électriques de la Communauté.

x

x

x

Comme on le verra dans d'autres parties de ce rapport, seule parmi les grandes sources d'énergie, l'énergie nucléaire présente des perspectives de diminution progressive des prix et son développement est donc également justifié pour cette raison, compte tenu de l'économie qui en résultera pour la collectivité.

2.5. PREVISIONS RELATIVES A LA PRODUCTION D'ENERGIE NUCLEAIRE DANS LA COMMUNAUTE

Ici encore, les méthodes utilisables diffèrent selon les périodes.

2.5.1. Evolution de la production et de la puissance nucléaires d'ici 1980

Pour cette période, on peut se fonder, dans une certaine mesure, sur des éléments objectifs constitués d'une part par les centrales nucléaires mises en chantier ou projetées, d'autre part par les programmes ou intentions des pays de la Communauté.

Les premiers éléments serviront de base aux évaluations relatives à la première partie de la période considérée, les seconds interviendront dans les estimations à plus long terme.

(1) Les principaux réacteurs de puissance en service, en construction ou en projet dans la Communauté sont :

Réacteur	Site	Type *)	Puissance en MWe	Criticalité
EDF 1	Chinon (F)	GG	70	16.9.1962
EDF 2	Chinon (F)	GG	200	18.8.1964
EDF 3	Chinon (F)	GG	480	1966
EDF 4	St. Laurent des Eaux (F)	GG	480	1968
EDF 4bis	St. Laurent des Eaux (F)	GG	480	1971
EDF 5	Bugey (F)	GG	480	1970
EL 4	Brennilis (F)	EL	75	1966
SENA **)	Chooz-Ardenne (F)	PWR	266	mi 1966
KRB	Gundremmingen (A)	BWR	237	mi 1966
MZFR	Karlsruhe (A)	EL	50	1966
KWL	Lingen (A)	BWR	173 + 67***)	1968
KWO	Obrigheim (A)	PWR	282	1968
SENN	Garigliano (I)	BWR	150	5.6.1963
SIMEA	Latina (I)	GG	200	27.12.1962
SELNI	Trino Vercellese (I)	PWR	257	21. 6.1964
GKN	Doodewaard (N)	BWR	48	1967
KKN	Niederaichbach (A)	EL	100	1969/1970

*) GG = gaz-graphite EL = eau lourde PWR = eau légère sous pression BWR = eau légère bouillante.

**) la SENA est une centrale commune franco-belge

***) 173 nucléaire et 67 surchauffe classique

Tableau 9

L'ensemble de ces réalisations et de ces projets totalise une puissance globale de 4200 MWe dont la plus grande partie sera en service vers 1970. On peut s'attendre à une production annuelle de quelque 20 à 25 milliards de kWh.

(2) De 1970 à 1980, le rythme de construction et de mise en service de centrales électriques nucléaires dans la Communauté dépendra en premier lieu de l'accroissement des besoins de base. Or cette augmentation ne pourra être entièrement couverte par l'accroissement de la puissance installée dans les centrales hydrauliques et géothermiques, les centrales au lignite et au gaz de haut-fourneau auxquelles on peut joindre dans une certaine mesure les centrales brûlant des bas-produits charbonniers ou du gaz naturel. En effet, si ces installations sont les plus avantageuses au point de vue coût, les possibilités de croissance de leur production sont limitées.

- a) Les prévisions relatives à 1975 s'inspirent de diverses communications officielles dont nous re prenons l'essentiel ci-après.

En ce qui concerne la République fédérale, M. Balke, à l'époque ministre de l'Energie atomique, a déclaré le 14.6.1962, devant la conférence annuelle de l'"Energiewirtschaftliches Institut" à Cologne, que la puissance nucléaire installée en 1975 ne sera certainement pas inférieure à 3000 MWe et guère supérieure à 5000 MWe. Il faut, par conséquent, prévoir une production annuelle comprise entre 18 et 30 milliards de kWh d'électricité d'origine nucléaire.

Pour la France, il découle du V^e Plan de développement économique et social que la puissance nucléaire installée atteindrait 4500 MWe en 1975, voire 6000 MWe dans l'éventualité d'une tranche supplémentaire optionnelle de 1500 MWe. M. Palewski, Ministre d'Etat chargé de la Recherche scientifique et des Questions atomiques et spatiales, a déclaré au Conseil des Ministres français du 10/2/65 que la production française d'électricité nucléaire atteindrait 10 milliards de kWh en 1970 et 25 milliards en 1975.

Pour l'Italie, différents experts (provenant notamment du Ministère des Travaux publics) ont procédé, à l'intention de la Conférence mondiale de l'Energie de Madrid en 1960, à une estimation que d'autres experts ont, depuis lors, reprise avec quelques modifications. Selon cette estimation, la production nucléaire sera comprise en 1975 entre 20 et plus de 30 milliards de kWh. Dans une enquête effectuée par le chef du plan italien et récemment publiée, on lit que la capacité nucléaire installée en Italie entre 1968 et 1973 serait de 2500 MWe. En y ajoutant les 600 MWe atteints en 1968, on obtient pour 1973 une capacité nucléaire totale de 3100 MWe, correspondant à environ 20 milliards de kWh par an. Deux années après, en 1975, la limite supérieure prévue pour la production d'électricité nucléaire, soit 30 milliards de kWh/an, pourrait donc être atteinte.

- b) La production d'électricité nucléaire en 1980, a été évaluée en tenant compte de l'évolution des capacités industrielles notamment pour la construction de réacteurs et la fabrication des éléments de combustible. On considère généralement comme possible un rythme d'accroissement exponentiel de doublement en trois ans ou de triplement en cinq ans, ce qui porterait la puissance nucléaire à 40 000 MWe en 1980. Avec une durée d'utilisation de 6000 heures, la production communautaire d'électricité d'origine nucléaire pourrait donc s'élever à cette époque à environ 240.10^9 kWh.

II.23

c) Le tableau ci-dessous résume ces prévisions.

PERSPECTIVES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE NUCLEAIRE ET D'EVOLUTION DE LA PUISSANCE NUCLEAIRE INSTALLEE DANS LA COMMUNAUTE						
	1960	1963	1965	1970	1975	1980
- en milliards de kWh	0,1	0,9	6,0	20-25	60 - 100	240
- en % de la production totale	-	0,2	1,5	3,5-4,4	7,7 - 12,8	22
- puissance installée (en MWe)	58	410	1000	3500-4000	10 000 - 16 000	40 000

Tableau 10

Ces prévisions, qui - au moins jusqu'en 1975 - ont été admises par les autres exécutifs européens et par les experts du Conseil de Ministres de la CECA, ont été confirmées aussi par celles qu'a établies l'UNIPEDÉ ou Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique. Cette institution aboutit également à la conclusion que ces prévisions de production et de puissance nucléaires sont compatibles avec les hautes durées d'utilisation annuelles qui assurent aux centrales nucléaires leur meilleure rentabilité. En ce qui concerne 1980 les prévisions ci-dessus sont conformes à ce qui avait été envisagé, dès 1960, par la commission d'Euratom dans son troisième rapport annuel.

2.5.2. Evolution de la production et de la puissance entre 1980 et 2000

Après la période de démarrage, la production des centrales électro-nucléaires continuera à s'accroître plus vite que celle des installations thermiques concurrentielles. Elles ne prendront toutefois pas l'entièreté des accroissements de puissance thermique concurrentielle mais seulement une fraction qui, selon nos estimations, s'élèverait progressivement de quelque 60 % entre 1975 et 1980 à près de 75 % entre 1995 et 2000, soit environ les deux-tiers sur l'ensemble de la période.

Selon cette hypothèse de travail, les quantités d'électricité fournies en l'an 2000 par les centrales nucléaires atteindraient environ 1850 milliards de kWh, soit quelque 54 % de l'énergie électrique totale produite dans la Communauté et environ un quart de la consommation globale d'énergie primaire.

En admettant une légère diminution de la durée d'utilisation annuelle après 1980, on estime que cette production correspond à une puissance installée d'environ 370 000 MWe à la fin du siècle.

Cette progression, apparemment spectaculaire, n'équivaut pourtant qu'aux deux-tiers de l'accroissement total de puissance non privilégiée qui est de 500 000 MWe au cours de la même période.

Ceci constitue très certainement une hypothèse minimum. En effet, considérant la maturité technique atteinte par les centrales nucléaires à cette époque et leur avantage économique sur les centrales classiques dont les combustibles ne peuvent qu'augmenter de prix, on pourrait raisonnablement envisager qu'après 1980, toutes les nouvelles centrales soient nucléaires.

2.5.3. Evolution de la production et de la puissance nucléaires jusqu'à la fin du siècle

- (1) On peut donc, en fonction de ce qui précède, esquisser comme suit l'évolution de la production électrique d'origine nucléaire dans la Communauté:
- Pour 1965 et 1970, sur base des centrales en fonctionnement ou en construction ainsi que des projets envisagés, on peut estimer conformément d'ailleurs à ce qui figure dans l'Etude sur les perspectives énergétiques à long terme, que la production d'électricité nucléaire atteindrait respectivement 6 et 22 milliards de kWh.
 - En 1975, par l'effet d'un avantage concurrentiel qui s'étendrait sans doute à l'ensemble des régions de la Communauté, l'énergie nucléaire pourrait, avec environ 80 milliards de kWh, assumer quelque 15 % de la production thermique concurrentielle, ayant ainsi pris environ un tiers de l'accroissement de production nécessaire dans ce secteur entre 1970 et 1975.
 - Après 1975, l'avantage de coût des centrales nucléaires continuerait à se renforcer et s'étendrait à des durées d'utilisation comprises entre 5000 et 6000 heures. Aussi la production d'électricité d'origine nucléaire pourrait-elle tripler au cours de la période 1975 - 1980, qui verrait le véritable avènement de cette nouvelle source. Elle atteindrait donc environ 240 milliards de kWh en 1980.
 - Dans la suite, l'accroissement devrait inévitablement se ralentir. Il ne semble pas, en effet, qu'il puisse être économiquement intéressant, au cours de la période envisagée, de couvrir le demande de pointe au moyen de centrales nucléaires.

(2) Une telle évolution peut être schématisée dans le tableau suivant:

Répartition de la production concurrentielle entre secteurs nucléaire et classique							
Communauté 1960 - 2000 (10 ⁹ kWh)							
	1960	1965	1970	1975	1980	1990	2000
Production nucléaire	--	6	22	72	240	770	1850
Production classique	131	236	336	471	570	860	1260
Production thermique concurrentielle globale	131	242	358	543	810	1630	3110

Tableau 11

On verra plus loin^{*)} les pourcentages de la production électrique totale que ces chiffres représentent. Remarquons cependant que dans l'hypothèse qu'exprime le tableau ci-dessus c'est seulement après 1990 que la production nucléaire rejoint et dépasse en volume la production classique non-privilegiée.

(3) Il est intéressant d'examiner comment évolue la part que prend l'énergie nucléaire dans les accroissements de production du secteur thermique concurrentiel au cours de chacune des périodes considérées, et comment ils se répartissent entre énergie nucléaire et énergie classique.

Evolution des accroissements de production et répartition entre secteurs nucléaire et classique						
Communauté 1960 - 2000						
	1960-65	1965-70	1970-75	1975-80	1980-90	1990-2000
	<u>Chiffres absolus (10⁹ kWh)</u>					
Nucléaire	6	16	50	168	530	1080
Classique	105	100	135	99	290	400
Totale thermique concurrentiel	111	116	185	267	820	1480
	<u>En pourcentage du total</u>					
Nucléaire	5	14	27	63	65	73
Classique	95	86	73	37	35	27

Tableau 12

*) cfr tableau 13

- (4) Enfin, pour tenir compte des aspects industriels que présente l'évolution des nouvelles installations, on observera également les taux de croissance annuels de chacun des secteurs, au cours des diverses périodes :

	<u>Secteur nucléaire</u>	<u>Secteur classique</u>
1960 - 1965	-	12,5
1965 - 1970	30	7,3
1970 - 1975	30	6,6
1975 - 1980	25	3,9
1980 - 1990	12	4,2
1990 - 2000	9	3,9

Il résulte de ces derniers chiffres que l'extension du recours à l'énergie nucléaire n'entraîne pas une régression de la construction des installations classiques. Leur puissance installée continue en effet à s'accroître. Toutefois, après une période de très fort accroissement, qui coïncide avec la décennie en cours, l'augmentation de la production thermique classique concurrentielle se stabiliserait, à partir de 1975, à un taux d'environ 4 % par an.

2.5.4. Evolution structurelle de la production d'électricité dans la Communauté.

Le tableau ci-dessous schématise les perspectives d'ensemble de la production d'énergie électrique dans la Communauté d'ici l'an 2000, en reprenant les estimations établies par sources dans divers paragraphes du présent chapitre.

EVOLUTION STRUCTURELLE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE DANS LA COMMUNAUTE					
Année	Energie hydraulique et géothermique	Sources thermiques privilégiées (lignite, gaz HF, autres gaz manuf.)	Sources thermiques classiques concurrentielles (houille, fuel-oil, gaz naturel)	Energie nucléaire	Total
		<u>En 10⁹ kWh</u>			
1960	102,3	47,2	131,5	--	281
1963	105	51	196	1	353
1965	111	64	236	6	417
1970	130	80	336	22	568
1975	144	96	471	72	783
1980	150	115	570	240	1075
1990	168	134	860	770	1930
2000	185	155	1260	1850	3450
		<u>En pourcentages</u>			
1960	36,4	16,8	46,8	--	100
1963	29,5	14,3	56,2	--	100
1965	26,6	15,3	56,6	1,5	100
1970	22,9	14,1	59,1	3,9	100
1975	18,4	12,3	60,1	9,2	100
1980	14,1	10,4	53,2	22,9	100
1990	8,7	7,0	44,4	39,9	100
2000	5,3	4,5	36,6	53,6	100

Tableau 13

Ce tableau ne demande pas de commentaires. Les phénomènes qui s'y inscrivent, et qui apparaissent le plus clairement dans la répartition en pourcentage, sont conformes à la logique d'une évolution dont les modalités semblent, à l'heure actuelle, pratiquement inéluctables.

Certes il est probable, comme pour toute prévision, que la réalité s'écartera des chiffres ci-dessus. Cependant, à moins de nouvelles découvertes entraînant un bouleversement complet des techniques, il y a peu de chances pour que l'évolution soit profondément différente de celle qui s'exprime dans le tableau 13 et qui conduit, du point de vue qui nous concerne, à une proportion d'énergie nucléaire un peu supérieure à la moitié du to-

tal. D'autre part, ainsi qu'on l'a souligné à maintes reprises, il s'agit d'hypothèses de travail qui feront l'objet de révisions ultérieures.

2.5.5. Evolution des puissances à installer

L'estimation des puissances à installer*) pour arriver aux productions brutes indiquées ci-dessus suppose certaines hypothèses sur les durées d'utilisation annuelle des diverses catégories de moyens de production.

(1) On peut raisonnablement admettre à cet égard que :

- l'utilisation annuelle des installations hydrauliques tendra à diminuer légèrement, dans la mesure où une partie importante de la puissance disponible sera de plus en plus affectée à la couverture des pointes. Ce phénomène se manifestera notamment par la multiplication des stations à pompage et par le suréquipement des centrales de barrage en vue de produire plus de puissance pendant moins de temps. Nous retiendrons donc des durées annuelles décroissantes, passant d'environ 3600 h en 1960 (si cette année avait été hydrauliquement normale) à environ 3000 h en l'an 2000,
- l'utilisation annuelle des centrales thermiques à combustibles privilégiés, c'est-à-dire des centrales au lignite et au gaz de haut-fourneau, auxquelles on peut joindre les installations géothermiques, devrait se maintenir pendant toute la période envisagée à un niveau élevé et qui peut être estimé à 6000 h. Il y aura toujours intérêt, en effet, vu le niveau faible de leurs frais proportionnels, à leur assurer une haute durée d'utilisation,
- l'utilisation annuelle des autres moyens thermiques classiques ne semble pas non plus devoir évoluer beaucoup au cours de la période envisagée. Même s'il devient moins marqué au cours du temps, il est probable en effet que le phénomène du glissement progressif des centrales, au cours de leur vie, vers des durées d'utilisation plus faibles, se maintiendra en raison des gains de rendement toujours possibles. Le rétrécissement de la marge de progrès réalisable sur les consommations unitaires pourrait d'ailleurs être partiellement compensé par l'élévation du coût des combustibles fossiles. Dans cette optique, on admettra pour les installations thermiques classiques des durées d'utilisation d'environ 4000 h comme moyenne pour la Communauté,
- l'utilisation annuelle des centrales nucléaires devrait se maintenir à un niveau élevé jusqu'en 1980 pour décroître ensuite légèrement. En effet, d'ici 1980, la croissance de la puissance nucléaire compensera à peine la diminution relative des moyens de production à haute durée d'utilisation c'est-à-dire du thermique privilégié et de l'hydraulique au fil de l'eau.

*) En ce qui concerne l'énergie nucléaire et au moins pour la période la plus proche, on dispose de renseignements ou d'évaluations qui portent directement sur la puissance à installer.

Il est aussi à noter que, dans les prochaines années, il y aura à tout moment une partie importante des centrales nucléaires qui seront en période d'essai ou qui serviront à des expériences, ce qui ne permet pas d'envisager, bien que cela soit techniquement possible, une durée d'utilisation moyenne des centrales nucléaires supérieure à environ 6000h. Dans les vingt dernières années du siècle, le secteur nucléaire gagnant rapidement en importance, on doit envisager une réduction de la durée annuelle moyenne d'utilisation avec 5500 h en 1990 et 5000 h en 2000. Elle se rapprocherait ainsi de la moyenne du parc thermique, tout en restant supérieure à l'utilisation des centrales au charbon et au fuel-oil qui auront des frais proportionnels nettement plus élevés.

(2) Ces hypothèses permettent d'établir le tableau suivant.

<u>Evolution des puissances maximum disponibles brutes</u>					
<u>Communauté 1960 - 2000</u>					
	1960	1970	1980	1990	2000
<u>Hydraulique:</u>					
-Product.brute(10^9 kWh)	100,2	127,5	149	165	180
-Durée d'utilis.(h/an)	3600	3400	3200	3100	3000
-Puiss.max.disp.(MWe)	23500	37500	46600	53200	60000
<u>Thermique privilégié *)</u>					
-Product.brute(10^9 kWh)	49,3	82,5	115	137	159
-Durée d'utilis.(h/an)	6000	6000	6000	6000	6000
-Puiss.max.disp.(MWe)	8700	13700	19200	22800	26500
<u>Thermique classique concurr.</u>					
-Product.brute(10^9 kWh)	131,5	336	570	860	1260
-Durée d'utilis.(h/an)	4000	4000	4000	4000	4000
-Puiss.max.disp.(MWe)	36800	84000	142500	215000	315000
<u>Nucléaire</u>					
-Product.brute(10^9 kWh)	--	22	240	770	1850
-Durée d'utilis.(h/an)	--	6000	6000	5500	5000
-Puiss.max.disp.(MWe)	--	3700	40000	140000	370000
*) Installations au lignite, au gaz de haut-fourneau et géothermiques.					

- (3) On peut encore tirer de ce tableau les indications suivantes, en chiffres ronds.

<u>Structure du parc électrique</u>					
	<u>1960</u>	<u>1970</u>	<u>1980</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
	<u>En chiffres absolus (MWe)</u>				
Nucléaire	--	4 000	40 000	140 000	370 000
Autre	69 000	135 000	208 000	290 000	400 000
Total	69 000	139 000	248 000	430 000	770 000
	<u>En pourcentage du total</u>				
Nucléaire	--	3	16	33	48
Autre	100	97	84	67	52
Total	100	100	100	100	100

Tableau 15

Sous l'angle des puissances installées, l'énergie nucléaire représenterait donc environ la moitié du parc électrique total en l'an 2000.

- (4) Tant en production qu'en puissance nous arrivons donc à des estimations à peine supérieures à celles du Rapport "Civilian Nuclear Power". La part de l'énergie nucléaire en l'an 2000 dans le secteur électrique se présente en effet comme suit de part et d'autre :

	<u>U.S.A.</u>	<u>Communauté</u>
Production	50	54
Puissance	44	48

Cette comparaison illustre la prudence des hypothèses avancées ci-dessus. En effet, alors que les prix des combustibles fossiles rendus centrale s'échelonnent aux Etats-Unis entre 15 et 35 cents par million de BTU, c-à-d. entre 4,3 et 9,8 dollars par tec, ils se situent actuellement à 13 - 15 dollars dans la Communauté. Pour l'avenir, il semble que l'on ne puisse guère envisager, dans la meilleure hypothèse qu'une stabilité des prix à un niveau de 12 dollars. Si malgré des conditions de prix moins favorables à l'énergie nucléaire, on escompte que celle-ci représentera aux U.S.A. 50 % du total en l'an 2000, il serait normal d'envisager un pourcentage nettement supérieur pour la Communauté. Les indications qui précèdent doivent donc, sous cet angle encore, être considérées comme correspondant à un objectif minimum.

On notera encore qu'en fonction des consommations prévues, les puissances indiquées dans le tableau ci-dessus correspondent à peu près, au moins pour les vingt dernières années, à une utilisation de la pointe d'environ 5500 h/an et à une puissance installée égale à la puissance de pointe ainsi déterminée, majorée d'environ 22 % pour aléas et réserves. Une utilisation de la pointe de 5500 h/an est conforme à la situation actuelle et d'autre part le chiffre de 22 % répond aux caractéristiques d'un parc essentiellement thermique, tel qu'il le sera à la fin de la période envisagée.

- (5) On doit se demander enfin si les chiffres avancés pour l'énergie nucléaire sont compatibles avec les durées d'utilisation annuelles qui ont été assignées aux centrales nucléaires soit 6000 h/an jusqu'en 1980, 5500 h en 1990 et 5000 h en 2000.

Dans les conditions actuelles de la charge :

- 6000 h/an correspond à environ 52 % de la charge maximum et à environ 75 % de l'énergie appelée.
- 5500 h/an correspond à environ 55 % de la charge maximum et à environ 79 % de l'énergie appelée
- 5000 h/an correspond à environ 58 % de la charge maximum et à environ 82 % de l'énergie appelée

En supposant que ces conditions se maintiennent dans l'avenir, on peut établir le tableau suivant, pour l'aspect production.

Couverture de la production de base (en 10 ⁹ kWh)					
	1960	1970	1980	1990	2000
<u>Production de base :</u>					
6000 h de 1960 à 1980	214	430	810	--	--
5500 h en 1990	--	--	--	1525	--
5000 h en 2000	--	--	--	--	2829
Contribution : nucléaire privilégiée*)	-- 49	22 83	240 115	770 137	1850 159
Total nucléaire + privilégié	49	105	355	907	2009
*) Thermique privilégié selon tableau 14, c'est-à-dire lignite, gaz de haut-fourneau et géothermique.					

Il en résulte que, même si l'on ajoutait aux sources à longues durées d'utilisation reprises dans le tableau, celles qui n'y figurent pas, c-à-d. l'hydraulique au fil de l'eau et les centrales minières, on serait encore loin d'aboutir à l'impossibilité pour les centrales nucléaires d'atteindre les durées moyennes d'utilisation prévues. Cette conclusion s'impose quand on considère l'aspect production. Elle pourrait n'être pas entièrement confirmée sous l'angle puissance. Une étude est en cours à ce sujet.

- (6) Le tableau suivant reprend les deux éléments qui forment la base du programme indicatif, à savoir l'évolution de la production d'électricité nucléaire et celle de la puissance installée correspondante :

Année (au 1er janvier)	Puissance installée (en MW e)	Durée annuelle d'utilisation (en heures)	Production d'élec- tricité d'origine nucléaire (en 10 ⁹ kWh)
1960	--	--	--
1965	1 000	6 000	6
1970	3 700	6 000	22
1975	12 000	6 000	72
1980	40 000	6 000	240
1985	75 000	5 750	430
1990	140 000	5 500	770
1995	228 000	5 250	1 197
2000	370 000	5 000	1 850

Tableau 17

Si, dans le secteur traditionnel de la production d'électricité les techniques sont actuellement bien fixées, le secteur nucléaire est encore en pleine évolution et l'on peut donc s'interroger sur les voies à suivre pour atteindre les objectifs ci-dessus en utilisant les divers types de réacteurs qui sont ou deviendront disponibles au cours de la période envisagée.

2.5.6. Hypothèses de développement des divers types de réacteurs

Dans l'optique du présent rapport les différents types de réacteurs seront répartis en trois catégories. La première groupe les réacteurs éprouvés, soit à uranium naturel, modérés au graphite et refroidis au gaz carbonique, soit à uranium légèrement enrichi, modérés et refroidis à l'eau légère bouillante ou sous pression. Dans

la deuxième catégorie on trouve les convertisseurs avancés, parmi lesquels on retiendra les réacteurs modérés à l'eau lourde et les réacteurs à haute température. Enfin, les réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides (breeders) forment la troisième catégorie.

Dans l'état actuel de la technique, il n'est pas possible de déterminer exactement comment se développera un type de réacteur par rapport à un autre ni par conséquent de prévoir quelle catégorie de réacteurs ou quelle combinaison de ces catégories s'imposera pour installer et faire fonctionner, dans les meilleures conditions, les puissances nucléaires de plus en plus considérables qui figurent au tableau précédent.

Vu la complexité du problème, on se limitera donc à esquisser quelques modèles théoriques de développement possible, liés au succès ou à l'échec relatifs, c'est-à-dire en fonction du temps, des diverses catégories de réacteurs.

Ces modèles sont théoriques en ce sens qu'ils schématisent arbitrairement l'évolution. Cependant, ils ont été construits de telle sorte que, sans nécessairement s'y conformer exactement, il y ait de grandes chances que l'évolution tende spontanément à se rapprocher de l'un ou de l'autre des modèles choisis.

Quatre modèles ont été retenus et sont exposés ci-après. Soulignons que la répartition au 1.1.1970 découle des réalisations et projets connus. (cfr. tableau 9 page II.21)

Le modèle I ne fait appel, tout au long de la période considérée qu'aux réacteurs éprouvés, également répartis entre graphite-gaz (GG) et eau légère (H_2O).

M O D E L E I					
Année (au 1er janvier)	G.G.		H ² O		Total MWe
	MWe	%	MWe	%	
1970	2 000	56	1 500	40	3 700*)
1975	6 000	50	6 000	50	12 000
1980	20 000	50	20 000	50	40 000
1985	37 500	50	37 500	50	75 000
1990	70 000	50	70 000	50	140 000
1995	114 000	50	114 000	50	228 000
2000	185 000	50	185 000	50	370 000

Tableau 18

*) La différence arithmétique apparaissant en 1970 entre la puissance installée totale et la somme des puissances installées en gaz-graphite et eau légère, est due à un programme expérimental eau lourde qui n'a plus été pris en compte au delà de 1975.

Ce programme préjuge donc de l'échec au moins relatif des convertisseurs avancés et des surgénérateurs rapides, ou d'un retard considérable dans leur développement.

Le modèle II introduit des convertisseurs avancés qui viennent, à partir de 1975, compléter progressivement les réacteurs éprouvés et atteignent en l'an 2000 la moitié de la puissance en service.

Les réacteurs éprouvés, toujours également répartis en graphite-gaz et eau légère, continuent à se développer jusqu'à la fin du siècle où ils représentent l'autre moitié du parc. Les réacteurs à eau lourde ont été choisis comme représentatifs des convertisseurs avancés, à la fois parce que leurs perspectives technico-économiques paraissent bonnes et parce que l'on en connaît relativement bien les caractéristiques. Parmi les convertisseurs avancés qui seront installés dans la Communauté on comptera également des réacteurs à haute température dont les perspectives sont elles aussi très favorables.

M O D E L E II							
Année au 1 janv.	G.G.		H ² O		D ² O		TOTAL
	MWe	%	MWe	%	MWe	%	MWe
1970	2 000	56	1 500	40	200	4	3 700
1975	5 500	46	5 500	46	1 000	8	12 000
1980	17 000	42,5	17 000	42,5	6 000	15	40 000
1985	28 000	37	28 000	37	19 000	26	75 000
1990	44 500	32	44 500	32	51 000	36	140 000
1995	65 000	28,5	65 000	28,5	98 000	43	228 000
2000	92 500	25	92 500	25	185 000	50	370 000

Tableau 19

Ce programme préjuge donc de l'arrivée des convertisseurs avancés à la maturité industrielle vers 1975 et, par contre, d'un échec relatif ou d'un retard considérable dans le développement des surgénérateurs rapides.

Le modèle III envisage le passage progressif des réacteurs éprouvés aux surgénérateurs à partir de 1980 et sans faire appel aux convertisseurs avancés. A la fin du siècle une moitié de la puissance nucléaire est constituée de surgénérateurs, l'autre moitié étant toujours équipée de réacteurs éprouvés, également répartis entre les deux filières.

M O D E L E III							
Année au 1. janvier	G.G.		H ² O		SURGENERATEURS		TOTAL
	MWe	%	MWe	%	MWe	%	
1970	2 000	56	1 500	40	-	-	3 700*)
1975	6 000	50	6 000	50	-	-	12 000
1980	19 500	49	19 500	49	1 000	2	40 000
1985	34 500	46	34 500	46	6 000	8	75 000
1990	60 500	43	60 500	43	19 000	14	140 000
1995	84 000	37	84 000	37	60 000	26	228 000
2000	92 500	25	92 500	25	185 000	50	370 000

Tableau 20

Ce modèle suppose donc que les convertisseurs avancés ne se développent pas comme on le prévoit actuellement, ou que leur développement soit freiné par une résistance plus grande des réacteurs éprouvés ou par une percée plus décisive des surgénérateurs rapides.

Le modèle IV met en ligne les trois types de réacteurs et prévoit que les convertisseurs avancés, notamment les réacteurs à eau lourde, assurent au cours d'une étape intermédiaire la transition entre les réacteurs éprouvés et les surgénérateurs rapides.

A la fin du siècle, les surgénérateurs représentent la moitié de la puissance totale, tandis que les réacteurs éprouvés n'en constituent plus que le cinquième et les convertisseurs avancés, moins du tiers.

*) La différence arithmétique apparaissant en 1970 entre la puissance installée totale et la somme des puissances installées en gaz-graphite et eau légère, est due à un programme expérimental eau lourde qui n'a plus été pris en compte au delà de 1975.

M O D E L E IV									
Année 1.janv.	G.G.		H ² O		D ² O		SURGENERATEURS		TOTAL
	MWe	%	MWe	%	MWe	%	MWe	%	MWe
1970	2 000	56	1 500	40	200	4	--	--	3 700
1975	5 500	46	5 500	46	1 000	8	--	--	12 000
1980	17 000	42,5	17 000	42,5	5 000	12,5	1 000	2,5	40 000
1985	25 000	33,5	25 000	33,5	19 000	25	6 000	8	75 000
1990	35 000	25	35 000	25	51 000	36	19 000	14	140 000
1995	35 000	15,5	35 000	15,5	98 000	43	60 000	26	228 000
2000	35 000	9,5	35 000	9,5	115 000	31	185 000	50	370 000

Tableau 21

Ce modèle suppose la réussite des convertisseurs avancés vers 1975 suivie de celle des réacteurs rapides vers 1985.

Les deux tableaux qui suivent reprennent, sous l'optique des catégories de réacteurs (tableau A) et sous celle des modèles (tableau B) les quatre évolutions envisagées.

Dans les chapitres suivants, chacune d'elles sera analysée en fonction des perspectives de prix de revient, de besoins d'approvisionnement ainsi que de certains autres critères, en vue de sélectionner celle dont s'inspirera le programme indicatif.

PARTICIPATION PRESUMEE DES DIVERS TYPES DE REACTEURS DANS LE CADRE DES MODELES I à IV (en % de la capacité totale)

A) PAR TYPE DE REACTEUR

PERIODE (au 1er janvier)	GAZ-GRAPHITE				EAU LEGERE				EAU LOURDE				SURGENERATEURS			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1970 ^(*)	56	56	56	56	40	40	40	40	-	4	-	4	-	-	-	-
1975	50	46	50	46	50	46	50	46	-	8	-	8	-	-	-	-
1980	50	42,5	49	42,5	50	42,5	49	42,5	-	15	-	12,5	-	-	2	2,5
1985	50	37	46	33,5	50	37	46	33,5	-	26	-	25	-	-	8	8
1990	50	32	43	25	50	32	43	25	-	36	-	36	-	-	14	14
1995	50	28,5	37	15,5	50	28,5	37	15,5	-	43	-	43	-	-	26	26
2000	50	25	25	9,5	50	25	25	9,5	-	50	-	31	-	-	50	50

Tableau 22

(*) En 1970, dans les modèles I et III, il a été tenu compte d'un programme expérimental à eau lourde représentant 4 % dans le total et qui n'intervient plus à partir de 1975.

PARTICIPATION PRESUMEE DES DIVERS TYPES DE REACTEURS DANS LE CADRE DES MODELES I à IV (en % de la capacité totale)

B) PAR MODELE

PERIODE (au 1er janvier)	MODELE I				MODELE II				MODELE III				MODELE IV			
	Filière				Filière				Filière				Filière			
	GG	H ² O	D ² O	SURG.	GG	H ² O	D ² O	SURG.	GG	H ² O	D ² O	SURG.	GG	H ² O	D ² O	SURG.
1970 ^(*)	56	40	-	-	56	40	4	-	56	40	-	-	56	40	4	-
1975	50	50	-	-	46	46	8	-	50	50	-	-	46	46	8	-
1980	50	50	-	-	42,5	42,5	15	-	49	49	-	2	42,5	42,5	12,5	2,5
1985	50	50	-	-	37	37	26	-	46	46	-	8	33,5	33,5	25	8
1990	50	50	-	-	32	32	36	-	43	43	-	14	25	25	36	14
1995	50	50	-	-	28,5	28,5	43	-	37	37	-	26	15,5	15,5	43	26
2000	50	-	-	-	25	25	50	-	25	25	-	50	9,5	9,5	31	50

Tableau 23

(*) En 1970, dans les modèles I et III, il a été tenu compte d'un programme expérimental à eau lourde représentant 4 % du total et qui n'intervient plus à partir de 1975.

3. POTENTIEL INDUSTRIEL ACTUEL DES SECTEURS NUCLEAIRES ET PARANUCLEAIRES - MOYENS FINANCIERS MIS EN OEUVRE

INTRODUCTION

Pour élaborer un programme indicatif, il est utile de connaître les structures et les capacités de production des industries nucléaires ainsi que les moyens mis en oeuvre pour en arriver au stade actuel du développement nucléaire dans la Communauté.

Ce chapitre présente tout d'abord quelques constatations sur la structure actuelle du secteur de l'électricité et du secteur de la construction des réacteurs, situés respectivement en aval et en amont des secteurs proprement nucléaires. Il donne ensuite des indications globales sur les capacités actuelles de production des diverses branches industrielles nucléaires répertoriées à l'Annexe II du Traité.

Dans une deuxième partie, ce chapitre précise les moyens financiers mis en oeuvre à ce jour dans la Communauté pour développer l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire : la connaissance de l'effort accompli est en effet nécessaire pour une évaluation correcte des possibilités futures.

3.1. STRUCTURE DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

3.1.1. Structure de la production

En 1963 et 1964, la production d'énergie électrique d'origine nucléaire ne représentait encore qu'un très faible pourcentage de la production nette totale (respectivement 811.10^9 kWh sur $337.753.10^9$ kWh en 1963 et $2.900.10^9$ kWh sur $363.750.10^9$ kWh en 1964). Les centrales nucléaires actuellement en service ont une puissance nette de 530 MWe contre 56.710 MWe pour les centrales thermiques classiques, à fin 1963.

La production électrique brute de la Communauté, en 1963, se répartissait comme suit :

PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE EN 1963 (+)							
	Communa- auté	Belgi- que	Rép. féd.d' Allem.	France	Italie	Pays- Bas	Lu- xem- bourg
TOTAL pour l'ensemble des sources et des pro- ducteurs en GWh bruts (10 ⁹ kWh bruts)	352.774	19.043	147.271	92.287	71.344	20.984	1.845
Décomposition suivant les producteurs, en % du total brut :							
1) Autoproducteurs	31,79	41,51	39,18	26,18	23,61	19,85	73,33
2) Services publics	68,21	58,49	60,82	73,82	76,39	80,15	26,67
Décomposition suivant les sources, en % du total brut :							
1) Hydraulique	29,24	0,75	8,4	47,73	64,63	-	26,7
2) Géothermique	0,69	-	-	-	3,4	-	-
3) Nucléaire	0,24	0,25	-	0,49	0,45	-	-
4) Thermique classique	69,83	99.-	91,6	51,78	31,52	100	73,3
	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Décomposition du ther- mique classique, en % du total brut :							
a) Houille et lignite ancien et dérivés	39,88	71,34	55,02	33,31	1,8	66,58	3,14
b) Lignite récent et tourbe	11,78	-	27,01	0,53	1,8	-	-
c) Fuel-, gas et diesel-oil et gaz raffinés	12,27	20,71	6,20	7,75	23,18	30,21	9,11
d) Gaz naturel	2,45	-	0,44	5,83	3,44	0,7	-
e) Gaz manufacturé et grisou	3,24	6,95	2,52	4,36	1,1	2,27	61,08
f) Autres combustibles	0,21	-	0,37	-	0,2	0,24	-
TOTAL du thermique classique	69,83	99.-	91,56	51,78	31,52	100	73,33

(+) Sera remplacé ultérieurement par les chiffres de 1964.

3.1.2. Structure de la propriété

Les centrales électriques sont propriété soit d'entreprises à capitaux privés, soit d'entreprises, organismes ou services publics, soit d'entreprises d'économie mixte. Le régime de propriété varie d'un pays à l'autre de la Communauté.

- (1) En Belgique, la production d'électricité destinée à la distribution publique est effectuée à 94 % par des entreprises à capitaux privés. Celles-ci sont contrôlées par des holdings spécialisées qui ont une sérieuse armature administrative et d'importants bureaux d'études bien organisés.

Le reste de la production est assuré par des auto-producteurs qui cèdent les surplus sur leur consommation au réseau de distribution publique.

Sur le plan nucléaire, des études ont été tentées par des syndicats groupant les principales holdings d'électricité (tels Syndicatatom et Syca). Il en est résulté :

- une participation à 50 % desdites holdings, par le truchement de "Centre et Sud" dans la constitution de la SENA (entreprise commune franco-belge) chargée de construire et d'exploiter la centrale nucléaire de Chooz (l'autre moitié de la participation vient d'Electricité de France - EDF -);
- la constitution d'un important "Bureau d'Etudes Nucléaires" - BEN - chargé des études d'engineering de réacteurs et de centrales nucléaires.

L'approvisionnement des centrales classiques en charbon et fuel-oil est également assuré par des entreprises privées. Les mines de charbon sont contrôlées par des holdings financières. Le fuel-oil est produit par les filiales des grandes sociétés pétrolières internationales.

- (2) En République Fédérale d'Allemagne, 3 % seulement de la production d'électricité pour la distribution publique sont fournis par des entreprises à capitaux majoritaires privés. Le reste de la production pour la distribution publique se répartit à raison de 42 % pour les "entreprises publiques" (95 à 100 % de participation au capital par le Bund, les Länder et/ou les Communes) et de 55 % pour les "entreprises d'économie mixte" (majorité aux mains des pouvoirs publics).

Le plus important des producteurs est la Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke -RWE - qui produit près du tiers du total de l'énergie électrique nécessaire à la distribution publique.

Les autoproducteurs fournissent la part non consommée de leur production au réseau.

Sur le plan nucléaire, la BEWAG, l'AKB et la RWE ont été les premiers producteurs d'électricité à étudier la possibilité d'exploitation d'une centrale nucléaire. La RWE (associée à la Bayernwerk AG) concrétisa ses études par la création de l'entreprise Kernkraftwerk RWE Bayernwerk GmbH - KRB - chargée de construire et d'exploiter la première centrale nucléaire allemande d'une puissance industrielle.

Deux autres centrales seront édifiées par KWL, filiale de Vereinigte Elektrizitätswerke Westphalen VEW A.G., A.E.G. et un groupe de banques et par KWO, filiale de Energieversorgung Schwaben A.G., Badenwerk A.G., Stadtwerke Karlsruhe et divers.

Dans l'ensemble, les producteurs d'électricité ne disposent guère d'équipes de spécialistes nucléaires.

En ce qui concerne l'approvisionnement des centrales thermiques classiques, les entreprises productrices d'électricité contrôlent à 90 % les entreprises extractrices de lignite mais n'ont que des participations limitées (et d'ailleurs en régression) dans quelques mines. Elles couvrent généralement leur approvisionnement en charbon par des contrats à long terme (Sonderlieferungsverträge) avec les comptoirs de vente. Le fuel-oil leur est livré par les grandes sociétés pétrolières internationales ou leurs filiales.

- (3) En France, depuis 1946, Electricité de France - EDF - service public dispose du monopole légal de la production, du transport et de la distribution d'énergie électrique. Ce monopole comporte cependant des exceptions surtout dans le secteur de la production. EDF avec la Compagnie Nationale du Rhône et certaines régies publiques, couvre 70 % des besoins globaux de courant et la quasi totalité de la distribution publique. Le reste des besoins est couvert par des producteurs industriels (auto-producteurs) qui cèdent d'ailleurs le surplus de leur production à EDF pour la distribution publique.

Sur le plan nucléaire, EDF a mis sur pied (en collaboration avec le CEA) un programme de centrales nucléaires en cours de réalisation. EDF agit comme maître d'oeuvre et dispose de bureaux d'études nombreux, capables de concevoir des plans détaillés de centrales nucléaires.

En ce qui concerne l'approvisionnement des centrales thermiques classiques, le charbon leur est généralement fourni par les mines nationalisées et le fuel-oil par des entreprises françaises ou des filiales des grandes sociétés pétrolières internationales. Le gaz naturel est également sous contrôle public.

- (4) En Italie, depuis 1964, l'Ente Nazionale per l'Electricità - ENEL -, entreprise publique, couvre 84 % des besoins en énergie électrique. Les 16 % restant sont fournis par les auto-producteurs industriels.

Sur le plan nucléaire, la SENN (du groupe public IRI), la SIMEA (du groupe public ENI) et la société privée SELNI (du groupe privé Edison), toutes trois absorbées par l'ENEL, ont fait construire trois centrales nucléaires. Les groupes d'études constitués au sein de ces firmes permettront sans doute à l'ENEL de jouer un rôle semblable à celui d'EDF en France pour la conception de centrales nucléaires et le travail de maître d'oeuvre.

En ce qui concerne l'approvisionnement des centrales thermiques classiques, le combustible liquide leur est généralement fourni par les sociétés du groupe public ENI tandis que la seule mine de charbon italienne est propriété de l'Etat (Sulcis en Sardaigne).

- (5) Au Grand Duché de Luxembourg, la totalité de la production électrique est le fait de sociétés à capitaux privés (auto-producteurs industriels).

Rien n'a été tenté sur le plan nucléaire.

- (6) Aux Pays-Bas, indépendamment d'une quantité relativement importante de courant fournie par les charbonnages, la production est entièrement aux mains d'entreprises contrôlées par des collectivités publiques et principalement provinciales (3/5) et municipales (2/5).

Sur le plan nucléaire, la SEP (Samenwerkende Electriciteits Productiebedrijven) a décidé la construction d'une petite centrale nucléaire mais les producteurs n'ont pas une équipe spécialisée suffisamment étoffée pour jouer un rôle semblable à celui d'EDF.

En ce qui concerne l'approvisionnement des centrales thermiques classiques, l'Etat contrôle 60 % de la production de charbon extrait des "Staatsmijnen" tandis que des sociétés à capitaux privés fournissent 40 %. L'Etat et les Staatsmijnen contrôlent en outre pour moitié l'extraction du gaz naturel.

3.1.3. Observations sur les différences structurelles constatées

Les différences ainsi constatées d'un pays de la Communauté à l'autre dans la structure de la propriété des moyens de production de l'électricité peuvent avoir des incidences sur le développement des centrales nucléaires.

- (1) La propriété publique des moyens de production de l'électricité permet à l'autorité centrale d'imposer le rythme et la structure de développements les plus appropriés ainsi que la gestion la plus économique du parc d'installations disponibles. La construction de centrales nucléaires peut ainsi être décidée en fonction des objectifs d'une politique énergétique et notamment de la sécurité d'approvisionnements ou encore en fonction d'une politique industrielle, alors que le seul critère "rentabilité" est retenu par l'exploitant privé.

L'autorité centrale peut aussi choisir la filière de réacteurs dont le développement lui semble le plus conforme aux intérêts nationaux.

Pour atteindre les mêmes buts dans un système économique où la production de l'énergie est assurée par le secteur privé, la puissance publique peut uniquement recourir à des encouragements tel que, par exemple des subsides, la décision de construire n'étant prise, au mieux, que si l'investissement n'entraîne pas de trop grands risques de pertes pour l'exploitant.

- (2) Les réseaux nationalisés sont généralement les plus complètement interconnectés grâce aux décisions prises par l'autorité centrale. Le transport de l'énergie est donc aisé et l'implantation des centrales, et en particulier des centrales nucléaires, sera décidé d'autorité en tenant compte essentiellement de ce que ces dernières fournissent l'énergie de base sur un marché qui n'a pour limites éventuelles que les frontières politiques.
- (3) L'impôt direct sur les revenus grève le prix de revient de l'électricité si on tient compte de la rémunération des capitaux investis. Comme l'importance de ces derniers est plus grande pour une centrale nucléaire que pour une centrale conventionnelle, l'exemption d'impôts directs dont jouissent généralement les entreprises publiques joue en faveur des centrales nucléaires.

- (4) Tandis que EDF en France est équipé de bureaux d'études capables de concevoir et de diriger la construction de centrales nucléaires et de jouer ainsi un rôle d'architecte industriel, il n'en est pas de même dans les autres pays de la Communauté.

L'ENEL aura sans doute les moyens de créer une équipe analogue et la formule belge (avec le BEN) permettrait d'obtenir des résultats semblables.

Par contre, en Allemagne, les producteurs d'électricité commandent "clé sur porte" les centrales qu'ils doivent exploiter et ils ne disposent pas d'équipes d'études étoffées.

Cette différence essentielle d'un pays de la Communauté à l'autre rend difficile l'application d'une politique industrielle nucléaire de développement uniforme pour la Communauté.

3.2. LE SECTEUR DE LA CONSTRUCTION DE REACTEURS

On trouve surtout dans ce secteur des entreprises qui ont ajouté à leurs multiples activités une division nucléaire ou ont créé une filiale spécialisée. L'ampleur des moyens à mettre en oeuvre, les difficultés techniques et les risques que la construction de réacteurs comporte, expliquent que seules quelques entreprises très importantes, financièrement solides et dotées de vastes services d'études, aient pu s'engager, elles-mêmes ou par des filiales, dans cette activité.

3.2.1. Les réacteurs de puissance en Europe et leurs principaux fournisseurs

<u>Réacteurs</u>	<u>Principaux fournisseurs</u>
EDF 1)	Industrie française (SFAC, SACM, Fives Penhoet, Alsthom, GAAA, Indatom et ses participants, etc...)
EDF 2)	
EDF 3)	
EDF 4)	
EDF 4bis)	
EDF 5)	
SENA	AFW (ACEC, FRAMATOME, Westinghouse)
KRB	AEG, IGEOA, Hochtief
KWL (Lingen)	AEG
KWO (Obrigheim)	Siemens
SENN	IGEOA avec industrie italienne (entre autres Terni et Ansaldo)
SIMEA	The Nuclear Power Group (TNPG) et industrie italienne (SNAM notamment)
SELNI	Westinghouse et industrie italienne (entre autres Franco(Tosi et Marelli)
GKN (SEP)	Industrie néerlandaise

+) La signification des abréviations est donnée en appendice.

3.2.2. Principales constructions et études nucléaires effectuées par certaines entreprises de la Communauté (+) (++)

Entreprises	Réacteurs prototypes et de puissance construits ou en construction, souvent en collaboration avec d'autres entreprises	Etudes de développement de réacteurs
<u>Belgique</u> ACEC Belgonucléaire BEN	SENA BR 3 BR 3, SENA	PWR Vulcain, réact.rapides PWR
<u>Allemagne</u> AEG Siemens (SSW) D.Babcock & Wilcox Interatom BBC/Krupp MAN GHH	Kahl, KRB, KWL (Lingen) MZFR, KWO (Obrigheim), KKN PWR (prop.navale) PWR (prop.navale), KNK AVR	BWR, surchauffe nucléaire PWR, GG, EL AGR, HTGR OMR, GG, réact.modéré à l'hydrure de zirconium, refroidi au sodium HTGR, THTR PWR transportable; prop. navale Réact.modéré à l'oxyde de béryllium et refroidi à l'hélium
<u>France</u> Notamment : Alsthom) SFAC) GAAA) Indatom) Framatome)) G 1 à 3) EDF 1 à 4, EL 4)) SENA	GG, EL PWR
<u>Italie</u> Fiat SORIN Terni, Ansaldo, etc. Franco Tosi, Marelli SNAM (AGIP Nucl.)	SENN SELNI SIMEA	PWR PRO modéré organ.(OMR) BWR GG, Adv.Magnox, OMR
<u>Pays-Bas</u> Neratoom	GKN (SEP)	BWR

(+) De nombreuses entreprises participent au développement d'ORGEL ainsi qu'au développement des réacteurs rapides de Cadarache et de Karlsruhe.

(++) La signification des abréviations est donnée en appendice.

3.2.3. Types de réacteurs étudiés et construits en Europe

Comme le montre le tableau ci-dessus, les études des entreprises européennes couvrent des types très divers de réacteurs. Mais les efforts ont porté essentiellement sur les deux types de réacteurs éprouvés : gaz-graphite (GG) d'une part, eau légère (PWR et BWR) d'autre part. Les firmes françaises, la SNAM et plus récemment SSW, se sont surtout intéressées aux réacteurs graphite-gaz, et presque toutes les autres (y compris SSW), aux réacteurs à eau légère. La capacité totale de production pour ces deux types de réacteur est ainsi du même ordre de grandeur. Plusieurs de ces firmes ont aussi participé aux études et à la construction de réacteurs modérés à l'eau lourde (EL) et certaines aux études et expériences sur les réacteurs à haute température (HTGR, THTR) et sur les surgénérateurs.

La dispersion des efforts est sans doute le grand danger dans le domaine de la construction des réacteurs, en raison des moyens importants tant humains que financiers qui doivent être mis en oeuvre pour maîtriser ces techniques nouvelles. Mais, les possibilités de certaines des firmes citées sont déjà considérables.

3.2.4. Structure du secteur par pays

- (1) D'une manière générale, la France se trouve incontestablement en tête en ce qui concerne la technique nucléaire. Cela est dû certes à un départ plus précoce que les autres, sous l'impulsion des pouvoirs publics, mais aussi certainement aux travaux réalisés en groupe, bien souvent sous l'égide du CEA.

Les industriels français de ce secteur ont pris l'habitude de la collaboration et, grâce à cela, font souvent l'économie de recherches individuelles et de tâtonnements. Plusieurs entreprises spécialisées ont fréquemment joint leurs compétences pour réaliser des réacteurs et cette collaboration s'est traduite dans certains cas par la création d'entreprises spécialisées de production et/ou d'études. On distingue notamment trois groupements du genre.

- L'un est réalisé sous l'égide de la SACM avec sa filiale ALCATEL, sa participation de plus de 49 % (avec Chantiers de l'Atlantique Penhoet-Loire - en abrégé "Atlantique" - : plus de 49 % aussi) dans GAAA et, accessoirement, dans Dynatom (avec Atlantique et North American Aviation, chacun pour un tiers) ainsi que par sa participation (avec CFTH) dans ALSTHOM. A noter en outre l'association de l'"Atlantique" avec Fives Lille-Cail dans la société Fives-Penhoet.

- Le deuxième groupement a été réalisé au sein d'INDATOM par l'association de CAFL, CSF, CGE, Péchiney, St Gobain TN, Babcock Wilcox français, Neyrpic, CEM et Chatillon-Commentry.
- Le troisième groupement, autour de Schneider et Electrorail (Belgique) comprend la SFAC, Matériel Electrique SW, Jeumont, CITRA qui ont constitué FRAMATOME avec Merlin et Gérin et l'agent en France de Westinghouse, la Société de Modernisation Industrielle.

Ces trois groupements et d'autres firmes françaises ont participé à la construction de nombreux réacteurs de types divers mais s'efforcent surtout de réaliser actuellement pour et avec le CEA et l'EDF, les réacteurs de la filière graphite-gaz (EDF 2 à EDF 5) après avoir participé à la construction des réacteurs G 1 à G 3 et EDF 1 de la même filière. Une autre réalisation en cours est le réacteur à eau lourde EL 4. Ces trois groupements sont équipés de services et de bureaux d'études spécialisés; ils ont un potentiel industriel considérable, de gros moyens financiers et une solide expérience nucléaire.

- (2) En Allemagne, les constructeurs travaillent d'une manière plus individuelle qu'en France et ne collaborent guère entre eux. Ils ont souvent choisi d'étudier telle ou telle filière en raison des apports techniques qu'ils espéraient de leurs associés de pays tiers. AEG et Siemens sont en tête des entreprises constructrices avec les firmes de leur groupe. Elles ont des bureaux d'études bien pourvus en spécialistes nucléaires, des accords et un appui technique du côté américain (G.E. ou Westinghouse) et un potentiel industriel en même temps que des moyens financiers puissants qui leur permettent d'entreprendre l'étude et la construction de réacteurs complets. Viennent ensuite le groupe de Gutehoffnungshütte (GHH) (avec notamment la MAN), l'association de Brown-Boveri et Krupp, Interatom (filiale de Demag et de North American Aviation) et le groupe Babcock Wilcox.
- (3) En Belgique, un effort collectif a été réalisé dans le cadre du centre de Mol et en vue de la construction de la centrale de Chooz, mais d'une manière moins systématique qu'en France. Certaines firmes poursuivent individuellement des études sur des types spéciaux de réacteurs. Les entreprises intéressées au développement nucléaire font cependant toutes partie des groupes contrôlés par les grandes holdings financières (SGB, Cofinindus-Brufina, Electrorail). Il en est notamment ainsi des ACEC, de Cockerill-Ougrée et de la Belgonucléaire. L'association de firmes belges (et notamment Belgonucléaire et Cockerill Ougrée) avec l'UKAEA au sein de la Société anglo-belge Vulcain doit aussi être signalée.

- (4) Aux Pays-Bas, un effort de groupement a été fait au sein de Nera-toom mais l'expérience de ce groupe doit encore se confirmer.
- (5) Enfin, en Italie, quelques firmes industrielles ont tenté un effort nucléaire. Elles forment trois groupes dont l'un est privé (Fiat-Montecatini-Sorin) et les deux autres publics : l'un sous l'égide de l'IRI avec Ansaldo, Ansaldo San Giorgio, Terni et l'autre faisant partie du groupe ENI avec la SNAM et Nuovo Pignone.

3.2.5. Intervention de la puissance publique

La participation financière des pouvoirs publics au capital des entreprises industrielles qui participent ou peuvent participer à la construction de réacteurs est l'exception. En Allemagne, en Belgique et aux Pays-Bas, l'intervention des pouvoirs publics se limite généralement à la recherche ou tout au plus à la construction de prototypes.

En France, l'Etat contrôle la SNECMA et les pouvoirs publics (CEA et EDF) ont participé largement à la recherche et au développement des réacteurs. En outre, ils interviennent au titre de conseils et même de promoteurs auprès de certains groupements industriels. En Italie, l'ENI et l'IRI, deux holdings publiques, contrôlent financièrement plusieurs firmes constructrices tandis que le CNEN dirige la recherche et finance des prototypes.

3.2.6. Collaboration avec les pays tiers et collaboration intra-communautaire

- (1) Une collaboration, parfois étroite, est établie entre certains constructeurs européens et des constructeurs de pays tiers (en particulier aux USA). C'est le cas notamment de AEG dont General Electric (G.E.) détient une partie des actions, de Siemens avec Westinghouse, de Demag qui a créé avec North American Aviation (Div. Atomics International) la Société Interatom. La SACM et les Chantiers de l'Atlantique ont fondé avec la même North American Aviation la Société française Dynatom, de la Deutsche Babcock avec la société-mère britannique Babcock & Wilcox Ltd, des ACEC et Framatome avec Westinghouse, de Ansaldo et d'autres entreprises italiennes du groupe public de l'IRI avec G.E., de Cockerill-Ougrée et Belgonucléaire avec l'UKAEA pour créer la société anglo-belge Vulcain.
- (2) Sur le plan intra-communautaire, quelques exemples de collaboration peuvent être cités : c'est le cas de certaines réalisations du programme Orgel et du programme des réacteurs rapides. On peut

citer aussi la collaboration qui se noue entre Siemens et l'industrie française pour la réalisation d'un réacteur graphite-gaz et la collaboration qui s'est établie entre des firmes françaises et belges (avec Westinghouse) pour la construction du réacteur à eau légère de Chooz.

Les collaborations intra-communautaires doivent être encouragées et même suscitées, une concentration des moyens européens étant indispensable si l'on souhaite une certaine indépendance vis-à-vis des puissantes entreprises de pays tiers.

3.2.7. Observation sur les différences structurelles constatées

En France, EDF joue un rôle d'architecte industriel et est conseillé par des bureaux d'études spécialisés, juridiquement indépendants. Les constructeurs répondent ainsi à des appels d'offres séparés pour les différentes parties d'une centrale nucléaire.

En Allemagne, au contraire, les producteurs d'électricité appellent des offres "clé sur porte" et les constructeurs y répondent en faisant travailler leurs propres services d'études et en produisant éventuellement sous licence, avec l'appui technique de firmes extérieures à la Communauté.

Ces deux systèmes rendent les ententes et groupements intra-communautaire difficiles surtout si l'on tient compte en outre du fait que les réacteurs à gaz-graphite sont développés en priorité par les uns tandis que les autres produisent surtout des réacteurs à eau légère.

3.3. POTENTIEL ACTUEL DES SECTEURS INDUSTRIELS NUCLEAIRES DE LA COMMUNAUTE

3.3.1. Ressources d'uranium mises à jour actuellement dans la Communauté

Les ressources en minerai actuellement connues (réserves mesurées au 31/12/1963 en t. métriques d'uranium métal et pour des productions à moins de 8 à 10 u.c./lb d' U_3O_8) sont les suivantes :

Allemagne	850 t
Italie	1.000 t
France	25.000 t
	<u>26.850 t</u>
	=====

Les besoins de la Communauté d'ici 1980 représentent environ deux fois ces quantités. La Communauté est donc largement déficitaire.

Sauf découverte de nouveaux gisements, les capacités de production ne pourront augmenter au rythme de la demande et les réserves actuellement connues se trouveront rapidement épuisées.

Plus de détails sont donnés à ce sujet dans le chapitre 8 relatif à l'approvisionnement.

3.3.2. Production et concentration des minerais

Dans l'ensemble de la Communauté et des pays associés, les productions ont été les suivantes, d'après les données recueillies pour 1963 :

Production dans la Communauté en 1963		
P a y s	Minerai (en tonnes)	Concentrés (en tonnes d'U contenu)
Allemagne	± 30.000	1.565
France	792.200	
Italie (1961)	500	

Cette production a couvert la demande qui s'est manifestée mais celle-ci ira en s'amplifiant largement dès que sera atteinte la compétitivité de l'énergie nucléaire, soit, très vraisemblablement, à partir des années 1970.

3.3.3. Préparation du combustible nucléaire
(traitement, raffinage, préparation)

La situation d'ensemble de la Communauté peut se résumer comme suit :

Installations de traitement, raffinage et préparation du combustible				
Pays	Site	Exploitant	Nature de la production	Capacités de production
Belgique	Olen	Metallurgie-Hoboken (anc. SGMH)	Raffinage des concentrés Uranium métal UF ₆ en UO ₂ faiblement enrichi	750 t/an 50 t/an 6 t/an
Allemagne	Wolfgang	NUKEM	Raffinage des concentrés; tous composés chimiques de l'U et Uranium mét. Combustibles au Pu (en projet)	100 t/an d'U contenu
	Karlsruhe	ALKEM		1 t/an
France	Le Bouchet	CEA	Raffinage des concentrés et production d'Uranium (métal et uranates). Thorium. Raffinage des concentrés et production d'U métal	800 t/an
	Malvési	SRU		400 t/an 1500 t/an ./...

Pays	Site	Exploitant	Nature de la production	Capacités de production
France (suite)	La Rochelle) La Pallice)	Péchiney	Nitrate de Th (qualité manchon)	75 t/an
			Oxyde de thorium	30 t/an
			Thorium métal en billettes	25 t/an
			Récupération déchets d'uranium enrichi	10 t/an

Dans l'ensemble, environ 2.500 t/an d'uranium métal ou d'uranium contenu (uranates, carbures, UO_2) et 500 à 530 t/an de thorium peuvent être traités et préparés dans la Communauté.

En dépit du fait qu'à part les usines de Malvési et du Bouchet, aucune installation européenne n'accède jusqu'ici aux dimensions industrielles, ces capacités suffisent à satisfaire la demande actuelle et celle prévisible dans l'avenir immédiat, sauf pour la transformation d' UF_6 en UO_2 , pour l'uranium faiblement enrichi et pour des demandes spécifiques tels que certains types d'oxyde (poudre - ceramic grade, etc...). Toutefois, l'expérience acquise par les firmes déjà engagées dans ce domaine devrait leur permettre d'augmenter rapidement leurs capacités lorsque la nécessité s'en fera sentir d'ici 1967/68.

3.3.4. Production d'hexafluorure et installations d'enrichissement de l'uranium

Dans la Communauté, seule la France construit une installation d'enrichissement. La capacité n'en est pas connue mais on sait qu'elle représente un investissement très important (de l'ordre de 1 milliard d'u.c. AME). Des unités industrielles de production d'hexafluorure d'uranium sont naturellement annexées à l'usine d'enrichissement.

L'usine de Pierrelatte n'est pas destinée actuellement à la production pour le secteur civil.

Les capacités du monde occidental couvriraient les besoins jusqu'aux environs de 1980.

3.3.5. Fabrication des éléments de combustible

(1) La situation d'ensemble de la Communauté peut se résumer comme suit, par pays et par installation (+) :

Fabrication d'éléments de combustible				
Pays	Site	Exploitant	Nature de la production	Capacités de production
Belgique	Dessel	MMN	Eléments de type MTR Eléments à UO ₂	4000 plaques/an 6 t/an (++)
Allemagne	Wolfgang	Nukem	Eléments de type MTR Eléments à Uranium métall naturel ou faiblement enrichi	5000 à 7000 plaques/an 25 t/an
	Erlangen Grosswelzheim	Siemens AEG	Eléments à UO ₂ naturel ou faiblement enrichi Eléments à UO ₂ Eléments à UO ₂	25 t/an (+++)
France	Annecy	SICN	Eléments à Uranium naturel	1000 t/an
	Romans/ Isère	CERCA	Eléments à Uranium naturel Eléments de type MTR Eléments à UO ₂ faiblement enrichi	500 t/an 20000 plaques/an 20 t/an
	Orsay	CICAF	Pastilles d'UO ₂	25 t/an
Italie	Saluggia	Italatom	Eléments à Uranium faiblement enrichi Eléments de type MTR Pastilles d'UO ₂	5 t/an 15000 plaques/an 2,8 t/an
	Turin	Fiat	Eléments à UO ₂ faiblement enrichi	
Pays-Bas	Eindhoven	Philips	Eléments à UO ₂ (en projet)	

(+) La signification des abréviations est donnée en Appendice.

(++) Une extension de l'usine est en cours.

(+++) AEG aurait en outre conclu un accord avec G.E. (USA) pour créer une usine de fabrication d'éléments de combustible à UO₂ légèrement enrichi, à Grosswelzheim.

En outre, des installations pilotes et des laboratoires de recherches peuvent fabriquer des quantités réduites mais parfois non négligeables d'éléments de combustible au plutonium (+) :

Belgique - le CEN avec Belgonucléaire, à Mol
 Allemagne - Alkem (en projet), à Karlsruhe
 France - le CEA, à Cadarache

En outre, Nukem vient de constituer en Allemagne, avec l'UKAEA, la Nukleardienst GmbH qui montera les services nécessaires au cycle de combustible des réacteurs à gaz avancés (AGR).

Par nature de production, les capacités actuelles se présentent grosso-modo comme suit pour l'ensemble de la Communauté :

Eléments de combustible à uranium naturel pour réacteurs graphite-gaz (en t d'uranium contenu/an)	1.500
Eléments de combustible à uranium enrichi pour réacteurs à eau légère (en t d'uranium contenu/an)	50
Eléments de type MTR pour réacteurs de recherche (en plaques/an)	45.000
Eléments de combustible au plutonium (en t/an)	quelques

(2) Liaisons des fabricants d'éléments de combustible

La MMN (Belgique) a pour principaux actionnaires la Métallurgie Hoboken, la F.N., les ACEC (plus la Belgonucléaire et la Société Générale des Minerais) ainsi que la Rio Tinto (U.K.). Elle collabore avec la CERCA (France) pour la fourniture d'éléments de réserve pour le réacteur de Chooz de la SENA. Elle est sous-licenciée de Westinghouse par les ACEC.

La NUKEM (Allemagne) a pour principaux actionnaires la Degussa (majoritaire) et la Metallgesellschaft ainsi que Rio Tinto (U.K.) et Mallinckrodt (U.S.A.). La Nukem a créé l'ALKEM avec Dow Chemical (USA) et la Nukleardienst GmbH avec l'UKAEA.

La CERCA (France) a été créée par Pechiney, St Gobain TN, l'Union Européenne Industrielle et Financière (groupe Schneider) ainsi que Sylcor (U.S.A.). La CERCA est actionnaire de la CICAF avec la CSF.

En outre, a été créée récemment pour la production industrielle d'éléments de combustibles frittés, la SFEC (Société pour la Fabrication des Elements de Combustibles) dont les actionnaires sont CSF (majoritaire), la Carbone Lorraine, Metafram et Ugine. Les installations de la CICAF seront maintenues au titre de pilote.

La SICN (France) a été créée par la SACM, Kuhlmann, Ugine, Tréfinmétaux avec la Société Lyonnaise des Eaux et de l'Eclairage et Lille-Bonnières-Colombes.

Enfin, l'ITALATOM a été créée par la SORIN (elle-même filiale de Fiat et Montecatini) et le CNEN avec participation de Mallinckrodt (U.S.A.), Anglo-American (Afrique du Sud) et Engelhard (Canada).

(3) Etat des marchés et du développement industriel

En Europe, la demande a porté tout d'abord sur des quantités réduites d'éléments de combustibles et sur des réacteurs de recherches et expérimentaux et sur des quantités de plus en plus importantes pour les réacteurs plutonigènes et de puissance de la filière "graphite-gaz", exploités en France. Ensuite, les besoins ont porté sur des quantités également croissantes d'éléments de combustible à uranium enrichi pour réacteurs de puissance à eau légère.

- a) Les fabricants européens sont généralement en mesure de faire face à la demande des réacteurs de recherches et expérimentaux. Il s'agit là de quantités réduites mais très diverses quant à leur composition et à leurs caractéristiques techniques.
- b) Les entreprises françaises de fabrication d'éléments, créées à l'initiative du Commissariat à l'Energie Atomique et dépendantes de lui, ont été associées à la conception et à la construction des réacteurs à uranium naturel-graphite-gaz. Elles ont dès lors pu fournir aux exploitants (CEA et EDF) les éléments de combustible demandés. La politique suivie par le CEA, dans ce domaine, a permis une pleine utilisation des capacités de production créées ainsi qu'un transfert progressif à l'industrie privée des connaissances indispensables à une production très spécialisée.

La demande prévisible est également couverte par les capacités des fabricants dans ce secteur et la concurrence pourra normalement jouer en cas de demandes extérieures.

- c) En revanche, le marché communautaire des éléments de combustibles pour réacteurs à eau légère n'offrira pas aux fabricants, pendant plusieurs années, un débouché tel que cette industrie puisse raisonnablement se développer sur une base purement concurrentielle.

La fabrication des éléments utilisant l' UO_2 n'est encore qu'au stade initial de son développement : les problèmes de fabrication des pastilles peuvent être considérés comme résolus, tandis que des efforts sont encore nécessaires pour la fabrication des gaines, le façonnage, l'assemblage et les méthodes de contrôle des éléments.

Des goulots d'étranglement subsistent pour certaines opérations élémentaires (fours, presses, laminoirs, etc...). Leur suppression n'est pas difficile à réaliser mais seul l'établissement d'un marché stable et croissant incitera à y procéder.

L'expérimentation sous irradiation en vraie grandeur est pratiquement nulle. Les premiers coeurs des réacteurs de puissance à eau légère, en exploitation ou en construction dans la Communauté, ont en effet été calculés, projetés et fabriqués par des entreprises de pays tiers. Quelques industries de la Communauté ont toutefois pris des initiatives pour combler cette lacune, au moins pour certains réacteurs.

Une des premières tâches des fabricants de la Communauté sera de se mettre en mesure de fabriquer les rechargements partiels des réacteurs actuellement en exploitation ou en projet. Pour déterminer les caractéristiques des rechargements successifs, des travaux étendus d'élaboration et de calcul seront nécessaires, surtout si l'on désire suivre l'amélioration continue des performances.

(4) Considérations sur les possibilités de développement futur

Ces quelques éléments d'appréciation sur le secteur des éléments de combustible doivent être complétés par certaines considérations de caractère plus général.

- a) L'impossibilité d'isoler la fabrication des éléments de combustible des autres phases du cycle de combustible et de la conception de la centrale requiert soit des liens structurels étroits avec d'autres industries et d'autres organismes, soit l'organisation au sein d'une même firme ou d'un même groupe de firmes étroitement associées de tous les départements nécessaires à la conception et à la construction d'un coeur de réacteur nucléaire complet. Ceci est d'autant

plus vrai que le volume du marché des prochaines années est constitué presque pour moitié par les premières charges des réacteurs de puissance : les fabricants d'éléments de combustible n'auront donc un large accès au marché que s'ils sont étroitement associés, dès le stade du projet, à la construction du réacteur.

- b) Les exploitants des centrales de puissance demandent actuellement des garanties pour se couvrir, autant que possible, contre les risques financiers résultant d'une défaillance des éléments de combustible mais, avec l'expérience acquise, ces exigences s'atténueront dans quelques années.

Ces garanties d'abord limitées à l'obligation pour le constructeur de remplacer les éléments défectueux se sont étendues ensuite à la couverture du cycle de combustible dans son ensemble, sous forme de dédommagement pour diverses pertes résultant d'une diminution des taux d'irradiation.

Dans la plupart des contrats, ces garanties ne sont maintenues au-delà du premier cœur que si le fournisseur des éléments de rechange a conclu un accord avec le fabricant original. Les exploitants tiennent naturellement à conserver ces garanties qui atteignent parfois des montants considérables et souhaiteraient obtenir des fabricants de la Communauté des conditions équivalentes à celles offertes par les fournisseurs extérieurs.

Les engagements commerciaux usuels du vendeur couvrent le remplacement des pièces défectueuses et ce, pendant une durée limitée. Mais les garanties exigées des fabricants d'éléments de combustible doivent parfois couvrir en outre d'autres conséquences des défaillances constatées.

Il en résulte donc qu'à côté des raisons techniques, des raisons commerciales et financières poussent à une intégration industrielle permettant de répartir les risques financiers sur un volume important d'activité et d'affaires.

- c) Le protectionnisme relatif dont bénéficie l'industrie communautaire des éléments de combustible et le coût relativement moins élevé de la main-d'oeuvre communautaire par rapport à d'autres pays tiers sont deux éléments qui peuvent jouer en faveur du développement du secteur des éléments de combustible en Europe.

Mais l'implantation dans ce secteur d'entreprises nouvelles financées par des pays tiers ou la prise de participations étrangères dans des entreprises existantes ne peuvent être empêchées. C'est

par ces moyens dès lors que certains industriels de pays tiers, techniquement plus avancés dans la fabrication de réacteurs et d'éléments de combustible, tentent de s'insérer dans ce secteur en Europe même, réalisant ainsi une concentration industrielle. Devant celle-ci, des firmes européennes indépendantes, axées sur la seule fabrication d'éléments de combustibles, risquent de connaître dès lors une situation difficile.

3.3.6. Traitement des combustibles irradiés

Pour l'ensemble de la Communauté, la situation peut se résumer comme suit :

Installations de traitement des combustibles irradiés (+)				
Pays	Site	Exploitant	Traitement de combustibles à	Capacités de traitement
Belgique	Mol	Eurochemic	Uranium naturel ou légèrement enrichi	60 t/an
			Uranium hautement enrichi de type MTR (en construction)	150 kg/jour
France	Marcoule (usine)	CEA	Uranium naturel	-
	Marcoule (At.pilote)	CEA	Uranium naturel	50-100 kg/jour
	Cap de la Hague	CEA	Uranium naturel (en construction)	-
Italie	Saluggia	CNEN-Eurex	Uranium hautement enrichi de type MTR (en projet)	30 kg/jour
	Rotondella	CNEN-PCUT	Uranium-Thorium (en construction)	60 kg/jour

Aucune possibilité commerciale de retraitement de combustibles irradiés n'existe actuellement dans la Communauté, mais un certain nombre d'installations sont à un stade plus ou moins avancé de construction ou en projet.

(+) La signification des abréviations est donnée en Appendice.

Le tableau ci-dessus indique le type d'élément pour lequel chaque usine a été principalement conçue; du point de vue technique, il serait cependant possible, moyennant certaines adaptations, de traiter d'autres catégories d'éléments. Mais pour certains projets, le volume réduit des combustibles qui devraient faire l'objet du retraitement rendrait les adaptations pratiquement difficiles sinon impossibles en raison des capacités nominales actuellement prévues et des modifications onéreuses qu'il y aurait néanmoins lieu d'apporter à la chaîne des opérations.

Seules des unités de grande dimension peuvent être considérées comme rentables et il serait donc raisonnable d'envisager des entreprises communautaires en nombre aussi restreint que possible pour faire face aux besoins au-delà de 1980.

3.3.7. Les modérateurs et matières diverses

(1) L'eau lourde

Actuellement, la Communauté dépend des Etats-Unis et de la Norvège pour son approvisionnement en eau lourde. La France a toutefois commencé, à Mazingarbe (Nord), la construction d'une usine d'eau lourde de dimension industrielle dont la capacité initiale serait de 20/25 t/an.

Il n'est cependant pas douteux que l'installation de nombreux réacteurs à eau lourde créerait, à terme, un problème d'approvisionnement en D_2O qui ne pourrait se résoudre que par la création d'autres usines ou par l'acceptation d'une dépendance à l'égard des pays tiers. Il faut en effet 0,6 à 1 t. d'eau lourde par MWe installé, selon les systèmes, avec une perte de 2 à 5 % par an.

(2) Le graphite de pureté nucléaire

Le graphite de pureté nucléaire est fabriqué à partir de graphite naturel ou de cokes de pétrole. Des capacités limitées, mais aisément extensibles, sont disponibles en France. En Allemagne et en Italie, certaines capacités de fabrication de graphite pourront être adaptées progressivement à une production industrielle de graphite de pureté nucléaire. La couverture des besoins en graphite nucléai-
rement pur ne semble donc pas poser de réels problèmes.

(3) Le béryllium

La capacité des installations françaises existantes est de + 60 t/an. Les besoins actuels de la Communauté sont faibles.

(4) Le zirconium

Pour les fournitures importantes (telles que tubes pour réacteurs à eau légère), il est généralement fait appel à des sources d'approvisionnement extérieures à la Communauté.

Des installations allemandes et françaises couvrent cependant une grande partie des besoins en éponges de zirconium de pureté nucléaire et pourraient sans doute se développer dans le cas d'une demande soutenue. La capacité des installations de fabrication de tubes de zirconium (Allemagne et France) est par contre actuellement trop modeste.

3.3.8. Réacteurs

Outre quelques 70 réacteurs de recherches, d'essais, d'enseignement et d'expérience, 25 réacteurs prototypes ou de production (d'énergie électrique et/ou de plutonium) ont été construits, sont en construction ou en projet ferme, dans la Communauté.

Les réacteurs qui offrent le plus d'intérêt dans l'optique du présent document sont ceux qui équipent les centrales électriques mentionnées au chapitre précédent.

A leur sujet, l'on notera que :

(1) Les réacteurs prototypes ou de puissance actuellement en service, en construction ou en projet représentent les puissances électriques nettes suivantes par type de réacteurs, en MWe.

	G.G.	L.W.	Autres	Total
Critiques ou en service	555	422	-	977
En construction	960	958	150	2.068
Projets décidés	1.515	1.380	150	3.045
	960	48	145	1.153
	2.475	1.428	295	4.198

Les réacteurs construits ou en construction totalisent donc une puissance électrique nette de 3.045 MWe, dont

- 50 % pour les réacteurs graphite-gaz (G.G.)
- 45 % pour les réacteurs à eau légère (L.W.)
- 5 % pour les autres, avec 4 % pour l'eau lourde (E.L.)

Si l'on prend en considération en outre les projets décidés, il semble que l'équilibre atteint entre les réacteurs G.G. et L.W. (pourcentages ci-dessus) doive se rompre en faveur du G.G. (59 % contre 34 % pour les L.W.). En fait, cette rupture n'est pas démontrée car le déséquilibre résulte de ce que EDF a établi un programme de construction pour plusieurs années alors que les autres producteurs n'ont pas établi de prévisions à si long terme.

(2) On peut donc dire qu'il y a, jusqu'à présent, un équilibre dans le développement des réacteurs à graphite-gaz et de ceux à eau légère.

En ce qui concerne l'eau légère, les 1.428 MWe de puissance électrique totale se répartissent en

PWR	805 MWe
et BWR	<u>623 MWe</u>
	1.428 MWe
	=====

(3) La répartition des puissances nucléaires par pays est la suivante :

Allemagne Fédérale	917 MWe, soit 22 % du total	
France	2.483 MWe, soit 59 % du total	
Belgique	143 MWe, soit 3 % du total	
Italie	607 MWe, soit 15 % du total	
Pays-Bas	48 MWe, soit 1 % du total	
Total :	<u>4.198 MWe</u>	<u>100 %</u>
	=====	=====

Si l'on ne tient compte que des centrales construites ou en construction, la répartition est la suivante :

Allemagne Fédérale	772 MWe, soit 25 % du total	
France	1.593 MWe, soit 50 % du total	
Belgique	143 MWe, soit 5 % du total	
Italie	607 MWe, soit 20 % du total	
Pays-Bas	-	
	<u>3.045 MWe</u>	<u>100 %</u>
	=====	=====

Le déséquilibre très net qu'a connu le développement des centrales nucléaires dans les pays de la Communauté a tendance à se résorber, sauf en ce qui concerne les Pays-Bas. La France garde une

III.23 bis

sérieuse avance et des décisions de programme sont prises mais l'Allemagne tend à rattraper son retard : des projets sont à l'étude. Des projets sont également à l'étude en Belgique et des plans italiens s'élaborent. Les Pays-Bas par contre n'ont actuellement en projet que la petite centrale de Doodewaard.

(4) Dans la filière G.G., les derniers projets concernent des centrales d'une puissance de l'ordre de 500 MWe. Dans les filières L.W., les plus grandes centrales actuellement prévues atteindront une puissance proche de 300 MWe mais des projets de centrales nucléaires de 500 MWe sont à l'étude.

(5) En dehors de ces deux types (G.G. et L.W.), les convertisseurs avancés en construction ou en projet totalisent une puissance de 295 MWe dont 225 MWe se rapportent à des réacteurs à eau lourde, soit plus de 76 % des convertisseurs avancés.

3.4. LES MOYENS FINANCIERS CONSACRES AU DEVELOPPEMENT NUCLEAIRE

3.4.1. Introduction

La puissance publique a assumé la plus grande part du financement des recherches nucléaires. L'ampleur relative, les méthodes et le champ d'application de cet effort se différencient assez nettement d'un pays à l'autre.

La situation énergétique des divers pays et en premier lieu l'abondance ou la rareté des ressources de leurs territoires respectifs, la structure politique et l'orientation des politiques économiques propres à chacun d'eux, influencent naturellement le mode d'intervention des Etats à l'égard du développement de l'énergie nucléaire.

Le mode de financement des investissements dans les centrales nucléaires dépend étroitement quant à lui, des structures nationales en matière de production d'électricité. L'examen des solutions adoptées jusqu'ici dans chacun des pays de la Communauté en fait ressortir la variété.

3.4.2. Belgique

La Belgique, initiée à l'exploitation des minerais de radium de l'ancien Congo belge, peut être considérée, de ce fait, comme le premier pays européen ayant eu une industrie nucléaire. L'accord belgo-américain, conclu pendant la dernière guerre, a fourni à la Belgique une part des moyens financiers qu'elle a dédiés à la promotion de la recherche nucléaire.

Les investissements cumulés effectués dans le Centre d'Etudes de l'Energie Nucléaire de Mol s'élevaient à environ 65,1 millions d'U.C. à fin 1963.

Le budget nucléaire belge, y compris les contributions aux organisations nucléaires européennes ou internationales, est passé de 11,6 millions d'U.C. en 1960, à 12,8 en 1961, à 17,9 en 1962, à 21,7 en 1963, pour atteindre 26,4 millions d'U.C. en 1964.

Aucune information ne permet de mesurer l'effort financier du secteur privé, en dehors de sa coopération avec les pouvoirs publics. Dans le cadre de celle-ci, il faut signaler qu'au cours des dernières années, l'industrie belge groupée au sein de la Fondation nucléaire, a contribué au fonctionnement du CEN de Mol par une subvention collective variable qui s'élevait, en 1962, à 1,7 millions d'U.C. et à 0,45 million d'U.C. en 1963.

Quant aux investissements pour la production d'électricité nucléaire, le réacteur prototype BR 3, de 10 MWe, a été financé par le CEN, c'est-à-dire en majeure partie à l'aide de fonds publics. Le financement de la centrale nucléaire franco-belge des Ardennes (SENA) a été assuré pour moitié par des sociétés privées de l'Industrie électrique, groupées au sein de la Société Centre et Sud et pour l'autre moitié par Electricité de France. Sur un investissement global de près de 90 millions d'U.C., un emprunt d'un montant maximum de 16,25 millions d'U.C. a été consenti à la SENA par Euratom sur la ligne de crédits ouverte auprès de l'Eximbank, dans le cadre de l'accord de Coopération Euratom/États-Unis.

3.4.3. République fédérale allemande

Pour les raisons politiques que l'on sait, la République fédérale n'a pu s'engager qu'en 1956 dans un effort de recherche nucléaire. Passant d'environ 4 millions d'U.C. en 1956 à plus de 130 millions en 1964, les dépenses nucléaires ont été assumées conjointement par le Gouvernement fédéral et par les Länder dont la part n'a cessé de croître pour atteindre en 1963 près de la moitié de la contribution fédérale. Bien que **cette contribution** ait récemment pris fin, il convient de signaler la part prise par les entreprises privées au financement du Centre de Karlsruhe.

Quant aux investissements pour la production d'électricité nucléaire, la première installation mise en service en Allemagne, Versuchskraftwerk Kahl, a été financée exclusivement par les sociétés de production d'électricité Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (80 %) et Bayernwerk AG (20 %).

En ce qui concerne le réacteur de 15 MWe de l'Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (BBC-KRUPP), l'investissement de 10 millions d'U.C. a été couvert à parts égales par la société AVR et par le Gouvernement fédéral; ce dernier supportera également 80 % des éventuels frais supplémentaires, 20 % restant à la charge du groupe privé.

Le réacteur multifonctionnel de 50 MWe de Karlsruhe sera financé totalement par le Gouvernement fédéral à concurrence des 31,75 millions d'U.C. que coûtera la partie nucléaire; les 7,5 millions d'U.C. de sa partie conventionnelle étant financés par le Land Bade-Wurtemberg et par deux sociétés de production d'électricité de la région.

Le financement de la centrale nucléaire de 237 MWe Kernkraftwerk RWE-Bayernwerk GmbH sera assuré par un large recours à l'emprunt: 20 millions d'U.C. seront prêtés par l'Euratom sur la ligne de crédit ouverte auprès de l'Eximbank dans le cadre de l'Accord de Coopération Euratom/États-Unis, 12,5 millions proviendront de fonds du Gouvernement fédéral et il sera également fait appel au marché privé de capitaux. Par ailleurs, la KRB bénéficie, jusqu'à concurrence de 8 millions d'U.C., du programme de participation de l'Euratom.

Les crédits consacrés par le Gouvernement fédéral, de 1956 à 1963 inclus, à la promotion des études et de la construction de réacteurs d'essais et de puissance ont été d'environ 40 millions d'U.C., alors que pour la même période les Länder apportaient une contribution d'environ 15 millions d'U.C.

Le programme nucléaire allemand portant sur la période 1963 - 1967 prévoit une augmentation sensible des crédits nucléaires pour ces cinq années.

En plus de l'expansion des travaux de développement technologique, un effort financier accru est prévu au cours de ces cinq années en faveur de la recherche nucléaire fondamentale. Les crédits s'accroîtraient d'environ 20 % annuellement et l'effort financier global en faveur de ce secteur d'activités, atteindrait de 275 à 300 millions d'U.C. pour l'ensemble des cinq années considérées. Plutôt que de créer de nouveaux centres de recherches, il s'agira surtout d'étoffer et d'étendre ceux qui existent.

En ce qui concerne le développement des techniques nucléaires et la construction d'installations, les moyens financiers prévus ne peuvent être ventilés de manière significative et précise entre les divers projets. Bien que des entreprises industrielles puissent participer à leur construction et à leur exploitation, ces installations ne sont d'ailleurs pas de portée industrielle. Les dépenses globales, au cours des cinq années en question, atteindront de 250 à 275 millions d'U.C., selon les estimations établies cas par cas. Comparé à la répartition des moyens fournis par la puissance publique au cours des années écoulées, ce montant marque clairement l'importance croissante accordée à ce domaine. Des crédits importants sont réservés aux travaux de développement des surgénérateurs rapides et thermiques. Aucun crédit n'est prévu pour les investissements pour les grandes centrales nucléaires, dont le financement devra être assuré par les entreprises de production d'électricité qui en décideraient l'acquisition.

3.4.4. France

La création, dès 1946, du Commissariat à l'Energie Atomique a imprimé au développement nucléaire français une continuité et une progression qui se reflètent dans la régularité de l'augmentation des moyens financiers consacrés par l'Etat à la recherche atomique.

L'évolution des dépenses du CEA et d'EDF au cours des années 1962 à 1964, qui passent de 336,5 millions d'U.C. en 1962 à près de 390 millions d'U.C., en 1963 pour atteindre 500 millions d'U.C. en 1964, dépenses militaires non comprises, permet d'apprécier l'impact industriel du fait nucléaire sur l'économie française. Les dépenses nucléaires ressortissant à Electricité de France se chiffrent à 45,2, 63,4 et 60 millions d'U.C., pour les années en question.

Les moyens financiers du Commissariat proviennent de trois sources :

- a) Les dotations inscrites au budget de l'Etat, qui figurent soit au budget du Premier Ministre, soit au budget du Ministère des Armées;
- b) Les prêts du Fonds de Développement économique et social, qui sont destinés au financement de certaines réalisations liées à la mise en place de centrales nucléaires;
- c) Les ressources propres qui proviennent notamment des ventes de combustibles nucléaires et de radioéléments ainsi que des prestations de service.

Le financement des investissements de production électrique est assuré par Electricité de France essentiellement au moyen :

- des ressources propres de trésorerie d'EDF
- des avances du Fonds de Développement économique et social (FDES)
- des emprunts, généralement annuels, auprès du public.

La masse globale des investissements électriques, aussi bien nucléaires que thermiques classiques, hydrauliques et d'infrastructure des réseaux est passée d'environ 575 millions d'U.C. en 1961 à 643 millions en 1962 et leur financement a été assuré, en 1962 à raison de 17 % par les ressources propres d'EDF, de 46 % par les avances du FDES et de 31 % par l'emprunt auprès du public, les 6 % restant étant procurés par d'autres ressources extérieures. En 1963, l'on note qu'outre le recours à l'emprunt public et aux avances du FDES, dans des proportions identiques à l'année précédente, EDF bénéficie d'un prêt de 1,6 millions d'U.C. de la Banque Européenne d'Investissement.

3.4.5. Italie

Les premiers efforts réalisés en Italie dans le domaine de l'énergie nucléaire furent le fait de l'initiative privée. Dès 1947, en effet, un groupe de physiciens proposa à un certain nombre d'entreprises privées la constitution du Centro Informazioni Studi Esperienze (CISE). L'Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN) fut fondé à son tour le 8 août 1951. En juin 1952 était créée le Comitato Nazionale delle Ricerche Nucleari (CNRN). De 1952 à 1960, les moyens financiers de la recherche nucléaire furent modestes et orientés vers l'exécution des tâches les plus urgentes. Deux autorisations de crédits, portant respectivement sur 4,76 et 3,3 milliards de Lires, soit globalement 12,9 millions d'U.C., permirent de financer les dépenses d'organisation et de démarrage des recherches nucléaires. La loi du

11 août 1960 permit la création du Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (CNEN) qui prit la succession du CNRN et assure désormais, depuis décembre 1962, à la fois la promotion, le contrôle et la coordination de l'ensemble des activités de recherches nucléaires en Italie. Le premier plan quinquennal 1959 - 1964 a fourni au CNEN les moyens financiers de son action, permettant de donner à celle-ci la continuité nécessaire. Les crédits ainsi alloués à la recherche nucléaire pendant cinq ans se sont élevés à environ 128 millions d'U.C.

Le projet du second plan quinquennal italien, élaboré par le CNEN en juin 1964, définit les activités de recherche nucléaire des années 1965 à 1969 et situe à 256 millions d'U.C. les dépenses à prévoir en cinq ans dont 42 millions au cours de l'année 1965.

L'ensemble des dépenses consacrées à la recherche nucléaire, à la coopération internationale et aux investissements dans les trois centrales nucléaires italiennes, s'est élevé à environ 107 millions d'U.C. en 1962, 82 en 1963 et 67 en 1964. Cette diminution est imputable à la décroissance des dépenses d'investissement dans les trois centrales nucléaires, parvenues en fin de construction au cours de ces années. Le montant des investissements pour les trois centrales SENN, SELNI et SIMEA s'est globalement élevé à environ 228 millions d'U.C.

3.4.6. Pays-Bas

L'évolution des crédits consacrés au nucléaire par les Pays-Bas indique un accroissement progressif. Atteignant globalement un montant de près de 40 millions d'U.C. pour l'ensemble des années 1955 à 1961, l'effort nucléaire global des Pays-Bas est passé d'environ 15 millions d'U.C. en 1962, à un peu plus de 18 millions en 1963 et de 24 millions en 1964. D'autre part l'effort consenti en faveur des organismes européens et internationaux a pris au cours des dernières années une importance accrue par rapport aux sommes dépensées sur le plan intérieur.

En ce qui concerne la coopération de l'industrie néerlandaise*), une évolution peut être constatée au cours des huit dernières années. A l'origine, l'Etat néerlandais et l'industrie (y compris les producteurs d'électricité) assumaient chacun la moitié des dépenses d'investissement et de fonctionnement du RCN. Toutefois, la croissance des moyens financiers fournis par l'Etat n'a pas été suivie au même rythme par l'industrie privée. Les producteurs d'électricité ont en effet apporté seulement le double de leur contribution de 1955, soit 131.400 U.C., au budget de près de 6 millions d'U.C. de l'année 1963, alors que l'industrie, qui apportait 183.000 U.C. en 1961 n'est intervenue que pour 131.400 U.C. au cours des récentes années. Parallèlement, la représentation gouvernementale au sein du

*) Selon Drs. W. Reyseger, Directeur de l'administration et des finances du RCN

Conseil d'Administration du RCN est passée de deux à quatre membres et traduit ainsi la plus large prise de responsabilité de l'Etat dans la promotion de l'énergie nucléaire.

Les investissements pour la production d'électricité nucléaire sont actuellement limités à la construction de la centrale de 48 MWe de Dodewaard, dont le financement, s'élevant à 21,6 millions d'U.C., est assuré par le groupe de sociétés provinciales de production d'électricité Samenwerkende Electriciteits-Productiebedrijven (N.V. SEP). En outre, la centrale SEP a été admise dans le Programme de participation de l'Euratom et bénéficiera à ce titre d'une aide d'un montant maximum de 5 millions d'U.C.

3.4.7. Tableau récapitulatif de l'évolution des moyens financiers du développement nucléaire de 1962 à 1964, dans la Communauté

L'examen de l'évolution des moyens financiers que la puissance publique et les entreprises de production d'électricité ont consacré à l'énergie nucléaire au cours des dernières années fournit certaines indications quant à l'ampleur de l'effort qui peut être escompté de leur part, sur une période allant, par exemple, jusqu'à 1970.

Il est, en effet, peu probable que la progression générale constatée, tant pour la recherche que pour les investissements dans la production d'électricité nucléaire, change au cours des années à venir.

Les chiffres reproduits dans les tableaux ci-après n'accusent en effet aucune discontinuité par rapport aux chiffres des années antérieures à 1962 et s'inscrivent ainsi dans une progression globalement régulière constatée depuis près de dix ans.

Dépenses nucléaires des pays de la Communauté,
y compris les investissements dans les cen-
trales nucléaires de puissance

1962 - 1963 - 1964

(en millions d'U.C.)

		Dépenses publiques intérieures	Contrib. org.europ. et intern.	Centrales nucléaires	Totaux
Belgique	1962	10,6	7,310	8,0*)	23,910
	1963	12,4	8,774	9,0*)	30,174
	1964	13,3	13,100	12,3*)	38,700
République Fédér. Allem.	1962	90,853	24,558	8,5**)	123,911
	1963	137,389	30,083	17,0**)	184,472
	1964	133,0	36,727	17,0*)	186,727
France	1962	266,4	24,930	45,2	336,530
	1963	295,0	28,986	63,4	387,386
	1964	414,0	30,0	60,0	504,0
Italie	1962	37,485	18,721	52,0	107,206
	1963	28,594	22,940	31,1	82,634
	1964	27,2	27,788	12,2	67,188
Luxembourg	1962	0,003	0,138	-	0,141
	1963	0,0036	0,163	-	0,1666
	1964	0,004	0,191	-	0,195
Pays-Bas	1962	10,490	5,972	-	16,462
	1963	12,080	6,974	-	19,054
	1964	16,690	8,149	-	24,839
Totaux:	1962	415,831	81,629	113,7	610,160
	1963	486,0766	97,946	120,5	703,9126
	1964	604,194	115,955	101,5	821,649

*) Par symétrie avec les investissements d'Electricité de France, relevés dans le 8ième rapport du FDES, et étant donné que le financement de SENA est assuré à 50 % par EDF, et à 50 % par Centre et Sud Belge, et sur base du rapport annuel 1963 indiquant une dépense de 31,6 Mio de \$ au 31.12.63 et en appliquant la clé théorique d'étalement pour 1964 (base: 82 Mio de \$).

***) Par application, pour les 3 premières années de la construction de la centrale, de la clé théorique d'étalement (10 %, 20 %, etc.) et sur base d'un coût total d'investissement de 85 Mio de \$ pour KRB, publié dans "Nuclear Engineering" de Décembre 1962 (Comparative Chart).

3.4.8. Illustration statistique des dépenses nucléaires par rapport aux indicateurs économiques usuels

L'ampleur des efforts consentis dans les pays de la Communauté pour la promotion de l'énergie nucléaire peut être appréciée en la rapportant à quelques indicateurs économiques usuels, tels que la population, la production d'énergie électrique et le produit national brut de chaque pays. La première relation indique, en fait, la contribution théorique moyenne de chaque citoyen, chiffre fréquemment utilisé pour comparer par exemple l'effort de divers pays en matière de recherche scientifique. La seconde relation reflète, dans une certaine mesure, l'intérêt que chaque pays peut attacher à l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité. La troisième détermine la proportion de la richesse nationale consacrée au développement nucléaire.

Le tableau ci-après, établi pour l'année 1963, fait ressortir, pour les cinq pays de la Communauté engagés dans des activités nucléaires importantes, le montant des dépenses nucléaires, en unités de compte, par habitant, par million de kWh produit et par tranche de 10.000 unités de compte de produit national brut:

Dépenses nucléaires pacifiques, centrales nucléaires exclues				
1963*)	par pays en millions d'U.C.	par habi- tant en U.C.	par million de kWh pro- duit en U.C.	par 10.000 U.C. du P.N.B. en U.C.
Belgique	21,7	2,29	1,19	15,27
République Féd. Allem.	167,473	3,04	1,22	17,77
France	323,986	6,74	3,66	41,34
Italie	51,534	1,02	0,74	11,37
Pays-Bas	19,054	1,58	0,96	13,22

*) Bases de Calcul:

Population en million d'habitants:

B: 9.25; R.F.: 55; F: 48; I: 50; P.B.: 12

Production globale nette d'électricité en GWh en 1963:

B: 17.800; R.F.: 137.384; F: 88.367; I: 69.147; P.B.: 19.836

Produit national brut aux prix du marché en 1963:

B: 694,8 Mrd.FB; R.F.: 376,8 Mrd.DM; F: 391,84 Mrd.FR;

I: 28,186 Mrd.Lt; P.B.: 52,160 Mio Fl.

En dépit de la diversité des bases de comparaison choisies, les pays se classent dans le même ordre quelle que soit l'optique considérée, la France venant en tête, la République Fédérale Allemande en seconde position, la Belgique en troisième lieu, les Pays-Bas et l'Italie occupant respectivement les quatrième et cinquième positions.

4. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES REACTEURS DE TYPE EPROUVE

L'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire a maintenant atteint un degré de maturité qui permet aux producteurs d'électricité de mettre des unités nucléaires en service, sans autres risques que ceux auxquels doit faire face tout entrepreneur soucieux de l'avenir.

Ceci est notamment vrai dans la Communauté pour les réacteurs appartenant soit à la filière graphite-gaz, soit à la filière à eau légère. Ces types de réacteurs dont l'expérience pendant plusieurs années d'exploitation a montré qu'ils peuvent fonctionner d'une manière continue, moyennant des dépenses calculables avec suffisamment de précision, sont considérés comme éprouvés. Les firmes constructrices sont aujourd'hui souvent en mesure de soumettre des offres à des prix fermes pour des centrales "clef sur porte" et d'offrir des garanties, encore limitées, il est vrai, en ce qui concerne la puissance, la durée d'exploitation et d'autres éléments intervenant dans la rentabilité.

4.1 CONSIDERATIONS GENERALES SUR LE PRIX DE REVIENT DE L'ENERGIE NUCLEAIRE ET PROBLEMES DE COMPARABILITE

4.1.1 Bases d'information

Une puissance nucléaire d'environ 5.800 MWe est actuellement en service dans le monde. En outre 7.900 MWe sont en construction et 6.400 MWe en projets fermes. L'ensemble représente une puissance totale de 20.100 MWe. L'expérience acquise en matière de conception, de construction et d'exploitation de ces réacteurs, qui appartiennent principalement aux types éprouvés, a permis d'accumuler des informations sur la situation et les perspectives en matière de coût.

En effet:

- La Communauté participe pour 32 millions d'u.c. à la construction de cinq grands réacteurs d'une puissance globale de 900 MWe. Les contrats de participation prévoient la communication et la diffusion des connaissances ainsi acquises et notamment des données relatives aux coûts. Les mêmes obligations sont imposées aux exploitants de centrales nucléaires qui jouissent du statut d'Entreprise commune.
- Les producteurs d'électricité de la Communauté, qui, tel l'"Electricité de France", construisent et exploitent des centrales nucléaires en dehors du programme de participation, communiquent à la Commission d'Euratom leurs propres données relatives aux coûts.
- En vertu d'accords de coopération conclus avec la United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA), la United States Atomic Energy

IV.2

Commission (USAEC) et l'Atomic Energy of Canada Ltd (AECL), la Commission d'Euratom obtient communication de renseignements sur le coût des centrales nucléaires en service, en construction ou en projet dans ces pays.

- D'autre part la Commission bénéficie de la diffusion de plus en plus large dont font l'objet les connaissances acquises dans des pays tiers.

A la lumière de ces informations, la Commission d'Euratom a fait procéder à des études de coût et a résumé dans divers documents les méthodes appliquées et les résultats obtenus. Ces documents ont donné lieu à de nombreuses discussions, notamment au cours du Symposium sur les aspects technico-économiques des réacteurs éprouvés que la Commission a organisé à Venise au mois d'octobre 1963 et qui réunissait des spécialistes représentant les organismes nationaux, l'industrie de construction de réacteurs et les producteurs et distributeurs d'électricité. Ce symposium a permis une première confrontation systématique des perspectives de coût de la filière graphite-gaz et de la filière à eau légère.

4.1.2 Eléments d'incertitude

Les indications présentées sur la situation et l'évolution du coût de l'énergie nucléaire reposent principalement sur l'analyse des prix de revient prévisibles de l'électricité fournie par des centrales en construction ou en projet. Les conclusions tirées sont cependant susceptibles d'être l'objet de discussions. En effet, l'évaluation du prix de revient dépend de la méthode de calcul employée et repose sur un certain nombre de paramètres techniques et scientifiques qui ne peuvent pas encore être déterminés rigoureusement. Ces paramètres sont notamment les suivants:

- le montant du coût global final de l'installation dont surtout la partie indirecte est difficile à déterminer;
- le montant des charges annuelles d'immobilisation du capital, c'est-à-dire les intérêts, les impôts liés au capital ainsi que les amortissements qui dépendent de la durée de vie prévisible de la centrale nucléaire;
- la durée annuelle d'utilisation et son évolution probable;
- le taux de combustion moyen des éléments de combustible de la première charge et des charges suivantes;
- les perspectives du retraitement chimique ainsi que le transport des combustibles irradiés et les problèmes afférents;
- le crédit plutonium;
- le montant des primes d'assurance.

4.1.3 Règles applicables aux comparaisons de coût

En collaboration avec les organismes nationaux, les producteurs d'électricité et l'industrie de construction des réacteurs, la Commission d'Euratom a défini un certain nombre de règles pour la détermination du coût des centrales nucléaires. Il est entendu que l'on ne peut avancer avec certitude des prévisions de coût que pour des projets concrets et que de telles prévisions exigent une analyse approfondie des futures possibilités d'utilisation. Dans la pratique, il suffit néanmoins souvent d'appliquer les règles suivantes:

- (1) Le coût global de l'installation sur lequel sont basés les calculs du prix de revient de l'électricité, doit englober les coûts directs comme les coûts indirects.

Les coûts directs comprennent les frais de construction du réacteur y compris le circuit primaire, les échangeurs, le modérateur et le réfrigérant; sont exclues, la première charge et la réserve de combustible. Les coûts directs comprennent encore le coût du terrain et les frais d'aménagement du site, les travaux auxiliaires, le turbo-alternateur et les équipements électriques jusqu'aux bornes haute tension du transformateur de puissance^{*)}.

Les coûts indirects englobent l'engineering, les frais généraux et administratifs, les intérêts intercalaires jusqu'à la mise en service, les éventuelles augmentations de prix jusqu'à cette date, les droits de douane, les impôts sur le capital et les imprévus.

Lorsqu'il s'agit d'offres à prix fermes "clef sur porte", le prix contractuel ne comprend pas généralement le coût du terrain et les frais d'aménagement du site, ni les intérêts intercalaires. Il ne comprend pas non plus les taxes éventuelles qui frappent le capital pendant la période de construction. Il convient donc dans ce cas de tenir compte de tous ces éléments pour établir le coût global de l'installation.

- (2) Les charges annuelles d'immobilisation du capital comprennent les intérêts sur les fonds propres et empruntés, les amortissements et les impôts sur le capital et sur le revenu.

L'annuité totale correspondante atteint approximativement les taux suivants dans les différents pays:

- France	8,1 %
- Italie et Pays-Bas	10 %
- R. F. d'Allemagne et Belgique	13 %

*) Disjoncteurs et ligne d'évacuation de l'énergie exclus.

IV.4

Ces taux différents introduisent un facteur important de non-comparabilité entre les prix de revient du kWh produit dans ces divers pays.

Ces taux comprennent:

- a) L'intérêt sur les fonds propres et empruntés dont, selon les pays, le taux varie en moyenne entre 5,5 et 7 %.
- b) L'amortissement qui s'effectue par annuités constantes, étant donné que les centrales nucléaires sont normalement appelées à fonctionner en base pendant leur durée de vie et atteindront un nombre d'heures d'utilisation annuelle quasi-constant.

Les producteurs d'électricité et l'industrie de construction des réacteurs estiment la durée de vie économique des centrales nucléaires de type éprouvé, entre 20 et 30 ans, vu les coûts variables très bas. Cependant des durées de vie moins élevées sont admises en République Fédérale et aux Pays-Bas, pour des raisons d'ordre fiscal. Les amortissements seront donc calculés sur une durée de vie comprise entre 15 et 30 années.

- c) Les impôts sur le revenu (impôt sur les bénéficiaires) qui pèsent sur l'économie électrique et dont les différences expliquent principalement les écarts entre les taux indiqués ci-dessus. Les entreprises de production d'électricité françaises et hollandaises sont exonérées de l'impôt sur le revenu des sociétés. Dans la République Fédérale d'Allemagne et en Belgique, l'impôt sur le revenu est compris entre 3 et 4 % par an. Par suite de la nationalisation, on ne possède pas encore de données définitives pour l'Italie.
- (3) Pour le coût du cycle de combustible, on se base généralement sur le premier cœur. Toutefois, pour les suivants, les coûts devraient être moins élevés. Les frais du cycle de combustible se subdivisent en frais fixes qui découlent de l'immobilisation des fonds nécessaires à l'acquisition du combustible et en frais variables résultant de la consommation du combustible. La seule façon correcte d'aborder le calcul du coût du cycle de combustible consiste à faire appel à la méthode d'actualisation qui ramène à une date commune toute dépense ou recette du combustible. Cependant, le choix d'un taux d'actualisation étant difficile, on se limite au calcul d'un prix de revient moyen du cycle à l'équilibre. En négligeant les frais plus élevés du démarrage, d'une part, et les économies possibles pour les cœurs ultérieurs, d'autre part, on obtient un prix de revient moyen dont l'expérience a montré qu'il comporte une certaine marge de sécurité.

Les comparaisons de coût du cycle de combustible entre plusieurs réacteurs doivent être nuancées en fonction des conditions d'approvisionnement dont ils bénéficient.

En effet:

- a) En ce qui concerne les réacteurs du type éprouvé à uranium naturel (filière graphite-gaz), on se base actuellement sur un prix du concentré de 8 uc/lb (454 gr.) d' U_3O_8 soit 17,60 uc/kg. Cette hypothèse est valable en dépit du fait qu'actuellement le prix du concentré est de l'ordre de 5 uc/lb, parfois même de 3 uc/lb, situation qui n'est cependant que temporaire. Il est probable qu'une tendance à la hausse se manifesterait et ramènerait le prix, vers 1970, aux environs de 8 uc/lb.

Quant au plutonium récupérable dans les combustibles irradiés, déchargés des réacteurs à uranium naturel, on convient de lui attribuer une valeur nulle, en considérant qu'actuellement, en attendant que s'établisse un véritable marché du plutonium, le stockage est préférable au retraitement chimique^{*)}. Le prix de revient du kWh produit par les centrales à uranium naturel est donc calculé sans tenir compte de la réduction qu'entraînerait une valorisation du plutonium engendré.

- b) Les réacteurs du type éprouvé à uranium enrichi bénéficient de conditions d'approvisionnement différentes suivant que le contrat a été conclu avant ou après l'entrée en vigueur de la loi sur la "propriété privée" récemment adoptée par le Congrès Américain.

C'est ainsi que pour les centrales SENN, SENA, KRB et SELNI, l'uranium enrichi est obtenu à des conditions d'intérêt favorables dans le cadre d'un contrat d'achat à paiement différé (4 et 4 3/4 %).

Par contre, les nouveaux projets de centrales à uranium enrichi envisagés dans la Communauté, obtiendront des conditions d'approvisionnement conformes aux dispositions de la loi sur la "propriété privée". Ces conditions ne semblent cependant pas devoir entraîner des écarts substantiels dans l'évaluation du coût du cycle de combustible par rapport aux estimations antérieures à la loi.

Les éléments de combustible déchargés des réacteurs à uranium enrichi sont normalement retraités, si la valeur de l'uranium et du plutonium récupérable le justifie. Les conditions technico-économiques de ce retraitement sont analysées au chapitre 9 du présent document.

Le coût de retraitement est normalement calculé d'après les conditions offertes par la société industrielle américaine (Nuclear Fuels Services) qui construit une installation de retraitement chimique. Il y a lieu de penser que celle-ci aura une capacité suffisante pour répondre, dans l'avenir immédiat,

*) voir chapitre 9

IV.6

aux besoins de la Communauté en attendant qu'une usine de retraitement soit mise en service sur place. En ce qui concerne le coût du transport des combustibles irradiés à destination de cette installation américaine, on a adopté un prix de 19 uc/kg d'uranium contenu.

- (4) Les frais d'exploitation et d'entretien comprennent le coût des pièces de rechange, du matériel d'entretien, les pertes de modérateur et de réfrigérant et les frais administratifs. Les frais d'assurance, dégâts matériels et responsabilité civile, sont calculés séparément.
- (5) Etant donné le montant peu élevé des frais du cycle de combustible, la Commission d'Euratom estime que la durée d'utilisation annuelle des centrales de la Communauté d'ici 1975 ou 1980 sera et restera élevée et les calculs seront effectués sur la base de 6000 et 7000 heures (68 % et 80 %).

4.2 EVOLUTION DES REACTEURS DE TYPE EPROUVE

4.2.1 Types envisagés

Deux filières de réacteurs ont atteint la maturité industrielle:

- les réacteurs à uranium naturel modérés au graphite et refroidis au gaz carbonique, développés en Grande-Bretagne et en France;
- les réacteurs modérés et refroidis à l'eau légère et brûlant de l'uranium légèrement enrichi, développés à l'origine aux Etats-Unis; il existe deux variantes: les réacteurs à eau sous pression (PWR) ou les réacteurs à eau bouillante (BWR).

Les réacteurs à graphite-gaz de Calder Hall ont été mis en service à partir de 1956 et le réacteur à eau légère de Shippingport fonctionne depuis 1957. Dans la Communauté les premiers réacteurs du type éprouvé ont été mis en service en 1956 à Marcoule (G 1 du type graphite-gaz) et 1961 à Kahl (VAK du type eau légère). Sur les 3045 MWe représentant la capacité globale des centrales nucléaires actuellement en service et en construction dans la Communauté*), 50 % sont du type graphite-gaz et 45 % du type à eau légère, le solde, soit 5 %, correspondant à des convertisseurs avancés, surtout à eau lourde (4 %).

4.2.2 Phases de développement

L'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production industrielle d'électricité dans la Communauté présente une évolution selon quatre catégories qui se chevauchent quelque peu dans le temps et se distinguent essentiellement par la puissance unitaire des centrales.

*) Pour le détail de ce chiffre, cf. chapitres 2 et 3.

IV.7

(1) Première catégorie: puissance unitaire inférieure à 300 MWe.

Elle comprend:

- les centrales récemment entrées en exploitation:

EDF.1 (Chinon)	68 MWe
SENN (Garigliano)	150 MWe
EDF.2 (Chinon)	198 MWe
SIMEA (Latina)	200 MWe
SELNI (Trino Vercellese)	257 MWe

- des centrales qui doivent être mises en service en 1966:

KRB (Gundremmingen)	237 MWe
SENA (Chooz)	266 MWe

- des centrales qui doivent être mises en service en 1968:

KWL (Lingen)	240 MWe (173 nucléaire + 67 sur- chauffe classique)
KWO (Obrigheim)	283 MWe

- un projet ayant un caractère de prototype:

GKN (Doodewaard)	48 MWe.
------------------	---------

(2) Seconde catégorie: puissance unitaire de l'ordre de 500 MWe, en construction.

Elle comprend:

- une centrale qui doit être mise en service en 1966:

EDF.3 (Chinon)	480 MWe
----------------	---------

- une centrale qui doit être mise en service avant 1970:

EDF.4 (St. Laurent)	480 MWe.
---------------------	----------

(3) Troisième catégorie: puissance unitaire de l'ordre de 500 MWe, construction décidée ou en cours de décision, mise en service vers 1970.

EDF.4 [*])	bis (St. Laurent)	480 MWe
EDF.5 [*])		

*) dénomination provisoire

IV.8

La construction de deux centrales au moins, probablement du type eau légère est prévue en Allemagne	500 MWe 500 MWe
Autres projets allemands à l'étude	-
Une centrale franco-allemande du type graphite-gaz sur le Haut Rhin (intention de construire communi- quée récemment par les Ministres Lenz et Palewski)	500 MWe
Une centrale en Belgique	500 MWe

(4) Quatrième catégorie: puissance unitaire égale ou supérieure à 500 MWe, mise en service après 1970

Le 5e plan français publié en décembre 1964 prévoit la construction de cinq centrales nucléaires* au rythme de 500 MWe/an, c'est-à-dire 2500 MWe entre 1966 et 1970 (début des travaux) + 1000 - 1500 MWe supplémentaires à la fin du 5e plan en 1970.

Pour les catégories 3 et 4 la situation en Italie n'est pas connue actuellement; aux Pays-Bas aucun projet n'est envisagé à l'heure actuelle.

4.3 PRIX DE REVIENT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR DES CENTRALES DE TYPE EPROUVE EN SERVICE OU EN CONSTRUCTION (1ère et 2e catégorie)

4.3.1 Données originales relatives au coût des centrales

(1) Première catégorie

Ces données sont rassemblées dans le tableau qui suit:

*) y compris EDF.5

Prix de revient du kWh produit dans les centrales nucléaires de type éprouvé
en service ou en construction dans la Communauté
(première catégorie)

Centrale		<u>GKN</u>	<u>SENN</u>	<u>SIMEA</u>	<u>KRB</u> ¹⁾	<u>KWL</u> ¹⁾	<u>SELNI</u>	<u>SENA</u> ¹⁾	<u>KWO</u>
	Unité								
Puissance	MWe	48	150	200	237	240	257	266	283
Date de mise en service		1967	1963	1963	1966	1968	1964	1966	1968
Coût total d'installation	millions d'uc	21,6	67,0	103,7	71,6	54,6	71,6	86,6	67,8
	uc/kWe	452	446	518	302	228	279	326	242
Facteur d'utilisation	%	75	80	80	80	57	80	80	68
Annuités	%/an	9,3	10,56	10,56	13,2	10,24	10,56	10	11,40
Charges de capital	mills/kWh	6,41	6,74	7,82	5,70	4,34	4,21	4,76	4,22
Coût du cycle de combustible	mills/kWh	2,81	3,28	3,04	2,40	3,17	3,17	3,41	2,43
Frais d'exploitation et d'entretien	mills/kWh	1,50	1,20	1,29	1,05	1,31		1,07	1,24
Assurance	mills/kWh	0,32	0,32	0,31	0,42	0,75	1,25	0,32	0,53
Prix de revient de l'électricité ²⁾	mills/kWh	11,04	11,54	12,46	9,57 ³⁾	9,57 ³⁾	8,63	9,56	8,42 ³⁾

1) Entreprises communes (Ce statut est également demandé pour KWO).

2) Ces prix de revient ne sont pas comparables entre eux vu la différence des paramètres de calcul tels que la puissance, le facteur d'utilisation, l'annuité de capital etc.

3) Ce coût s'entend en suspension de la taxe allemande dite "Umsatzsteuer" et ne comprend pas les intérêts sur les créances.

Les centrales de puissance auxquelles participe Euratom sont soulignées. Les centrales EDF.1 et EDF.2 sont omises.

IV.10

(2) Deuxième catégorie

Prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires
de type éprouvé en construction dans la Communauté

(deuxième catégorie)

Centrale		EDF.3	EDF.4
	Unité		
Puissance	MWe	480 ¹⁾	480 ¹⁾
Date de mise en service		1966	avant 1970
Coût total d'installation	millions d'uc	116,0 ²⁾	107,2 ²⁾
	uc/kWe	242 ²⁾	
Facteur d'utilisation	%	80	80
Charges d'immobilisation du capital	%	8,1	8,1
Charges de capital	mills/kWh	2,78	2,57
Coût du cycle de combustible	mills/kWh	1,77	1,38
Frais d'exploitation et d'entretien	mills/kWh	0,71	0,71
Assurance	mills/kWh	0,43	0,43
Prix de revient de l'électricité	mills/kWh	5,69	5,09

1) deuxième coeur

2) Ce coût s'entend en suspension de taxe dite "à la valeur ajoutée" française. Cette taxe est en principe payée par le consommateur final et est donc, en fait, une taxe sur le kWh vendu (Genève 64 - CONF/28/P/37).

La centrale EDF.4 bis aura un coût d'installation moins élevé que EDF.4 vu l'effet de duplication.

4.3.2 Analyse comparative

Les données des tableaux précédents ne peuvent être directement comparées entre elles car elles résultent d'hypothèses diverses de calcul et concernent des réacteurs de taille très différentes.

On s'efforcera donc d'harmoniser les facteurs qui faussent la comparaison, en particulier:

(1) le facteur temps

La date à laquelle ont été déterminés les éléments d'évaluation du prix de revient diffère d'un cas à l'autre. Or les conditions économiques sur lesquelles sont basées ces évaluations varient avec le temps. Pour neutraliser l'effet de cette variation, les données ont été converties sur la base du niveau général des prix en vigueur fin 1963.

(2) le facteur fiscalité

La fiscalité directe, notamment l'impôt sur les bénéfices, ainsi que la fiscalité indirecte, notamment l'impôt sur le chiffre d'affaires et la taxe à la valeur ajoutée, diffèrent selon les pays.

En appliquant les régimes fiscaux de chacun des Etats-Membres à une centrale située en France (exonérée de la taxe à la valeur ajoutée), si l'on attribue l'indice 100 au prix du kWh produit par cette centrale, l'indice pour les autres pays s'élève respectivement à

109 pour l'Allemagne
111 pour la Belgique
105 pour l'Italie
107 pour les Pays-Bas.

(3) le facteur puissance

On admet généralement que la comparaison entre plusieurs installations de taille différente peut s'effectuer en utilisant la formule de transposition suivante, dans laquelle C_1 et T_1 représentent le coût total et la puissance de chacun des projets (taille), tandis que C_2 représente le coût supposé du même projet pour la puissance théorique de référence choisie, laquelle est exprimée par T_2 :

$$\frac{C_1}{C_2} = \left[\frac{T_1}{T_2} \right]^{0,7}$$

L'application de cette formule qui est valable pour $400 \leq T \leq 1000$ entraîne une diminution de 17,5 % du coût total de l'installation lorsque sa puissance est doublée, ce qui est une hypothèse assez prudente.

(4) le type de contrat

Dans certains pays, par exemple en Allemagne, il est d'usage de conclure, pour la construction de centrales nucléaires, des contrats "clef sur porte" moyennant un prix forfaitaire.

Dans d'autres pays, notamment en France, le producteur d'électricité, en l'occurrence Electricité de France, assume lui-même, en tant qu'"architecte-ingénieur", la responsabilité de la conception et de la réalisation. Ceci n'exclut pas qu'il confie la totalité ou une partie des travaux à des bureaux ou organismes spécialisés, sous contrat.

Entre ces deux extrêmes, il existe une formule intermédiaire appliquée en Italie et en Belgique, où l'exploitant prend à sa charge l'exécution de certaines études et la négociation directe de contrats secondaires, alors qu'un ou plusieurs contrats qu'on pourrait qualifier de contrats de base, sont passés ailleurs.

Afin d'éliminer les divergences dérivant de la nature des contrats, celle-ci a été examinée attentivement et des corrections ont été éventuellement apportées aux coûts spécifiques en vue de s'aligner sur les règles indiquées ci-dessus pour les comparaisons de coûts (4.2.3).

(5) les garanties

L'un des problèmes les plus ardues soulevés par la comparaison des coûts de production des centrales nucléaires est celui des garanties de fonctionnement fournies par le constructeur du réacteur et par le fabricant des éléments de combustible. Une analyse exhaustive des garanties figurant dans les contrats communiqués à la Commission d'Euratom pour les cinq centrales nucléaires auxquelles elle participe, a fait apparaître une grande diversité. Selon le cas, les garanties portent sur certains des éléments suivants:

- les caractéristiques générales de fonctionnement, telles que fonctionnement à basse puissance, possibilité de réglage, stabilité, souplesse, etc...,
- la puissance nette de la centrale,
- le rendement ou la consommation thermique,
- les performances techniques du combustible,
- les délais de livraison,
- la disponibilité technique de la centrale,
- le montant des frais d'exploitation et d'entretien.

Les producteurs d'électricité exigent un maximum de garanties, alors que les entrepreneurs et les fabricants d'éléments ne peuvent, pour des raisons d'ordre financier, faire face à ces exigences que d'une manière limitée. Le problème des garanties est trop complexe pour qu'il en soit tenu compte dès à présent dans les comparaisons de coût.

(6) le progrès technique lié à la construction d'un réacteur

Chaque nouvelle centrale nucléaire fait progresser la technique et enrichit l'expérience et les connaissances des entreprises participant à sa conception, à sa construction et à son exploitation. Il n'est naturellement pas possible de chiffrer cet acquis, ni d'en tenir compte dans les comparaisons de coût.

o o
o

En guise de synthèse de ce qui précède, le tableau ci-après indique les frais afférents aux réacteurs SENN, SIMEA, SENA, KRB, et EDF.3 dans le pays où le réacteur est ou a été construit et les frais qui seraient exposés dans des conditions analogues si le réacteur avait été construit dans un autre pays. On n'a pas tenté d'harmoniser le facteur puissance. Par contre les données ont été recalculées sur la base du niveau général des prix en vigueur fin 1963.

Les frais du réacteur SEP ne sont pas indiqués dans ce tableau, vu l'écart trop important qui existe entre la puissance de cette centrale et celle des autres installations considérées.

Prix de revient du kWh nucléaire dans les centrales nucléaires de type éprouvé,
sur la base des conditions économiques de fin 1963,
dans l'hypothèse où la centrale serait construite dans les pays
suivants
(en mills/kWh)

	ALLEMAGNE		BELGIQUE		FRANCE		ITALIE		PAYS-BAS	
Annuité	13 %		13 %		8,1 %		10 %		10 %	
Utilisation annuelle	6000 h	7000 h	6000 h	7000 h	6000 h	7000 h	6000 h	7000 h	6000 h	7000 h
SENN 150 MWe	15,15	13,45	15,15	13,45	10,67	9,62	12,41	11,10	12,41	11,10
SIMEA 200 MWe	16,57	14,64	16,57	14,64	11,47	10,27	13,45	11,96	13,45	11,96
SENA 266 MWe	12,6	11,2	12,6	11,2	9,2	8,3	10,59	9,56	10,59	9,56
KRB 237 MWe	10,4	9,2	10,4	9,2	7,6	6,8	8,74	7,83	8,74	7,83
EDF.3 480 MWe	9,1	8,1	9,1	8,1	6,3	5,7	7,42	6,61	7,42	6,61

4.4 PRIX DE REVIENT DU KWH DANS LES CENTRALES NUCLEAIRES A METTRE EN SERVICE AVANT 1970 (3e catégorie)

4.4.1 Bases d'information

Les renseignements disponibles sont fondés:

- pour les réacteurs graphite-gaz, sur l'analyse des éléments du coût des centrales nucléaires EDF.3 et EDF.4 et sur une extrapolation de ces coûts;
- pour les réacteurs à eau légère, sur les offres d'entreprises de construction de réacteurs émanant aussi bien de la Communauté que de pays tiers.

4.4.2 Prix de revient du kWh produit dans les réacteurs graphite-gaz

Outre la Société italienne SNAM qui a construit le réacteur de la SIMEA en commun avec la Nuclear Power Plant Company anglaise, seuls l'EDF, le CEA et les entreprises de construction travaillant pour leur compte disposent, dans la Communauté, d'une expérience en matière de conception et de construction de centrales de ce type. L'accord conclu récemment entre le CEA et Siemens ouvre la voie à une collaboration internationale dans la Communauté et aboutira probablement à une offre commune de l'entreprise allemande et de plusieurs sociétés françaises pour la construction d'une centrale du type graphite-gaz, de conception française.

Répondant en janvier 1964 à une question posée par la Commission d'Euratom, à la suite du symposium de Venise, les sociétés réunies dans le Groupement des constructeurs français, c'est-à-dire Alsthom, Indatom, G.A.A.A. et le Creusot ont indiqué les conditions d'offre suivantes pour des centrales graphite-gaz, de conception française, d'une puissance d'environ 500 MWe:

Coût total d'installation	215 à 260 uc/kWe
Coût du combustible	1,6 à 2,4 mills/kWh
Exploitation, entretien et assurance	env. 1,0 mill/kWh

La réponse commune de la SNAM et d'AGIP Nucleare mentionnait des montants analogues.

Sur cette base, le prix de revient se calcule comme suit:

Prix de revient du kWh produit dans une centrale de 500 MWe du type EDF.4 à mettre en service en 1970 utilisation annuelle: 7000 h	
Annuité	mills/kWh
8,1 %	5,1 à 6,4
10 %	5,7 à 7,1
13 %	6,6 à 8,2

D'après des renseignements plus récents recueillis en 1964 notamment en relation avec le projet franco-allemand, les perspectives du prix de revient du kWh pour 1970 se rapprochent plutôt de la limite inférieure.

4.4.3 Prix de revient du kWh produit dans les réacteurs à eau légère

Plusieurs grandes entreprises de construction de réacteurs de la Communauté ont inscrit à leur programme les filières de réacteurs à eau légère pressurisée ou bouillante. Il leur manque cependant les années d'expérience, le vaste marché et les ressources financières dont disposent les firmes américaines. Les entreprises de la Communauté s'efforcent néanmoins de se libérer progressivement de l'influence étrangère, notamment en augmentant la part des fournitures européennes dans la construction des centrales, ceci étant cependant moins aisé pour la partie nucléaire que pour la partie conventionnelle. La voie généralement suivie par ces entreprises consiste, au début, dans une fabrication sous licence qui entraîne une certaine participation de la firme américaine pour la fourniture des sous-ensembles.

Toutefois, des constructeurs européens sont déjà en mesure d'offrir des centrales à eau légère d'une puissance de l'ordre de 300 MWe (KWL, KWO), et le stade de 500 MWe sera bientôt atteint. La centrale KWO sera entièrement construite par l'industrie européenne, l'architecte industriel européen en assurant seul la responsabilité.

A la suite du Symposium de Venise, les entreprises de construction électrique de la Communauté qui s'intéressent aux réacteurs à eau légère, ont été invitées à faire connaître leurs offres pour des centrales nucléaires de ce type et le prix de revient probable du kWh. Ces questions ont été posées aux firmes:

IV.17

A.C.E.C., Charleroi

A.E.G., Francfort,

FIAT, Turin

Siemens, Erlangen.

Les réponses obtenues peuvent se résumer comme suit:

(1) Réacteurs à eau pressurisée

	<u>300 MWe</u>	<u>500 MWe</u>
Coût d'installation	200-220 uc/kWe	175-200 uc/kWe
Coût du cycle de combustible	2,4-2,5 mills/kWh	2,2-2,4 mills/kWh
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	1,0-1,2 mill/kWh	1 mill/kWh

(2) Réacteurs à eau bouillante

	<u>300 MWe</u>	<u>500 MWe</u>
Coût d'installation	220 uc/kWe	175 uc/kWe
Coût du cycle de combustible	2,4-2,5 mills/kWh	2,2-2,4 mills/kWh
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	1,0-1,2 mills/kWh	1 mill/kWh

Selon ces données, les valeurs maximum et minimum du prix de revient du kWh en fonction des charges d'immobilisation du capital, sont rassemblées dans le tableau ci-dessous.

Prix de revient du kWh dans une centrale à eau légère à mettre en service vers 1970 (Utilisation annuelle: 7000 h)		
Charges d'immobilisation du capital	300 MWe	500 MWe
	<u>mills/kWh</u>	<u>mills/kWh</u>
8,1 %	5,7 - 6,2	5,3 - 5,7
10 %	6,2 - 6,8	5,7 - 6,2
13 %	7,1 - 7,8	6,5 - 7,1

Des informations plus récentes permettent de croire que le prix de revient serait même inférieur aux minimums indiqués.

C'est ainsi que, selon un projet allemand, une centrale d'environ 500 MWe aurait un coût global d'installation inférieur à 165 uc/kWe et un prix de revient du kWh compris entre 6 et 6,5 mills (charges d'immobilisation du capital : 13 %, durée annuelle d'utilisation : 7000 h).

4.4.4 Synthèse des perspectives de prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires de type éprouvé à mettre en service vers 1968 - 1970

On peut synthétiser ce qui précède dans le tableau suivant. Les chiffres indiqués peuvent être considérés comme des estimations très prudentes.

Prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires de type éprouvé à mettre en service vers 1970 (en mills/kWh)		
Annuité	Durée d'utilisation annuelle	
	6000 heures	7000 heures
8,1 %	5,4	4,9
10 %	6,0	5,4
13 %	7,0	6,3

Ces prix de revient sont basés sur les offres actuelles relatives à des centrales de grande puissance - au minimum 400 MWe - des types graphite-gaz et eau légère, et tiennent compte d'une diminution prévisible et raisonnable des frais d'exploitation et d'entretien ainsi que des frais d'assurance.

Ces mêmes données ont été publiées en décembre 1962 dans l'Etude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté Européenne, et en mars 1963 dans le sixième rapport général de la Commission d'Euratom. Les études faites depuis lors ont donc pleinement confirmé les prévisions établies à l'époque.

NOTA : A titre indicatif, on notera qu'aux Etats-Unis, une analyse récente effectuée par P. Sporn*) sur le prix de revient d'une

*) P. Sporn, Chairman of System Development Committee, American Electric Power Company -

centrale BWR de 500 MWe à mettre en service en 1970 aboutit à la conclusion que ce prix sera de l'ordre de 4,68 mills/kWh (annuité : voir page IV.18), ce qui correspond aux chiffres repris dans le tableau ci-dessous :

Prix de revient du kWh produit dans une centrale à eau bouillante de 500 MWe à mettre en service vers 1970 selon P. SPORN		
Annuité	Durée d'utilisation annuelle	
	6000 h	7000 h
8,1	4	3,6
10	4,4	4
13	5,1	4,6

Ces chiffres sont sensiblement inférieurs aux perspectives de prix de revient valables pour la Communauté. Ces différences sont dues :

- pour environ 0,3 mill/kWh aux charges du capital intervenant dans le coût de l'installation
- pour environ 0,5 mill/kWh au coût du cycle de combustible
- pour environ 0,7 mill/kWh à une évaluation plus prudente des frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance

soit au
total environ 1,5 mill/kWh

4.5 PERSPECTIVES DE RENTABILITE DES CENTRALES NUCLEAIRES VERS 1970

Il convient d'examiner à présent dans quelle mesure les centrales nucléaires pourront, à la fin de la décennie en cours, soutenir la comparaison sur le plan économique avec les centrales traditionnelles et particulièrement avec les centrales thermiques utilisant du charbon ou du fuel-oil.

4.5.1 Eléments du prix de revient du kWh dans les centrales thermiques classiques

On a admis au cours des travaux effectués en commun avec les autres Communautés Européennes que les centrales thermiques classiques à mettre en service vers 1970 et dont la puissance ne sera pas inférieure à 500 MWe, se caractérisent par les paramètres moyens suivants:

Coût d'installation	125 uc/kWe
Consommation spécifique de combustible	2100 kcal/kWh ou 300 gr.e.c./kWh
Frais d'exploitation et d'entretien	4 uc/kWe/an

Ces données ont également été admises par l'UNIPEDE.

4.5.2 Comparaison avec le prix de revient du kWh nucléaire

Par rapport à une centrale classique répondant aux caractéristiques précitées, la position concurrentielle de l'énergie nucléaire en 1970 peut s'exprimer comme suit:

Les centrales nucléaires de grande puissance mises en service en 1970 produiront l'électricité au même prix de revient que les centrales au charbon et au fuel-oil mises en service à la même époque et achetant leur combustible aux prix suivants par t.e.c. (7000 kcal/kg franco centrale).

Charges d'immobilisation du capital	Durée d'utilisation annuelle	
	6000 h	7000 h
8,1 %	10,1 uc/t	9,6 uc/t
10 %	10,8 uc/t	10,2 uc/t
13 %	12,1 uc/t	11,3 uc/t

Les centrales nucléaires dont la construction sera entamée sous peu et qui seront terminées à la fin de la présente décennie, produi-

IV.21

ront donc l'électricité au même prix de revient que les centrales thermiques classiques qui achètent leur combustible à un prix compris entre 10 et 12 uc/t.e.c. franco centrale. Ceci ne vaut toutefois que pour les grandes unités (d'au moins 400 MWe) affectées à la couverture de la charge de base, c'est-à-dire ayant une utilisation annuelle de 6000 à 7000 h.

Pour les Etats-Unis, les chiffres publiés par P. Sporn concernant la même époque font apparaître qu'à 13,5 % d'annuité et 7000 heures d'utilisation annuelle, le prix du combustible classique ne doit pas dépasser 27 cts/10⁶ BTU, c'est-à-dire 7,4 uc/t.e.c. pour que les centrales classiques soient compétitives.

4.5.3 Situation et perspectives d'évolution des prix des combustibles fossiles

Les combustibles fossiles utilisés dans les centrales classiques coûtent à présent au moins 10 à 12 uc/t et généralement beaucoup plus.

- (1) Le charbon extrait dans la Communauté coûte actuellement au moins 15 uc/t, départ charbonnage.

Le tableau ci-dessous donne les barèmes publiés par la Haute Autorité pour les différentes sortes de charbons gras (fines lavées):

Tarifs pour charbon gras (fines lavées) au mois de janvier 1965			
Bassin	Matières volatiles en %	uc/t hors taxes	taxes en %
Ruhr, gewaschene Ess- und Mager-Feinkohle	18 - 30	16,68	4,16
Aix-la-Chapelle, idem	19	18,24	4,16
Sarre, gewaschene Flamm-Feinkohle	33 - 40	17,76	4,16
Belgique, fines lavées grasses	20 - 28	14,60/15,30	1,00
Nord/Pas-de-Calais, fines brutes flénus	18	14,50	11,11
Lorraine, fines lavées flambant industr.	36 - 39	14,79	11,11
Limbourg, fines lavées demi-grasses	20 - 25	15,06	5,26

Convertis au pouvoir calorifique de 7000 kcal/kg, les prix sont généralement plus élevés. Cependant les organismes de vente sont autorisés à accorder certains rabais (possibilité d'alignement des prix selon l'article 60 du Traité de la C.E.C.A.).

Quant à l'évolution des prix, dans l'avenir, signalons que, pour 1965, les accroissements de productivité envisagés n'excèdent pas 3,5 %; tandis que les augmentations de salaires décidées ou en discussion sont de l'ordre de 6 à 8 %. A plus long terme, il ne semble pas que la tendance doive se renverser et que l'augmentation de la productivité puisse durablement excéder ou même équilibrer celles des salaires. Il en résultera donc une hausse des coûts qui se répercutera sur les prix. Indiquons à titre d'exemple que l'on annonce, dans le bassin de la Ruhr, des hausses de prix de l'ordre de 4 % en moyenne à partir du 1er janvier 1965. Il est toutefois peu probable, dans la situation actuelle et future du marché, compte tenu des risques de substitution liés à toute hausse de prix, que les accroissements prévisibles des coûts puissent être totalement compensés par des augmentations de recettes.

- (2) La catégorie la plus importante parmi les charbons vapeur importés, à savoir les "bituminous slacks" en provenance des USA, coûtait jusqu'au printemps 1963 entre 7,5 et 8 uc/t fob, côte orientale des Etats-Unis (Hampton Roads). Ces prix sont passés depuis lors à 9 ou 10 uc. Dans l'avenir, ces prix diminueront probablement grâce à une évolution favorable des coût d'extraction, des frais de transport et des frais de gestion.

Le fret atlantique pour des contrats à court terme, ne dépassait pas, à une certaine époque (1962), 2,50 uc/t, mais actuellement il a presque doublé.

Pour déterminer les conditions d'approvisionnement dans l'avenir, on doit tenir compte du fret à long terme auquel s'effectue d'ailleurs la majorité des opérations. Celui-ci serait en moyenne de 4 uc/t, taux qui semble couvrir tout juste les frais, rémunération du capital comprise^{*)}. Sur la base de ce taux, on obtient pour les "bituminous slacks", un prix caf ports européens (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) de 13 :a 14 uc/t.

L'Etude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne ^{**)} indique l'évolution probable des prix du charbon vapeur importé des Etats-Unis.

*) Si l'on se base sur le coût d'exploitation des navires qui seront construits dans les prochaines années, on obtient pour le trajet Hampton Road à Rotterdam un taux de fret compris entre 3,5 et 5 uc/t (Etude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté, 1962, chapitre 7).

**) Spécialement l'annexe 10, dans l'édition 1964 de ce rapport.

IV.23

Prix du charbon vapeur en provenance des Etats-Unis (uc/t)		
	Année	
	1960	1975
Départ mine	4,40	4,55-5,30
Transport aux Etats-Unis	4,50	4,40-4,65
Transport maritime	3,50	3,40-4,00
Cif port européen	12,40	12,35-13,95

- (3) Les prix du fuel-oil lourd, impôts et redevances compris, diffèrent fortement selon les pays; d'après le tableau ci-dessous publié par la Haute Autorité, ils se situent en moyenne entre 17 et 20 uc/t de fuel-oil départ raffinerie.

Prix du fuel-oil lourd pour l'industrie de la Communauté ^{**} (nov. 1964) - u.c./t -			
	Prix effectifs approximatifs	Impôts	Prix effectifs hors taxes
Hambourg (franco)	19,5 - 20,0	7,5 ^{*)}	12,0 - 12,5
Karlsruhe (franco)	19,0 - 19,5	7,5 ^{*)}	11,5 - 12,0
Rotterdam (franco)	16,4 - 17,2	3	13,4 - 14,2
Anvers (départ raffinerie)	16,0 - 17,0	4,5	11,5 - 12,5
Dunkerque Le Havre (franco)	19,0 - 20,5	2,2	16,8 - 18,3
Marseille (franco)	17,20 - 18,70	2,2	15,0 - 16,5
Gênes/Naples Sicile (franco)	15,2 - 16,0	5,0	10,2 - 11,0
Milan (départ raffinerie)	17,6 - 18,7	5,0	12,6 - 13,7
Munich (franco)	19,0 - 20,25	7,5 ^{*)}	11,5 - 12,75

*) Avec taxes compensatoires à l'entrée de 4 % par tonne de pétrole brut.

**): Bulletin N° 52 de la Haute Autorité du Charbon et de l'Acier (CECA) Luxembourg

A la calorie, les prix effectifs du fuel-oil, départ raffinerie, sont donc généralement inférieurs aux prix départ mine des charbons nationaux et même aux prix caf des charbons importés. Les pays de la Communauté ayant une industrie charbonnière importante appliquent toutefois une politique douanière ou fiscale tendant à aligner le prix des sources d'énergie bon marché, notamment du fuel-oil, sur les prix élevés du charbon national. Il est probable que la future politique énergétique commune conservera un certain niveau de protection du charbon communautaire. A cet égard, dans l'hypothèse d'un impôt ou redevance uniforme de 2 à 4 uc/t de fuel-oil^{*)}, on peut admettre que, dans la Communauté, vers 1970, le prix minimum du fuel-oil, départ raffinerie, sera compris entre 16 et 17 uc/t correspondant à 11-12 uc/t d'équivalent charbon.

L'Etude sur les perspectives énergétiques à long terme de la Communauté européenne ^{**)} donne les prix moyens suivants pour le fuel-oil provenant du pétrole du Moyen-Orient (en uc/t fuel-oil).

	1962/1963	Futur
Extraction du pétrole	2,5	2,5
Royalties et taxes	5,3	5,3
Transports maritimes	6,7	5,7
Raffinage	1,5	1,5
Frais généraux et de stockage	1,0	1,0
Prix Europe Nord	17,0	16,0
Prix Europe Sud	15,5	14,7

- (4) Les livraisons de gaz naturel aux centrales électriques seraient, semble-t-il, effectuées à un prix d'environ 12/uc/t.e.c. Ce prix est davantage inspiré des conditions du marché que des coûts de production. Etant donné cependant que, dans les circonstances prévisibles, le gaz naturel ne sera utilisé dans les centrales électriques que pour une part relativement faible de l'approvisionnement de celles-ci, une éventuelle baisse de prix ne pourra jouer un rôle déterminant dans le coût de la production future d'électricité.

*) Mémoire sur la politique énergétique du 25/6/1962, points 33 et 38.

**) Spécialement l'annexe 11, dans l'édition de 1964.

4.5.5 Perspectives économiques des centrales équipées de réacteurs de puissance de type éprouvé

Il résulte de la confrontation des prix d'équivalence (10 à 12 uc/t) et des prix réels ou probables des combustibles fossiles¹⁾ que les grandes centrales nucléaires de type éprouvé seront compétitives à partir de 1970 pour une durée d'utilisation supérieure à 6000 heures par an.

4.6 PERSPECTIVES ECONOMIQUES DES CENTRALES NUCLEAIRES DE TYPE EPROUVE APRES 1970

La technique des réacteurs de type éprouvé est en pleine évolution et permet d'espérer d'autres diminutions de coût. Quatre éléments notamment auront une action à la baisse:

- le passage de plus grandes puissances,
- l'augmentation du taux d'irradiation,
- l'amélioration des autres performances,
- la normalisation et la fabrication en série.

4.6.1 Augmentation des puissances

Il est unanimement admis²⁾ que l'augmentation de la puissance unitaire entraîne une réduction des coûts de construction et de production plus marquée pour les centrales nucléaires que pour les centrales classiques. Pour ces dernières, en effet, aux niveaux de puissance unitaire actuellement atteints ou envisagés, le gain dû à l'augmentation de la taille des groupes tend à s'affaiblir assez rapidement. Dans le secteur nucléaire par contre on ne décèle encore aucun indice d'un quelconque affaiblissement de l'avantage que donnent les grandes unités, et cela même pour les puissances les plus élevées actuellement envisagées.

On considère aujourd'hui que la puissance optimale des unités nucléaires à mettre en chantier se situe aux environs de 500 à 600 MWe. Il apparaît toutefois d'ores et déjà que, du point de vue de l'évolution des coûts, il y aura intérêt à passer, dès que possible à des puissances unitaires d'au moins 1000 MWe³⁾.

-
- 1) Charbon communautaire 15 uc et plus, charbon importé 13 à 14 uc, fuel-oil 11 à 12 uc/t.e.c.
 - 2) C'est une des conclusions les plus nettes de la conférence de Genève 64.
 - 3) On peut citer à cet égard l'opinion exprimée par Monsieur Ailleret, Directeur Général Adjoint de l'EDF, dans une conférence sur "L'intégration économique des centrales nucléaires dans les ensembles de production et de distribution d'énergie électrique", présentée le 14/9/64 devant la Conférence mondiale de l'Energie à Lausanne; "L'unité de 1000 MWe est probablement l'optimum pour un grand nombre de réseaux qui ne le soupçonnent pas aujourd'hui, en supposant bien entendu que la technique du 1000 MWe soit bien assise et que la loi de décroissance du coût avec la taille n'indique pas encore une tendance à la saturation".

Des projets d'unités nucléaires de cette taille ont déjà été établis par des firmes américaines et certaines entreprises de la Communauté seront elles aussi en mesure, dans un avenir proche, de soumettre des propositions pour de telles installations.

Toutefois cette évolution vers des dimensions encore plus grandes que celles actuellement envisagées suppose que l'on résolve les problèmes liés:

- à la nécessité de pallier la défaillance possible de très grandes unités,
- au maintien de la stabilité du réseau en cours d'exploitation,
- au transport de quantités importantes d'électricité,
- à la construction elle-même ou à la fabrication des éléments de telles centrales.

4.6.2 Augmentation du taux d'irradiation et réduction du coût du cycle de combustible

Les calculs du prix de revient de réacteurs qui seront mis en service avant 1970, sont basés sur les taux d'irradiation suivants:

- pour les réacteurs graphite-gaz: 3500 MWj/t,
- pour les réacteurs à eau légère, "taux garantis":
SENA, 15.000 MWj/t, KRB, 16.500 MWj/t.

On peut, toutefois, tabler sur des taux d'irradiation plus élevés.

- (1) Pour les réacteurs graphite-gaz, des études effectuées en France^{*)} sur des éléments de combustible en forme de tubes fermés aux deux extrémités, ont montré qu'il était réaliste du point de vue neutronique d'envisager des irradiations de rejet de 5000 à 5500 MWj/t. Pour atteindre un tel taux, il n'est nullement nécessaire d'enrichir le combustible, même s'il est allié à 1,1 % de molybdène. Le bilan neutronique d'un réacteur graphite-gaz se rapproche donc sensiblement de celui du réacteur à eau lourde. Ceci est dû:

- à la température élevée du modérateur (350°C au lieu de 60°C pour la filière à eau lourde), ce qui multiplie par 1,5 environ les sections d'absorption et de fission du Pu 239,
- au fait que l'on tend vers des rapports de modération de plus en plus bas.

L'utilisation d'uranium très faiblement enrichi avec un pourcentage inférieur à 0,8 % ne se révèle intéressante que si les risques d'erreurs sur les variations de réactivité en fonction de l'irradiation sont importants ou si l'on doit employer un combustible allié à près de 2 % de molybdène.

*) Dans le cadre du contrat EURATOM-CEA, n° 004-62-ECIF.

Bien que des irradiations jusqu'à 7000 MWj/t soient techniquement réalisables, leur effet favorable sur le coût du cycle est pratiquement compensé par un coût d'investissement plus élevé dû à l'augmentation des dimensions du coeur nécessaire pour obtenir une réactivité supplémentaire.

L'emploi des caissons en béton précontraint et la possibilité qui en résulte d'augmenter la pression du CO₂ amène à concevoir de nouveaux types d'élément de combustible. En France, on a orienté les efforts vers la mise au point d'un combustible gainé et refroidi intérieurement et extérieurement (élément annulaire) qui permet une meilleure évacuation de chaleur et une égalisation de la pression sur les deux faces de l'élément. Ce dernier effet peut conduire à abandonner le molybdène comme matériau d'alliage, ce qui influence favorablement l'économie neutronique du réacteur.

Les calculs relatifs à ce type d'élément montrent que, par rapport aux éléments tubulaires et à température du modérateur égale, le facteur de conversion initial est légèrement supérieur, l'absorption dans le molybdène étant remplacée en partie par l'absorption supplémentaire dans l'U 238. Il en résulte une augmentation de la réactivité au début du fonctionnement, pouvant atteindre environ 3 % au bout de 100 à 200 jours. En régime d'équilibre, on dispose d'une réserve de réactivité qui dépend de l'irradiation de rejet du combustible: 2 % pour une irradiation moyenne de rejet de 3.500 MWj/t, 1 % pour 5.000 MWj/t.

L'examen des caractéristiques d'un réacteur à éléments annulaires fait apparaître que des progrès considérables sont possibles dans les performances, notamment par suite d'un gain en puissance spécifique selon un facteur 3,5 et d'une augmentation selon un facteur 10 dans la puissance par canal, comparativement par exemple à EDF.1.

Les derniers résultats publiés par l'UKAEA *) quant aux performances des éléments de combustible du type Magnox confirment que des irradiations de l'ordre de 4.000 MWj/t sont réalisables avant que la réactivité disponible ne devienne insuffisante et que ces éléments pourraient être irradiés jusqu'à 5000 MWj/t, si la réactivité nécessaire était disponible.

Le "Nuclear Power Group" a examiné **) les répercussions économiques des différentes options qui s'offrent dans le choix des types d'éléments pour réacteurs Magnox. Pour la barre pleine, la puissance spécifique est environ 5 MWth/t, pour la barre creuse, elle ne dépasse que légèrement cette valeur. Par contre, pour

*) Document 28/P/560, } "Troisième conférence internationale des Nations
 **) Document 28/P/124. } Unies sur l'utilisation de l'énergie atomique
 à des fins pacifiques".

les éléments tubulaires et les barres plates, une puissance spécifique maximum de 11 MWth/t est réalisable. Ces performances permettent une économie sur le prix de revient du kWh d'environ 0,35 mills/kWh. Cette économie découle de réductions dans le coût d'installation de la centrale et dans le coût de la première charge de combustible, qui s'élèvent à environ 0,252 millions d'uc pour une centrale de 2 x 500 MWe.

Les travaux de mise au point de la barre plate sont à un stade bien avancé et les éléments prototypes ont atteint des taux d'irradiation de 3000 MWj/t à Chapelcross. Les performances de ces éléments sont très proches des prévisions découlant des essais hors pile et la stabilité dimensionnelle sous irradiation s'est révélée jusqu'à présent excellente.

- (2) Pour les réacteurs à eau légère (eau bouillante et eau pressurisée) l'objectif visé réside également dans l'obtention de puissances spécifiques élevées, et de taux d'irradiation importants. Il en résulte une série de problèmes de caractère métallurgique et hydrothermodynamique (burn-out).
- a) En ce qui concerne les réacteurs à eau pressurisée, les gainages ont été exécutés jusqu'à présent en acier inoxydable. Ceux-ci ne posent pas de problèmes dans les conditions qui caractérisent, par exemple, le fonctionnement des réacteurs Yankee et SENA, au moins à défaut de "chemical shim". En fait, les flux thermiques moyens sont relativement faibles, de l'ordre de 30 W/cm². La température maximale des gaines est de l'ordre de 300° C. Des taux d'irradiation de 10.000 - 15.000 MWj/t peuvent s'obtenir sans difficulté, éventuellement par un enrichissement variable par zone et par l'utilisation limitée du "chemical shim".

Si on veut améliorer les performances, on doit d'abord accroître les flux thermiques, ce qui conduit à des augmentations et des différences de température beaucoup plus importantes que dans un réacteur à eau bouillante où la formation de bulles réduit partiellement cet effet.

Si on se fixe, en outre, comme objectif d'atteindre des taux d'irradiation élevés, outre le contrôle de la réactivité initiale, il se pose un problème d'intégrité du combustible dans le temps. L'augmentation du volume spécifique de l'UO₂ avec la température et avec le taux d'irradiation ainsi que l'accumulation des gaz de fission peuvent provoquer des tensions mécaniques qui semblent, au moins partiellement, responsables de rupture de gaines par corrosion intergranulaire. Outre l'utilisation d'un plenum aux extrémités des éléments de combustible, on peut prévoir des vides intergranulaires qui permettent à l'UO₂ et aux gaz de fission certaines marges d'expansion; de plus, on peut limiter la densité du combustible. En effet, il a été expérimentalement démontré qu'un barreau d'UO₂

ayant une densité de 83 - 85 %, pouvait atteindre un taux de combustion de l'ordre de 18.000 MWj/t, tout en supportant un flux thermique supérieur à 300 W/cm². Ceci étant, il demeure nécessaire d'adapter la densité du combustible aux performances visées.

On peut espérer raisonnablement des taux d'irradiation de l'ordre de 30.000 MWj/t dans un PWR avec des gaines en acier inoxydable, tandis que l'excès de réactivité peut se contrôler par le "chemical shim" qui est une technique actuellement démontrée et éprouvée.

Quant aux gaines en zircaloy, il reste à vérifier si, avec les mêmes perfectionnements, elles se comporteront aussi favorablement que les gaines en acier inoxydable dans un PWR. En effet, le danger d'hydruration du zircaloy, qui est fonction de la température, est potentiellement plus important dans un PWR; d'autre part, la gaine est soumise à une pression du réfrigérant de 150 kg/cm², tandis que dans le cas des BWR, cette pression n'est que de 70 kg/cm².

- b) Pour les réacteurs à eau bouillante, la vulnérabilité des gaines en acier inoxydable à la corrosion intergranulaire a conduit General Electric à utiliser exclusivement le zircaloy. Si cet alliage est intéressant du point de vue neutronique, il a cependant, en fonction de la température, des limitations sur le plan mécanique et sur le plan de la corrosion.

Bien que les conditions de température soient moins sévères dans un réacteur à eau bouillante que dans un PWR, la limitation principale réside dans le fait que le flux thermique de burn-out diminue sensiblement avec le titre. Des recherches sur le relèvement du flux de caléfaction font l'objet de contrats passés dans la Communauté, en exécution de l'accord Euratom/États-Unis. Ces recherches ont déjà donné des résultats prometteurs; toutefois, il y a encore des problèmes à résoudre quant à l'application industrielle de nouvelles techniques.

Ceci étant, l'augmentation du flux thermique pose pour les gainages au zircaloy des problèmes de même nature que ceux évoqués ci-dessus pour les réacteurs PWR. C'est pourquoi on s'efforce de mettre au point des alliages de zirconium ayant des propriétés mécaniques et une résistance à la corrosion améliorées à haute température.

Par ailleurs, il est plus difficile d'envisager des taux d'irradiation aussi élevés que dans le cas des réacteurs à eau pressurisée. En effet, l'utilisation de la technique du "chemical shim" est peu indiquée dans un BWR où le système biphasé (eau-vapeur) ne permet pas de maintenir une concentration homogène du poison soluble.

Il est vrai qu'on a pensé à l'utilisation de poison à l'état solide, soit dans la gaine, soit dans l'UO₂, soit dans les maté-

4.6.4 Normalisation et construction en série

A l'exception des dernières centrales en construction par EDF dont certains éléments sont déjà fabriqués en petites séries, les centrales nucléaires construites jusqu'à présent dans la Communauté constituent des exemplaires uniques. Des économies considérables pourraient être réalisées si l'on normalisait certains éléments constitutifs des centrales nucléaires (ex.: boucle de refroidissement d'une centrale à eau légère). Des économies encore plus sensibles dériveraient de la reproduction en plusieurs exemplaires d'un modèle normalisé.

4.6.5 Prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires de type éprouvé après 1970

En fonction des tendances précitées, on peut prévoir, pour les centrales d'une puissance de 1000 MWe à construire après 1970, les coûts suivants:

- Coût d'installation 140 à 175 uc/kWe
- Coût du cycle de combustible 1,5 à 2 mills/kWh
- Frais d'exploitation, d'entretien et
d'assurance 0,5 mill/kWh

Ces prévisions sont extrêmement prudentes, vu le fait qu'aux Etats-Unis le coût d'installation est actuellement déjà inférieur au montant minimum indiqué ci-dessus.

Il en résulte les prix de revient suivants:

Prix de revient du kWh dans les centrales nucléaires de type éprouvé, d'une puissance de 1000 MWe, construites après 1970 (mills/kWh)			
Annuité	Durée d'utilisation annuelle		
	5000 h	6000 h	7000 h
8,1	4,8	4,4	4,1
10	5,4	4,9	4,5
13	6,4	5,7	5,2

4.6.6 Perspectives économiques des centrales classiques de grande puissance après 1970

On peut admettre pour les meilleures centrales thermiques classiques les éléments de coûts suivants :

- Coût d'installation 100 uc/kWe
- Consommation spécifique de combustible 2000 kcal/kWh
- Frais d'exploitation et d'entretien 2,5 uc/kWe/an

En fonction de ces données, la position concurrentielle de l'énergie nucléaire après 1970 peut s'exprimer comme suit :

Les centrales nucléaires d'une puissance d'environ 1000 MWe qui seront en service après 1970, produiront le kWh au même coût que des centrales classiques comparables, achetant leur combustible aux prix suivants par tonne d'équivalent charbon (7000 kcal) franco centrale.

Annuité	Durée d'utilisation annuelle		
	5000 h	6000 h	7000 h
%			
8,1	9,40 u.c./t	9,20 u.c./t	9,00 u.c./t
10	10,20 u.c./t	9,80 u.c./t	9,50 u.c./t
13	12,50 u.c./t	10,80 u.c./t	10,40 u.c./t

On peut donc escompter que l'énergie nucléaire sera compétitive même pour une durée d'utilisation des centrales de l'ordre de 5000 heures par an (57 %).

Il va de soi cependant que ce résultat ne sera pas atteint sans un effort considérable sur le plan industriel.

4.7 CONCLUSIONS

Les centrales nucléaires d'une puissance unitaire supérieure à 400 MWe et dont la mise en service en Europe est prévue vers 1970, seront à même de concurrencer les centrales classiques qui achètent le combustible fossile à un prix situé entre 9,6 et 11,3 uc/t.e.c. pour une annuité allant de 8,1 % à 13 % et pour une durée d'utilisation annuelle de 7000 heures.

Aux Etats-Unis, le prix d'achat du combustible devrait même descendre à 7,3 uc/t.e.c. pour que les centrales classiques soient encore compétitives en 1970.

Quant aux centrales de type éprouvé à mettre en service après 1970, les paramètres économiques applicables au calcul du prix de revient de l'électricité produit seront vraisemblablement de l'ordre de :

Paramètres économiques pour les réacteurs du type éprouvé à mettre en service après 1970				
	Unité	1970-1979	1980-1989	1990-1999
<u>Gaz-graphite</u>				
Coût d'installation	u.c./kWe	200	170	170
Coût du cycle de combustible	mills/kWh	1,5	1,2	1,2
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	u.c./kW/a	3,5	3,0	3,0
<u>Eau légère</u>				
Coût d'installation	u.c./kWe	160	135	135
Coût du cycle de combustible	mills/kWh	2,0	1,75	1,75
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	u.c./kW/a	3,5	3,0	3,0

Sur la base de ces données, le prix de revient de l'énergie produite par ces centrales doit se situer entre 4 et 5 mills/kWh. Dès lors, l'énergie nucléaire sera donc compétitive avec l'énergie produite par des centrales conventionnelles utilisant du combustible fossile dont le prix serait inférieur à 9 u.c./t.e.c.

5. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES CONVERTISSEURS AVANCES

5.1 INTRODUCTION

5.1.1 Objectifs

Les réacteurs de type éprouvé - réacteurs graphite-gaz et réacteurs à eau légère - peuvent, dès à présent, soutenir, en charge de base, la concurrence des centrales thermiques classiques. Leur évolution est cependant limitée sous divers aspects et notamment :

- Une partie seulement de l'énergie de fission de l'U 235 et du plutonium produit est utilisée. L'utilisation ne dépasse pas 1 % de l'énergie de fission des atomes d'uranium placés dans le réacteur.
- L'augmentation des températures et, par suite, le rendement thermodynamique, sont limités par des facteurs techniques.

Pour ces diverses raisons, on s'efforce de mettre au point des types de réacteur plus évolués. Ils sont généralement dénommés convertisseurs avancés.

Le développement de nouveaux types de réacteurs vise les objectifs suivants :

- (1) amélioration de l'économie des neutrons en vue d'utiliser au maximum les réserves d'uranium exploitables à des conditions avantageuses, ceci notamment par un relèvement du taux de conversion (voir chapitres 8 et 9);
- (2) possibilité d'utiliser le thorium comme combustible (voir chapitre 7);
- (3) augmentation des températures en vue d'améliorer le rendement thermique.

5.1.2 Réacteurs envisagés

Dans ce qui suit, on distinguera les réacteurs permettant l'utilisation d'uranium naturel de ceux qui exigent de l'uranium enrichi :

- Filières qui peuvent fonctionner à l'uranium naturel :
 - Réacteurs modérés à l'eau lourde;

- Filières qui doivent fonctionner à l'uranium enrichi ou éventuellement au thorium additionné de matières fissiles:
 - Réacteurs à gaz avancés,
 - Réacteurs à haute température refroidis au gaz,
 - Réacteurs sodium-graphite ou hydrure de zirconium,
 - Réacteurs à zone nourricière et enveloppe (seed and blanket reactors),
 - Réacteurs à modulation variable par déplacement du spectre de neutrons (spectral shift reactors),
 - Réacteurs à surchauffe nucléaire, conçus à partir du modèle à eau légère.

Les réacteurs refroidis et modérés par liquide organique ne seront pas examinés ici, les efforts de développement de cette filière ne se justifiant pas du point de vue économique*).

5.1.3 Remarques générales relatives aux perspectives de prix de revient des convertisseurs avancés

Les paragraphes suivants résument les prévisions dont dispose la Commission d'Euratom au sujet des réacteurs précités; ils s'efforcent d'évaluer les perspectives économiques des différents types.

Une telle analyse est évidemment entachée d'incertitudes et les résultats doivent être interprétés avec réserve. Il importe de faire à ce sujet les remarques suivantes:

- (1) Le présent rapport doit servir à déterminer un programme indicatif, destiné à orienter les investissements, le moment venu. En ce qui concerne les convertisseurs avancés, il ne s'agit donc pas actuellement de faire un choix entre divers développements mais uniquement d'énoncer les éléments d'appréciation que l'on peut entrevoir, notamment sur le plan économique.
- (2) Les divers types de convertisseurs avancés en sont à des stades de développement fort différents. Certains des modèles à eau lourde, tels que CANDU, ont presque atteint la maturité industrielle, alors que d'autres, comme les réacteurs "seed and blanket", en sont encore fort loin. Les incertitudes et les aléas que comporte chaque type de réacteur ne sont donc pas identiques.

*) Il y a lieu de dire ici que le réacteur expérimental du centre d'essai de Idaho et le réacteur Piqua, construits par Atomic International, sont utilisés depuis la mi-janvier 1965 dans le cadre du programme de recherches et de développement des réacteurs modérés à eau lourde et refroidis avec un liquide organique.

- (3) Les données utilisées pour les prévisions de coût ne sont pas comparables. Même si l'on s'efforce de les rapprocher, il reste de nombreux éléments qui faussent les comparaisons soit entre les convertisseurs avancés eux-mêmes, soit entre ceux-ci et les réacteurs éprouvés.

Alors que les prix de revient établis pour ces derniers sont fondés sur des offres de prix fermes qui portent sur un ensemble d'éléments déterminés, il est, en revanche, difficile et souvent impossible de savoir si les indications de prix de revient publiées concernant les convertisseurs avancés tiennent compte ou non des éléments de coûts suivants:

- Les fonds investis ou encore à investir dans les travaux de recherche et de développement.
- En ce qui concerne le coût de premier établissement:
 - les frais à charge du contractant, notamment le coût du terrain et ses frais d'aménagement, le coût des installations auxiliaires, etc.;
 - les frais d'études techniques;
 - les provisions pour hausses de prix;
 - les droits de douane, taxes et impôts indirects;
 - les imprévus.
- En ce qui concerne le coût du combustible:
 - le prix de l'uranium naturel retenu comme base de calcul;
 - les dépenses supplémentaires pour l'achat d'uranium enrichi compte tenu de la loi américaine sur la propriété privée;
 - le crédit plutonium retenu, compte tenu des frais de retraitement et de transport y afférents.
- En ce qui concerne les frais d'exploitation et d'entretien:
 - les frais de renouvellement ou de retraitement du modérateur et du réfrigérant (notamment dans le cas de l'eau lourde et des liquides organiques);
 - les primes d'assurance.

Cette liste n'est pas exhaustive.

- (4) Les prévisions de prix de revient indiquent les chances de compétitivité des convertisseurs avancés. Ces chances ont, sans aucun doute, été atténuées par la baisse intervenue ces deux dernières

années dans le coût des réacteurs éprouvés. Cette évolution montre cependant que le développement industriel entraîne une baisse des prix de revient pour les types de réacteur dont l'intérêt est démontré et il est à présumer que cette tendance prévaudra également pour les convertisseurs avancés. D'autre part, ces réacteurs pourront tirer profit de certains progrès dont les éprouvés ont bénéficié.

- (5) Les prévisions de prix de revient que l'on trouvera ci-après ont généralement été établies en s'inspirant d'études basées sur un "reference design". Les calculs ont été effectués d'après les règles mentionnées au 4.1.3. C'est ainsi qu'on a utilisé les divers niveaux d'annuités admis comme représentatifs pour les pays de la Communauté. Toutefois, on n'a pas pu transposer sur la base des conditions en vigueur dans la Communauté, les coûts indiqués dans les pays tiers pour les principaux équipements. Les dépenses de combustible et donc les frais variables étant généralement moins élevés pour les convertisseurs avancés que pour les réacteurs de type éprouvé, on peut admettre que les convertisseurs avancés auront des durées d'utilisation annuelle relativement élevées, que l'on estime à 7000 heures.

5.2 REACTEURS QUI PEUVENT FONCTIONNER A L'URANIUM NATUREL - REACTEURS MODERES A L'EAU LOURDE

Les réacteurs modérés à l'eau lourde peuvent fonctionner à l'uranium naturel. Leur avantage principal réside dans leur excellente économie neutronique qui a pour conséquence une faible consommation spécifique, un très bon taux de conversion et une utilisation "in situ" élevée des matières fissiles engendrées.

En ce qui concerne leur consommation spécifique, en particulier, annuellement et à quantité égale d'énergie produite, elle est moins élevée que celle des réacteurs du type éprouvé.

Il en résulte une très bonne utilisation des ressources naturelles et un coût faible du cycle de combustible.

Les procédés actuellement étudiés et mis au point se distinguent principalement par le fluide de refroidissement utilisé:

- l'eau lourde sous pression ou bouillante, procédé étudié principalement au Canada, en Suède et en Norvège (projet HALDEN, avec participation Euratom);
- l'eau légère bouillante ou sous forme de brouillard: ce procédé est étudié aux Etats-Unis; des études analogues s'effectuent au Canada, en Grande-Bretagne et en Italie (projet CIRENE, sous contrat Euratom) et au Japon;

- un liquide organique: le projet ORGEL du Centre Commun de Recherche d'Euratom est basé sur ce procédé; des études analogues se font au Canada, aux Etats-Unis où ce type de refroidissement connaît actuellement un regain d'intérêt, au Danemark (projet DOR), en Espagne (projet DON) et en URSS;
- le gaz carbonique, procédé auquel s'intéressent la France (EL 4) et l'Allemagne (Siemens, KKN), ainsi que la Tchécoslovaquie et la Suisse.

On passera brièvement en revue ci-dessous les études, projets et réalisations en cours dans les divers pays.

5.2.1 Canada

- (1) Depuis 1954, le Canada concentre presque tous ses efforts sur le type à eau lourde. Le réacteur NPD (20 MWe) mis en service en 1962 a été le premier réacteur à eau lourde dont les caractéristiques d'exploitation peuvent être considérées comme représentatives.

D'autres réacteurs sont en construction:

- Le réacteur CANDU (Canadian Deutérium - Uranium) à Douglas Point, réacteur modéré et refroidi à l'eau lourde, d'une puissance de 200 MWe, qui doit être mis en service en 1965.
- Le projet Ontario Hydro, centrale nucléaire de 1800 MWe, composée de quatre unités de 450 MWe net chacune. La construction de deux de ces unités a été décidée récemment. La mise en service est prévue pour 1970.

- (2) Les éléments de coût servant de base aux prévisions de prix de revient sont réunis dans le tableau suivant.

Réacteur modéré et refroidi à l'eau lourde, de conception canadienne, Données économiques		
	CANDU 200 MWe	Ontario Hydro 450 MWe a)
Coût total d'installation eau lourde comprise (en u.c./kWe	400 ^{b)}	250 ^{b)d)}
Annuité (en %)	6,5 ^{e)}	6,88 ^{f)}
Facteur d'utilisation (h/an)	7000	7000
Charge d'immobilisation du capital	3,7 mills/kWh ^{b)}	2,5 mills/kWh ^{b)d)}
Coût du cycle de combus- tible g)	1,2 mill/kWh ^{c)}	1,0 mill/kWh ^{f) c)}
Frais d'exploitation, d'en- retien et d'assurance	1,1 mill/kWh	0,5 mill/kWh
Prix de revient de l'élec- tricité	5,9 mills/kWh ^{h)}	<4,0 mills/kWh
(Genève 1964, A: Conf 28/P6)		
a) dans le cadre du projet de 1800 MWe (4 x 450 MWe).		
b) y compris un demi premier coeur pour tenir compte des pertes au démarrage et à l'arrêt.		
c) sans la première charge.		
d) dont inventaire d'eau lourde: 36 uc/kWe.		
e) taux d'intérêt: 4,5 %, durée de vie entre 15 et 40 années.		
f) on se base sur un taux d'intérêt de 5,5 % et une durée de vie de 30 années.		
g) basé sur un taux d'irradiation de 9500 MWj/t.		
h) le total diffère de la somme des postes en raison d'arrondisse- ments.		

- (3) En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur à eau lourde, de conception canadienne Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle: 7000 h (en mills/kWh)		
Annuité	200 MWe	450 MWe
8,1 %	6,9	4,4
10 %	8,0	5,1
13 %	9,7	6,2

- (4) Etat d'avancement des études

Les problèmes principaux d'un réacteur à eau lourde sont liés à la formation de tritium et aux pertes onéreuses d'eau lourde.

En vue de réduire les quantités nécessaires d'eau lourde, l'AECL envisage, dans ses études de conception, de substituer le réfrigérant "H₂O bouillante" au réfrigérant D₂O en passant par l'étape intermédiaire "D₂O bouillante".

Les études sur le refroidissement à eau légère sous forme de brouillard sont abandonnées.

Par contre, d'importants efforts sont consacrés au refroidissement par un liquide organique qui s'avère être sensiblement plus économiques que les autres types de réfrigérant. Les études effectuées dans le centre de Whiteshell s'appuient sur une réalisation, le réacteur WRL de 40 MWth qui doit diverger en 1965 et sera loué, pour moitié, aux USA. Ce réacteur est destiné à tester d'une part le comportement des éléments de combustible dans l'organique et d'autre part divers réfrigérants. Il fonctionnera avec de l'uranium enrichi, ses structures étant en acier inoxydable.

5.2.2 Etats-Unis

- (1) Le rapport au Président: "Civilian nuclear Power" de 1962, insistait sur l'utilisation optimum des réserves limitées d'uranium. Il a eu pour conséquence de donner un nouvel essor aux travaux de recherche et de développement des réacteurs à eau lourde aux Etats-Unis.

Diverses entreprises de construction de réacteurs sont actives dans ce domaine et trois réacteurs de recherche sont en fonctionnement. L'utilisation d'uranium légèrement enrichi est envisagée.

On notera particulièrement les recherches de la firme du Pont de Nemours qui portent sur quatre réfrigérants différents:

- eau lourde,
- eau légère bouillante,
- liquide organique,
- eau légère sous forme de brouillard.

Un prototype d'environ 300 MWe refroidi par liquide organique, sera construit par les sociétés Combustion Engineering et Atomic International; il doit diverger en 1970. Une unité d'environ 1000 MWe, également refroidie par liquide organique, devrait fonctionner en 1974-1975.

Ces unités font partie du programme de l'USAEC concernant le développement de réacteurs à double fins: production d'électricité et dessalement de l'eau (programme décennal d'un montant de $220 \cdot 10^6$ \$).

- (2) Les indications de coût et de prix de revient données par la Société du Pont de Nemours et reprises dans le tableau ci-dessous, se rapportent au refroidissement à l'eau lourde; le refroidissement à l'eau légère bouillante ou sous forme de brouillard donne des résultats à peu près équivalents. Le prix de revient avec un refroidissement organique est inférieur d'environ 12 %.

Réacteur modéré et refroidi à l'eau lourde, de conception américaine Données économiques de base			
	300 MWe	500 MWe	100 MWe
Frais totaux de premier établissement (en uc/kWe)	209	171	147
Inventaire d'eau lourde (en uc/kWe)	32,3	30,8	26,5
Facteur d'utilisation (h/an)	7000	7000	7000
	<u>mills/kWh</u>	<u>mills/kWh</u>	<u>mills/kWh</u>
Charges:			
- d'immobilisation du capital (annuité: 14,5 %)	4,29	3,61	3,02
- d'eau lourde (annuité: 13 %)	0,60	0,58	0,49
Coût du cycle de combustible *)	1,05	0,94	0,53
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	0,88	0,66	0,43
Prix de revient de l'électricité	6,82	5,79	4,47
*) Ce coût du cycle a été calculé dans l'hypothèse d'une location de combustible au taux de 4,75 % par an. Le régime de la propriété privée des combustibles fissiles augmenterait le coût du cycle de 5 %, tandis que les avantages de l'enrichissement à façon le diminuerait de 5 %.			

(Etudes du Pont: DP.830 et 885)

- (3) En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur à eau lourde de conception américaine Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle: 7000 h (en mills/kWh)			
Annuité	300 MWe	500 MWe	1000 MWe
8,1 %	4,70	3,95	3,00
10 %	5,35	4,55	3,45
13 %	6,45	5,50	4,20

(4) Etat d'avancement des études

La conférence de Genève de 1964 a permis de constater un certain ralentissement dans le développement des convertisseurs avancés par rapport aux prévisions contenues dans le rapport au Président: "Civilian nuclear power" de 1962. L'AEC ne pense pouvoir financer que l'HTGR de General Dynamics, le "seed and blanket" et l'HWOCR (Heavy Water Organic Cooling Reactor). En ce qui regarde l'HWOCR, l'AEC vient de signer un contrat pour les recherches et le développement de cette filière, d'un montant de 20 millions de dollars auxquels s'ajoutent 1,3 million de dollars pour les études de mise au point du combustible entreprises par du Pont de Nemours.

5.2.3 EURATOM: Le projet ORGEL

(1) Généralités

L'activité du Centre Commun de Recherche de la Communauté Européenne de l'Energie Atomique est notamment axée sur le projet ORGEL, réacteur modéré à l'eau lourde et refroidi par un liquide organique (mélange de polyphényles).

Les travaux ont débuté en 1960.

Le projet ORGEL s'appuie sur une infrastructure, installée en grande partie à l'établissement d'Ispra et dont les réalisations principales sont:

- l'expérience critique ECO, destinée à étudier la neutronique des réseaux ORGEL en particulier et à eau lourde en général;

- le réacteur ESSOR, destiné à tester, dans des conditions représentatives, le sous-ensemble principal d'ORGEL, à savoir le canal.

ESSOR fonctionnera à l'uranium naturel, ses matériaux de structure seront faits de zircaloy et de SAP (Sintered Aluminium Powder); l'étanchéité de son enceinte a été particulièrement étudiée.

(2) Avantages

Le projet ORGEL présente des caractéristiques particulièrement intéressantes:

- L'économie neutronique remarquable des réacteurs à eau lourde et l'utilisation du carbure d'uranium *) permettent d'atteindre un coût faible du cycle de combustible, ainsi que de s'affranchir de l'hypothèque du retraitement et vraisemblablement de celle de l'enrichissement.
- Les propriétés des polyphényles, fluides organiques sélectionnés par des travaux antérieurs, permettent de fonctionner à basse pression et d'utiliser, pour la construction du réacteur, des matériaux peu coûteux, tels que l'acier doux ou l'aluminium. Comme les polyphényles s'activent peu et comme leur dégagement d'énergie, en cas de rupture des circuits sous pression, est à volume égale huit fois inférieur à celui de l'eau en raison de leur faible chaleur de vaporisation, les problèmes de protection et de confinement sont plus aisément résolus.

La température relativement élevée à laquelle ils permettent de fonctionner a pour corollaire des rendements intéressants.

(3) Caractéristiques principales

Afin de mettre en évidence l'incidence économique de certaines options fondamentales (fonctionnement avec de l'uranium naturel ou avec de l'uranium enrichi) et des progrès de la technologie, trois modèles de centrales ont été analysés:

- La centrale dite "A", d'une puissance de 237 MWe net, correspond à la technologie de 1962; elle brûle de l'uranium naturel; la température maximum du gainage des combustibles est de 450° C.
- La centrale dite "B", d'une puissance de 231 MWe net, correspond à la technologie de 1967. Elle brûle de l'uranium naturel, mais par suite d'améliorations technologiques, la température

*) On notera que le développement de ce type de combustible UC présente par ailleurs un grand intérêt pour la filière des surgénérateurs rapides.

maximum des gaines du combustible est de 500°C.

- La centrale dite "C", d'une puissance de 236 MWe net, utilise comme combustible de l'uranium enrichi à 1,12 %, mais à cela près, elle est analogue à la centrale A.

Caractéristiques				
		Centrale		
		A	B	C
Combustible: carbure d'uranium		naturel	naturel	enrichi
Enrichissement initial	%	0,72	0,72	1,12
Enrichissement final	%	0,29	0,11	0,05

Gainage: SAP				
Epaisseur minimum	mm	1,0	0,5	1,0
Température maximum	°C	450	500	450
Flux calorifique gaine - réfrigérant	watts/cm ²	120	200	120

Puissance électrique nette	MWe	237	231	236
Rendement électrique net	-	0,32	0,37	0,32
Investissement spécifique en eau lourde	t/MWe	0,67	0,58	0,38
Taux d'irradiation moyenne	MWj/t	7000	10.000	20.000
Consommation spécifique annuelle d'uranium naturel	t/MWe	0,13	0,08	0,10 ^{*)}
Production spécifique annuelle de plutonium	kg/MWe	0,40	0,30	0,25

(Rapport EUR 1830.e - Part 1, 1964)

(4) Perspectives économiques

Le prix de revient du kWh produit par un réacteur ORGEL sera peu élevé, ainsi qu'il ressort des indications suivantes:

*) Teneur de rejet de l'usine de séparation isotopique 0,25 %.

a) Investissements- Réacteur à uranium naturel

Un groupement d'industriels de la Communauté a étudié les problèmes techniques posés par la réalisation d'une centrale ORGEL du type A. Les consultations effectuées ont permis de situer le coût d'investissement direct d'une telle centrale aux environs de 160 uc/kWe (les frais d'engineering du maître d'oeuvre ne sont pas compris, mais le site et l'aménagement le sont, ainsi que l'eau lourde).

- Réacteur à uranium enrichi

L'utilisation de l'uranium enrichi est intéressante dans le cas des réacteurs de faible puissance. En effet, à puissance installée égale, on peut ainsi réduire la taille du réacteur (grâce à l'obtention d'une puissance spécifique susceptible d'atteindre 50 MWth/t. d'uranium), ce que ne permet pas l'utilisation de l'uranium naturel qui implique une taille plus importante pour ne pas détériorer le bilan neutronique sous l'effet des fuites.

Il en résulte que, pour un ORGEL à uranium enrichi, la décroissance des investissements spécifiques en fonction de la puissance installée est assez semblable à celle des réacteurs à eau légère.

b) Coût du cycle de combustible- Réacteur à uranium naturel

En ce qui concerne le coût du cycle de combustible, il s'établirait autour de 1 mill/kWh (charges financières comprises: taux d'intérêt 7 %) pour une centrale du type A et descendrait en dessous de cette valeur pour une centrale de plus grande taille. On ne fait intervenir aucun crédit pour le combustible usé qui contient pourtant une fraction appréciable de plutonium. Selon la valeur qu'on donne à ce combustible, on pourrait obtenir un coût du cycle très faible, éventuellement nul ou même bénéficiaire.

- Réacteur à uranium enrichi

Le coût du cycle de combustible dans un réacteur à uranium légèrement enrichi du type C est encore plus faible: de l'ordre de 0,6 mill/kWh; ceci est dû au fait que les taux d'irradiation moyens sont plus que le double des valeurs permises par l'uranium naturel, alors que le prix de l'élément de combustible est multiplié par 1,8 seulement.

c) Conclusions

Sur la base des prix en vigueur en 1963, on obtient les prix de revient suivants:

- centrale "A" (uranium nat. - technologie 1962) 5,7 mills/kWh
- centrale "B" (uranium nat. - technologie 1967) 5,4 mills/kWh
- centrale "C" (uranium enr. - technologie 1962) 5,2 mills/kWh

Réacteur ORGEL, modéré à l'eau lourde et refroidi par liquide organique Données économiques de base	
Type B	231 MWe net
Frais totaux de premier établissement en uc/kWe	220 ¹⁾
Annuité en %	10
Taux de combustion moyen en MWj/t	10.000
Facteur d'utilisation annuelle (h/an)	7.000
Charges d'immobilisation du capital	3,1 mills/kWh
Coût du cycle de combustible	0,9 mill/kWh ²⁾
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	1,4 mill/kWh ³⁾
Prix de revient de l'électricité	<u>5,4 mills/kWh</u>

1) y compris l'inventaire d'eau lourde.

2) dont 0,2 de charges fixes et 0,7 de charges variables.

3) y compris l'eau lourde d'appoint.

En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient pour une centrale de 500 MWe:

Réacteur Orgel, modéré à l'eau lourde et refroidi par liquide organique Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle: 7000 h (mills/kWh)	
Annuité	500 MWe
8,1 %	3,4 - 3,8
10 %	3,9 - 4,4
13 %	4,6 - 5,2

En ce qui regarde le prix de revient de l'électricité fournie par une centrale ORGEL de faible taille (100 MWe ou 300 MWth), celui-ci est de l'ordre de 6,5 mills/kWh; elle est donc compétitive dans les régions où le combustible est cher et peut, dans les mêmes conditions, être envisagée pour la production mixte d'électricité et de vapeur industrielle.

En outre, un réacteur ORGEL peut également être envisagé comme source de chaleur pour un complexe mixte de production d'électricité et d'eau douce.

5.2.4 France

La France s'intéresse depuis 1957 aux réacteurs modérés à l'eau lourde. Le Commissariat à l'Energie Atomique, en association avec l'Electricité de France, a commencé en juin 1962 la construction (à Brennilis, département du Finistère) d'un réacteur prototype modéré à l'eau lourde et refroidi au gaz carbonique, dénommé EL.4, d'une puissance de 70 MWe, dont le combustible doit atteindre un taux d'irradiation moyen de 10.000 MWj/t. Cette centrale sera mise en service en 1967.

- a) La formule "eau lourde - gaz carbonique" permet de mettre en jeu un cycle thermodynamique amélioré plus proche de celui des centrales classiques.

La principale difficulté de cette formule est la mise au point d'un combustible à gaine non capturante: on fonde beaucoup d'espoirs sur le béryllium, cependant pour le cas où ce matériau ne conviendrait pas, on étudie les alliages à base de zirconium et l'acier inoxydable mince plus capturant.

- b) Afin de dégager une indication générale sur l'intérêt de la formule, on tentera d'esquisser une comparaison qualitative entre ce type de réacteur et le modèle éprouvé des réacteurs à eau lourde, à savoir CANDU.

Dans ce qui suit, il est supposé que le gainage au béryllium est réalisable.

- Du point de vue neutronique, la combinaison CO₂-Béryllium, tous deux très peu absorbants, permet, de fractionner davantage le combustible, en conduisant à un bilan de réactivité du même ordre de grandeur que pour le refroidissement par eau lourde. Aussi, la puissance extraite par canal est-elle relativement plus élevée.
 - Du point de vue thermodynamique, l'utilisation du béryllium avec une température de gaine de 600°C, permet d'élever la température de sortie à 520°C et, par suite, de fonctionner avec un rendement net de l'ordre de 33 % contre 29,1 % dans CANDU.
 - Du point de vue économique, l'emploi du réfrigérant gazeux permettant de supprimer l'eau lourde du circuit primaire et, par suite, de réduire les inconvénients liés à sa manipulation, il en résulte une réduction du coût d'investissement de la centrale.
- c) EL.4 est un prototype de centrale destiné à permettre d'apprécier les possibilités d'une nouvelle filière de réacteurs.

L'échelle choisie pour le prototype permet de poser les problèmes en vraie grandeur et d'acquérir ainsi une expérience industrielle et opérationnelle.

- d) Les données économiques obtenues ont été extrapolées à une centrale de 500 MWe (Genève 1964, A.Conf. 28/P.39), ce qui donne une première idée des ordres de grandeur.

Les charges d'immobilisation du capital s'élèvent à 3,4 mills/kWh, avec un taux d'intérêt de 7 %, une durée de vie de 20 ans et une utilisation annuelle de 6000 heures.

Le coût du cycle de combustible est de l'ordre de 1 mill/kWh.

Le prix de revient du kWh produit, est donc favorable.

En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur à eau lourde de conception française	
Estimation du prix de revient de kWh dans la Communauté	
Utilisation annuelle: 7000 h	
(mills/kWh)	
Annuité	500 MWe
8,1 %	4,0
10 %	4,6
13 %	5,5

5.2.5 Allemagne

- (1) Le Kernkraftwerk Niederaichbach (Isar) projette la construction d'un réacteur à eau lourde, refroidi au gaz carbonique, dénommé KKN, d'une puissance de 100 MWe. Ce réacteur présente de nombreuses analogies avec le prototype français décrit dans le paragraphe 5.2.4; il s'en différencie principalement par sa plus grande compacité.

Ce projet a été mis au point par Siemens. Le Gouvernement Fédéral a consenti les crédits nécessaires.

Une estimation du prix de revient du kWh a été établie, à partir de ce projet, pour une centrale de 300 MWe et une centrale de 500 MWe.

Réacteur à eau lourde, de conception allemande		
Données économiques de base		
	300 MWe	500 MWe
Frais totaux de premier établissement en uc/kWe	233	168
Annuité en %	12,34	12,34
Facteur d'utilisation annuelle (h/an)	6000	6000
Charges:		
- d'immobilisation du capital	4,8 mills/kWh	3,5 mills/kWh
- de l'eau lourde	0,55 - 0,65 mills/kWh	0,55 mills/kWh
Coût du cycle de combustible:		
- Charges fixes	0,24 mill/kWh	0,24 mill/kWh
- Consommation	1,1 mill/kWh	1,1 mill/kWh
Exploitation, entretien, assurance	1,1 mill/kWh	1,1 mill/kWh
Prix de revient de l'électricité	7,8 mills/kWh	6,5 mills/kWh

- (2) En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur à eau lourde, de conception allemande		
Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté		
Utilisation annuelle: 7000 h		
(en mills/kWh)		
Annuité	300 MWe	500 MWe
8,1 %	5,5	4,7
10 %	6,3	5,3
13 %	7,5	6,2

Ainsi le prix de revient du projet de 500 MWe est supérieur d'environ 20 % à celui du projet EL.4 de même puissance. Ceci est principalement dû aux plus larges marges d'incertitudes retenues par les constructeurs de ce réacteur.

- (3) Le réacteur multifonctionnel de 50 MWe (MZFR) étudié 1957 par la firme Siemens-Schuckert-Werke, est en construction à Karlsruhe depuis 1962.

Il s'agit d'un réacteur de puissance, prototype à cuve de pression qui est modéré et refroidi à l'eau lourde; il est doté de nombreux dispositifs expérimentaux.

Si le choix d'une cuve de pression et par là même d'une réfrigération à eau lourde sous pression, sont deux caractéristiques qui imposent des contraintes au potentiel et aux possibilités de construction de grands réacteurs de puissance de même type, en revanche, l'utilisation de nombreux dispositifs expérimentaux, jointe à l'exploitation du réacteur, permettront de fournir une meilleure connaissance des possibilités de la famille des réacteurs à eau lourde, en particulier, dans les domaines de la neutronique, de la tenue du combustible sous irradiation et de la technologie de l'eau lourde.

Le coût de construction est estimé à 39 millions d'u.c.; sont exclus: les études, le terrain et, probablement, l'entreprise générale.

5.2.6 Royaume-Uni

En février 1963, le Gouvernement britannique a autorisé l'UKAEA à procéder à la construction d'un prototype de "steam-

generating-heavy water reactor" (SGHWR), c'est-à-dire un réacteur modéré à l'eau lourde et refroidi à l'eau légère bouillante qui sera peut-être surchauffée. Cette version exige de l'uranium légèrement enrichi. Le prototype de 100 MWe sera en service en 1967.

Les principales caractéristiques d'un SGHWR sont les suivantes:

- La modération à l'eau lourde et des matériaux de structure peu absorbants garantissent une bonne économie neutronique et un faible coût du cycle de combustible.
- La réfrigération à l'eau légère bouillante permet l'emploi d'un cycle direct et, par ses propriétés modératrices, réduit les besoins en eau lourde et les dimensions totales du projet.
- Le système à tubes de pression s'extrapole aisément à de plus grandes dimensions et permet d'effectuer le chargement - déchargement du combustible, réacteur en marche, ainsi que de réaliser de la surchauffe nucléaire.

Les indications sur le prix de revient du kWh font défaut. Cependant, selon l'UKAEA, pour des irradiations de 18000 MWj/t et un enrichissement initial de 1,63 %, le coût du cycle de combustible s'élèverait à environ 1,4 mill/kWh.

5.2.7 Suède

- (1) La centrale de Marviken, en construction à 100 km au nord de Stockholm, comporte un réacteur à cuve de pression, modéré et refroidi à l'eau lourde; l'eau lourde vaporisée dans le coeur y est surchauffée avant envoi à la turbine. Cette version consommera de l'uranium enrichi à 1,3 %. Le prototype de 200 MWe dont 60 MWe dus à la surchauffe, sera mis en service en 1967.

Partant de ce projet de réacteur, l'étude BASHFUL (Boiling and Super Heating Heavy Water Full Scale Study) donne les caractéristiques techniques et économiques d'un réacteur de même type d'une puissance de 400 à 500 MWe.

Une offre a également été faite par l'A.B. Atomenergi et l'Institut Axel-Johnson for Industrial Research pour un réacteur à eau lourde d'une puissance de 350 MWe qui pourrait être achevé vers 1970.

- (2) A partir des travaux précités, l'A.B. Atomenergi a publié en 1963, les prévisions suivantes sur le prix de revient du kWh.

Réacteur à eau lourde, de conception suédoise			
Données économiques de base			
	2 x 300 MWe (1970)	2 x 450 MWe (1975)	2 x 600 MWe (1980)
Frais totaux de premier éta- blissement en uc/kWe	272	224	200
Charges fixes en uc/kWe.a	32,2	26,6	23,4
Annuité en %	8,87	8,87	8,87
Charges variables en mill/kWh	1,6	1,4	1,2
Facteur d'utilisation annuel- le (h/an)	5000	5000	5000
Prix de revient en mills/kWh	7,6	6,4	5,6

("Electric Power Production in Sweden in the
1970's" - Aktiebolaget Atomenergi - 1963)

- (3) En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté,
on obtient:

Réacteur à eau lourde, de conception suédoise			
Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté			
Utilisation annuelle: 7000 h			
(en mills/kWh)			
Annuité	2 x 300 MWe (1970)	2 x 450 MWe (1975)	2 x 600 MWe (1980)
8,1 %	4,9	5,0	4,4
10 %	6,6	5,6	4,9
13 %	7,7	6,5	5,7

5.3 FILIERES QUI DOIVENT FONCTIONNER A L'URANIUM ENRICHI

5.3.1 Réacteurs à gaz avancés

Comme leur nom l'indique, les réacteurs de cette catégorie constituent un perfectionnement des réacteurs à gaz à uranium naturel métallique, notamment par relèvement de la puissance spécifique.

On ne fera cependant pas mention, dans ce qui suit, de la formule française, déjà exposée dans le chapitre 4 et qui consiste à améliorer les performances du combustible métallique à uranium naturel utilisé dans la filière graphite gaz éprouvée, en employant des barres creuses refroidies intérieurement et extérieurement.

- a) Ce paragraphe concerne la formule anglaise qui renonce aux matériaux constitutifs de l'élément de combustible des réacteurs à gaz du type éprouvé et emploie du bioxyde d'uranium légèrement enrichi, gainé à l'acier inoxydable.

Les avantages de cette solution sont :

- un rendement thermodynamique amélioré lié à l'augmentation de la température du gaz;
- un taux de combustion accru (environ 12.000 MWj/t au lieu de 4000 MWj/t pour l'uranium métallique), lié à la meilleure tenue du combustible sous irradiation;
- une diminution des dimensions du réacteur résultant de l'augmentation de la densité de puissance.

Il apparaît notamment qu'un réacteur du type AGR coûte environ 20 % de moins qu'un réacteur correspondant du type Magnox et il n'est pas exclu que les coûts puissent encore être réduits.

Cependant, l'économie neutronique est moins bonne, en raison :

- des fuites neutroniques accrues;
- de la plus faible densité du combustible;
- de la présence dans le noyau de matériaux plus absorbants (en particulier, dans le gainage).

Le gain en coût d'investissement risque donc d'être contrebalancé par :

- une détérioration de l'économie neutronique;

- un accroissement du coût du combustible dû à l'emploi d'uranium enrichi;
- une augmentation des coûts de fabrication du combustible, due à des géométries plus compliquées.

b) Sur le plan économique, on prévoit actuellement pour une première centrale, comprenant deux unités d'une puissance nominale de 500 MWe, mise en service vers 1970, les éléments de coût suivants :

Réacteur à gaz avancé de 500 MWe de conception anglaise (AGR)	
Données économiques de base	
Frais totaux de premier établissement (en uc/kWe)	265
Annuité en %	10,22 % (7 ½ % - 20 ans)
Utilisation annuelle (h/an)	6.500
	<u>mills/kWh</u>
Charges d'immobilisation du capital	4,5
Cycle de combustible	2,2
Exploitation, entretien et assurance	1,0
Prix de revient de l'électricité	7,7

(Nuclear Engineering, May 1964)

c) Dans son 10ème rapport annuel, l'UKAEA estime, avec les mêmes hypothèses de calcul mais en envisageant la construction de plusieurs réacteurs sur lesquels s'amortiraient les dépenses de développement, que le prix de revient se situerait à 4,7 mills/kWh. Un amortissement en 25 ans et un coefficient d'utilisation annuelle de 85 % (près de 7500 h/an) réduirait ce coût à 4,1 mills/kWh. Le coût du cycle de combustible intervient pour 1,4 mills/kWh et ce prix de revient se décomposerait comme suit :

- Coût de l'installation : 160 uc/kWe
- Annuité : 9,32 %
- Utilisation annuelle : 7.500 h.

- Charges d'immobilisation du capital : 2,0 mills/kWh
- Cycle de combustible : 1,4 mill /kWh
- Exploitation, entretien et assurance : 0,7 mill /kWh

- Prix de revient de l'électricité : 4,1 mills/kWh
=====

En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient :

Réacteur à gaz avancé de 500 MWe, de conception anglaise (AGR) Utilisation annuelle : 7000 h (en mills/kWh)		
Annuité	Première réalisation	Réalisation ultérieure à long terme
8,1 %	6,1	4,0
10 %	6,9	4,4
13 %	8,1	5,2

- d) Le Gouvernement anglais a publié en mai 1964 un "White Paper" intitulé "The Second Nuclear Program" et comportant un programme nucléaire de 5000 MWe à mettre en service dans les six années 1970 - 1975.

En vue des premières réalisations le C.E.G.B. a demandé des offres aux constructeurs britanniques pour un AGR de grande dimension et pour un réacteur à eau légère du type U.S. Les résultats de l'appel d'offres permettront de préciser le prix de revient probable du kWh produit dans un réacteur AGR.

- e) La firme Deutsche Babcock & Wilcox Dampfkesselwerke travaille avec la société anglaise au développement d'un réacteur AGR. La construction d'un prototype a été décidée.
- f) Seule une expérience industrielle avec des réacteurs de puissance pourra clairement montrer les limitations éventuelles et les possibilités économiques de ce type de réacteur.
- g) Il y a lieu d'ajouter que l'AEC finance la construction du réacteur expérimental à gaz avancé (EGCR) d'une puissance de 29.5 MWe qui est la première application des réacteurs AGR aux U.S.A. Il sera critique dans le courant de l'année 1965.

5.3.2 Réacteurs à gaz à haute température

- (1) En ce qui concerne le développement des réacteurs à haute température refroidis au gaz, les premiers projets remontent aux années 1956-1957.

A. Divers projets ont été étudiés et réalisés en Allemagne, aux Etats-Unis et en Grande-Bretagne avec, pour objectif, les caractéristiques suivantes :

- haut rendement;
- excellente économie neutronique;
- compacité;
- sécurité;
- faibles frais d'investissement.

B. En vue d'atteindre ces objectifs, les réacteurs de cette filière conçus jusqu'à ce jour présentent les particularités suivantes :

- le modérateur (graphite) est employé comme matériau de structure;
- le combustible est sous forme de particules de dicarbures d'uranium et de thorium enrobées d'une couche imperméable de graphite, réduisant le relâchement des produits de fission, et dispersées dans une matrice de graphite, contenue elle-même dans une structure du même matériau;
- le réfrigérant retenu est l'hélium, principalement à cause de son inertie chimique et du fait qu'il ne s'active pas.

C. Ces spécifications permettent de satisfaire à toutes les conditions mentionnées précédemment. En effet :

a) La technologie de la particule enrobée a été développée de telle sorte qu'un taux de combustion de 100.000 Mwj/t de métal, à 1.500°C, sont réalisables avec un facteur d'émission, référé au Kr88, de seulement 10^{-5} des atomes formés par fission. Il y a lieu d'ajouter que ces résultats ont été obtenus par ORNL et Dragon indépendamment.

Le type de combustible "combinaison de nuclides d'uranium fortement enrichi et de thorium" permet d'optimiser le cycle soit pour des taux de combustion élevés en acceptant une certaine perte de neutrons, soit pour une conversion optimale du combustible en acceptant des taux de combustion faibles.

Sur le plan pratique, la première solution n'est pas sans intérêt, à court terme, étant donné qu'elle dispense de retraiter les éléments combustibles et entraîne des coûts de fabrication rapportés au kwh plus faibles que la seconde solution.

Cependant, la seconde solution qui aboutit à la surgénération ou quasi-surgénération est la solution idéale du point de vue approvisionnement à long terme, lorsque les techniques de retraitement de ce type de combustible irradié seront économiquement mises au point.

- b) L'utilisation du graphite comme matériau de structure et du carbone pyrolytique comme matériau de gainage :
- réduit considérablement la capture parasite des neutrons;
 - permet de réaliser des températures élevées et, en conséquence, un rendement thermodynamique élevé;
 - permet de réaliser des températures de sortie du gaz de l'ordre de 750°C à 800°C sans que la température de la partie centrale des éléments de combustible ne dépasse 1300°C : à cette température, le problème de diffusion du thorium et de l'uranium dans l'enrobage et le graphite ne se pose pas.
- c) L'hélium comme gaz de refroidissement nécessite une puissance de pompage faible (1 % de la puissance thermique).
- d) En ce qui concerne les facteurs de sécurité du réacteur, on notera principalement :
- l'intégrité structurelle du coeur composé de matériaux céramiques : il n'y a pas de danger de fusion;
 - la possibilité pour les éléments de combustible de supporter une température accidentelle et momentanée supérieure à 1500°C;
 - le coefficient de température fortement négatif à toutes les températures de fonctionnement.
- Il y a lieu d'ajouter ici que cette dernière propriété simplifie le contrôle et, en conséquence, l'instrumentation.
- e) Enfin, en ce qui regarde les frais d'investissement, ils sont faibles, notamment à cause :
- de la compacité du réacteur due aux densités de puissance élevées ($\sim 10 \text{ Mw/m}^3$) que permettent les matériaux céramiques;
 - de la compacité des échangeurs (due à l'écart important de température entre gaz et vapeur) qui peuvent être ainsi intégrés dans la cuve de pression;
 - du caractère "moderne" de la partie classique de l'installation, grâce aux excellentes conditions de la vapeur, ce qui conduit à des frais d'investissement du même ordre de grandeur que ceux des centrales traditionnelles et donne une grande souplesse d'adaptation aux améliorations qui pourraient encore intervenir dans les équipements classiques de production d'électricité;
 - de la possibilité d'adopter la cuve en béton précontraint qui permet des pressions plus élevées, améliore les échanges thermiques et réduit aussi la puissance de pompage et les soufflantes.

(2) Quelques problèmes restent à résoudre, les principaux touchent :

- La corrosion. Pour éviter une attaque chimique du coeur due à la présence d'impuretés dans l'hélium pouvant conduire au phénomène de transport de masse (corrosion dans les zones chaudes et dépôt dans les zones froides du circuit primaire), il faudra, soit maintenir la pureté du réfrigérant à des niveaux très élevés, soit traiter les surfaces en contact avec le réfrigérant. La méthode à retenir sera le résultat d'une optimisation.
- L'instabilité dimensionnelle ou "shrinkage" (rétrécissement) du graphite sous irradiation dont l'importance croît avec la température. Il y a lieu de noter en contrepartie que le graphite présentant sous irradiation la particularité de fluer, cette propriété pourrait neutraliser les tensions internes créées par le rétrécissement différentiel.
- L'étanchéité de la cuve en béton précontraint, si celle-ci est adoptée.

(3) Des efforts importants sont consacrés au développement des réacteurs refroidis au gaz à haute température dans la Communauté, en Angleterre et aux U.S.A.

A cet égard, plusieurs réacteurs sont soit en fonctionnement, soit en construction, soit à l'étude, à savoir :

- Le réacteur expérimental DRAGON entrepris par l'Agence Européenne de l'Energie Nucléaire dans le cadre de l'OCDE et auquel Euratom participe; il doit permettre d'évaluer d'une façon plus précise, les perspectives d'avenir de la filière sur le plan technique et économique. DRAGON est critique depuis le 23.8.1964; sa montée en puissance aura lieu en 1965.

L'avant-projet de 500 MWe, étudié dans le cadre du projet DRAGON et basé sur l'expérience acquise par ce dernier.

- Le réacteur prototype construit à Jülich par la "Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor GmbH" (AVR)* en commun avec le groupe Brown-Boveri/Krupp. La Commission d'Euratom participe à l'exploitation du projet de 15 MWe et aux études d'un prototype d'une puissance thermique de 500 MW (THTR).
- Le réacteur prototype PEACH-BOTTOM en cours de réalisation près de Philadelphie aux U.S.A. par General Atomic.

*) Hochttemperaturreaktor-Entwicklung bei BBC/KRUPP von R. Schulten und O. Machnig. Atompraxis 9 Heft 4, 1963.

Les avants-projets établis par General Atomic à partir de ce prototype pour des centrales de 170 MWe, 260 MWe et 532 MWe.

L'avant-projet dénommé "TARGET" de 1000 MWe établi pour le compte de l'AEC par la General Atomic.

General Atomic estime le prix de revient d'une centrale basée sur le concept de "TARGET" à 4,1 mills/kWh. Le coût d'installation serait de \$ 110 à \$ 120/KWe et le coût du cycle de combustible, de 1,1 mill/kWh compte tenu de la loi sur la "propriété privée".

En tenant compte des conditions en vigueur dans la Communauté on obtient :

Réacteur à haute température, refroidi au gaz d'après une étude américaine Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle : 7000 h (en mills/kWh)		
Annuité	532 MWe	1000 MWe
8,1 %	4,4	3,1
10 %	4,9	3,4
13 %	5,7	4,0

- Le projet modéré à l'oxyde de béryllium et refroidi à l'hélium, dénommé EBOR, qui est étudié par la General Atomic. EBOR sera critique dans le courant 1965.

En ce qui regarde le cycle de combustible d'EBOR, deux formules sont à l'étude :

- La première utilise un mélange d'oxydes de thorium et d'uranium avec une partie de l'oxyde de béryllium du noyau, réalisant ainsi des facteurs de conversion très élevés.
- La seconde utilise un mélange homogène ou semi-homogène d'oxydes de béryllium et de plutonium de composition isotopique défini, le nuclide 240 étant employé à la fois comme combustible fertile et comme poison consommable.

Les caractéristiques de ces divers réacteurs sont rassemblées dans le tableau qui suit.

Réacteur	Type	Puissance		Date de criticalité	Financement	Caractéristiques thermo-dynamiques et coefficient d'utilisation du combustible	Données économiques
		Thermique MWth	Électrique MWe				
DRAGON (Grande-Bretagne)	Réacteur expérimental	20	aucune prévue	23.8.1964	AEEN	-	-
HTGR (Grande-Bretagne)	Réacteur de puissance Base : DRAGON	1250	530	Avant-projet	Contrat DRAGON	Rendement thermique : 42,5 % Coefficient d'utilisation du combustible; aucune donnée	Charges d'investissement : 145 uc/kWe Coût du cycle de combustible : 1,7 - 2,7 mills/kWh
AVR (Allemagne)	Réacteur prototype avec boulets (éléments simples) mobiles	46	15	2ème semestre 1965	AVR, BBK et Ministère fédéral	Coefficient d'utilisation du combustible amélioré par le fait qu'il n'y a pas de barre de contrôle et que la gestion du combustible s'effectue réacteur en marche	-
THTR (Allemagne)	Réacteur prototype AVR extrapolé	500	environ 200 MWe	-	Contrat d'association Euratom (Associés: BBC/Krupp, Centre de Julich, Euratom)	-	-
PEACH BOTTOM (USA)	Réacteur prototype analogue à DRAGON	115	40	1er semestre 1965	AEC, Gen. Atomic, Philadelphia, Electric Co.	-	-
HTGR (USA)	Réacteur de puissance PEACH BOTTOM extrapolé	-	500	Avant-projet	Gen. Atomic, ESADA	Rendement thermique : 43 % Coefficient d'utilisation du combustible : 1,5 à 2 fissions par atome fissile initial	Coût du cycle de combustible : 1,5 mill/kWh Prix de revient de l'électricité: 6,0 mills/kWh
TARGET (USA)	Réacteur de puissance Base: PEACH BOTTOM avec caisson en béton précontraint et une version avancée du type de combustible	-	1000	Avant-projet	Contrat de l'US AEC (Responsable des études : Gen.Atomic)	Rendement thermique: 46 % Surgénération ou presque	Coût du cycle de combustible : 1,1 mill/kWh Prix de revient de l'électricité : 4,1 mills/kWh
EBOR (USA)	Réacteur prototype modéré à l'oxyde de béryllium	-	15	-	Contribution financière du Ministère Fédéral	-	-

5.3.3 Réacteurs sodium-graphite ou hydrure de zirconium

- (1) Ce type de réacteur, développé aux Etats-Unis sous la désignation SGR, est modéré au graphite et refroidi au sodium.

Ces réacteurs offrent un certain nombre d'avantages.

- Ils peuvent être exploités à des températures de vapeur élevées (650°C).
- Ils ne sont pas limités par les dimensions de la cuve de pression, étant donné que la pression qu'exerce le réfrigérant est assez faible. Ce type de centrale s'avère par conséquent particulièrement indiqué pour des tailles supérieures à celles auxquelles les réacteurs à vapeur saturée sont limités.
- Leur technologie est très liée à celle des surgénérateurs rapides, ce qui permettra de faire profiter des efforts entrepris dans le domaine de la recherche et du développement des réacteurs refroidis au sodium.
- Ils possèdent des caractéristiques avantageuses de sécurité intrinsèques, entre autres : une faculté d'absorption prononcée de l'iode, un fort coefficient négatif de température, une grande marge entre la température d'exploitation (650°C) et le point d'ébullition du sodium (880°C), enfin une faible accumulation d'énergie (basses pressions de fonctionnement - inertie chimique du sodium en présence des matériaux de structure).

En plus du réacteur expérimental SRE qui fonctionne depuis 1957 à Santa Susanna et permet de tester les éléments de combustible, un premier prototype construit à Hallam (75 MWe), est en exploitation depuis 1962.

L'US AEC estimait que cette filière de réacteurs avait des possibilités économiques intéressantes et, d'autre part, que l'expérience acquise en matière de technologie du sodium pourrait servir aux surgénérateurs rapides. Cependant, en fin 1964, l'US AEC qui avait redéfini le programme des convertisseurs avancés, déclarait ne plus être en mesure de financer ce type de réacteur.

- (2) En ce qui concerne les dépenses totales d'installation, Atomic International avance les chiffres suivants :

- pour une centrale de 250 MWe : 54 millions de \$
- pour une centrale de 510 MWe : 82 millions de \$
- pour une centrale de 1000 MWe : 143,5 millions de \$

Une "Prototype Evaluation Study" de la même société, publiée en décembre 1963, indique les éléments de coût suivants pour une centrale de 1000 MWe de ce type :

Réacteur sodium-graphite de conception américaine Données économiques de base	
	1000 MWe
Frais totaux de premier établissement en uc/kWe	143,5
Annuité en %	14,5
Facteur d'utilisation annuelle (en h/an)	7000
	<u>mills/kWh</u>
Charges d'immobilisation du capital	2,92
Coût du cycle de combustible	1,34
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	0,34
Prix de revient de l'électricité	4,60

(3) Aux conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur sodium-graphite de conception américaine Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle: 7000 h (en mills/kWh)	
Annuité	1000 MWe
8,1 %	2,9
10 %	3,6
13 %	4,3

(4) La firme INTERATOM (Allemagne), une filiale commune de la DEMAG à Duisburg, et de Atomics International (USA), s'intéressent à ce développement. La décision de construire dans le centre de recherche de Karlsruhe un prototype refroidi au sodium et modéré à l'hydrure de zirconium, d'une puissance de 20 MWe, dénommé KNK, a été prise en 1964. Le gouvernement fédéral a consenti les crédits nécessaires.

5.3.4 Réacteurs "seed and blanket" *)

- (1) Ce type de réacteur constitue une variante de la filière des réacteurs à eau pressurisée. Le coeur est composé d'éléments de combustible constitués essentiellement de nuclides fertiles qui forment le "blanket" (couverture) à l'intérieur de laquelle se trouve un faisceau d'éléments riches en nuclides fissiles, constituant les "seeds" (zones nourricières). Le contrôle s'effectue en agissant sur les fuites de neutrons vers la couverture, par ajustement de la géométrie des zones nourricières qui est variable.

Ce réacteur est considéré comme très prometteur aux Etats-Unis soit par les taux d'irradiation élevés qu'il permet, soit par ses possibilités de surgénération.

Deux concepts au thorium ont été développés.

- a) Le "converter-burner" dans lequel la zone nourricière renferme de l'U 235, tandis que la couverture brûle "in situ" l'U 233 formé.

Les éléments de combustible du "converter-burner" séjournent dans le réacteur pendant 10 ans, temps au cours duquel la réactivité se maintient à peu près constante, la perte de réactivité dans les éléments fissiles étant presque exactement compensée par l'augmentation concomitante de la réactivité des éléments fertiles. Au bout de ce temps, le taux de combustion moyen de ces derniers est d'environ 35.000 MWj/t (représentant plus de la moitié de l'énergie dégagée dans le coeur), alors que les trois quarts de l'U 235 initial ont disparu.

Le prix de revient du Kwh est presque indépendant des coûts de retraitement et de fabrication du combustible.

- b) Le "converter recycle" dans lequel la zone nourricière renferme de l'U 233 en provenance de la couverture, laquelle est optimisée pour engendrer un maximum et brûler un minimum d'U 233.

Ce projet peut atteindre des taux de surgénération très élevés.

Son prix dépend des coûts d'extraction et de refabrication du combustible.

- (2) De manière à mieux dégager les principaux avantages et désavantages de la formule "seed and blanket", elle sera comparée dans ce qui suit à la formule "PWR avancé" dans laquelle le contrôle s'effectue par "spectral shift".

*) Conférence de Genève 1964 - P 208 de l'US/AEC et P 214 de ORNL

Avantages de la formule "seed and blanket" :

- Meilleure économie neutronique,
 - l'introduction de la couverture ayant pour effet de réduire les pertes de neutron par fuite du réacteur et de favoriser la production de nuclides fissiles,
 - le type de contrôle ayant pour effet d'éviter les captures parasites qui, dans le cas d'un contrôle par déplacement du spectre, apparaissent dans le combustible fissile et sont dues au durcissement du spectre.
- Meilleure utilisation de la matière fissile engendrée.

Seule la formule "seed and blanket" du type "converter recycle" permet la surgénération.

En effet, la réduction du facteur de conversion dans les zones nourricières due au durcissement du spectre conséquence du haut enrichissement requis dans ces zones, est compensée par un facteur de fission thermique élevé dans la couverture où le spectre est beaucoup plus thermalisé, compensation qui ne peut avoir lieu dans la formule "PWR avancé".

Il y a lieu de noter cependant que la présence d'uranium naturel dans le "blanket" ne convient pas à cause des captures parasites qui apparaissent dans le Pu 239.

Désavantages de la formule "seed and blanket" :

La puissance massique (c'est-à-dire le nombre de MWe par kilogramme de substance fissile investie dans le réacteur et l'installation de retraitement) d'un "seed and blanket" du type "converter-burner" étant plus faible (facteur 0,45) que celle du "spectral shift", il en résulte un coût du cycle de combustible plus élevé d'environ 40 %.

- (3) L'unique réacteur de ce type est celui de Shippingport (USA) d'une puissance de 150 MWe. Le "blanket" est constitué d'uranium naturel.

L'USAEC qui a réexaminé le programme des convertisseurs avancés en fin 1964, s'est déclarée disposée à financer un projet de 525 MWe.

5.3.5 Réacteurs "spectral shift"

- (1) Le "Spectral Shift Control Reactor" est une variation du réacteur à eau pressurisée. Dans ce réacteur, l'excès de réactivité requis

pour atteindre un taux élevé d'irradiation, est contrôlé en modifiant le spectre neutronique de telle manière que les absorptions résonnantes dans le matériau fertile augmentent. Ce déplacement du spectre neutronique est obtenu en modifiant la composition du mélange eau lourde - eau légère du système.

Au démarrage, lorsque le spectre neutronique est déplacé vers les énergies de résonance, le matériau fertile a le même effet qu'une barre de contrôle, avec cette différence que les neutrons qu'il capture ne sont pas perdus car ils engendrent un nouveau combustible fissile.

Ceci a pour conséquence une amélioration du facteur de conversion du réacteur, principalement lorsque le réacteur fonctionne au thorium, les facteurs de multiplication thermique et épi-thermique de l'uranium 233 étant supérieurs à ceux de l'U 235 et du Pu 239.

Du fait qu'il ne faut plus compenser par des barres absorbantes ou des poisons, l'excès de réactivité en début de vie, il en résulte une réduction du coût d'investissement (suppression de mécanismes et appareillage neutronique coûteux - réduction de l'importance de la cuve et des protections biologiques).

Cette formule entraînant une meilleure distribution de la puissance dans le noyau et un taux de combustion plus élevé que la formule PWR éprouvée, il en résulte une réduction du coût du cycle de combustible. Néanmoins, ces avantages sont susceptibles d'être réduits par les "frais d'eau lourde" (location et pertes).

En ce qui regarde, le coût d'exploitation, il est réduit car il n'y a plus ni gestion, ni entretien de barres de contrôle et les gestions du combustible s'effectuent après de plus longs intervalles de temps.

- (2) Dans la Communauté, il faut mentionner l'importance de l'effort fourni dans ce domaine par le CEN belge dont les études ont servi et servent encore de support aux travaux de la Belgonucléaire et de l'UKAEA sur le projet Vulcain.

Dans ce projet, on utilise une combinaison de deux moyens de réglage; d'une part, la modification périodique à sens unique de la composition du mélange d'eau lourde et d'eau légère par des additions successives d'eau légère au cours de la vie du noyau pour compenser la baisse de sa réactivité, d'autre part la variation de la température du modérateur (d'où, variation de la densité) pour faire face aux variations de puissance.

On se limite à deux unités standard : 25 MWe et 125 MWe. Jusqu'à une puissance de 100 MWe, la centrale Vulcain serait composée d'une ou plusieurs unités de 25 MWe ayant l'avantage d'être transportables. Pour toute puissance supérieure, la centrale porterait un ou plusieurs réacteurs de 125 MWe.

Ainsi conçu, Vulcain pourrait donc couvrir une gamme de puissance extrêmement large, allant des puissances faibles qui sont nécessaires pour introduire l'énergie nucléaire dans les réseaux de petite dimension et, en particulier, dans les pays en voie de développement, aux puissances très élevées (1000 MWe) qui sont actuellement envisagés dans les pays industrialisés. La première réalisation d'une unité de 25 MWe coûterait, selon les auteurs du projet, 470 uc/kWe, tandis que, en fabrication standardisée, on pourrait descendre à 262 uc/kWe. L'unité de 125 MWe, quant à elle, coûterait 283 uc/kWe pour une première réalisation et 157 uc/kWe lors d'une fabrication standardisée.

Le coût du cycle de combustible serait, pour les petites unités, de 2,6 mills/kWh et pour les grandes unités de 2,2 mills/kWh. Ces coûts supposent déjà une fabrication standardisée, mais on n'a pas précisé les hypothèses adoptées quant au régime d'approvisionnement du combustible. Les frais d'exploitation et d'entretien seraient de l'ordre de 1,4 uc/kWe pour une petite unité et 8,4 uc/kWe pour une unité de 125 MWe.

Pour de grandes centrales, respectivement de 500 MWe et de 1000 MWe, on estime le coût de l'installation à 110 uc/kWe et 100 uc/kWe.

Les données de base au sujet de ces centrales peuvent se résumer comme suit:

Réacteur du type spectral-shift, conception Vulcain		
Données économiques de base		
	500 MWe	1000 MWe
Frais totaux de premier établissement (en uc/kWe)	110	100
Annuité en %	10	10
Facteur d'utilisation annuelle (h/an)	7000	7000
	<u>mills/kWh</u>	<u>mills/kWh</u>
Charges d'immobilisation du capital	1,6	1,4
Coût du cycle de combustible *)	2,2	2,2
Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance	0,9	0,8
Prix de revient de l'électricité	4,7	4,4

(Belgonucléaire, 21 août 1964)

*) Dans ce coût de cycle est aussi comprise la consommation d'eau lourde.

Aux conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient :

Réacteur du type spectral-schift, conception Vulcain Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle : 7000 h (en mills/kWh)		
Annuité	500 MWe	1000 MWe
8,1 %	4,4	4,1
10 %	4,7	4,4
13 %	5,2	4,8

En ce qui concerne le programme de recherches relatives à Vulcain, le travail expérimental terminé à Winfrith, se poursuit actuellement dans l'expérience critique Vénus à Mol qui a été spécialement conçue et construite en vue des essais du coeur Vulcain et des essais ultérieurs du même genre.

Après la fin des expériences critiques à froid dans Vénus, un coeur entier Vulcain sera essayé en puissance dans le réacteur BR.3 à Mol, pendant une durée de trois ans à partir de fin 1965. Comme ce coeur sera entièrement instrumenté, il y aura possibilité de vérifier très en détail les changements se produisant au cours du "burn-up" et d'adapter en conséquence les méthodes de calculs.

- (3) L'avenir de ce concept aux U.S.A., n'est pas connu, l'A.E.C. venant de décider de ne pas lui accorder son soutien.

5.3.6 Réacteurs à surchauffe nucléaire dans le concept des réacteurs à eau légère

Le développement de ce type est particulièrement poussé aux Etats-Unis. Selon l'US AEC, le réacteur à eau bouillante et à surchauffe offre, par rapport aux réacteurs à vapeur saturée, des avantages économiques en raison des températures et des rendements thermiques élevés que l'on peut obtenir. Cependant, la mise au point de matériaux capables de résister aux températures élevées de la vapeur surchauffée pose certains problèmes.

Dans la Communauté, la firme AEG s'intéresse à ce système et, d'après ses études, il semble probable que l'adoption de la surchauffe nucléaire entraînera, par rapport aux réacteurs à eau bouillante et à vapeur saturée, une diminution de l'ordre de 20 % sur les frais de premier établissement et de 10 % sur le prix de revient de l'électricité.

Le Gouvernement fédéral allemand a récemment autorisé la construction par l'AEG d'un réacteur à surchauffe d'une puissance de 25 MWe. La mise en service aura lieu en 1968.

5.4 RECAPITULATION

5.4.1 Confrontation des prévisions en ce qui concerne le prix de revient du kWh produit dans des convertisseurs avancés

Les paragraphes qui précèdent ont donné, dans la mesure du possible, des indications sur le prix de revient de l'électricité produite au moyen des divers types de convertisseurs avancés envisagés.

Ces données qui, rappelons-le encore, sont relativement incertaines, ont été réunies dans le tableau ci-après. Tous les éléments de coût ont, sous les réserves précitées, été ramenés aux conditions en vigueur dans la Communauté, mais en adoptant uniformément une annuité de 10 % et une durée annuelle d'utilisation de 7000 heures. Pour permettre la comparaison, on a rappelé séparément les perspectives de prix de revient des réacteurs de type éprouvé déjà indiquées au chapitre IV.

Prix de revient du kWh dans des réacteurs de type éprouvé et des convertisseurs avancés, calculés selon les méthodes d'évaluation du coût en usage dans la Communauté, pour une annuité globale de 10 % et une durée annuelle d'utilisation de 7000 h - en mills/kWh -								
Type de réacteur	Puissance en MWe							
	200	250	300	450	500	532	600	1000
Réacteurs éprouvés			6,5		5,4			4,5
<u>Eau lourde</u>								
Canada	8,0			4,7				
USA			5,35		4,55			3,45
ORGEL (231 MWe)		5,3			4,3			
EL.4					4,6			
KKN			7,5		6,2			
Suède *)			6,6	5,6			4,9	
AGR *)					4,4			
HTGR						4,9		3,4
Sodium-graphite								3,6
<u>Spectral Shift</u>								
type américain				4,6				3,4
type Vulcain					4,7			4,4

*) Il s'agit, dans chaque cas, d'une centrale comportant deux unités de la puissance indiquée.

Compte tenu de tous les facteurs d'incertitude qui entachent les prévisions de coût des convertisseurs avancés, ce tableau fait apparaître que, dans le domaine de puissance de 500 MWe comme dans celui de 1000 MWe, le prix de revient des convertisseurs avancés, en particulier du type ORGEL, pourrait être plus intéressant que celui des réacteurs de type éprouvé.

Les prévisions de prix de revient des convertisseurs avancés présentent dans l'ensemble une homogénéité assez remarquable. Au-dessus de 500 MWe, ces réacteurs pourraient être de 15 à 20 %

plus avantageux que les réacteurs éprouvés et cet avantage semble devoir encore augmenter pour de plus hautes puissances.

Il résulte de cette confrontation qu'indépendamment de leurs avantages du point de vue consommation de combustible et production de plutonium, les convertisseurs avancés ont de très sérieuses chances de concurrencer un jour les réacteurs de type éprouvé.

Il est intéressant de noter que cette conclusion est basée sur le niveau actuel des prix de l'uranium, soit dans la plupart des cas sur un prix de l'ordre de 8 \$/lb. Si ce prix était augmenté sensiblement, par exemple jusqu'à 20 \$/lb, l'incidence serait beaucoup plus forte sur le prix de revient des réacteurs éprouvés que sur ceux des réacteurs du type convertisseur avancé. En effet, dans le premier cas, elle serait de l'ordre de 0,35 à 0,45 mill/kWh, tandis qu'elle se limiterait de 0,20 à 0,25 mill/kWh pour les convertisseurs avancés. Ceci aurait pour résultat d'accentuer de quelque 5 % l'avantage de ceux-ci par rapport aux réacteurs éprouvés.

5.4.2 Capacité concurrentielle des convertisseurs avancés par rapport aux centrales classiques

Les données présentées dans les paragraphes précédents concernent, très généralement, des centrales dont la puissance varie entre 200 et 1000 MWe. Il est probable qu'à partir de 1970 la puissance des nouvelles unités sera voisine de 500 MWe. D'autre part, il semble que dans la seconde moitié de la période considérée, c'est-à-dire après 1985, les unités mises en service atteindront au moins 1000 MWe.

Pour calculer les dépenses que représentera l'exécution du programme indicatif, on retiendra pour la période 1970 - 1979 les données actuellement disponibles pour des unités de 500 MWe, tandis que pour la période 1990 - 1999, ce seront les données actuellement disponibles au sujet des centrales de 1000 MWe qui seront introduites dans les calculs. Pour la période 1980 - 1989, on adoptera des chiffres intermédiaires. Ces hypothèses sont, en fait, extrêmement prudentes.

On a résumé, dans le tableau ci-dessous, les éléments de coût qui résultent des renseignements recueillis et analysés dans ce chapitre et qui correspondent aux estimations de prix de revient moyen précédemment établis.

Convertisseurs avancés			
Données de base générales			
	Période		
	1970-1979 (500 MWe)	1980-1989	1990-1999 (1000 MWe)
Frais totaux de premier établissement (uc/kWe)	180	170	160
Coût du combustible (mill/kWh)	1	0,9	0,9
Exploitation, entretien et assurance (uc/kWe.a)	5	4,5	4

Aux conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Convertisseurs avancés		
Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté		
Utilisation annuelle: 7000 h		
(en mills/kWh)		
Annuité	500 MWe	1000 MWe
8,1 %	3,9	3,3
10 %	4,3	3,7
13 %	5,1	4,4

Il résulte de ces prix de revient que les centrales classiques de 1000 MWe ayant les caractéristiques suivantes:

- Dépenses totales pour l'installation 100 uc/kWe,
- Consommation spécifique 2000 kcal/kWh,
- Frais d'exploitation, d'entretien et d'assurance 2,5 uc/kWe/a.

devront, pour soutenir la concurrence avec les centrales nucléaires de 1000 MWe, équipées de convertisseurs avancés, se procurer du combustible fossile aux prix maximums indiqués dans le tableau suivant:

Prix du combustible fossile assurant l'équivalence entre une centrale nucléaire du type convertisseur avancé d'une puissance de 1000 MWe et une centrale comparable au charbon ou au fuel (unités de compte par t.e.c. à 7000 kcal/kg) Utilisation annuelle : 7000 h		
Annuité	8,1 %	6,00 uc/t.e.c.
	10 %	6,70 uc/t.e.c.
	13 %	7,60 uc/t.e.c.

5.4.3 Les perspectives d'avenir des convertisseurs avancés dans la Communauté

Bien que les estimations du prix de revient du kWh pour les principaux types de convertisseurs avancés diffèrent fort peu, leurs chances d'être construits dans la Communauté ne sont pas les mêmes. De plus, on ne pourra établir de véritables conclusions sur l'utilité des différents types les plus prometteurs qu'après la réalisation de prototypes d'une certaine taille. Ces conclusions seront fonction en premier lieu de l'intérêt que manifesterà l'industrie pour l'adoption ou le développement de certaines filières.

Sur la base de ce critère, les réacteurs se présentent dans l'ordre suivant :

- (1) Les réacteurs à eau lourde et les réacteurs à gaz à haute température sont certainement ceux qui ont les plus grandes chances d'être mis au point et d'être construits dans la Communauté. Ces deux types offrent en effet des perspectives favorables sous l'angle technique et économique et tous deux permettent d'envisager l'utilisation du thorium. De plus, leur excellente économie neutronique a pour conséquence une faible consommation spécifique et une utilisation "in situ" élevée des matières fissiles engendrées, ce qui conduit à une très bonne utilisation des ressources naturelles en uranium et en thorium.

A côté de ces avantages communs, il faut noter que :

- les réacteurs à eau lourde sont les seuls qui puissent fonctionner à l'uranium naturel et ; qui nécessitent les moindres quantités d'uranium;
- les réacteurs à gaz à haute température offrent des promesses intéressantes dans les domaines du rendement thermodynamique et de la surgénération.

- (2) Les réacteurs contrôlés par variation spectrale et les réacteurs à surchauffe nucléaire ont probablement des chances d'être mis au point et construits dans la Communauté; en effet, de grandes entreprises industrielles s'y intéressent.
- (3) Les types sodium-graphite et "seed and blanket" ont été surtout développés aux Etats-Unis mais, de ces deux types, seul le second continue à bénéficier du soutien de l'US AEC.

Jusqu'à présent, une seule entreprise de la Communauté, Interatom, s'est intéressée d'une manière suivie au développement du type sodium-graphite. Il est donc très difficile d'établir dans les circonstances actuelles un pronostic quant à la construction de ces réacteurs dans la Communauté.

VI.1

6. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DES REACTEURS RAPIDES

6.1 GENERALITES

6.1.1 Introduction

Les convertisseurs thermiques étudiés jusqu'ici produisent moins de matière fissile qu'ils n'en consomment. Leur utilisation exclusive conduirait donc, à longue échéance, à l'épuisement des réserves de combustibles nucléaires.

Les réacteurs qui produisent plus de substance fissile qu'ils n'en consomment, sont dénommés surgénérateurs. La surgénération peut théoriquement être obtenue par divers procédés. Cependant, en pratique, les quatre systèmes suivants méritent particulièrement l'attention.

Matière fissile initiale	Matière fertile	Matière fissile engendrée	Nature des neutrons
1. Pu 239	U 238	Pu 239	rapides
2. U 235	U 238	Pu 239	rapides
3. Pu 239	Th 232	U 233	rapides
4. U 233	Th 232	U 233	thermiques

Nous ne nous occuperons, dans ce chapitre, que des deux premiers processus de surgénération, et, en fait surtout du premier, parce que c'est celui qui a le plus de chances d'être développé à grande échelle dans un proche avenir. Le troisième, qui fait l'objet d'études récentes, est intéressant du point de vue de la production d'U 233 en relation avec le développement du quatrième système qui concerne les surgénérateurs thermiques au thorium (voir chapitre 7).

6.1.2 Avantages techniques et économiques des réacteurs surgénérateurs rapides

Dans un réacteur surgénérateur rapide, on ne ralentit pas les neutrons par un modérateur avant leur capture par des noyaux fissiles.

L'absence de modérateur permet de réduire fortement la dimension des coeurs et autorise de ce fait des densités de puissance élevées.

(1) Le combustiblea) La matière fissile

Comme combustible fissile, on peut envisager le Pu 239 (ou un mélange isotopique de plutonium) ou l'U 235 faisant appel dans les deux cas à l'U 238 comme matière fertile.

Les études neutroniques montrent qu'avec l'U 235, il est possible d'obtenir un taux de conversion supérieur à l'unité, mais assez faible. Par contre, l'utilisation du Pu 239 donne une marge assez confortable permettant la mise en service, sans grandes difficultés, d'un réacteur ayant un taux de régénération de l'ordre de 1,4 ou plus. Même si ce Pu 239 est remplacé par du plutonium comportant une fraction non négligeable d'isotopes supérieurs (Pu 240, Pu 241 et Pu 242; on parle dans ce cas d'un plutonium "sale"), le taux de régénération se maintient au même niveau et présente même une légère tendance à l'accroissement. C'est pourquoi les réacteurs à neutrons rapides peuvent brûler très efficacement, et vraisemblablement beaucoup mieux que tout autre type de réacteur, le plutonium de composition isotopique variée produit dans les réacteurs thermiques, ce qui constitue un de leurs avantages les plus importants.

Outre cet avantage, qui contribue également à améliorer la rentabilité des réacteurs thermiques, les réacteurs rapides permettent d'utiliser à plus ou moins long terme, après transmutation en Pu 239, la quasi-totalité de l'U 238 présent dans les réserves de combustibles nucléaires, alors qu'avec des réacteurs thermiques, on ne pouvait envisager la fission, dans la plupart des cas, que d'environ 1 % des atomes lourds contenus dans l'uranium naturel.

b) Réacteurs homogènes ou hétérogènes

On a pensé au départ à des réacteurs homogènes, et le projet LAMPRE en est le témoignage, mais si l'idée a beaucoup d'attrait, on s'est cependant heurté à de sérieuses difficultés technologiques lors de sa mise en application.

La solution industriellement envisagée consiste à utiliser un réacteur hétérogène avec combustible sous forme d'aiguilles et où on peut distinguer deux zones: un coeur au centre, dans lequel se trouve la matière fissile, et une couverture entourant ce coeur.

c) Le rôle de l'U 238

Le coeur ne comprend pas de matière fissile pure (U 235 ou plutonium). Il est nécessaire d'utiliser un mélange de matière fissile et d'U 238, essentiellement pour des raisons de contrôle et de stabilité de fonctionnement du réacteur. Dans le cas des réacteurs rapides utilisant des combustibles céramiques qui ne peuvent présenter qu'un très faible coefficient de réactivité dû à la dilatation, phénomène d'ailleurs très aléatoire dans ces réacteurs, le coefficient de température (effet Doppler) jouera le rôle prédominant. Or il est positif pour le Pu 239, mais négatif pour l'U 238.

L'effet Doppler (c'est-à-dire l'élargissement des raies de résonance avec l'élévation de la température dû au fait que les mouvements aléatoires des atomes s'intensifient) a pour effet un changement des sections efficaces effectives d'absorption. Cet effet est faible lorsque les énergies sont élevées, car les résonances sont faibles et se superposent, mais la situation est différente aux énergies plus basses. Dans un grand réacteur à neutrons rapides, à combustible céramique, l'effet principal se produit au-dessous de 10 keV (10 à 20 % des neutrons sont ralentis au-dessous de cette énergie). Or, on peut montrer que, lorsque le nombre de noyaux d'U 238 est supérieur à environ le double des noyaux de Pu, le coefficient global de température devient négatif, ce qui donne au réacteur un élément de sécurité intrinsèque.

Toujours dans le domaine du contrôle, l'influence bénéfique de l'U 238 se fait aussi sentir, du fait que le pourcentage de neutrons différés d'U 238 est exceptionnellement élevé (0,015), alors que celui du Pu 239 est seulement de 0,0021. Si l'on dispose d'assez d'U 238, on peut accroître singulièrement la proportion de neutrons différés et par conséquent rendre le contrôle beaucoup plus facile.

Enfin, signalons l'existence d'autres influences bénéfiques de l'U 238, par exemple contribution à l'entretien de la réaction en chaîne permettant de diminuer la masse du plutonium et d'augmenter le taux de régénération total.

d) Considérations métallurgiques

Le problème du combustible est donc de savoir comment on utilisera conjointement l'U 238 et le plutonium de manière à atteindre de longues irradiations, à haut flux, à haute température, avec une puissance spécifique très élevée. On envisage tout aussi bien des combustibles céramiques que des combustibles métalliques pour atteindre ces objectifs.

En ce qui concerne le combustible, on poursuit actuellement les recherches les plus importantes dans trois directions différentes

les mélanges d'oxydes $UO_2 - PuO_2$, les mélanges de carbures de plutonium et d'uranium et les alliages métalliques de ces deux éléments.

Le comportement des mélanges d'oxydes PuO_2-UO_2 est actuellement assez bien connu, et ceci jusqu'à des burn-up de 5 % des atomes lourds présents dans le combustible. Quelques expériences très limitées ont atteint des burn-up de 10 %. Si les résultats sont très encourageants, il reste cependant encore d'importants problèmes à résoudre, en particulier en ce qui concerne le comportement de l'oxyde sous irradiation prolongée et la résistance des matériaux de gainage. Il est vraisemblable, toutefois, que les premières réalisations de réacteurs rapides, à l'échelle industrielle, feront appel à ce type de combustible.

Les mélanges de carbures présentent, par rapport aux mélanges d'oxydes, deux avantages certains: une plus grande densité de matière fissile et une conductibilité thermique très supérieure à celle des oxydes. On pense en outre que le réseau cristallin des carbures retiendra mieux les gaz de fission et qu'ils permettront d'obtenir de meilleurs taux de régénération. Par contre, la compatibilité des matériaux de gainage avec le combustible donne certaines préoccupations. On ne peut toutefois préjuger actuellement de l'avenir de ce combustible, car les données disponibles sont encore trop fragmentaires.

Les alliages métalliques ont des avantages incontestables: grande densité, taux de régénération plus élevé que les céramiques, meilleure conductibilité thermique et technique de fabrication mieux connue. Malheureusement, les effets de rayonnement limitent singulièrement le burn-up et les problèmes de compatibilité avec les autres matériaux sont très délicats.

(2) Puissance volumétrique et puissance massique

Si, dans un réacteur rapide, la puissance volumétrique (puissance par unité de volume) est élevée, il n'en est pas de même de la puissance massique (puissance par unité de masse de combustible), car la masse critique est assez importante dans le cas d'un réacteur rapide. On constate qu'on reste aux environs de puissances massiques caractéristiques des réacteurs thermiques. Cependant, on a intérêt à augmenter la puissance massique dans la mesure du possible, car il en résulte un avantage par diminution des quantités de combustible immobilisées dans le cycle et par augmentation des quantités de combustible produites.

Toutefois, des contraintes économiques limitent l'augmentation de cette puissance massique car elle conduit à répartir le combustible dans des aiguilles de plus en plus fines, ce qui augmente fortement, et au-delà de l'avantage acquis, le coût de fabrication des éléments de combustible.

Puisque la masse critique est assez importante, les sections de capture macroscopiques des produits de fission et d'autres poisons nucléaires perdent de leur importance par rapport à la section de cap-

ture macroscopique du combustible. On a par conséquent, dans les réacteurs surgénérateurs, une grande liberté de choix des matériaux de structure, l'accumulation des produits de fission ne limitant plus les taux d'irradiation. Cette liberté constitue un autre avantage des réacteurs rapides.

(3) Le réfrigérant

En ce qui concerne le réfrigérant, celui-ci doit être en mesure d'évacuer d'importantes quantités de chaleur à des températures élevées, à des densités de l'ordre de 500 KW par litre de réacteur, et ceci sans dégrader le spectre neutronique. Le fluide qui semble répondre à ces critères par excellence est le sodium. Liquide à des pressions ordinaires jusqu'à $\pm 850^{\circ}\text{C}$, le sodium se comporte favorablement sous rayonnement tant du point de vue de sa stabilité que du point de vue de la dégradation du spectre neutronique.

Cependant la mise au point de la technologie du sodium reste à faire. En particulier la compatibilité des matériaux avec le sodium pour une longue utilisation doit encore être résolue. En effet, si le sodium pur ne pose aucun problème, la moindre impureté le rend très corrosif. Les échangeurs de chaleur, les pompes, les vannes, les instruments de mesure pour des puissances de taille industrielle sont encore à développer à partir de connaissances pratiques relativement limitées.

Si le sodium jouit d'une préférence quasi générale, le refroidissement par gaz à haute température est préconisé par certains (Centre nucléaire allemand de Karlsruhe, General Atomics aux Etats-Unis) tandis que le refroidissement par vapeur est envisagé par d'autres (projet HERMES de la Belgonucléaire, Babcock & Wilcox aux Etats-Unis). Il semble toutefois prématuré de porter un jugement définitif sur les chances de succès de ces différentes techniques.

(4) Considérations économiques

Du point de vue économique, il est certain que pour atteindre des coûts de combustible vraiment intéressants, il faudra à la fois obtenir des puissances volumétriques élevées et des taux d'irradiation de l'ordre de 100.000 MWj/t. En outre, il faudra mettre au point des techniques de retraitement du cœur et de la couverture qui soient à la fois efficaces et peu onéreuses.

Enfin, on ne peut perdre de vue que les réacteurs surgénérateurs rapides restent des machines très compliquées. Dans un espace relativement restreint, on doit installer des mécanismes complexes pour le chargement et le déchargement du réacteur, la manoeuvre des barres de contrôles et l'instrumentation, le tout devant fonctionner sans défaillance à la température du sodium liquide chaud. Malgré toutes ces difficultés technologiques, l'espoir est grand d'arriver à des coûts d'installation acceptables du point de vue économique.

(5) Énumération des avantages

Les surgénérateurs rapides possèdent donc par rapport aux convertisseurs thermiques plusieurs avantages qui se résument comme suit:

- a) Production, à partir d'une matière fertile (U 238), d'une quantité de matière fissile (plutonium) supérieure à celle que le réacteur consomme. Le processus de surgénération permet, en plusieurs cycles successifs, d'utiliser pour la production d'énergie la quasi-totalité de l'uranium chargé dans les réacteurs; il en résulte que le rendement énergétique est considérablement supérieur à celui des réacteurs éprouvés. L'approvisionnement du monde en énergie sera donc assuré à beaucoup plus long terme. Pour un exploitant déterminé, il existe la possibilité de s'affranchir d'un approvisionnement extérieur en matières fissiles pour l'exploitation de son réacteur.
- b) Utilisation optimale du plutonium produit dans les réacteurs thermiques, notamment dans les réacteurs graphite-gaz et dans les réacteurs à eau légère actuellement en construction ou en service, ceci indépendamment de la composition isotopique du plutonium des combustibles déchargés; ceci contribue à améliorer par conséquent la rentabilité des convertisseurs. On notera en outre que la récupération de plutonium s'obtient par simple séparation chimique, ce qui est plus économique que le procédé de séparation isotopique impliqué par l'utilisation de l'U 235.
- c) Liberté beaucoup plus grande dans le choix des matériaux de structure.
- d) Des conditions de vapeur favorables comparables à celles actuellement atteintes dans les turbines conventionnelles les plus modernes.
- e) Prix de revient de l'électricité voisin de celui des réacteurs éprouvés et intermédiaires et probablement même inférieur.

6.1.3 Principaux objectifs des travaux de recherche et de développement

Il n'est donc pas surprenant que les travaux de développement d'un surgénérateur susceptible d'une application industrielle soient activement poussés dans plusieurs pays. Aux Etats-Unis, comme en Grande-Bretagne et en Russie, une grande partie des travaux de recherche et de développement nucléaires est axée sur ce type de réacteur. Dans son deuxième programme quinquennal, la Communauté a affecté un montant de 73 millions d'u.c. au développement des surgénérateurs rapides.

L'activité de la Commission d'Euratom dans le domaine des réacteurs rapides et du plutonium s'exerce par des contrats d'association dont elle assure la coordination.

En juillet 1962, un contrat d'association a été conclu avec le Commissariat français à l'Énergie Atomique (CEA); ce contrat porte sur

la mise au point et la construction du réacteur d'essai de 20 MW/th RAPSODIE (réacteur rapide refroidi au sodium), qui sera mis en service en 1966, ainsi que sur la construction d'une installation composée de l'assemblage critique MASURCA (MAquette SURgénératrice de CAdarache) et d'un réacteur source, le réacteur HARMONIE. La construction ultérieure d'un prototype de réacteur d'une puissance électrique de 100 MWe, combinant toutes les solutions intéressantes pour un réacteur industriel, est envisagée.

Un autre contrat d'association avec le Centre de recherche atomique allemand de Karlsruhe est en vigueur depuis janvier 1963. Ce contrat doit permettre la comparaison de trois réfrigérants: sodium, gaz et vapeur sèche. Le combustible prévu est un oxyde mixte d'uranium et de plutonium. Pour mener à bien ces recherches, trois installations expérimentales seront mises en oeuvre; elles sont dénommées respectivement SNEAK (assemblage rapide de puissance nulle de Karlsruhe), STARK (réacteur thermique rapide ARGONAUT de Karlsruhe) et SUAK (assemblage sous-critique rapide de Karlsruhe). L'ensemble de ces trois installations est nécessaire pour traiter les divers aspects des problèmes que pose ce programme de recherche.

Un troisième contrat d'association a été signé à la fin de 1963 avec le Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare italien (CNEN). Les activités de recherches du CNEN seront intégrées et coordonnées dans l'ensemble du programme des réacteurs rapides de la Commission.

La Commission d'Euratom a en outre conclu au mois de mai dernier un accord avec l'United States Atomic Energy Commission sur un échange d'informations au sujet du développement des réacteurs rapides. Aux termes de cet accord, l'Euratom et l'USAEC échangeront des informations sur tous les programmes concernant des réacteurs à neutrons rapides destinés à des centrales électriques, ainsi que sur les programmes de recherches et de développement dans ce domaine, auxquels participent ou participeront l'Euratom ou l'USAEC pendant la période couverte par l'accord. La durée de la période initiale de coopération est fixée à dix ans. Simultanément, un arrangement est intervenu pour la fourniture par l'USAEC du plutonium et de l'uranium nécessaires à l'exécution du programme de recherches de la Communauté sur les réacteurs rapides.

L'objectif que l'on se fixe, aussi bien aux Etats-Unis qu'en Grande-Bretagne et dans les pays de la Communauté, consiste à mettre au point une première réalisation à l'échelle industrielle, c'est-à-dire d'une puissance unitaire de l'ordre de 500 à 1000 MWe. Ceci exige encore un travail considérable. Outre la mise au point d'un combustible satisfaisant, des études fondamentales théoriques et expérimentales sont nécessaires pour résoudre certains problèmes de physique neutronique. La technologie du sodium liquide pour des débits extrêmement élevés doit être encore mise au point.

6.1.4 Facteurs qui déterminent les perspectives technico-économiques des surgénérateurs rapides

Les perspectives des surgénérateurs rapides sont principalement déterminées par les facteurs suivants:

- (1) les paramètres caractéristiques de leurs besoins et de leur production de matières fissiles, c'est-à-dire essentiellement de plutonium;
- (2) l'époque de leur maturité industrielle;
- (3) le coût d'investissement, les frais de combustible découlant des paramètres cités en (1) et les frais d'exploitation et d'entretien.

Ces différents points seront examinés dans les paragraphes suivants.

6.2 CARACTERISTIQUES FONDAMENTALES

6.2.1 Charge de plutonium nécessaire au démarrage d'un surgénérateur rapide

L'estimation des quantités de matière fissile, notamment de plutonium, nécessaires pour permettre le démarrage d'un surgénérateur rapide, présente des difficultés.

Les données les plus récentes dont on dispose à ce sujet proviennent des Etats-Unis. L'USAEC a confié à quatre sociétés: Allis Chalmers, Combustion Engineering, General Electric et Westinghouse, l'établissement du projet d'une centrale de 1000 MWe du type "surgénérateur rapide". Les résultats de ces études terminées en janvier 1964, ont été publiés en juin 1964; ils ont fait l'objet de plusieurs communications à la conférence de Genève.

Le tableau qui suit, établi sur la base de ces études, donne une première estimation des quantités de plutonium immobilisées par un surgénérateur rapide.

	Allis Chalmers	Combustion Engineering	General Electric		Westing- house
			Moyen Terme	Long Terme	
A. Charge de combustible dans le coeur:					
"U+Pu" (tonnes)	17,6	10,5	12,8	12,8	23,7
dont:					
Pu fissile (%)	17,5	10,9	16,2	13,3	14,1
Pu total ¹⁾ (%)	26,5	14,8	24,2	18,9	20,7
Pu fissile (kg/MWe)	3,1	1,1	2,1	1,7	3,3
Pu total (kg/MWe)	4,7	1,6	3,1	2,4	4,9
B. "Throughput" annuel du coeur ²⁾ :					
"U + Pu" (kg/MWe.a)	6,2	6,9	6,2	3,1	6,3
C. Inventaire hors coeur: ³⁾					
Pu fissile (kg/MWe)	0,7	0,5	0,7	0,3	0,6
Pu total (kg/MWe)	1,0	0,7	1,0	0,4	0,9
D. Besoins spécifiques: (D = A + C)					
Pu fissile (kg/MWe)	3,8	1,6	2,8	2,0	3,9
Pu total (kg/MWe)	5,7	2,3	4,1	2,8	5,8

- 1) Par "plutonium total" on entend: la totalité des isotopes du Pu contenus dans les conditions de fonctionnement à l'équilibre.
- 2) Par "throughput annuel" on entend les quantités moyennes de combustible (U + Pu) annuellement déchargées du coeur. Facteur d'utilisation: 80 %.
- 3) Durée requise pour le transport, le refroidissement, et le retraitement du combustible extrait: 0,67 an (8 mois). L'inventaire hors coeur se calcule en multipliant le "throughput" par la durée moyenne d'immobilisation, c'est-à-dire 8 mois.

Ce tableau met en évidence que les besoins spécifiques de plutonium total seront compris entre 2 et 6 kg/MWe.

Les chiffres communiqués par le CEA à Genève, sur la base de son étude conceptuelle d'un réacteur de 1000 MWe à neutrons rapides, sont respectivement 2,9, 2,5 ou 2,0 kg de plutonium fissile par MWe, selon qu'il s'agit d'un réacteur à zone unique sans aplatissement du flux ou d'un réacteur à deux zones, l'aplatissement du flux s'effectuant par variation soit de l'enrichissement, soit de la composition volumétrique du coeur.

Les études de l'UKAEA évaluent actuellement l'investissement total en plutonium par MWe (en coeur et hors réacteur) à 3 kg de plutonium total par MWe.

Selon l'ensemble de ces informations, on peut retenir deux évaluations des besoins spécifiques en plutonium total d'un surgénérateur rapide (plutonium immobilisé dans les inventaires inclus): l'une, prudente et réaliste, de 5 kg/MWe et l'autre de 3 kg/MWe, optimiste et probablement réalisable à long terme.

6.2.2 Temps de doublement

Le temps de doublement est le temps durant lequel un surgénérateur doit être exploité pour produire une quantité de matière fissile égale à celle nécessaire à son exploitation en régime d'équilibre.

Cette grandeur se déduit du taux de surgénération annuel net, qui est le rapport entre, d'une part la quantité de matière fissile annuellement récupérable en plus de la quantité de matière fissile chargée annuellement dans le coeur et, d'autre part, cette dernière quantité. Ce taux dépend de la durée d'utilisation annuelle du réacteur.

Il y a lieu de ne pas confondre ce taux de surgénération annuel net avec la notion physique de taux de régénération, à savoir le nombre d'atomes fissiles engendrés par atome fissile détruit. Le taux de surgénération, au sens physique du terme, correspondrait au taux de régénération moins l'unité.

Le temps de doublement joue un rôle important d'une part dans l'économie d'un réacteur donné et d'autre part dans un programme nucléaire où réacteurs thermiques et réacteurs rapides concourent à l'établissement et à l'équilibre d'un marché du plutonium.

Si l'on se réfère aux études américaines mentionnées au paragraphe 6.2.1, on dispose des résultats suivants:

	Allis Chalmers	Combustion Engin- eering	General Electric		Westing- house
			Moyen Terme	Long Terme	
Temps de double- ment du combus- tible présent dans le coeur (en an- nées) (7000 h/an)	17,3	6,3	11,2	9,0	12,2

L'UKAEA par contre considère qu'un taux de surgénération annuel de 7 % est réalisable pour les premiers réacteurs qui seront mis en service. Ceci correspond à un temps de doublement de 14 ans.

En tenant compte du plutonium immobilisé dans l'inventaire, on peut retenir deux évaluations du temps de doublement, l'une prudente et réaliste, de 20 ans, et l'autre de 10 ans, optimiste mais cependant réalisable à moyen terme.

6.3 PERSPECTIVE DE LA PHASE INDUSTRIELLE

Les nombreux problèmes techniques qui doivent être résolus ainsi que les programmes de recherche actuellement en cours, donnent à penser que la première réalisation à l'échelle industrielle, d'une puissance de 500 à 1000 MWe, ne pourra guère être mise en service avant les années quatre-vingt. Des déclarations faites par l'USAEC à la fin de 1963 mentionnaient même l'année 1989, bien qu'actuellement le début des années quatre-vingt est généralement considéré par les constructeurs américains comme l'époque du démarrage industriel des réacteur rapides. En Grande-Bretagne, toutefois, la mise en route d'un programme de surgénérateurs est envisagée pour la fin de la prochaine décennie.

La Commission d'Euratom, se basant sur ses propres travaux et sur les progrès accomplis aux Etats-Unis et en Grande-Bretagne, estime qu'un surgénérateur de 500 à 1000 MWe pourra être mis en service entre 1980 et 1985. Ceci suppose toutefois que les entreprises industrielles européennes qui ont entrepris, depuis plusieurs années déjà, des travaux dans ce domaine, consentent un effort de coordination soutenu et poursuivent leur activité avec énergie. C'est en fonction de cette hypothèse que les programmes présentés au chapitre 2 mentionnent l'année 1980 comme début de mise en service des surgénérateurs rapides.

6.4 PRIX DE REVIENT DU KWH DANS LES SURGENERATEURS

6.4.1 Généralités

(1) Signification et ventilation du coût de production de l'électricité

La surgénération est généralement considérée comme la solution du problème de la couverture des besoins en énergie à long terme. Il est effectivement exact que c'est grâce aux surgénérateurs rapides que l'on utilisera le mieux les réserves disponibles en combustible nucléaire. Cependant ce rôle ne sera pleinement assuré par les surgénérateurs qu'à condition de produire des kWh à un prix inférieur à celui des autres filières. Leur importance restera secondaire aussi longtemps qu'il ne sera pas satisfait à cette condition.

Ceci étant, il faut noter qu'une plus ou moins bonne utilisation des réserves n'est pas sans conséquence sur le prix de revient du kWh.

En effet, si ces réserves venaient à s'épuiser par le recours massif à une technique produisant le kWh à meilleur prix de revient, mais nécessitant des quantités relativement importantes d'uranium, on serait rapidement amené à exploiter des gisements plus onéreux et donc à supporter un relèvement des coûts d'approvisionnement. Le prix de l'uranium s'élèverait au-dessus de 8 à 10 \$/lb. d' U_3O_8 actuellement admis, ce qui augmenterait le prix de revient du kWh produit par la filière considérée.

La position concurrentielle des réacteurs surgénérateurs rapides s'en trouverait sensiblement améliorée pour deux raisons: l'augmentation des prix de l'uranium affaiblirait la position concurrentielle des réacteurs qui font massivement appel à cet élément; d'autre part cette augmentation pourrait, dans certaines conditions, diminuer le prix de revient des réacteurs surgénérateurs. On trouvera au chapitre 9 des explications plus détaillées à ce sujet.

Le prix de revient de l'électricité dans les surgénérateurs rapides peut se ventiler, comme celui des réacteurs éprouvés et des convertisseurs avancés, entre:

- les frais de premier établissement qui donnent lieu à des charges d'immobilisation du capital;
- le coût du cycle de combustible;
- les frais d'exploitation et d'entretien.

Seul le coût du cycle de combustible demande quelques explications supplémentaires à celles déjà fournies à propos des autres catégories de réacteurs.

(2) Le coût du cycle de combustible

En vertu du phénomène de la surgénération, il convient d'appliquer au plutonium un traitement particulier dans l'établissement des charges fixes et des charges variables.

- a) Sous le rapport des charges fixes, il convient d'appliquer les charges d'intérêt et d'impôt au capital que représente le plutonium immobilisé dans le coeur du réacteur et dans les inventaires de combustible hors du réacteur.

Il en est de même pour l'²³⁸U présent dans la couverture et dans le coeur et dont on récupère la plus grande partie après déchargement.

- b) Les frais variables comprennent principalement le coût de fabrication des éléments de combustible du coeur du réacteur et de l'enveloppe fertile ainsi que les frais de traitement (transports et pertes compris) pour la récupération de la matière fissile, dont seront déduites les recettes provenant de la récupération des matières fissiles contenues. Si les recettes dépassaient les frais, ce qui n'est pas exclu à long terme, le coût du cycle de combustible pourrait devenir négatif.

(3) Le prix du plutonium

Pour déterminer le coût du cycle de combustible, il faut introduire dans les calculs un prix du plutonium. Pour le moment il n'existe pas de marché du plutonium. Le nombre limité de transactions effectuées jusqu'à présent, ne permet pas d'en dégager une estimation du prix futur de cette matière fissile. En effet, ces transactions concernaient dans certains cas des quantités limitées de plutonium destinées à la recherche, tandis que dans d'autres cas, elles avaient avant tout pour but de soutenir les premières centrales nucléaires des Etats-Unis, l'USAEC ayant orienté sa politique de rachat de plutonium dans ce sens jusqu'au 30 juin 1963.

Il est difficile de prévoir actuellement comment évoluera le prix du plutonium dans l'avenir. Ce prix sera d'une part conditionné par l'offre et la demande, et d'autre part par la valeur d'utilisation du plutonium pour le recyclage dans les réacteurs thermiques ou dans des réacteurs rapides. Cette notion de valeur d'utilisation du plutonium sera examinée plus en détail au chapitre 9.

A défaut d'un marché du plutonium, l'USAEC a fixé son prix de rachat à \$ 10/gr de plutonium sous forme de nitrate, ce qui correspond à la valeur de recyclage du plutonium dans les réacteurs

thermiques, du type à eau légère. Toutes les estimations américaines du prix de revient du kWh dans les réacteurs surgénérateurs sont basées sur ce prix.

Les estimations anglaises ne prennent pas position quant au prix du plutonium. Estimant que le taux de surgénération annuel net sera du même ordre de grandeur que les charges d'immobilisation, le prix du plutonium perd, selon ces estimations, de son intérêt. Toutefois au-delà de 7 £/gr, soit 19,5 uc/gr, il serait selon l'UKAEA plus intéressant d'utiliser de l'U 235.

En revanche, les études françaises estiment prématuré d'attribuer un prix au plutonium pour la même raison que celle invoquée ci-dessus, à savoir que ce prix ne joue qu'un rôle secondaire dans le prix de revient des réacteurs surgénérateurs et même un rôle nul s'il y a concordance entre le taux de surgénération annuel net et le taux d'intérêt qui détermine les charges financières d'immobilisation. Ainsi, un temps de doublement de 10 ans correspond à un taux de surgénération annuel net de 7 %, égal au taux d'intérêt en vigueur actuellement en France.

6.4.2 Estimations

(1) Estimations américaines

De nombreuses études ont été effectuées aux Etats-Unis sur le prix de revient probable du kWh produit dans les surgénérateurs rapides. On se limitera toutefois à rapporter les résultats des études les plus récentes. Il s'agit de quatre "Reference Designs" que l'USAEC a confiés aux sociétés Allis Chalmers, Combustion Engineering, General Electric et Westinghouse, études auxquelles on s'est déjà référé ci-dessus.

Ces quatre études donnent des coûts de cycle à peu près comparables. En uniformisant les bases de calcul en ce qui concerne, entre autres, les charges d'immobilisation du combustible (private ownership), les coûts de retraitement et les hypothèses relatives aux coûts de fabrication des éléments de combustible, on obtient un coût du cycle de l'ordre de 0,6 à 1 mill/kWh.

Seule l'étude de General Electric contient des estimations quant au prix de revient de l'énergie produite. Le coût total de l'installation ne dépasserait guère 125 \$/kWe, y compris les coûts indirects tels que les études, les intérêts intercalaires et les imprévus. L'exploitation et l'entretien de cette installation coûteraient annuellement \$ 2,200.000.

Pour 14 % par an de charges d'immobilisation du capital et un coefficient d'utilisation de 80 %, la General Electric conclut à un prix de revient de 3,2 à 3,5 mills/kWh.

Pour la Communauté, on peut établir le tableau comparatif suivant, basé sur les estimations américaines de juin 1964:

Réacteur surgénérateur rapide (1000 MWe), de conception américaine	
Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté	
Utilisation annuelle: 7000 h	
(en mills/kWh)	
Annuité	
8,1 %	2,4 à 2,8
10 %	2,7 à 3,1
13 %	3,2 à 3,6

(2) Estimations britanniques

Jusqu'à présent, l'UKAEA n'a fourni que peu de données économiques sur les surgénérateurs. Une estimation globale a cependant été publiée^{*)}, mais rien ne dit qu'elles correspondent encore à l'opinion de l'UKAEA à ce sujet.

Réacteur surgénérateur rapide (1000 MWe) de conception anglaise		
Estimations UKAEA (février 1963) du prix de revient du kWh		
(en mills/kWh)		
Prix du plutonium en uc/gr	Combustible du type cermet ^{**)}	Combustible du type carbure
0	4,4	4,3
8,40	4,8	4,3
16,80	5,2	4,4

*) Mr. H. Kronberger. Conférence à la Société Royale Belge des Ingénieurs et Industriels, Février 1963.

***) Le combustible $\text{PuO}_2 - \text{UO}_2$ est dispersé dans une matrice d'acier inoxydable.

(3) Estimations dans la Communautéa) Etudes françaises

Parmi les estimations les plus récentes dont dispose la Commission d'Euratom figurent celles présentées au Colloque sur le cycle de combustible*) qui s'est tenu à Baden-Baden au mois de septembre 1963.

Selon ces estimations, les dépenses brutes d'installation d'un surgénérateur de 1000 MWe sont de l'ordre de 200 uc/kWe. Le coût du cycle de combustible est estimé à 0,7 mill/kWh et les frais d'exploitation et d'entretien à 1 mill/kWh.

Ces chiffres conduisent, pour la Communauté, aux prix de revient suivants:

Réacteur surgénérateur rapide, de conception française Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté Utilisation annuelle: 7000 h (en mills/kWh)	
Annuité	1000 MWe
8,1 %	4,0
10 %	4,6
13 %	5,4

L'étude publiée en 1964 et relative à la conception d'un réacteur à neutrons rapides de 1000 MWe (Rapport CEA - R 2554) ne contient pas de données économiques nouvelles permettant de compléter ou de modifier ces estimations.

b) Etudes allemandes

Les études effectuées à Karlsruhe sont un peu plus optimistes; les dépenses totales d'installation sont estimées à 150 uc/kWe pour un temps de doublement de vingt années et à 200 uc/kWe pour un temps de doublement de dix années. Comme dans les études françaises, le coût du cycle de combustible est situé entre 0,5 et 0,8 mill/kWh.

*) MM. Bussac, Kania, Meyer-Heine, Vendryes et Zaleski: Cycles de combustible pour réacteur de puissance, Commissariat à l'Energie Atomique, France.

6.5 L'UTILISATION DE L'U 235 DANS LES REACTEURS SURGENERATEURS

La question se pose de savoir s'il ne serait pas intéressant d'activer le démarrage d'un programme de surgénérateurs avec de l'U 235, afin de tirer plus rapidement parti du fait que ces réacteurs résoudraient le problème de l'approvisionnement tout en assurant la production d'électricité nucléaire au prix le plus bas.

L'étude des principales caractéristiques nucléaires du Pu 239 et de l'U 235 dans un spectre de neutrons rapides, indique, comme on l'a déjà mentionné plus haut, une nette supériorité du Pu 239. Dans un spectre rapide et pour un réacteur de 4000 litres environ, le nombre de neutrons produits par fission (ν) est en effet égal à 2,47 pour l'U 235, tandis qu'il est de 2,92 pour le Pu 239, le rapport entre la section efficace de capture (σ_c) et la section efficace de fission (σ_f) est de 0,18*) pour le Pu 239, tandis que pour l'U 235, on obtient une valeur sensiblement plus élevée: 0,235**). Ces caractéristiques permettent d'atteindre, dans de grands réacteurs, des taux de surgénération réels de l'ordre de 1,4 si le plutonium est associé à une substance fertile telle que l'U 238, tandis que le taux de surgénération du réacteur correspondant, fonctionnant sur la base d'un cycle U 235-U 238, ne dépasse guère 1,1. En outre, la masse critique nécessaire est moins élevée pour démarrer un réacteur au Pu 239 qu'à l'U 235, un atome de Pu 239 étant équivalent à environ 1,5 atome d'U 235.

Pour mettre en évidence les propriétés des réacteurs rapides à U 235, le CEA français dans l'étude déjà mentionnée au paragraphe 6.2.1 (CEA-R.2554) établit la comparaison de deux réacteurs de 1000 MWe, l'un à U 235 (appelé 1000 U), l'autre au plutonium (appelé 1000 P), utilisant tous deux de l'oxyde comme combustible. Sauf en ce qui concerne le coeur, les deux réacteurs sont semblables du point de vue technique.

Pour le réacteur 1000 P, le temps de doublement des quantités de plutonium qui constituent la masse critique et qui sont immobilisées dans le cycle en dehors du réacteur (45 % de la masse critique) est, de 10,3 années, pour une utilisation de 300 j/an.

Pour le réacteur 1000 U, au contraire, les études montrent qu'au bout de 24 mois de fonctionnement, avec le même facteur de charge, correspondant à une irradiation moyenne de 40.000 MWj/t, on a produit 1158 kg de plutonium fissile au détriment de 1.444 kg d'U 235 disparus. Pendant le même temps, 500 kg de plutonium fissile ont été produits dans les couvertures du 1000 U.

$$*) \quad \mathcal{L} = \frac{\sigma_c}{\sigma_f} = \frac{0,35 \cdot 10^{-24} \text{ cm}^2}{1,94 \cdot 10^{-24} \text{ cm}^2} = 0,18$$

$$**) \quad \mathcal{L} = \frac{\sigma_c}{\sigma_f} = \frac{0,49 \cdot 10^{-24} \text{ cm}^2}{2,08 \cdot 10^{-24} \text{ cm}^2} = 0,235$$

La masse critique de 1000 P étant 2.954 kg de plutonium fissile, le temps nécessaire à la constitution de cette masse critique augmentée des quantités immobilisées dans le cycle hors du réacteur est donc de:

$$\frac{2954 (1 + 0,45)}{1/2 (1158 + 500)} = 5,2 \text{ ans.}$$

Ainsi, le réacteur 1000 U produit en un temps relativement court une charge pour un nouveau réacteur rapide au plutonium, soit 4,37 t de plutonium au détriment de 3,61 t d'U 235.

Toutes ces considérations font, toutefois, abstraction des facteurs coûts qui différencient le 1000 U du 1000 P.

Il serait prématuré de conclure de ce qui précède qu'un démarrage de la filière rapide avec des réacteurs à uranium enrichi, représenterait une possibilité intéressante à retenir d'emblée. En effet, pour pouvoir juger de la supériorité de cette solution, il convient de l'inclure dans des études de programmes sur les disponibilités en matières fissiles, notamment en plutonium, les disponibilités en plutonium étant liées aux estimations des productions spécifiques annuelles dans les diverses filières et à celles des inventaires des surgénérateurs.

Dans ces études de programme il y aura également lieu de tenir compte du fait que la masse d'U 235 - nécessaire au démarrage des surgénérateurs - implique le recours à une installation de séparation isotopique qui consomme de l'énergie, tandis que leur démarrage au plutonium peut être assuré à partir des réacteurs thermiques producteurs d'énergie.

6.6 RECAPITULATION(1) Synthèse des coûts

Les estimations de coût mentionnées dans ce chapitre sont résumées dans le tableau ci-dessous:

Prix de revient de l'énergie produite dans des surgénérateurs rapides de 1000 MWe, comparé aux données correspondantes des réacteurs éprouvés et des convertisseurs avancés	
- Annuité: 10 % - 7000 heures d'utilisation annuelle - Prix du nitrate de Pu: 10 u.c./g de matière fissile	
	mills/kWh
Etudes américaines 1000 MWe (1964)	2,7 à 3,1
UKAEA - Kronberger (Brux. 21/1/63)	4,3 à 4,8
CEA (Baden-Baden, Septembre 1963)	4,6
Réacteur de type éprouvé (voir 4.6.5)	4,5
Convertisseurs avancés (voir 5.4.2)	3,7

Nous pouvons, avec toutes les précautions qui s'imposent, en conclure que le prix de revient de l'énergie produite dans les surgénérateurs rapides sera probablement au plus du même ordre que celui des réacteurs de type éprouvé. Il pourrait même atteindre le prix de revient des convertisseurs avancés qui est inférieur de 20 % aux précédents.

Le développement d'un surgénérateur rapide jusqu'au stade industriel s'impose donc déjà du seul point de vue du prix de revient du kWh.

(2) Rappel de l'avantage principal

L'avantage principal des surgénérateurs rapides réside dans leur approvisionnement.

Théoriquement, par recyclages successifs, compte tenu du phénomène de transmutation des atomes fertiles en atomes fissiles,

on peut obtenir la fission nucléaire totale de l'uranium. On pourrait donc tirer des réserves d'uranium disponibles, toute l'énergie de fission qu'elles contiennent.

En pratique cependant, avec des irradiations de 100.000 MWj/t par cycle, compte tenu des pertes qui interviennent au cours de l'irradiation et du retraitement, on ne peut espérer extraire plus de 50 % de l'énergie de fission nucléaire. Néanmoins ceci représente un progrès considérable. Les réacteurs thermiques n'utilisent présentement pas plus de 1 % de cette énergie.

(3) Synthèse des caractéristiques

Pour avoir une vue d'ensemble, on a rassemblé dans un tableau les principales caractéristiques techniques et économiques des surgénérateurs rapides, telles qu'elles sont mentionnées dans ce chapitre. Ces paramètres intéressent notamment le développement du marché du plutonium, les dimensions d'un futur programme de surgénérateurs et les avantages liés à un tel programme.

Paramètres technico-économiques relatifs aux surgénérateurs rapides				
Période		1980-1984	1985-1989	1990-1999
Besoins spécifiques de plutonium	kg/MWe	3 - 5		
Temps de doublement (6000 h/an)	an	10 - 20		
Production de Pu	kg/MWe/a	0,25 - 0,30		
Dépenses brutes d'installation	uc/kWe	200	180	160
Coût du combustible	mill/kWh	0,80	0,65	0,50
Exploitation, entre- tien et assurances	uc/kWe/a	4,0	3,5	3,0

7. LE CYCLE AU THORIUM

L'objet du chapitre 7 est de mettre en lumière, parmi les réacteurs éprouvés et les convertisseurs avancés qui ont respectivement fait l'objet des chapitres 4 et 5, ceux qui sont capables de fonctionner économiquement comme surgénérateurs ou quasi surgénérateurs au thorium.

7.1 CONSIDERATIONS GENERALES SUR LES CARACTERISTIQUES DU CYCLE THORIUM-URANIUM

7.1.1 Caractéristiques physiques du cycle thorium - uranium 235 :

Les caractéristiques physiques du cycle de combustible thorium-uranium 235 sont différentes de celles du cycle uranium-plutonium, en particulier parce que le nuclide fissile engendré, à savoir l'uranium 233, a un " η " (*) plus élevé que celui de l'U 235 qui alimente le système (d'au moins 23 % dans un spectre thermique et davantage dans un spectre épithermique).

Néanmoins, l'amélioration relative du taux de conversion qui en résulte est limitée dans la mesure où le protactinium 233 se transforme en protactinium 234 par absorption neutronique au lieu de se désintégrer en U 233; à cela s'ajoute le fait que le facteur de fission rapide (ξ **) du thorium est moins élevé que celui de l'U 238.

Ces effets combinés pourraient réduire de 3 à 10 % le facteur de conversion initial si le thorium était substitué à l'U 238 dans un réacteur bien modéré utilisant l'U 235 comme isotope fissile.

Or, les réacteurs éprouvés et les convertisseurs avancés consommant de l'uranium naturel ou enrichi, pourraient atteindre théoriquement des taux initiaux de conversion de l'ordre de 0,90 s'il n'y avait pas de pertes de neutrons dans les barres de contrôle***).

(*) " η " indique le nombre de neutrons de fission produits par neutron thermique absorbé dans l'isotope fissile.

(**) " ξ " indique le nombre de neutrons de fission produits par neutron rapide absorbé dans l'isotope fertile.

(***) Il y a lieu de rappeler ici que le réacteur à boulets (AVR), le "spectral shift" et le "seed and blanket" n'ont pas de barres de contrôle (chapitre 5).

On peut donc admettre que ces mêmes réacteurs seraient en principe capables d'atteindre des taux de conversion initiaux compris entre 0,87 et 0,80 lorsque le thorium est utilisé comme isotope fertile en lieu et place de l'U 238.

Toutefois, si l'U 233 était exclusivement utilisé comme isotope fissile au lieu de l'U 235 (la matière fertile demeurant du thorium), le taux initial de conversion pourrait être augmenté et compris entre 1,10 et 1,03, en raison du meilleur rendement neutronique de la fission de l'U 233 mentionné ci-dessus.

Ainsi, le taux de conversion moyen d'un système thorium-uranium 235 pourrait être compris dans l'intervalle 0,8 - 1,1 selon la fraction de l'énergie totale due à l'U 233, laquelle dépendrait de l'optimisation de la gestion du combustible. Dans ces estimations, les pertes de neutrons dans les barres de contrôle et dans les produits de fission ne sont pas incluses.

On sait que les produits de fission réduisent d'environ 0,06 le facteur de conversion moyen, aux taux d'irradiation atteints dans les réacteurs éprouvés et davantage à des taux d'irradiation supérieurs.

Dans le cas où les éléments de combustible ont une forme métallique, le comportement du thorium sous irradiation est meilleur que celui de l'uranium, ce qui assure une plus grande longévité relative des éléments de combustible.

Le thorium possède également une température de fusion plus élevée que l'uranium tout en ayant une conductivité thermique presque égale.

Il y a lieu d'ajouter que si les résultats du développement de la technologie des combustibles liquides venaient à inciter à l'utilisation de tels combustibles dans les réacteurs, dans ce cas, le thorium additionné d'uranium fissile présente un intérêt particulier, vu la facilité qu'il y a à transformer de tels nuclides en fluorures fondus, ce que ne présente pas l'addition de plutonium.

7.1.2 Possibilité d'utilisation du thorium

Le thorium n'étant qu'une matière fertile qui engendre, sous irradiation neutronique, de l'U 233, son utilisation dans les réacteurs nucléaires n'est réalisable qu'en association avec des matières fissiles telles que l'U 233, l'U 235, le Pu 239 et 241, soit sous forme homogène, soit sous forme hétérogène obtenue en distinguant les éléments de combustible "thorium-uranium" de ceux au thorium-plutonium.

VII.3

Toutes les recherches et études théoriques effectuées jusqu'à présent sur l'incidence de l'introduction du thorium dans les cycles de combustible se limitent pratiquement aux trois cas suivants :

- (1) La solution technique la plus simple est l'utilisation de thorium dans un cycle unique, c'est-à-dire que le combustible déchargé après le premier cycle n'est pas retraité.

Ce procédé permet une évaluation précise de l'incidence du thorium sur le prix de revient du kWh d'un type de réacteur déterminé. En effet, l'influence du recyclage du thorium sur l'économie du cycle ne peut être évaluée, jusqu'à présent, qu'en fonction d'un grand nombre d'hypothèses non confirmées.

Le thorium ainsi incorporé comme matière fertile dans un cycle unique contribuera à une réduction du coût de consommation due à une augmentation du taux de combustion.

Cette forme d'utilisation dans un réacteur thermique met donc le thorium en compétition directe avec l'U 238.

- (2) En cas de recyclage, la charge initiale du réacteur consiste encore en uranium fortement enrichi en U 235 comme matière fissile et en thorium naturel comme matière fertile. Par recyclage répété des charges précédentes, on arrive à un mélange comportant dans des proportions relativement stables de l'U 233 engendré par le Th 232, de l'U 234, de l'U 235 et de l'U 236.

Dans les paragraphes qui suivent, la plupart des calculs du coût de combustible et des rapports de conversion des diverses filières considérées, sont basés sur un tel mélange équilibré d'isotopes.

- (3) Une troisième solution prévoit une charge initiale du réacteur en uranium naturel ou légèrement enrichi. Le plutonium produit est recyclé jusqu'à l'obtention d'une quantité suffisante permettant l'addition de thorium comme matière fertile et garantissant une irradiation acceptable (environ 20.000 MWj/t.Th). Les cycles suivants devront servir à la production d'une quantité suffisante d'U 233 pour soutenir un cycle thorium-uranium 233 qui persistera seul, par la suite, s'il est possible d'atteindre la surgénération.

Ce genre de cycle offre l'avantage de permettre l'utilisation de l'uranium naturel ou faiblement enrichi, à l'encontre des autres solutions qui nécessitent de l'uranium fortement enrichi. Il présente, par contre, l'inconvénient de devoir retraiter des combustibles contenant à la fois des éléments de la chaîne de l'uranium naturel et de celle du thorium.

L'utilisation économique du thorium, conformément aux méthodes indiquées au points (2) et (3) ci-dessus, dépend dans une large mesure de la possibilité de trouver, pour tous les cycles particuliers résultant des différentes filières de réacteurs, la méthode de retraitement et de refabrication appropriée permettant d'obtenir un coût compétitif; l'utilisation économique du thorium conformément à la méthode indiquée au point (1) n'est pas soumise à cette restriction.

7.1.3 Coûts de retraitement et de refabrication

Les éléments de combustible au thorium déchargés d'un réacteur hétérogène à la fin d'un cycle contiennent, outre de l'U 233, l'isotope U 232*) d'une demi-vie de 74 ans qui se désintègre (désintégrations α) en produisant du Th 228 d'une demi-vie de 1,9ans; ce dernier donnant à son tour naissance à une série de radionuclides qui se désintègrent rapidement en émettant des radiations de haute énergie, notamment des rayons γ . La présence de l'isotope U 232, dont l'émission de désintégration nécessite des dispositifs de protection et qui ne peut pas être séparé chimiquement des autres isotopes d'uranium, conduit à un coût élevé de refabrication des éléments.

Deux procédés sont principalement utilisés dans les usines pilotes existantes :

- (1) Après une forte décontamination du combustible pour éliminer le Th 228, une refabrication très rapide (afin d'éviter une nouvelle formation de Th 228 suite à la désintégration de l'U 232) des éléments de combustible contenant l'U 233 est effectuée par méthodes semi-directes (boîtes à gants, protection α).

Cette méthode, qui est particulièrement intéressante pour des combustibles contenant peu d'U 232, exige cependant une nouvelle introduction de thorium frais dans le cycle suivant, étant donné que le thorium irradié ne peut être réutilisé immédiatement.

- (2) Après une légère décontamination, le combustible est manipulé à distance derrière un fort dispositif de blindage. La méthode est basée sur un processus physico-chimique et ne nécessite pas que l'on sépare l'uranium du thorium.

Une évaluation économique n'est guère possible, au stade actuel du développement de ces techniques, et, les chiffres disponibles pour les usines projetées varient du simple au double, si l'on prend en considération les coûts actuellement publiés

*) La production en U 232 est plus faible dans les réacteurs à neutrons thermiques que dans les réacteurs à neutrons rapides.

quant au retraitement et à la refabrication (à l'exclusion de l'assurance et du transport); en effet, ces coûts sont estimés à 80 \$/kg de thorium pour le SSCR*) de Babcock et Wilcox (prévision pour 1980; gainage à l'acier inoxydable) et à 165 \$/kg de thorium pour Dresden (gainage au zircaloy) [Rapport du CNEN sur les aspects économiques du cycle thorium-uranium, contrat EUR 016/63/12 ECII]7.

Toutefois, sous le rapport de la refabrication des combustibles contenant de l'U 233, les progrès qui ont été récemment accomplis, en se basant notamment sur l'utilisation de la méthode sol-gel**) pour la préparation du combustible et sur la concentration par vibration pour le chargement des tubes, permettraient d'admettre que les coûts de manipulation de ces combustibles ne seront supérieurs que de 20 à 40 % aux coûts relatifs aux combustibles non radioactifs. Le développement de ces procédés à une échelle commerciale devrait mettre les réacteurs au Th 232-U 233 dans une position relativement compétitive.

7.2 CONSIDERATIONS TECHNICO-ECONOMIQUES SUR L'UTILISATION DU THORIUM DANS LES DIFFERENTES FILIERES DE REACTEURS

7.2.1 Utilisation du thorium dans les filières éprouvées

(1) Utilisation du thorium dans la filière gaz-graphite

Le thorium 232 ayant une section d'absorption thermique plus élevée que celle de l'U 238, il est nécessaire que la proportion des isotopes fissiles introduits dans le thorium soit plus élevée que celle de l'U 235 contenue dans l'uranium naturel, si la même réactivité initiale est requise.

Des calculs entrepris par ENEL concernant la substitution du thorium à l'uranium naturel dans le réacteur à gaz-graphite de LATINA font ressortir que ce réacteur devrait brûler un combustible enrichi à 1,8 % en uranium 235 ou 1,2 % en uranium 233 ou

(*) Spectral Shift Control Reactor : réacteur contrôlé par variation du spectre d'énergie des neutrons.

(**) Procédé physico-chimique qui produit des poudres de haute densité et ayant les propriétés requises pour être par exemple concentrées dans des tubes par vibration ou employées pour la fabrication de particules enrobées.

encore 0,8 % en Pu 239 pour atteindre la même réactivité initiale.

Ceci signifie que les éléments de combustible seront plus coûteux que ceux à uranium naturel.

Parmi les composantes du coût du combustible, la plus affectée par l'emploi du thorium est celle qui correspond au coût des inventaires.

Le coût des inventaires représentant une fraction importante du coût total du combustible, environ 30 % dans le réacteur de LATINA, des enrichissements de 1,8 % en U 235 ont pour conséquence un coût du combustible dix fois supérieur au coût du combustible à uranium naturel.

Il apparaît donc que la filière éprouvée du type gaz-graphite, n'est pas appropriée à l'utilisation du thorium.

(2) Utilisation du thorium dans la filière à eau légère

L'intérêt de l'utilisation du thorium provient du fait que l'U 233 a un " η "*) plus élevé (d'au moins 23 %) que celui de l'U 235 et a fortiori du Pu 239. C'est pourquoi les combustibles contenant du thorium sont supposés avoir des taux d'irradiation plus élevés que les combustibles à base d'U 238, ce qui entraîne une réduction des coûts du cycle de combustible.

De plus, la valeur énergétique de l'U 233 semble être au moins égale à celle du plutonium fissile et de ce fait, le crédit correspondant au sous-produit U 233 d'un cycle au thorium devrait, lui aussi, contribuer à réduire le coût du combustible.

Les avantages énumérés ci-dessus sont cependant réduits par un besoin plus élevé en U 235 pour assurer un bilan neutronique suffisant au démarrage.

Ceci est particulièrement exact pour les systèmes d'une économie neutronique relativement basse, tels que les réacteurs à eau bouillante ou à eau pressurisée modérés à l'eau légère.

Des études ont été effectuées à Oak Ridge National Laboratory pour un réacteur à eau bouillante à double cycle d'une puissance installée de 300 MWe dont le réseau est du type "Dresden".

De ces études, il s'avère que, relativement à la centrale optimisée pour brûler de l'uranium légèrement enrichi, la centrale optimisée pour brûler du thorium enrichi à l'U 235, aura

*) " η " dénote le nombre de neutrons de fission produits par neutron absorbé dans l'isotope fissile.

une réduction de prix dans le poste "cycle de combustible" mais une augmentation de prix dans le poste "inventaire"; réduction et augmentation se compensant, le prix global ne sera pas modifié.

Il faut toutefois noter que ces études ont été basées sur une charge annuelle d'intérêt de 4,75 % pour le combustible de l'inventaire. L'augmentation du taux d'intérêt qui résulte de l'application de la loi sur la "propriété privée" accentue l'avantage que présente le système à uranium légèrement enrichi par rapport au système au thorium qui nécessite un enrichissement élevé.

Le BWR de la SENN à Garigliano a été l'objet d'un examen en vue de l'utilisation du thorium dans ce réacteur. Cet examen a été effectué par l'ENEL.

Il résulte de cette étude que, dans le système thorium-1,6 % U 235, seul le coût du premier cycle (2,24 mills/kWh) est inférieur au cycle à uranium légèrement enrichi (2,3 mills/kWh), le coût du recyclage étant plus élevé à cause de la non économie des techniques de fabrication et de retraitement.

En ce qui concerne le PWR de la SELNI, une étude effectuée également par ENEL, aboutit aux mêmes conclusions que celles qui sont données ci-dessus pour le BWR de la SENN.

7.2.2 Utilisation du thorium dans les convertisseurs avancés *)

(1) Utilisation du thorium dans les convertisseurs avancés qui peuvent fonctionner à l'uranium naturel: Réacteurs modérés à l'eau lourde

Dans les réacteurs de puissance D₂O-thorium, la technologie est voisine de celle des systèmes D₂O-uranium naturel.

Les principales différences sont:

- L'introduction des couvertures au thorium qui augmentent le facteur de conversion du réacteur;
- Le remplacement des barres de contrôle traditionnellement utilisées pour le réglage de la puissance, par des barres de contrôle au thorium (poison fertile).

Suivant les études effectuées par du Pont de Nemours, les paramètres de deux projets de 1000 MWe, l'un optimisé pour brûler du thorium métallique enrichi avec de l'U 233, l'autre optimisé pour brûler de l'oxyde d'uranium enrichi avec de l'U 235, sont donnés dans le tableau qui suit.

*) "Thorium utilization systems" by James A. Lane and al. Genève - May 1964 - A/Conf.28/P/214.

VII.8

Etude conceptuelle d'un réacteur de 1000 MWe modéré et refroidi à l'eau lourde		
	Type de combustible	
	Th métal avec 1,5 % U 233	UO ₂ avec 1,2 % U 235
Pas du réseau (cm)	25,40	25,40
Nombre de canaux	678	489
Rayon du coeur (m)	3,83	3,28
Hauteur du coeur (m)	4,56	4,56
Température d'entrée du réfrigérant (°C)	264	264
Température de sortie du réfrigérant (°C)	304	304
Flux de chaleur maximum (cal./hr.cm ²)	166	212
Pression de vapeur saturée à l'admission (atm.)	34,01	33,67
Rendement net (%)	26,1	26,7
Puissance électrique nette (MWe)	981	1000
Inventaire d'eau lourde (T)	872	660
Inventaire en Th ou U (T)	103	64,5
Inventaire en U 233 ou U 235 (kg)	1540	765

Du point de vue technique, le projet au thorium diffère du projet à l'uranium par les caractéristiques suivantes:

- Il nécessite un enrichissement de 1,5 % en U 233, alors que l'optimum économique du projet à uranium est 1,2 % en U 235.
- Le nombre des canaux de combustible est augmenté d'environ 30 % en vue de réduire la puissance spécifique.

VII.9

- Des couvertures radiales et axiales remplies de thorium (non enrichi) sont placées entre le coeur et les réflecteurs.
- Des barres de contrôle (en nombre suffisant pour contrôler 1 à 2 % de la réactivité) sont faites au thorium et pourvues d'un système de refroidissement nécessité par la formation de l' U^{233} . Les barres sont utilisées durant le fonctionnement du réacteur (en régime). Les autres barres sont utilisées au démarrage et pour contrôler les effets transitoires dus au xénon et au Pa 233 .

Les développements technologiques qui restent à effectuer sont relatifs à l'élément de combustible au thorium, tant du point de vue de son comportement au cours du fonctionnement du réacteur que du point de vue de sa fabrication à prix modéré.

En ce qui regarde le comportement du combustible au thorium métallique additionné d'uranium fissile, des éléments tubulaires ont été testés dans le HWCTR, dans des conditions de température, de flux de chaleur, de niveaux de puissance et de taux d'irradiation qui sont représentatives de celle du projet.

Selon les études précitées, effectuées par du Pont de Nemours, il s'avère que du point de vue économique, les investissements du projet au thorium devront être supérieurs de 5,9 millions de dollars pour le réacteur et de 6,0 millions de dollars pour l'eau lourde (à 20 \$/lb). Avec des charges d'amortissement de 14,5 % pour le capital et de 13 % pour l'eau lourde, l'effet net se traduit par une augmentation du prix de revient du kWh de 0,23 mill.

Par conséquent, à moyen terme, le réacteur à eau lourde au thorium devra, pour être économique, augmenter sa puissance spécifique afin d'avoir des dimensions et des inventaires voisins du projet à uranium. Dans ce cas, cependant, il ne sera compétitif par rapport à ce dernier que si le développement de la technologie du thorium est suffisant pour que les coûts de fabrication et de retraitement puissent être respectivement de 40 \$ et 35 \$/kg.

Il y a lieu d'ajouter enfin que les réacteurs à eau lourde à plusieurs régions, c'est-à-dire dont la zone centrale fonctionne à l'uranium enrichi et la zone périphérique au thorium, présentent des perspectives de surgénération très favorables.

(2) Utilisation du thorium dans les convertisseurs avancés qui doivent fonctionner à l'uranium enrichi

(a) Réacteurs à haute température refroidis au gaz

Les caractéristiques principales de l'HTGR sont:

- La température élevée du modérateur et du gaz de sortie;
- La dispersion du combustible dans une matrice en graphite utilisée non seulement comme modérateur mais comme matériau de structure et de gainage;
- La très faible capture parasite des neutrons par les matériaux de structure du coeur.

Ces caractéristiques permettent d'atteindre les objectifs suivants:

- Haut rendement;
- Puissance massique ^{*)} élevée de l'ordre de 1 MWe/kg;
- Excellente économie neutronique dont on tire le maximum de profit en faisant appel au cycle du thorium.

En effet, le cycle du thorium surclasse le cycle à l'uranium pour les raisons explicitées ci-dessous.

La température élevée du modérateur et la dispersion du combustible dans ce dernier ont pour conséquence un durcissement du spectre thermique et épithermique.

Le cycle à uranium aura des besoins initiaux en nucléides fissiles voisins de ceux du cycle au thorium, étant donné la valeur élevée de l'intégrale de résonance de l' U^{238} dans un tel spectre.

Les charges d'inventaire du combustible seront donc du même ordre de grandeur pour les deux cycles.

Cependant, les dépenses de consommation seront beaucoup plus faibles pour le cycle au thorium que pour le cycle à l'uranium (approximativement 40 %).

Ceci est dû aux taux de combustion beaucoup plus élevés, de l'ordre de 100.000 MWj/t à 200.000 MWj/t, qui peuvent être atteints avec du thorium additionné de nucléides fissiles.

Une aussi longue irradiation permet d'accepter le prix élevé du combustible et surtout l'incertude d'un retraitement économique, tout au moins tant qu'un nombre suffisant de centrales de ce type n'a pas été installé.

Cependant, lorsque la technologie du retraitement et de la refabrication du combustible irradié sera mise au point et que la nécessité de réduire les besoins en matière fissile s'imposera, l'optimum économique se déplacera vers des facteurs de conversion plus élevés, de l'ordre de

*) Puissance massique: MWe par kilogramme de matière fissile investie dans le réacteur et l'installation de retraitement.

0,9 à 1,0, en dépit du fait qu'ils correspondent à des taux de combustion plus faibles, de l'ordre de 60.000 MWj/t.

Dans ce cas encore, les performances du cycle au thorium seront supérieures à celles du cycle à l'uranium, étant donné le facteur de conversion plus élevé qu'il permet.

A long terme, lorsque la technologie de la surgénération sera mise au point, des facteurs de surgénération de l'ordre de 1,05, théoriquement possibles, deviendront économiquement réalisables dans des réacteurs à haute température refroidis au gaz et dans des réacteurs à eau lourde fonctionnant au thorium additionné de matières fissiles. Malgré que ces facteurs de surgénération soient relativement faibles lorsqu'on les compare à ceux des surgénérateurs rapides, ils seront suffisants pour permettre principalement aux réacteurs HTGR de réaliser des temps de doublement voisins de ceux des surgénérateurs rapides (de l'ordre de 10 à 20 ans) et cela en vertu de leurs besoins en matière fissile par MWe environ trois fois moins élevés que les surgénérateurs rapides.

(b) Réacteurs à zone nourricière et enveloppe

Dans ce type de réacteurs, le coeur est composé d'éléments de combustible constitués essentiellement de nuclides fertiles qui forment le "blanket" (couverture) à l'intérieur de laquelle se trouve un faisceau d'éléments riches en nuclides fissiles constituant le "seed" (zone nourricière).

Cette filière offre l'avantage d'une bonne utilisation des ressources en combustibles nucléaires soit par les taux d'irradiation élevés qu'elle permet, soit par ses possibilités de surgénération.

L'unique réacteur de ce type actuellement en service aux Etats-Unis est celui de Shippingport d'une puissance de 150 MWe et dont le "blanket" est constitué d'uranium naturel. Le succès rencontré dans son exploitation a incité à développer une unité de 500 MWe ayant notamment une économie neutronique améliorée. Dans ce but, on a d'une part développé un nouveau système de contrôle - en agissant sur les fuites de neutrons vers la couverture par ajustement de la géométrie du "seed" qui est variable - et d'autre part effectué des études sur les possibilités de la surgénération dans le système représentant l'optimum économique*).

*) Conf. de Genève 64 - P 208 de l'USAEC - Bettis Atomic Power Laboratory et Knolls Atomic Power Laboratory -

Il résulte de ces études que la solution "blanket" à uranium naturel doit être écartée, les captures parasites du Pu 239 réduisant fortement le facteur de conversion (au-dessous de l'unité).

Deux concepts au thorium ont donc été développés:

- Le "converter-burner" dans lequel la zone nourricière renferme de l'U 235, tandis que la couverture brûle "in situ" l'U 233 formé.

Le "converter-burner" est caractérisé par de grands intervalles de temps entre les rechargements successifs, soit environ 10 ans. Au bout de ce temps, le taux de combustion moyen de la zone nourricière et de la couverture sont respectivement de l'ordre de 70.000 MWj/t et 35.000 MWj/t. Dans ces conditions, la quantité d'énergie dégagée de la zone fertile représente plus de la moitié de la quantité totale d'énergie fournie par le coeur.

Le prix de revient du kWh est presque indépendant des coûts de retraitement et de fabrication du combustible.

- Le "converter-recycle" dans lequel la zone nourricière renferme de l'U 233 en provenance de la couverture, laquelle est optimisée pour engendrer un maximum et brûler un minimum d'U 233. Ce projet peut atteindre des taux de surgénération très élevés.

Son prix dépend des coûts d'extraction et de refabrication du combustible.

(c) Réacteurs à modération variable par déplacement du spectre

Le "Spectral Shift Control Reactor" est une variation du réacteur à eau pressurisée. Dans ce réacteur, l'excès de réactivité requis pour atteindre un taux élevé d'irradiation, est contrôlé en durcissant le spectre neutronique de telle manière que les absorptions résonnantes dans le matériau fertile augmentent. Ce déplacement du spectre neutronique est obtenu en mélangeant une certaine quantité d'eau lourde à l'eau légère du système. Au démarrage, lorsque le spectre neutronique est déplacé vers les énergies de résonance, le matériau fertile a le même effet qu'une barre de contrôle, avec cette différence que les neutrons qu'il capture ne sont pas perdus car ils engendrent un nouveau combustible fissile.

Ceci a pour conséquence une amélioration du facteur de conversion du réacteur, principalement lorsque le réacteur fonctionne au thorium, les facteurs de multiplication thermique et épithermique de l'U 233 étant supérieurs à ceux de l'U 235 et du Pu 239.

VII.13

Dans ce qui suit, on compare deux cycles de combustible:

- le cycle à uranium faiblement enrichi avec vente du plutonium;
- le cycle thorium additionné d'U 235 ou de Pu 239 avec recyclage de l'U 233 engendré.

Dans chaque cas, deux gestions sont considérées:

- le déplacement du combustible s'effectue par fournée ("batch irradiation");
- le déplacement du combustible s'effectue par tiers, de l'extérieur du noyau vers l'intérieur avec déchargement au centre du réacteur ("out-in irradiation").

Les spécifications thermiques et hydrauliques du réacteur sont basées sur la technologie courante.

Les hypothèses économiques suivantes *) - qui sont réalisables en 1970 - ont été utilisées pour la comparaison:

- Coût d'extraction	6 \$/lb U ₃ O ₈
- Coût du travail de séparation	25 \$/kg U
- Taux d'intérêt des investissements	10 % par an
- Coût de fabrication dans le cycle à uranium (20 % plus élevé dans le cycle à thorium)**)	70 \$/kg U
- Coût du retraitement, de la re-conversion en UF ₆ et du transport	30 \$/kg U
- Facteur de charge	80 %
- Puissance spécifique pour la gestion "batch"	50 MWth/t
- Puissance spécifique pour la gestion "out in"	35,7 MWth/t
- Rendement	31 %
- Prix des Pu 239 et 241	8 \$/gr

Le minimum du coût du cycle est obtenu pour un taux d'irradiation compris entre 22.000 et 28.000 MWj/t. U pour le cycle à uranium légèrement enrichi et dans l'intervalle 30.000 - 40.000 MWj/t. Th pour le cycle au thorium.

*) Conférence de Genève 64: P.210 de Babcock & Wilcox.

***) étant donné la forte radioactivité de l'U 232.

Dans ce dernier cycle, la gestion dite par "batch" entraîne le coût minimum, alors que, dans le cycle légèrement enrichi, c'est la gestion dite "out in" qui entraîne le coût minimum. En effet, les besoins en matière fissile (enrichissement) sont moins élevés dans cette dernière gestion; cependant si ces moindres besoins réduisent en conséquence le coût unitaire d'approvisionnement de l'uranium fissile dans un cycle à uranium légèrement enrichi, par contre, ne pouvant pas modifier le coût unitaire de l'uranium fissile (12 \$/gr à 98 % d'U 235) dans un cycle au thorium, cet avantage ne compense pas, dans ce dernier cycle, la mauvaise distribution de la puissance déterminée par la gestion dite "out in" (pics de puissance plus élevés de ~ 40 %).

Les résultats de la comparaison de deux centrales de 1000 MWe, l'une optimisée pour brûler de l'uranium légèrement enrichi, l'autre optimisée pour brûler du thorium sont basés sur un taux annuel d'amortissement du capital de 14 % et de l'eau lourde de 12 %; ainsi que sur un coût d'entretien et de fonctionnement du circuit d'eau lourde, de 0,01 mill/kWh.

Ils montrent que le prix de revient du kWh du projet au thorium est inférieur d'au moins 5 % à celui du projet à l'uranium légèrement enrichi.

Le coût de l'installation, y compris l'inventaire d'eau lourde, se situe aux environs de \$ 120/kWe. Le coût du cycle à uranium s'élève à 1,4 mill/kWh et celui du cycle au thorium à 1,1 mill/kWh. Pour des durées d'utilisation élevées (de 84 à 89 %), le prix de revient de l'électricité s'élève à 3,8 mills/kWh pour le cycle uranium et 3,5 mills/kWh pour le cycle thorium.

Aux conditions en vigueur dans la Communauté, on obtient:

Réacteur "Spectral-Shift" de conception américaine			
Estimation du prix de revient du kWh dans la Communauté			
Utilisation annuelle: 7000 h			
(en mills/kWh)			
Annuité	450 MWe	1000 MWe	
		(a)	(b)
8,1 %	4,1	3,1	2,8
10 %	4,6	3,4	3,1
13 %	5,4	3,9	3,7

(a) Cycle uranium

(b) Cycle thorium

7.2.3 Utilisation du thorium dans les réacteurs épithermiques

- (1) Le programme AETR (Advanced Epithermal Thorium Reactor) dirigé par "Atomics International" a pour objectif à moyen terme, de développer un concept permettant de produire de l'électricité à un prix de revient compétitif.

Le projet doit donc avoir les caractéristiques suivantes:

- excellente économie neutronique;
- haut rendement thermo-dynamique;
- sécurité;
- faibles frais d'investissement.

En vue d'atteindre ces objectifs, les réacteurs AETR conçus jusqu'à ce jour présentent les particularités suivantes:

- Le combustible est du thorium additionné d' U^{233} dont les propriétés physiques sont supérieures à celles de l' U^{235} dans un spectre épithermique.
- Le réfrigérant est le sodium et la technique de refroidissement est très voisine de celle du réacteur expérimental et du prototype modérés au graphite et refroidis au sodium qui fonctionnent depuis 1957 et 1962 respectivement (chap. 5, § 5.3.3).

En plus des recherches à faire concernant la détermination des données physiques et le développement des méthodes de calcul, divers problèmes restent à résoudre, les principaux touchent le combustible qui doit se comporter de manière satisfaisante dans les conditions de fonctionnement et être capable d'atteindre des taux de combustion suffisamment élevés (~ 50.000 MWj/t) pour être économique.

A ce sujet, les recherches actuelles se concentrent sur des combustibles céramiques (carbures) sous forme de grappes de crayons ou d'aiguilles capables d'atteindre des irradiations de 40.000 MWj/t et peut-être de 50.000 MWj/t, ayant de bonnes propriétés thermiques et mécaniques ainsi que des coûts de fabrication et de retraitement relativement bas.

En vue de répondre à ces diverses questions, un réacteur expérimental a été construit dans le laboratoire d'"Atomics International" près de Los Angeles, Californie.

Cet assemblage critique est constitué de cinq régions concentriques entourées d'un réflecteur en polyéthylène. La région centrale est la zone "test", les autres régions à l'exception de la zone nourricière qui alimente le système, optimisent le spectre énergétique.

VII.16

(2) "Atoms International" estime le prix de revient d'une centrale de 500 MWe construite vers 1972, entre 5,3 et 4,7 mills/kWh.

Les caractéristiques de la centrale et les hypothèses nécessaires au calcul de ce prix sont les suivantes:

- Rendement 43 %
- Masse critique (U 233) 1450 kg
- Facteur de surgénération 1,0 à 1,2
- Taux de combustion 40 à 50 MWj/kg
- Location de l'U 233 (\$ 15/gr) au taux de 4 %
- Coût du retraitement et de la fabrication \$ 300 à \$ 400/kg

Réacteur épithermique au thorium, refroidi au sodium de conception américaine Données économiques de base	
	500 MWe
Frais totaux de premier établissement en uc/kWe	160 - 150
Annuité 14 %	
Facteur d'utilisation (h/an)	7000
	<u>mills/kWh</u>
Charges d'immobilisation du capital	3,2 - 3,0
Coût du cycle de combustible	1,7 - 1,3
Frais d'exploitation et d'entretien	0,4
Prix de revient de l'électricité	5,3 - 4,7

7.2.4 Utilisation du thorium dans les réacteurs rapides

Des études préliminaires ont été effectuées par la "United Nuclear Corporation" sur un modèle de réacteur rapide de 315 MWe utilisant le thorium sous forme de carbure. Les résultats de ces études^{*)}, qui comportent nécessairement un très grand nombre d'hypothèses, démontrent qu'à l'heure actuelle, dans un cycle au thorium, les surgénérateurs rapides ont des perspectives économiques moins bonnes que celles des surgénérateurs thermiques.

En effet, le temps de doublement minimum de l'inventaire de ce réacteur rapide thorium-U 233, soit environ 23 ans, ce qui correspond à un taux de surgénération de 1,31, apparaît dans un cycle de combustible dont les frais sont estimés à 2,85 mills/kWh, alors que des temps de doublement minimums de même ordre, correspondant à des taux de surgénération légèrement plus faibles, peuvent être atteints dans des filières thermiques \angle en particulier du type Gaz à Haute Température (HTGR), Organique-Eau lourde (ORGEL), Gaz Avancé (AGR) \angle optimisées à cette fin et dont les frais de cycle de combustible sont estimés à 1,50 mill/kWh. Ceci est dû au fait que les surgénérateurs thermiques réalisent ces temps de doublement avec des puissances spécifiques beaucoup plus élevées (d'un facteur 2 à 4) que les surgénérateurs rapides.

Des études effectuées en France (CEA), montrent, de plus, que les surgénérateurs rapides au thorium additionné d'U 233, disposent d'un potentiel économique inférieur à celui des surgénérateurs rapides à l'uranium naturel enrichi au plutonium 239, à cause d'un taux de régénération interne insuffisant et d'une évolution défavorable de la réactivité, dus à la formation de Pa 233 en quantités importantes.

7.3 CONCLUSIONS

Si pour les filières éprouvées et pour les surgénérateurs rapides, l'utilisation du thorium au lieu de l'uranium naturel (ou appauvri) comme matériau fertile, ne présente pas d'intérêt, il n'en est pas de même pour la plupart des convertisseurs avancés mentionnés ci-dessus^{**)}.

Parmi toutes ces filières, les réacteurs à haute température refroidis au gaz ainsi que les réacteurs modérés à l'eau lourde semblent les plus prometteurs, notamment vu leur aptitude à la surgénération. Toutefois, les réacteurs à eau lourde utilisant du thorium présentent un bilan combustible plus favorable que celui des réacteurs gaz-graphite à haute température.

*) Société Européenne de l'Energie atomique - Baden Baden Sept. 1963-
Rapport de James A. LANE.

***) On n'a pas tenu compte dans ce chapitre des réacteurs pour lesquels peu d'informations sont encore disponibles, tels que le réacteur à sels fondus (projet MOSEL étudié par le centre de Jülich) et le réacteur à hydrure de thorium refroidi au sodium (Interatom).

8. APPROVISIONNEMENT EN URANIUM ET EN THORIUM

8.1. INTRODUCTION

8.1.1. Objet du chapitre

Le présent chapitre a pour objet d'examiner les besoins prévisibles en uranium et en thorium d'ici la fin du siècle, ainsi que les perspectives de couverture de ces besoins. Il sera principalement consacré à l'uranium. Le thorium ne sera traité que sommairement, les données relatives à ce combustible étant assez limitées. Enfin le plutonium fera l'objet du chapitre suivant (cf. chapitre 9.).

Les besoins de la Communauté en combustibles nucléaires pendant la période couverte par le présent rapport sont commandés quantitativement et qualitativement par les objectifs de production d'énergie nucléaire fixés. Ils varieront considérablement selon l'évolution de la technique des réacteurs et selon les caractéristiques de leur exploitation, elle-même fonction des besoins d'énergie. En conséquence, les estimations établies pour les deux dernières décennies de la période considérée sont affectées d'une incertitude plus grande que les prévisions touchant les années qui précèdent 1980.

De l'examen des besoins se dégagent les bases essentielles d'une politique d'approvisionnement à long terme, laquelle doit s'inscrire dans la politique énergétique dont on rappellera les quatre objectifs fondamentaux :

- assurer l'approvisionnement aux meilleures conditions possibles,
- assurer l'approvisionnement dans les conditions maxima de sécurité,
- assurer la non-discrimination entre consommateurs,
- éviter les reconversions entraînant des tensions économiques et sociales.

Dans le cas d'un développement à aussi long terme que celui de l'énergie nucléaire, un cinquième objectif vient s'ajouter à ceux qui viennent d'être énumérés, à savoir ménager les sources d'énergie limitées qui sont exploitables économiquement, afin de prévenir toute difficulté éventuelle d'approvisionnement pour les générations futures.

8.1.2. Hypothèses servant de base à l'évaluation des besoins

Les besoins en uranium correspondant à la réalisation des objectifs du programme sont fonction :

- du programme de construction de réacteurs et de la répartition de la puissance installée entre les divers types de réacteurs,
- des données relatives à l'exploitation du parc de réacteurs,
- de l'évolution des besoins spécifiques des types de réacteurs en service.

(1) Hypothèses sur le recours aux divers types de réacteurs

Les besoins d'uranium seront calculés sur la base des quatre modèles théoriques (cf. chapitre 2.) et qu'on peut résumer comme suit :

- Modèle I : Il n'est mis en service que des réacteurs éprouvés.
- Modèle II : Les convertisseurs avancés succèdent progressivement aux réacteurs éprouvés.
- Modèle III : Les surgénérateurs rapides sont mis en service sans qu'il ait été fait appel aux convertisseurs avancés.
- Modèle IV : La transition entre les éprouvés et les surgénérateurs rapides est assurée par des convertisseurs avancés.

Ces hypothèses de modèles sont complétées par ce qui suit :

- dans aucun des modèles il n'est tenu compte des années précédant 1970.

Les besoins d'uranium naturel entre le 1.1.1965 et le 31.12.1969 sont de l'ordre de 8.000 t., l'uranium enrichi étant exprimé en tonnes d'uranium naturel métal. D'autre part, il n'a été tenu compte que des réserves restant au 1.1.1971.

- il n'est pas tenu compte non plus de la consommation d'uranium des convertisseurs avancés avant 1980 (cf. chapitre 5.)

- pendant toute la période considérée et quel que soit le modèle suivi (*), la puissance installée en réacteurs éprouvés se répartit pour moitié entre le type à graphite-gaz et le type à eau légère.

Comme ces deux filières de réacteurs éprouvés diffèrent très peu entre elles pour ce qui est de la consommation spécifique d'uranium naturel (dans les réacteurs à eau légère par l'intermédiaire d'une installation de séparation isotopique) et de la production spécifique de plutonium, cette hypothèse n'affecte qu'assez peu les résultats des calculs).

- les réacteurs à eau lourde prévaudront parmi les convertisseurs avancés. Il n'est pas tenu compte des réacteurs au thorium.
- les surgénérateurs rapides atteindront le stade industriel entre 1980 et 1985 (cf. chapitre 6.) et leur rythme d'installation est lié à celui de la production de plutonium (cf. chapitre 9.). Ils ne seront pas alimentés en uranium enrichi, mais uniquement en plutonium. D'autre part, il est fait abstraction des besoins des surgénérateurs rapides en uranium appauvri.

(2) Hypothèses pour le calcul des besoins des divers types de réacteurs thermiques en uranium naturel

Le tableau ci-après reprend les données nécessaires au calcul des besoins d'uranium naturel des réacteurs éprouvés (graphite-gaz; eau légère), des convertisseurs avancés, c-à-d. des réacteurs à eau lourde retenus par hypothèses, les données relatives aux réacteurs à gaz poussés étant citées à titre de comparaison.

Les quantités d'uranium enrichi sont toujours exprimées en tonnes d'uranium naturel métal, compte tenu d'un taux de rejet des usines de séparation isotopique de 0,25 % d'U-235 (taux actuel des installations américaines selon des informations de l'USAEC).

(*) Les 4.200 MWe de puissance nucléaire en service, en construction ou en projet décidé dans la Communauté, se répartissent comme suit en janvier 1965, entre les différentes filières :

59 % réacteurs graphite-gaz
 34 % réacteurs eau légère
 7 % autres réacteurs (principalement eau lourde)

Selon le degré d'achèvement :

réacteurs en service	777
réacteurs critiques mais pas encore en service	200
réacteurs en construction	1.661
réacteurs en projet	1.560

VIII. 4

Données relatives au calcul des besoins en uranium des réacteurs éprouvés et des convertisseurs avancés (en tonnes d'uranium naturel métal)

Hypothèses	Unité	1970 - 1979	1980 - 1989	1990 - 1999
Facteur de charge	h/an	6000	5750	5250
<u>Réacteurs graphite-gaz</u>				
Irradiation moyenne	MWj/t	5.000	5.500	6.000
Première charge (*)	t/MWe	0,75	0,6	0,5
Consommation spécifique	t/10 ⁹ kWh	26	22	20
<u>Réacteurs à eau légère</u>				
Irradiation moyenne	MWj/t	20.000	25.000	27.000
Première charge (*)	t/MWe	1,25	0,85	0,8
Consommation spécifique	t/10 ⁹ kWh	21	18	15
<u>Réacteurs à eau lourde</u> (**)				
Irradiation moyenne	MWj/t		10.000	10.000
Première charge (*)	t/MWe		0,175	0,16
Consommation spécifique	t/10 ⁹ kWh		13	12
<u>Réacteurs à gaz poussés</u> (***)				
Irradiation moyenne	MWj/t		12.000	20.000
Première charge (*)	t/MWe		0,9	1,1
Consommation spécifique	t/10 ⁹ kWh		19,5	18,4

(*) y compris 5 % de réserve.

(**) Exemple : ORGEL, ZL 4, CANDU

(***) AGR

Ce tableau, qui présente séparément les besoins afférents aux trois décennies de la période considérée, fait ressortir l'évolution suivante :

- une diminution du facteur de charge au fur et à mesure que s'accroît le recours à l'énergie nucléaire (cf. chapitre 2.)
- une amélioration, grâce au progrès technique prévisible, du taux d'irradiation et une diminution consécutive des besoins spécifiques des différents types de réacteurs.

En ce qui concerne les caractéristiques des divers types de réacteurs, le tableau met en lumière ce qui suit :

- les réacteurs à eau légère ont une consommation spécifique d'uranium un peu plus avantageuse que les réacteurs gaz-graphite. Toutefois, les premiers nécessitent des inventaires élevés de sorte que, pour l'ensemble de la période, les besoins en combustible sont du même ordre de grandeur pour les deux filières;
- les réacteurs à eau lourde ont des besoins spécifiques nettement inférieurs à ceux des réacteurs éprouvés grâce à une meilleure utilisation du combustible;
- les réacteurs à gaz poussés ont une consommation spécifique nettement supérieure à celle des réacteurs à eau lourde.

8.2. URANIUM ENRICHI

L'approvisionnement en uranium enrichi sera examiné en premier lieu. Il sera ainsi possible, connaissant les besoins en uranium naturel qu'entraînera la consommation prévisible sous forme d'uranium enrichi, d'estimer ensuite les besoins globaux d'uranium naturel, combustible de base.

8.2.1. Besoins

(1) Estimation des besoins

Les besoins d'uranium enrichi de la Communauté, pour la période 1970-1999, sont exposés dans le tableau ci-après :

VIII. 6

Besoins de la Communauté en uranium enrichi (en tonnes d'uranium naturel métal)				
Modèles	I	II	III	IV
<u>Besoins cumulés</u> ^(*)				
Première charge	171.000	90.000	89.000	34.000
Consommation courante	<u>135.000</u>	<u>86.000</u>	<u>107.000</u>	<u>61.000</u>
Total	306.000	176.000	196.000	95.000
<u>Besoins annuels</u>				
1970	800	800	800	800
1980	5.200	4.100	4.900	3.700
1990	11.400	5.700	8.600	2.900
2000	27.900	14.000	14.000	2.600
<p>(*) Il n'y a pas lieu d'ajouter aux besoins cumulés, les quantités nécessaires pour constituer les inventaires. En effet, le premier rechargement n'a lieu que plusieurs années après la mise en service. Or, les consommations ont été calculées en faisant abstraction de ce délai. La marge de surévaluation ainsi obtenue peut être considérée comme du même ordre que celle correspondant à la constitution de l'inventaire.</p>				

La comparaison du modèle I aux modèles II, III et IV, montre dans quelle proportion la mise en service de convertisseurs avancés et de surgénérateurs rapides réduit les besoins d'uranium enrichi.

(2) Facteurs de variation des besoins en uranium enrichi

- a) Les estimations du tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des besoins éventuels des convertisseurs avancés en uranium enrichi. Toutefois, il semble que la quasi totalité des

convertisseurs avancés développés aux Etats-Unis, ainsi que l'AGR mis au point en Grande-Bretagne, fonctionneront à l'uranium enrichi. Pour Orgel, il existe également une variante intéressante consommant de l'uranium enrichi.

Si tous les convertisseurs avancés devaient être alimentés à l'uranium enrichi, la consommation d'uranium sous cette forme passerait de 175.000 à 285.000 t. d'uranium naturel pour le modèle II et de 95.000 à 160.000 t. pour le modèle IV. Ces chiffres demeurent inférieurs à ceux du modèle I (306.000 t.). De plus, les enrichissements requis seraient certainement plus faibles que pour les réacteurs éprouvés à eau légère. Enfin, compte tenu des hypothèses faites quant à l'avènement industriel des convertisseurs avancés, ces éventuels besoins supplémentaires d'uranium enrichi se feraient sentir au plus tôt à partir de 1980.

- b) Les besoins en uranium enrichi ont été calculés sans tenir compte de l'éventualité du recyclage (cf. chapitre 9.) dans les réacteurs thermiques des importantes quantités de plutonium qui seront produites dans ceux-ci.

Pratiqué dans des réacteurs fonctionnant à l'uranium enrichi, le recyclage réduirait substantiellement à la fois les capacités de séparation isotopique nécessaires à l'approvisionnement de la Communauté en uranium enrichi et ses besoins en uranium naturel. Du point de vue de l'approvisionnement, c'est donc dans ces réacteurs qu'il est le plus intéressant de recycler le plutonium.

Le tableau ci-après fait apparaître l'économie en uranium enrichi qui résulterait du recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques :

Effets cumulés du recyclage sur les besoins d'uranium enrichi (en tonnes d'uranium naturel métal)		
Modèles	Réduction	Besoins restants
I	75.000	231.000
II	80.000	95.000
III (*)	14.000 - 30.000	165.000 - 180.000
IV (*)	15.000 - 35.000	65.000 - 80.000

(*) La fourchette ci-dessus correspond aux deux hypothèses extrêmes (cf. chapitre 9.) quant aux besoins spécifiques de plutonium des réacteurs surgénérateurs rapides

Dans les modèles I et II le recyclage sera pratiqué pendant toute la période considérée, alors que dans les modèles III et IV il cessera progressivement à mesure de l'avènement des sur-générateurs rapides.

Il résulte du tableau ci-dessus que le recyclage pourrait réduire considérablement les capacités de séparation isotopique nécessaires à l'approvisionnement des réacteurs à uranium enrichi. Cela est vrai, non seulement pour la Communauté, mais pour l'ensemble du monde occidental.

8.2.2. Couverture des besoins

Si on fait abstraction du problème de base de l'approvisionnement en uranium naturel (cf. chapitre 8.3.), la couverture des besoins en uranium enrichi ne pose que des problèmes de capacité de séparation isotopique (cf. chapitre 8.2.3.) et de conditions de fournitures (cf. chapitre 8.2.4.). La question d'une initiative communautaire dans le domaine de la séparation isotopique sera exposée succinctement (cf. chapitre 8.2.5.).

8.2.3. Capacités d'enrichissement de l'uranium

Dans le monde occidental les capacités d'enrichissement existent dans trois pays seulement : les Etats-Unis, le Royaume-Uni et la France. Toutefois, les Etats-Unis disposent pratiquement d'un monopole de fait même dans l'hypothèse où des unités anglaises et françaises devaient être disponibles totalement à des fins civiles. En effet, leurs capacités ne sont pas comparables à celles des Etats-Unis.

L'USAEC a déclaré officiellement en septembre 1964 que ses usines de séparation isotopique étaient de taille à alimenter une puissance nucléaire installée dépassant largement 100.000 MWe et qu'elles suffiraient à satisfaire les besoins civils du monde occidental jusque dans les dernières années de la prochaine décennie. Il semble d'autre part que dans l'hypothèse où la demande militaire d'uranium enrichi continuerait de décroître, un supplément considérable de capacités d'enrichissement deviendrait disponible pour l'alimentation des réacteurs. Toutefois, il faut rappeler que selon les récentes prévisions, la puissance nucléaire installée aux Etats-Unis pourrait atteindre 90.000 MWe en 1980.

On peut donc dire que d'ici à 1980 de nouvelles capacités devront être installées dans le monde occidental.

8.2.4. Conditions d'approvisionnement en uranium enrichi

- (1) A moins que la répartition des capacités d'enrichissement dans le monde occidental ne change profondément, la politique des Etats-Unis relative aux fournitures de matières fissiles sera un facteur déterminant de l'approvisionnement de la Communauté.]
- (2) La législation américaine et en particulier la récente loi sur la propriété privée des matières fissiles fixe le cadre dans lequel l'USAEC doit définir sa politique de fourniture d'uranium enrichi. Compte tenu des déclarations faites par l'USAEC à l'issue de l'adoption de cette loi et sous réserve des mesures d'application qu'elle prendra, on peut dire que :
- a) Jusqu'au début de la prochaine décennie, aux termes de la nouvelle loi, les exploitants américains de réacteurs de puissance pourront continuer à bénéficier de la location des matières fissiles, alors que les exploitants non américains ne pourront, sauf exceptions consenties dans le cadre de l'aide aux pays en voie de développement, qu'acheter avec paiement comptant. A cet égard, il ne faut pas perdre de vue le concours que les banques peuvent apporter au financement des inventaires. D'autre part, l'USAEC s'est déclarée disposée à conclure avec des utilisateurs non américains, à des conditions à convenir cas par cas et sur une base "d'avantages mutuels", des contrats dits de "troc" aux termes desquels l'uranium enrichi vendu pourrait être payé partiellement en uranium naturel. Le troc intéresse exclusivement des réacteurs dont le combustible devra être livré avant le 1.1.1969.
- b) A partir de la prochaine décennie, les conditions de fourniture d'uranium enrichi par l'USAEC, à des fins civiles, pourraient se présenter dans leurs grandes lignes comme suit :
- des conditions administratives assez strictes semblent devoir continuer à régir les transactions. Les fournitures pourraient continuer à passer obligatoirement par le double canal intergouvernemental des accords de coopération et des contrats d'approvisionnement. Elles resteront sans doute subordonnées à l'acceptation d'un contrôle permettant de s'assurer que les matières livrées à des fins pacifiques n'en sont pas détournées.

- toute possibilité d'approvisionnement à long terme semble ouverte, dans les limites de la durée des accords de coopération et éventuellement des plafonds de fourniture qu'ils fixent.
- deux sortes de contrats de fourniture seront offertes aux consommateurs américains aussi bien que non américains : vente et enrichissement à façon.

La vente, qui est aujourd'hui la seule possibilité offerte aux exploitants non américains de réacteurs de puissance, permet à l'utilisateur de bénéficier de la stabilité que l'USAEC s'efforce de donner à ses barèmes de prix et d'échapper en partie aux fluctuations de prix de l'uranium naturel sur le marché. Elle dispense en outre les exploitants de réacteurs de puissance de se préoccuper de l'approvisionnement en uranium naturel.

L'enrichissement à façon qui pourra être obtenu à partir du 1er janvier 1969 suppose que les exploitants de réacteurs de puissance s'assurent la possibilité de fournir en temps voulu l'uranium naturel à l'USAEC, éventuellement en vertu de contrats d'une durée égale à celle des contrats d'enrichissement.

Les conditions auxquelles l'USAEC pourra pratiquer de l'enrichissement aussi bien pour les utilisateurs américains que non américains, devront être soumises au Joint Committee avant d'entrer en vigueur.

- Concernant les prix que l'USAEC devra arrêter pour la vente de l'uranium enrichi ainsi que pour les services d'enrichissement, la loi pose les principes suivants :

les prix devront être publiés,

ils devront permettre une "indemnisation raisonnable" des frais encourus par le Gouvernement, ce qui permettra à l'USAEC de poursuivre sa politique de stabilité des prix,

l'USAEC ne doit pas consentir aux consommateurs non américains des prix plus favorables que ceux qu'elle consent aux Américains, ce qui évite à la fois des discriminations au détriment de ces derniers et tout risque de "dumping" sur les marchés extérieurs.

Malgré les déclarations de l'USAEC, favorables à un développement de fourniture d'uranium enrichi à des fins pacifiques aux pays ou groupes de pays ayant avec les Etats-Unis des accords de coopération et malgré la souplesse du cadre fixé par la nouvelle législation pour la détermination des conditions de fourniture, aucune garantie formelle d'approvisionnement régulier et économique n'existe pour la Communauté. L'accord de coopération prévoit simplement que l'USAEC pourra fournir des quantités de matières fissiles sans qu'aucun plafond soit prévu.

- (3) On ne peut exclure que, à mesure que l'expansion de la demande mondiale d'uranium enrichi s'affirmera, l'industrie privée soit autorisée par l'USAEC à construire ou à exploiter pour son propre compte des usines de séparation isotopique. L'USAEC a, en effet, pour politique constante de n'offrir des services industriels que dans la mesure où l'initiative privée n'est pas en mesure de le faire à des conditions raisonnables. Des entreprises américaines exploitent déjà des installations d'enrichissement de l'USAEC, ce qui permet l'acquisition de l'expérience technique, mais cette exploitation se fait d'ordre et pour compte de l'USAEC. L'enrichissement est le seul stade du cycle de combustible qui demeure entre les mains de l'USAEC. La législation actuelle maintient d'ailleurs l'interdiction faite aux entreprises américaines de participer directement ou indirectement à la production d'uranium enrichi hors des Etats-Unis.

En 1959, comme il ressort d'un rapport publié par l'Atomic Industrial Forum, l'industrie nucléaire américaine considérait qu'elle était en mesure d'exploiter une usine de séparation isotopique aux barèmes de l'USAEC. Depuis lors ces derniers ont baissé au total de 30 à 40 %. De plus, les entreprises qui fournissent de l'électricité à l'USAEC pour la séparation isotopique bénéficient des avantages réservés aux entreprises travaillant pour la défense nationale (avantages fiscaux notamment et possibilité d'amortissement accéléré). L'USAEC peut donc obtenir l'électricité à des conditions favorables. Enfin, elle n'amortit pas sur la production courante les installations arrêtées totalement ou partiellement. L'industrie privée ne pourrait offrir des tarifs comparables à ceux de l'USAEC que si elle bénéficie des mêmes conditions et parvient à un taux raisonnable d'utilisation de ses installations.

L'industrie privée devrait, si l'USAEC se retirait de l'enrichissement, assumer les engagements pris par celle-ci. Quant aux contrats ultérieurs, on ne peut exclure que les entreprises privées fixent leurs conditions de fourniture en fonction d'intérêts commerciaux et industriels qui pourraient être en opposition avec ceux des consommateurs de la Communauté et, notamment, sur les marchés internationaux, avec ceux de l'industrie communautaire de la construction de réacteurs et de la fabrication de combustibles nucléaires.

8.2.5. Initiative communautaire en matière de séparation isotopique

- (1) La construction d'une usine de séparation isotopique n'est généralement pas considérée, notamment sur le plan technique, comme dépassant les possibilités de l'industrie de la Communauté. Ce sont des réalisations de cette importance que les auteurs du

Traité envisageaient comme tâches communes des membres d'une communauté atomique européenne. De telles réalisations sont un élément de la création d'une puissante industrie nucléaire. Une initiative communautaire doit être envisagée dans le cadre d'une politique industrielle commune dans le domaine nucléaire. Sur ce plan, une telle entreprise peut présenter un intérêt considérable.

- (2) Toutefois, c'est principalement en fonction de considérations relevant de l'approvisionnement et dans le cadre de la politique suivie en la matière que l'opportunité d'une initiative doit s'apprécier :
- a) La première considération est évidemment relative à l'évolution des besoins d'uranium enrichi (cf. chapitre 8.2.1.). Cette évolution est liée notamment aux choix en matière de filières.
 - b) En second lieu, il convient de tenir compte de l'évolution des perspectives d'approvisionnement en provenance des pays tiers. Du point de vue quantitatif, il n'y a pas lieu, semble-t-il, d'envisager une initiative de l'industrie de la Communauté avant 1980 (cf. chapitre 8.2.3.), sauf développement beaucoup plus rapide que prévu de l'énergie nucléaire. A partir de cette date, il peut s'avérer opportun que l'industrie de la Communauté mette en service de nouvelles capacités. Quant aux conditions de fourniture (cf. chapitre 8.2.4.) à partir des pays tiers, elles sont moins prévisibles que les aspects quantitatifs de l'approvisionnement. Elles dépendront, abstraction faite de la situation internationale, de la position commerciale que sauront s'assurer les utilisateurs de la Communauté.
 - c) Enfin, sauf perspectives fortement défavorables d'approvisionnement auprès des producteurs des pays tiers, la construction d'une usine de séparation isotopique dans la Communauté est subordonnée à des considérations économiques, c'est-à-dire essentiellement à la possibilité de services d'enrichissement à des prix raisonnables. Un rapport présenté à la 5^{ème} Conférence de Genève par le CEA (*) donne à ce sujet un ensemble d'indications.

Le premier facteur de rentabilité de l'installation est sa capacité. L'incidence de la capacité sur le prix de revient résulte de ce que l'indice de dégressivité des charges fixes est relativement élevé (exposant 0,38). Le rapport estime en outre qu'une installation de séparation isotopique construite dans la Communauté ne serait rentable qu'à partir d'une capacité de traitement de 10.000 t./an d'hexafluorure d'uranium, soit 6.700 t. d'uranium métal, ce qui correspond à l'alimentation d'un programme annuel d'installation de 4.000 MWe. Or, ce

(*) C. Fréjacques et R. Galley : Enseignement tiré des études et réalisations françaises relatives à la séparation des isotopes de l'uranium.

rythme ne doit être atteint dans la Communauté qu'entre 1980 et 1985 (*). Une usine construite dans la Communauté et conçue pour répondre aux seuls besoins intérieurs serait placée dans des conditions défavorables : elle fonctionnerait à cette date avec une capacité cinq fois plus faible que celle qui est actuellement disponible aux Etats-Unis pour les besoins civils. Elle fonctionnerait à une capacité encore plus basse dans l'hypothèse d'un large recours au recyclage du plutonium. Toutefois, une usine communautaire pourrait contribuer à alimenter des réacteurs situés à l'extérieur de la Communauté, à supposer que le prix de ses services d'enrichissement ouvre l'accès du marché international. Une telle perspective ne peut être escomptée que dans l'hypothèse d'une technique particulièrement économique ou de prix particulièrement bas de l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'usine.

D'après le rapport précité, la diffusion gazeuse est le procédé le plus intéressant pour les productions importantes même pour de faibles enrichissements et est utilisée aux Etats-Unis comme en Grande-Bretagne. La centrifugation serait déjà moins économique à partir d'une capacité de traitement de 350 t/an d'hexafluorure d'uranium (UF_6). Toutefois, le taux de rejet optimal d'une installation de diffusion gazeuse de conception française serait de 0,32 % pour un enrichissement de 3 % et de 0,35 % pour un enrichissement de 0,9 %, alors que pour les installations américaines existantes le rapport cité un taux de 0,25 % (cf. chapitre 8.1.2.).

Enfin, quant au prix de l'électricité utilisée, il est compris, dans le cas de l'USAEC d'après certaines informations de source américaine, entre 2,3 et 3,7 mills/kWh. Selon d'autres informations, il serait en moyenne de 3,7 mills/kWh. Dans la Communauté les perspectives de coût du kWh pour des centrales de 1000 MWe sont les suivantes (**):

centrales classiques utilisant du combustible à 10 u.c./t.e.c. (cf. chapitre 4.6.6.)	4,4 mills/kWh
centrales nucléaires de type éprouvé (cf. chapitre 4.6.5.)	4,1 mills/kWh

(*) Pour l'année 1980 prise comme exemple, on peut évaluer les besoins d'uranium enrichi comme suit :

- en 1980 la Communauté installera une capacité de 4.000 MWe (modèle I), dont 2.000 MWe en réacteurs à eau légère, pour lesquels l'inventaire a été évalué à 1.050 kg. d'uranium naturel par MWe (cf. chapitre 8.1.). Il en résulte des besoins globaux de 2.100 t. uranium métal pour les inventaires.

.../...

centrales nucléaires du type
 convertisseurs avancés
 (cf. chapitre 5.4.2.)

3,3 mills/kWh

Des centrales nucléaires de grande puissance fonctionnant dans la Communauté pourraient, à condition toutefois d'être exonérées d'impôts sur les bénéfices, fournir de l'électricité à des prix comparables à ceux dont bénéficient les installations américaines.

Le rapport précité prend pour hypothèse un coût de 5, puis de 4 mills/kWh. Il conclut qu'il est peu probable, dans l'hypothèse de conditions normales d'amortissement, qu'une installation communautaire de séparation isotopique à grande capacité puisse fournir de l'uranium enrichi à un coût inférieur au prix auquel le service d'enrichissement est comptabilisé dans le barème actuel de vente de l'USAEC, majoré de 30 %.

Cette étude arrive pratiquement aux mêmes résultats qu'une étude similaire effectuée par une société américaine Ebasco. Toutefois, tous ces travaux sont basés sur les éléments techniques actuels. Il n'est pas déraisonnable de penser qu'au cours de la seconde moitié de la prochaine décennie, la différence entre les coûts résultant de ces études et ceux de l'USAEC pourrait diminuer sensiblement.

(3) Conclusion

Dans l'immédiat et même à moyen terme, une initiative communautaire dans le domaine de la séparation isotopique ne semble pas s'imposer.

Toutefois, des considérations relatives à la sécurité et aux conditions de l'approvisionnement ainsi que les perspectives des prix de revient de l'industrie de la Communauté dans ce domaine font apparaître la nécessité pour la Communauté de mettre à l'étude la question d'une initiative communautaire. Outre les considérations concernant l'approvisionnement, les études devront tenir compte de l'intérêt industriel d'une réalisation de cette nature et des possibilités de coopération avec des pays tiers.

.../...

- en 1980, la puissance nucléaire installée dans la Communauté totalisera 40.000 MWe dont 20.000 MWe correspondant à des réacteurs à eau légère (modèle I) dont la consommation courante d'uranium a été évaluée à 19,5 t/10⁶ kWh (cf. chapitre 8.1.). Il en résulte, dans l'hypothèse d'une durée d'utilisation annuelle de 6.000 h., une consommation courante globale de 2.340 t. d'uranium naturel. La consommation totale d'uranium enrichi exprimée en uranium métal s'élèverait donc à 4.400 t.

(**) Pour des annuités de 8,1 % excluant les impôts sur les bénéfices et pour une durée d'utilisation annuelle de 7.000 h.

8.3. URANIUM NATUREL8.3.1. Besoins(1) Estimation des besoins

Les besoins en uranium naturel englobent d'une part la consommation directe des réacteurs à gaz-graphite et à eau lourde, d'autre part les quantités traitées par les usines de séparation isotopique pour approvisionner les réacteurs à uranium enrichi (cf. chapitre 8.2.1.).

Les besoins cumulés d'uranium naturel dans la Communauté de 1970 à 1999 s'établissent selon les différents modèles comme suit :

Besoins en uranium de la Communauté de 1970 à 1999 (en tonnes d'uranium naturel métal)				
Modèles	I	II	III	IV
Premières charges	259.000	163.000	137.000	76.000
Consommation courante	299.000	251.000	236.000	205.000
Total	558.000	414.000	373.000	281.000

Le tableau ci-après indique séparément, pour les trois décennies couvertes par le programme, les besoins cumulés :

Besoins en uranium de la Communauté de 1970 à 1999 (en tonnes d'uranium naturel métal)				
Modèles	I	II	III	IV
1970 - 1979	50.000	44.000	49.000	43.000
1980 - 1989	162.000	113.000	142.000	109.000
1990 - 1999	346.000	257.000	182.000	129.000

(2) Comparaison des besoins en uranium correspondant aux divers modèles d'évolution

Le tableau ci-dessous fait apparaître l'économie d'uranium naturel pouvant être réalisée en cas de mise en oeuvre des modèles II, III et IV :

Besoins en uranium naturel des modèles II, III, IV en pourcentage, par rapport au modèle I				
Modèles	I	II	III	IV
1970 - 1979	100	88	98	86
1980 - 1989	100	70	88	67
1990 - 1999	100	74	53	37
1970 - 1999	100	74	67	50

La comparaison du modèle II par rapport au modèle I d'une part, du modèle IV par rapport au modèle III d'autre part, fait apparaître l'économie d'uranium réalisée par l'installation de convertisseurs avancés. La comparaison du modèle III par rapport au modèle I d'une part, du modèle IV par rapport au modèle II d'autre part, montre l'économie due aux surgénérateurs rapides.

Les chiffres absolus ou comparatifs des tableaux précédents tiennent compte des consommations prévisibles pour les installations envisagées, jusqu'à la fin du siècle. Si l'on considérait en outre les besoins de fonctionnement de ces installations jusqu'à la fin de leur existence (pour une durée de vie de 30 ans) les économies que présentent certains modèles par rapport à d'autres seraient évidemment encore beaucoup plus importantes (cf. chapitre 8.3.4. (2)).

(3) Conclusion

Les besoins cumulés de la Communauté en uranium naturel de 1970 à 1999 s'élèveront à des quantités comprises entre 281.000 et 558.000 t. Ils peuvent donc varier du simple au double selon que la mise en service industrielle des convertisseurs avancés et des surgénérateurs rapides intervient selon le rythme pris comme hypothèse dans le modèle IV ou ne se produit pas pendant la période considérée (modèle I). Si l'on recourt au recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques, les quantités ci-dessus tombent respectivement à 266.000 t. (ou 246.000 t. suivant l'hypothèse retenue pour les surgénérateurs rapides) et 483.000 t.

En définitive, l'intensité de l'effort que fera la Communauté sur le plan de la recherche et pour l'exploitation industrielle de ses résultats, sera un facteur extrêmement puissant de solution des problèmes d'approvisionnement à long terme en uranium. Il est évident que cela n'est pas vrai pour la Communauté seulement et que ce facteur étendra largement ses effets dans le monde occidental. Mais la nécessité de ces efforts est particulièrement grande dans le cas de la Communauté, compte tenu de ses ressources limitées en uranium.

8.3.2. Ressources en uranium

(1) Définitions

Les ressources en uranium sont classées selon le prix de la livre d' U_3O_8 (*) extraite des minerais.

On distingue les réserves reconnues des ressources potentielles.

Par réserves reconnues, on entend "toutes les quantités de minerais dont les caractéristiques de tonnage et de teneur et les conditions de gisements ont été précisées, soit par des travaux miniers de reconnaissance, soit par des sondages suivant la nature des gisements (**). Il s'agit actuellement de réserves exploitables à moins de 8 à 10 u.c./lb d' U_3O_8 . Sont donc exclues les évaluations résultant d'extrapolations non contrôlées.

On appelle "potentielles" les ressources que révèlent des travaux de prospection générale ou même de simple extrapolation géologique et qui nécessitent, pour devenir exploitables, des travaux de reconnaissance minière sinon de prospection. Les ressources potentielles peuvent être classées actuellement en deux catégories : une première catégorie groupe des ressources exploitables à moins de 8 à 10 u.c./lb d' U_3O_8 , que des extrapolations géologiques donnent l'espoir de mettre à jour, une seconde catégorie se compose de minéralisations à faible ou très faible teneur.

(2) Ressources de la Communauté

Les réserves reconnues de la Communauté au 1.1.1964, exploitables à moins de 8 à 10 u.c./lb d' U_3O_8 , sont évaluées à 30.600 t. d'uranium métal, dont 28.000 t. en France. En ce qui concerne les ressources potentielles exploitables au même prix, on les estime à 20.000 t. en France et à 2.000 t. en Allemagne.

(*) une livre (lb) = 454 gr.

(**) "Le problème des ressources et de l'approvisionnement en uranium à long terme" EUR.414.

La production de concentrés d'uranium dans la Communauté était en 1963 de 1.072 t. Il n'est pas prévu d'augmenter sensiblement dans les prochaines années la capacité de production, qui se trouve pour sa quasi totalité en France.

Ainsi les ressources aussi bien que les capacités de traitement du minerai dans la Communauté sont sans commune mesure avec ses besoins prévisibles. Des importations considérables et rapidement croissantes sont à prévoir.

(3) Ressources du monde occidental

a) Ressources exploitables à moins de 10 u.c./lb d' $U_{58}O_8$

Les ressources d'uranium du monde occidental ont été estimées en 1962, dans un rapport du Comité consultatif de l'Agence d'approvisionnement publié par la Commission (*). La 3ème Conférence de Genève, qui a largement confirmé ce rapport, a apporté certaines précisions. Le tableau ci-après donne l'état actuel des estimations des ressources du monde occidental.

(*) doc. EUR.414.

Ressources du monde occidental (*) au 1.1.1964 Uranium exploitable à moins de 10 u.c./lb d' U_{38}			
	Teneur (°/°°)	Réserves reconnues(**) (tonnes d'uranium métal)	Ressources po- tentielles annon- cées (***) (tonnes d'uranium métal)
Etats-Unis	2	122.000	200.000
Canada	1	160.000	180.000
Afrique du Sud	0,17	112.000	-
France	1,4	28.000	22.000
Italie	1	1.600	-
Allemagne	2 à 5	1.000	2.000
Espagne	1,1	8.500	-
Portugal	1,2	5.100	-
Australie	0,9 à 1,5	12.000	-
Argentine	1 à 2	2.400	12.000
Congo	3	8.000	-
Gabon	4,5	4.100	-
Japon	0,42	2.000	-
Inde	0,6	12.700	-
Divers	-	1.000	-
Total		480.400	416.000
dont :			
Etats-Unis, Canada, (
Africain du Sud,)		406.000	380.000
Australie (
Communauté		30.600	24.000
Autres pays		43.800	12.000
(*) On ne dispose d'aucune indication concernant les autres pays			
(**) Chiffres de la Conférence de Genève.			
(***) Chiffres de la Conférence de Genève.			

Il découle du tableau ci-dessus que :

- près de 85 % des réserves reconnues et 90 % des ressources potentielles se trouvent localisées dans les quatre pays tiers producteurs : le Canada, les Etats-Unis, l'Afrique du Sud et l'Australie,
- les ressources reconnues et potentielles des autres pays du monde occidental sont sans rapport avec celles des quatre grands pays producteurs. Cet état de chose est d'autant plus paradoxal que leur superficie totale dépasse largement celle de ces quatre pays et que des analogies de structure géologique et géographique permettraient d'espérer la mise à jour de très importants gisements d'uranium. On est amené à penser que c'est le manque de travaux, même élémentaires, de prospection et de ce fait de relevés géologiques, qui induit ces pays à être si prudents quant à l'estimation de leurs ressources.

Quant à l'évolution des réserves reconnues du monde occidental, le rapport du Comité consultatif prévoit, abstraction faite de toute nouvelle découverte :

- au 1.1.1971 ces réserves s'élèveront, compte tenu des programmes d'extraction existants, à 350.000 t. environ, étant précisé que la plus grande partie de l'uranium qui sera extrait d'ici cette date sera mise en stock;
- entre 1980 et 1985, les réserves viendront à épuisement, les capacités d'extraction et de concentration installées ou pouvant l'être sur ces réserves ne suffiront plus dès 1975-1980 à la couverture des besoins.

b) Ressources potentielles exploitables
au-dessus de 10 u.c./lb d' U_3O_8

En ce qui concerne les ressources potentielles à basse teneur connues aujourd'hui et généralement considérées comme exploitables à plus de 10 u.c./lb d' U_3O_8 dans le monde occidental, un rapport publié par l'USAEC en 1960 (*), dont les évaluations restent valables à l'issue de la 3ème Conférence de Genève, fait état des données suivantes :

	<u>Uranium métal contenu</u>
Europe : schistes uranifères suédois	700.000 t.
Etats-Unis : phosphate uranifère	300.000 t.
Afrique : " "	900.000 t.
Amérique du Sud : pyrochlore uranifère	70.000 t.
	<hr/>
	1.970.000 t.

(*) Energy from Uranium and Coal Reserves - mai 1960.

La plus grande partie de ces ressources ont une teneur considérablement plus basse que les ressources exploitables à moins de 8 à 10 u.c./lb d' U_3O_8 .

Il ressort des travaux de la Conférence de Genève que les ressources potentielles à basse teneur comprises entre 10 et 50 u.c./lb d' U_3O_8 atteignent plusieurs dizaines de millions de tonnes, dont la quasi totalité serait exploitable à plus de 30 u.c./lb d' U_3O_8 . La faiblesse des estimations des ressources potentielles exploitables entre 10 et 30 u.c., résulte simplement de l'état des recherches et il existe des raisons de penser que ces ressources sont au moins aussi importantes que celles d'un coût de production inférieur à 10 u.c.

Enfin, lors de la Conférence de Genève, il a été indiqué(*) que l'uranium pourrait être extrait de l'eau de mer à un prix d'environ 11 à 20 u.c./lb d' U_3O_8 . Toutefois, même si le procédé est techniquement possible et exploitable à ce prix, sa mise en oeuvre requiert une série de conditions que réunissent relativement peu de sites à la surface du globe et nécessite des installations très importantes. Le prix indiqué est calculé à partir d'un site favorable, à savoir une baie de la Mer d'Irlande.

c) Renouvellement et développement des ressources

Les efforts de prospection de l'uranium furent considérablement ralentis, sinon arrêtés, vers 1958, les réserves reconnues ayant atteint un niveau plus que suffisant pour les débouchés limités à des achats stratégiques dont la diminution rapide depuis lors n'a pas été compensée par un démarrage de la demande civile. Le ralentissement s'est également fait sentir dans plusieurs Etats membres de la Communauté, surtout après 1960.

Or, comme on l'a vu, il convient de relancer à brève échéance et à grande échelle les efforts non seulement de renouvellement mais d'accroissement rapide des réserves mises à jour.

Comme il ressort de la Conférence de Genève, les experts s'accordent à juger préférable d'entreprendre des campagnes de prospection plutôt que de mettre en exploitation des gisements à basse teneur. En effet, on l'a vu, une faible partie seulement de l'écorce terrestre a fait l'objet d'une prospection et les chances de découvertes dans le monde occidental sont jugées importantes par les experts. En outre, l'expérience démontre que les coûts de prospection et de reconnaissance d'un gisement économique, rapportés à l'uranium extrait, est en général de l'ordre

(*) Rapport de l'UKAEA présenté par M. Spencer.

de 1 à 2 u.c./lb d' U_3O_8 . Or, le prix de revient de référence de l'uranium provenant de gisements économiques, compris entre 8 et 10 u.c./lb d' U_3O_8 , inclut une marge de 2 u.c./lb pour le renouvellement des réserves. Par contre, pour la plupart des ressources potentielles à basse teneur les prix cités ou estimés ne correspondent qu'au coût de production.

Enfin, l'importance future des gisements non affleurants a été mise en relief lors de la Conférence de Genève. De pareils gisements ne peuvent être que difficilement mis à jour avec les méthodes de prospection actuelles. Des méthodes nouvelles devront être mises au point, ce qui implique un effort de recherches fondamentales et appliquées. De telles recherches sont déjà entreprises aux Etats-Unis et selon certaines informations, également en France (*).

A l'expérience, il apparaît qu'entre la décision d'entreprendre une campagne de prospection et la disponibilité des premiers concentrés d'uranium, il peut s'écouler un délai assez long (5 - 10 ans). Une accélération des mises à jour est possible; celles-ci seront d'autant plus rapides que les moyens mis en oeuvre pour la réalisation d'un programme déterminé de prospection et de recherche seront plus importants. Les limites de l'accélération sont définies par le gonflement du coût des travaux. Si l'on veut rester dans les limites de coût citées plus avant, l'effort de prospection devra conserver une avance considérable par rapport à l'apparition de la demande sur le marché.

8.3.3. Aspects industriels de l'approvisionnement en uranium

(1) Aspects industriels de la production d'uranium

L'attention doit être attirée sur sa rigidité. Selon le type de minéralisation et les conditions de marché, il est de pratique courante dans l'industrie minière d'installer des capacités d'extraction et de concentration permettant d'extraire annuellement d'une mine ou d'un district minier de 1/30 à 1/20 au maximum des réserves potentielles et, en tout cas, de 1/10 à 1/5 au plus des réserves reconnues.

En ce qui concerne l'uranium, la concentration des minerais se fait dans le district minier même, le minerai n'étant pas transportable économiquement, même à moyenne distance, en raison de sa faible teneur. La capacité des usines de concentration sera donc, dans chaque cas, liée aux réserves d'une mine ou d'un district

(*) Applied Atomics n° 471 - 7.10.1964

minier. Quant au délai nécessaire pour mettre sur pied un complexe mine-usine, les experts l'estiment à 7 ou 8 ans pour des installations capables d'extraire et de traiter plusieurs centaines de milliers de t/an, capacité qui représente le minimum économique (*).

Dans le cas où l'uranium est un sous-produit, la cadence de production est subordonnée à la demande du produit principal. Ainsi, l'Union Sud-Africaine où l'uranium est un sous-produit de l'or et qui dispose de réserves reconnues de l'ordre de 100.000 t. n'augmentera pas sa capacité de production au-delà de 8.000 t/an, quelle que soit la demande d'uranium.

Le raffinage et la conversion, comme la concentration, relèvent de l'industrie chimique et font appel à des techniques ayant entre elles une assez grande parenté. Une industrie qui est capable de concentrer les minerais devrait maîtriser assez rapidement les techniques du raffinage et de la conversion. Or, il est de l'intérêt des pays producteurs d'uranium, comme de leur industrie, que celle-ci mette sur le marché des produits aussi élaborés que possible. On ne peut donc exclure que l'industrie de l'uranium s'oriente, dans un nombre croissant de pays, vers la fourniture de produits nucléairement purs.

(2) Aspects industriels de la demande d'uranium

Les impératifs de la continuité des fournitures d'électricité et la rigidité relative des tarifs impliquent un approvisionnement en énergie primaire quantitativement régulier, sans variations brusques et importantes de prix.

Dans le domaine nucléaire, entre le stade commercial de l'uranium (concentré d' U_3O_8) et le stade d'utilisation par les producteurs d'électricité (élément combustible), de nombreuses opérations techniques ont lieu, parfois longues et difficiles. Les producteurs d'électricité pourront choisir, soit de se porter eux-mêmes sur le marché du combustible brut et de conclure des contrats de traitement à façon, soit de se décharger de l'ensemble de ces opérations en confiant à des sociétés commerciales ou industrielles le soin de pourvoir à leur approvisionnement.

Il découle de ce qui précède que les producteurs d'électricité nucléaire se couvriront selon les mêmes principes que les exploitants de centrales classiques et qu'ils devront tenir compte des délais inhérents à l'élaboration de leurs combustibles, laquelle est beaucoup plus poussée que dans le cas du charbon et du pétrole.

(*) J. Mabile - "Les matières premières atomiques après le 1ère Conférence de Genève" - Annales des Mines - décembre 1964.

Enfin, dans la mesure où la demande est à long terme, les contrats seront conclus sur la base des réserves reconnues, indépendamment des capacités de production en service.

8.3.4. Perspectives du marché de l'uranium

(1) Jusqu'à 1970

Les transactions sur l'uranium dans le monde se résument jusqu'ici à une série de contrats à long terme conclus par un tout petit nombre d'organismes publics en vue de faire face à des besoins stratégiques considérables. Cette demande a suscité la création, avec une rapidité exceptionnelle dans l'industrie minière - en quinze ans - d'une capacité de production qui plaçait vers 1960 l'industrie de l'uranium à un rang élevé parmi les industries des métaux non ferreux. L'industrie de l'uranium, par son chiffre d'affaires, dépassait celles du plomb, du zinc, du manganèse, etc... dans l'économie occidentale. La cessation des achats stratégiques aurait dû provoquer une chute rapide de la production à partir de 1962, l'absence de demande civile persistant plus longtemps que prévu. Mais les livraisons prévues par les contrats d'achats stratégiques ont été à la fois étalées et légèrement accrues afin d'assurer à l'industrie un minimum d'activité, jusqu'au démarrage, maintenant considéré comme certain, de la demande civile vers 1970.

Les prix se sont néanmoins effondrés. Les prix élevés consentis initialement (12 u.c./lb d' U_3O_8) avaient permis un effort accéléré de prospection et de production ainsi qu'un amortissement rapide du capital engagé. Actuellement, c'est à des prix inférieurs à 4 u.c./lb d' U_3O_8 que se concluent les achats à court terme, d'ailleurs très rares. Les producteurs, toutefois, escomptant désormais l'établissement d'un véritable marché au début de la prochaine décennie, ne semblent plus disposés à s'engager à long terme à des prix de cet ordre qui ne couvrent pas les amortissements ni, à plus forte raison, le développement des réserves.

La structure de l'industrie productrice a été profondément marquée par cette évolution en dents de scie. Tout d'abord, il s'est produit une concentration de la production entre les mains d'un petit nombre d'entreprises et on ne peut exclure un surcroît de concentration qui se traduirait par des positions dominantes. Les mêmes causes jointes à un souci de développer une industrie nucléaire ont, en outre, créé une tendance à la concentration verticale qui pousse les pays producteurs à exporter l'uranium sous une forme de plus en plus ouvrée. La perspective de la création d'un marché vers 1970 et de son expansion rapide, voire très rapide, ne peut que renforcer la position de ces producteurs.

(2) A partir de 1970

Sous 8.3.2. ont été examinées les ressources en uranium et leurs perspectives de renouvellement. Sous 8.3.1., il a été présenté une estimation des besoins prévisibles de la Communauté. Pour esquisser l'évolution du marché de l'uranium, il faut principalement tenir compte du rythme auquel les besoins se traduiront en demande sur ce marché. Ce rythme pourra varier fortement : les utilisateurs se couvriront au minimum à court terme, à mesure de la manifestation des besoins et, au maximum pour la durée de vie d'une centrale, et ce, dès la décision de construire.

a) Définitions

Il est donc nécessaire, à côté de la notion de "besoins", c'est-à-dire des quantités à fournir pour le fonctionnement pendant la période 1970-1999 des réacteurs en service, de faire appel à la notion de "quantités à engager". Par là on désignera les quantités nécessaires pour le fonctionnement pendant toute la durée de vie des réacteurs installés pendant la période considérée. Cette durée de vie, estimée à 30 ans, dépassera 1999 pour la plupart de ces réacteurs.

b) Besoins et quantités à engager de la Communauté

Le tableau ci-après indique, en le décomposant par décennie, le cumul des quantités à engager pour les réacteurs mis en service dans la Communauté de 1970 à 1999 :

Quantités à engager (*) (en tonnes d'uranium naturel métal)				
Modèles	I	II	III	IV
1970 - 1979	139.000	128.000	139.000	128.000
1980 - 1989	343.000	284.000	287.000	228.000
1990 - 1999	636.000	488.000	229.000	138.000
Total	1.118.000	900.000	655.000	494.000

(*) Les quantités à engager correspondant à la puissance installée avant 1970, s'élèvent à 14.000 t. Elles se trouvent dans les besoins afférents à la période 1970-1999.

Il sera engagé, au cours de la période considérée, des tonnages de l'ordre du double des besoins (cf. Besoins tableau page 15).

Ne peuvent être engagées que des quantités dont on est sûr qu'elles seront effectivement disponibles, c'est-à-dire des réserves dûment reconnues, abstraction faite des capacités de production qui devront permettre de couvrir les besoins à mesure qu'ils se présenteront.

Même dans le cas du modèle IV, les quantités à engager pendant l'ensemble de la période considérée dans la Communauté dépassent largement les réserves reconnues du monde occidental restant au 1.1.1971 et exploitables à moins de 10 u.c./lb d' U_3O_8 .

La progression des quantités à engager annuellement est exposée, de cinq ans en cinq ans, face à celle des besoins, dans le tableau ci-dessous :

Besoins annuels et quantités à engager annuellement (en tonnes d'uranium naturel métal)				
	Modèle I		Modèle IV	
	Besoins	Quantités à engager	Besoins	Quantités à engager
1970	1.500	4.900	1.500	5.400
1975	5.200	14.600	4.700	13.200
1980	10.200	29.800	8.500	24.500
1985	15.900	33.500	9.300	23.400
1990	22.600	48.200	11.500	21.800
1995	35.300	66.300	13.700	17.800
2000	55.000	105.400	13.000	(*)

(*) A partir de l'an 2000 on installe uniquement des surgénérateurs rapides pour répondre aux nouveaux besoins énergétiques. On admet que l'approvisionnement en matières fissiles de ces réacteurs est assuré par les disponibilités en plutonium en provenance, entre autres, du parc des réacteurs thermiques. Il n'a pas été tenu compte des engagements nécessaires pour maintenir constant le parc des réacteurs thermiques.

Selon le modèle I, l'évolution des besoins annuels aussi bien que des quantités à engager annuellement sera exponentielle avec un doublement en sept ans environ pendant toute la période considérée. Peu à peu ces quantités atteindront des montants considérables en valeur absolue. Il est peu probable que l'industrie de l'uranium accepte, sans incitations extrêmement énergiques, de renouveler et d'exploiter ses réserves à ce rythme, à supposer qu'elle le puisse.

Selon le modèle IV, au contraire, la progression cesse rapidement d'être exponentielle et, en tout cas, avant que soient atteints des montants très élevés. Dès 1985 les besoins du modèle IV ne représentent plus que 60 % de ceux du modèle I et en 1990, 50 % seulement. A cette date, les besoins plafonnent pour décroître ensuite lentement à un rythme qui permet à l'industrie de l'uranium une adaptation sans à-coups.

c) Besoins et quantités à engager du monde occidental

On estimait en 1962 (*) que le rapport des besoins prévisibles du monde occidental à ceux de la Communauté, était de 3 à 1. Les récents progrès accomplis dans l'économie des réacteurs ont entraîné et entraînent un relèvement considérable des programmes et prévisions de production d'énergie nucléaire dans le monde occidental. Aux Etats-Unis en particulier on pense pouvoir atteindre en 1980 une puissance nucléaire installée de 90.000 MWe alors que précédemment l'on envisageait 40.000 MWe. La Commission d'Euratom n'a pas révisé ses prévisions quoique le récent développement des coûts de production d'électricité nucléaire aurait pu donner lieu à une nouvelle étude et on admettra donc que le rapport des besoins du monde occidental à ceux de la Communauté sera pendant la période considérée de 5 à 1. Dans cette hypothèse et si le monde occidental suit une évolution conforme au modèle IV, les quantités à engager d'ici 2000 seront plus de six fois supérieures aux réserves actuellement reconnues restant au 1.1.1971 et l'ensemble de ces réserves se trouvera "engagé" dans les premières années de la prochaine décennie.

d) Demande

La politique que suivront les utilisateurs d'uranium pour la couverture de leurs besoins devra tenir compte des facteurs suivants :

- importance des réserves reconnues
- conditions économiques de l'exploitation des diverses réserves

(*) EUR.414.

- structure de l'industrie productrice et possibilités de diversification des sources d'approvisionnement qu'elle offre
- intervention gouvernementale éventuelle dans les pays producteurs en vue de la conservation des ressources nationales.

On constate actuellement que des centrales nucléaires de la Communauté se couvrent ou entendent se couvrir à long terme (*).

Il est certain que la demande tendrait à s'aligner sur le calendrier des quantités à engager sitôt que se dessinerait une perspective de hausse des prix due à :

- un gonflement des prix de revient de l'industrie de l'uranium lié à un effort trop rapide de mise à jour et d'exploitation de gisements à haute teneur
- la certitude d'un recours nécessaire à plus ou moins longue échéance à des ressources exploitables à un prix élevé.

Un tel alignement est prévisible dans le cas où, dès avant 1975, des efforts de renouvellement des réserves à bon marché menés à une cadence saine, n'auraient pas encore porté des fruits substantiels.

e) Prix

Abstraction faite de la politique commerciale des producteurs ainsi que de pratiques spéculatives possibles, les prix pourraient se maintenir aux environs de 10 u.c./lb d' U_3O_8 , à condition que le rythme de la demande n'excède pas celui du développement des réserves reconnues et exploitables à ce prix. Si cette condition cessait d'être remplie, les prix augmenteraient jusqu'au niveau des coûts d'exploitation des meilleures ressources à basse teneur. Les prix continueraient à augmenter dans la mesure où il devrait être envisagé d'exploiter des réserves d'une teneur de plus en plus basse (**). En effet, les prix des produits miniers s'établissent à un niveau permettant l'exploitation des mines les moins économiques dont la production est nécessaire pour faire face à la demande. La différence de prix entre les réserves actuellement économiques et les moins chères des réserves à basse teneur créerait une distorsion dans

(*) Dans le cas d'une centrale à uranium enrichi de la Communauté, dont la construction doit débuter incessamment et qui doit être critique en 1968, l'exploitant examine les possibilités de couverture à 20 - 25 ans de ses besoins en combustibles.

(**) Les Etats-Unis comptent parmi leurs ressources potentielles des minéralisations dont il n'a pas été fait état sous 8.3.2., exploitables à des prix compris entre 100 et 500 \$/lb d' U_3O_8 (Annexe du Rapport au Président - page 31).

les conditions d'approvisionnement des utilisateurs qui, par une politique de couverture à long terme, se sont assurés des ressources à bon marché et les autres utilisateurs voués à recourir à des ressources chères.

8.3.5. Conclusions pour une politique d'approvisionnement en uranium naturel

Ainsi, du point de vue de l'approvisionnement en uranium naturel, le modèle IV s'impose :

- c'est celui qui comporte les moindres besoins pour la Communauté, ce qui a pour conséquence de limiter sa dépendance à l'égard de l'extérieur,
- compte tenu du rythme d'accroissement prévisible des besoins et des quantités à engager, il permet d'espérer, moyennant de nouvelles découvertes, que la demande ne connaîtra pas une accélération excessive, ce qui devrait permettre de maintenir les prix à des niveaux raisonnables et relativement stables, à supposer que la demande évolue à un rythme comparable dans l'ensemble du monde occidental,
- ce qui précède fait apparaître que le modèle IV entraînerait une importante économie de devises qui peut être chiffrée, par rapport au modèle I, à environ 7 milliards d'u.c. en tablant sur un prix de 8 u.c./lb d' U_2O_8 et abstraction faite des services d'enrichissement demandés à l'industrie des pays tiers. L'économie réelle sera sans doute plus importante si l'on tient compte de ce que, dans le cas du modèle I les prix seraient bien supérieurs à ce niveau (*).

Quelle que soit l'évolution effective dans la Communauté, il sera exigé de l'industrie de l'uranium un effort considérable de renouvellement et d'exploitation des réserves. Cet effort aura d'autant plus de chances d'être réalisé à des conditions économiques qu'il sera entrepris plus tôt. A cet égard le mémorandum de la Commission sur l'élaboration d'une politique commune d'approvisionnement en uranium, transmis au Conseil le 8 novembre 1963, a exposé la nécessité pour les entreprises de la Communauté d'entreprendre de nouvelles actions de prospection et d'envisager une participation financière à l'exploitation de gisements d'uranium. La Commission a, en outre, adressé aux Etats membres, au début de 1964, un avis dans lequel elle soulignait la nécessité d'un effort de prospection dans le cadre d'une politique commune.

Ce qui précède ne supprimera pas la nécessité d'assurer un approvisionnement sans discrimination à partir des ressources intérieures de la Communauté.

(*) Dans ces calculs on a fait abstraction des quantités provenant de la Communauté qui pourraient actuellement être considérées comme négligeables à l'échelle des besoins afférents à la période considérée.

8.4. URANIUM APPAUVRI

En raison des perspectives du marché de l'uranium, l'uranium appauvri peut être appelé à prendre une place importante parmi les combustibles nucléaires.

8.4.1. Disponibilités

Le problème de l'uranium appauvri est celui de la valorisation d'un sous-produit de la production d'électricité dans les réacteurs thermiques.

La réalisation des objectifs de production d'énergie nucléaire entraînera la disponibilité de quantités importantes résultant notamment du retraitement des combustibles à uranium naturel en vue de la récupération du plutonium. Dans le cas du modèle IV, on peut estimer à 130.000 t. les quantités cumulées qui deviendront disponibles dans la Communauté pendant la période considérée. Cette estimation fait abstraction des quantités d'uranium appauvri rejetées par les usines de séparation isotopique, vu qu'aucune décision n'est encore envisagée quant à la construction dans la Communauté d'une usine de séparation isotopique et que l'USAEC a déclaré qu'elle ne restituerait l'uranium appauvri résultant d'opérations d'enrichissement à façon que moyennant paiement. Il a été fait, en outre, abstraction des quantités contenues dans les combustibles irradiés à uranium enrichi, qui pourraient apparaître dans le cas où la teneur résiduelle en U-235 serait inférieure à celle de l'uranium naturel.

8.4.2. Besoins

Les besoins en uranium appauvri des réacteurs surgénérateurs rapides représenteront entre 6 % et 13 % des quantités déchargées des filières graphite-gaz et eau lourde, et retraitées.

8.4.3. Utilisation

L'utilisation de l'uranium appauvri comme combustible, notamment dans les réacteurs rapides, peut devenir intéressante d'une manière générale dans la mesure où les frais qu'elle entraînerait seraient inférieurs au prix de l'uranium naturel.

Abstraction faite de l'intérêt économique de cette utilisation et de sa possibilité technique, les quantités d'uranium appauvri qui seront disponibles seront suffisamment importantes pour que le problème de leur utilisation soit posé dès maintenant (*).

Du point de vue de l'approvisionnement, l'utilisation de l'uranium appauvri présenterait pour la Communauté des avantages certains : l'économie d'uranium naturel ainsi réalisable conduirait à une réduction de la dépendance de la Communauté à l'égard des pays tiers, à une économie de devises ainsi qu'à une amélioration de l'économie de l'extraction du plutonium.

Faute de marché et de perspectives précises du marché, on retiendra, pour donner une idée de la valeur de l'uranium appauvri, que l'USAEC lui fait une place dans ses barèmes de vente. Les prix de l'USAEC varient selon la teneur en U-235 et sont respectivement de 8.- et 2,5 \$ le kilog (respectivement 3,6 et 1,15/lb) pour de l'uranium appauvri à 0,5 et 0,25 %. La valeur globale des quantités qui deviendront disponibles dans la Communauté lors de la période considérée s'établira selon ces barèmes entre 1.040.000.000 et 325.000.000 de dollars.

8.5. THORIUM

Bien qu'un programme massif de recherches et de développement n'ait pas été réalisé dans le monde en ce qui concerne l'emploi du thorium, les résultats préliminaires déjà obtenus incitent à penser que le thorium est capable de jouer un rôle important.

En effet, d'une part, certains types de réacteurs qui brûleront du thorium additionné de matières fissiles (puisqu'il en est dépourvu) présentent, théoriquement, des performances très intéressantes, entre autres celle de la surgénération thermique; d'autre part, le thorium peut être appelé à jouer un rôle très semblable à celui de l'uranium appauvri (**).

8.5.1. Ressources

Le principal minerai de thorium est la monazite. Ce minerai est largement répandu dans les granites, gneiss et pegmatites de tout âge. On en trouve des concentrations importantes dans les sables littoraux et les alluvions de rivière le plus généralement associées à des concentrations de minéraux tels que l'ilménite, le rutile, le

(*) L'USAEC a inscrit à ses programmes de convertisseurs avancés un réacteur utilisant de l'uranium appauvri.

(**) Toutefois, il est important d'ajouter que la formation du protactinium 233 constitue une difficulté pour l'emploi du thorium au lieu de l'uranium dans des flux neutroniques élevés.

zircon, la colombite, la cassitérite, etc... On connaît les gisements des sables littoraux du Brésil (Bahia) et de l'Inde (Travancore), les sables littoraux de Floride, certains gisements dans la vallée de l'Idaho, un gisement filonien titrant 60 à 75 % de monazite en Afrique du Sud (province du Cap). Le thorium se trouve également dans la thorianite, silicate de thorium et dans sa variété uranifère urano-thorianite (sables littoraux du sud de Madagascar). L'urano-thorianite est notamment un constituant accessoire de plusieurs minerais d'uranium canadien.

Les réserves de thorium se trouvent principalement en Inde, au Canada, en Australie et au Brésil. Elles ne sont pas encore très bien connues. En effet, la prospection du thorium n'a pas été aussi développée que celle de l'uranium. D'importants gisements ont été néanmoins découverts et mis en exploitation pour d'autres produits tels que les terres rares. Dans l'état actuel de leur inventaire, les réserves s'élèvent à plusieurs milliers de tonnes d'oxyde de thorium contenu (ThO_2).

8.5.2. Marché

La demande de minerais et de concentrés de thorium a été fortement influencée pendant quelques années par les achats stratégiques de l'USAEC et de l'UKAEA. Or, l'une et l'autre ont cessé leurs achats depuis plusieurs années, et ce, pour une durée indéterminée. Dès lors, le seul marché ouvert aux producteurs de thorium, pour assez longtemps sans doute, est celui des usages non nucléaires. Il est caractérisé par un déséquilibre durable entre les possibilités de l'offre et la limitation de la demande. En effet, la production est commandée entre autres par le fait que le thorium est souvent un sous-produit d'autres métaux, tels que les terres rares et l'uranium. Or, les débouchés, quoique en développement régulier, n'augmentent que très lentement. Les progrès des usages nouveaux, tels que les alliages thorium-magnésium, sont souvent contrebalancés par le recul des usages traditionnels. Les industries électriques et électroniques sont utilisatrices de thorium, mais pour des quantités faibles.

8.5.3. Conclusion

L'utilisation du thorium comme combustible nucléaire dans la Communauté réduirait les besoins d'uranium et contribuerait à diversifier les sources d'approvisionnement. Elle ne réduirait en aucune façon la dépendance de la Communauté à l'égard des pays tiers.

9. PERSPECTIVES TECHNICO-ECONOMIQUES DE L'UTILISATION DU PLUTONIUM

9.1. EXPOSE DU PROBLEME

C'est essentiellement la contribution du plutonium à la couverture des besoins d'électricité nucléaire qui fera l'objet du présent chapitre.

Cette contribution pose trois questions fondamentales :

- (1) Quelles sont les quantités de plutonium qui seront engendrées et deviendront théoriquement disponibles (sous réserve de l'existence des capacités de retraitement nécessaires) au cours de l'exécution du programme de production d'énergie nucléaire ? C'est l'aspect production du problème.
- (2) Quelles sont les possibilités d'utilisation de ce plutonium dans le programme ? Cette question pose le problème du recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques et rapides. L'analyse de ces deux possibilités conduit à examiner la valeur d'utilisation du plutonium pour chacun des deux cas considérés, compte tenu des aspects techniques qui gouvernent le recyclage.
- (3) Quels sont les coûts de production du plutonium, c'est-à-dire les coûts du retraitement, du transport des combustibles irradiés et de la fabrication des éléments au plutonium ?

Les réponses à ces questions feront l'objet des quatre paragraphes suivants, le paragraphe 9.6. traitant de l'évolution probable du marché du plutonium.

9.2. PRODUCTION DU PLUTONIUM DANS LES REACTEURS THERMIQUES

9.2.1. Composition isotopique du plutonium

Le plutonium engendré se présente comme un mélange de quatre isotopes, à savoir : le Pu 239 et le Pu 241, isotopes fissiles, le Pu 240, isotope fertile et le Pu 242 qui ne contribue plus, ni directement par fission, ni indirectement par transmutation, à la production d'énergie.

La composition isotopique de chaque lot de plutonium dépend des caractéristiques du réacteur dans lequel ce plutonium a été engendré et, en particulier, du taux d'irradiation atteint : un taux élevé favorise la fission "in situ" d'une partie du plutonium fissile engendré et réduit corrélativement la teneur finale en isotopes fissiles.

Dans le présent rapport, toutes les estimations de quantités de plutonium supposent, par convention, que ce plutonium a une composition isotopique moyenne comprenant respectivement de 75 à 80 % d'isotopes fissiles et de 20 à 25 % d'isotopes non fissiles.

9.2.2. Production spécifique des divers types de réacteurs thermiques

(1) Les types de réacteurs pour lesquels on dispose de données au sujet de la production spécifique de plutonium sont :

- les réacteurs du type éprouvé :

- graphite-gaz,
- à eau légère pressurisée,
- à eau bouillante,

- les réacteurs du type convertisseur avancé :

- à eau lourde,
- à graphite et gaz avancé (AGR).

(2) La production spécifique de plutonium peut être exprimée de deux manières différentes, en rapportant la quantité de plutonium produite soit à la production d'électricité, soit à la quantité de combustible introduite dans le réacteur. Ce combustible peut être de l'uranium naturel ou de l'uranium enrichi mais, dans ce dernier cas, on a effectué la conversion en uranium naturel en admettant un taux de rejet de 0,25 % des usines de séparation isotopique.

Les productions spécifiques de plutonium des divers types de réacteurs sont données dans le tableau qui suit :

TABLEAU I.1

PRODUCTION SPECIFIQUE DE PLUTONIUM DANS LES REACTEURS DE TYPE EPROUVE			
Réacteurs	Irradiation moyenne MWj/t	Production de plutonium (de composition isotopique moyenne)	
		Kg/t. U naturel consommé	Kg/10 ⁹ kWh
<u>Graphite-gaz</u>			
EDF.3 - EDF 4 (Rendement : 0,281)	3000	1,9	94
	4000	2,3	85
	5000	2,6	77
<u>A eau légère pressurisée</u>			
SENA (rendement : 0.293)	27500	2,3	48
PWR (456 MWe) - Etude MIT (rendement : 0.313)	Gaine SS		
	20000 30000	1,44 1,39	56 47
Gaine Zr	20000 30000	2,60 1,95	47 39
	PWR (1000 MWe)-Westing- house (Rendement : 0.311)		
Gaine SS :			
0,010 in.	24000	1,73	40
0,015 in.	24000	1,55	41
Gaine Zr	24000	2,33	51
<u>A eau légère bouillante</u>			
SENN (rendement : 0.295)	13200	2,4	56
	20000	1,9	44
KRB (rendement : 0.297)			
	Gaine Zr	16500	2,1
1000 MWe - GE (rendement : 0.327)	22000	2,1	44

TABLEAU I.2

PRODUCTION SPECIFIQUE DE PLUTONIUM TOTAL DANS LES CONVERTISSEURS AVANCES			
Réacteurs	Irradiation moyenne MWj/t	Production de plutonium (de composition isotopique moyenne)	
		Kg/t.U nat.cons.	Kg/10 ⁹ kWh
<u>A eau lourde</u>			
CANDU (Rendement : 0.282)	9000	4,35	71
ORGEL (Rendement : 0.32)	7000	3,30	61
	10000 *)	3,75	49
	20000	2,50	17
EL.4 (500 MWe) (rendement : 0.31)	8000	4,1	69
	10000	4,8	65
	12000	5,2	58
SGHWR (rendement : 0,332)	12000	3,3	35
<u>A gaz avancé</u>			
AGR (rendement : 0,386)	12000	1,7	34
	20000	1,4	26

*) avec un enrichissement initial de 1,12 % en U 235

En partant des données qui précèdent, on peut ressembler en un tableau les principales indications concernant la production spécifique de plutonium.

Les valeurs indiquées seront utilisées pour calculer les perspectives de production de plutonium dans les divers programmes.

TABLEAU II

PRODUCTION SPECIFIQUE DE PLUTONIUM			
<u>Réacteurs</u>	Période		
	1970 - 1979 6000 h.	1980 - 1989 5500 h/6000 h.	1990 - 1999 5000 h - 5500 h
<u>Graphite-Gaz</u>			
Rendement	0,32	0,34	0,35
Irradiation moyenne (MWj/t)	5000	5500	6000
Production Pu (kg/10 ⁹ kWh)	67,5	59,4	56,0
(kg/t. U nat.)	2,6	2,7	2,8
<u>Eau légère</u>			
Rendement	0,32	0,34	0,35
Irradiation moyenne (MWj/t)	20000	25000	27000
Production Pu (kg/10 ⁹ kWh)	44,1	39,6	34,5
(kg/t. U nat.)	2,1	2,2	2,3
<u>Eau lourde</u>			
Rendement		0,32	0,34
Irradiation moyenne		10000	10000
Production Pu (kg/10 ⁹ kWh)		58,5	54,0
(kg/t. U nat.)		4,5	4,5

Ce tableau montre qu'en ce qui concerne la production du plutonium rapportée à la consommation d'uranium naturel, la filière à eau lourde occupe la première place et que la filière à eau légère est, de ce point de vue, légèrement inférieure à la filière graphite-gaz.

En ce qui concerne la production de plutonium rapportée à la production d'électricité, la filière graphite-gaz et la filière à eau lourde sont très voisines et présentent une supériorité très nette sur la filière à eau légère.

Ceci apparaît clairement dans le tableau suivant, où l'on a calculé des indices en prenant, pour base de comparaison, la production des réacteurs à eau lourde fixée à 100.

TABLEAU III

Type de réacteur	Production de plutonium rapportée à	
	Production d'électricité	Consommation d'U nat.
Eau lourde	100	100
Graphite-gaz	101	60
Eau légère	65	50

9.2.3. Quantités de plutonium récupérable dans les combustibles déchargés des réacteurs thermiques

Pour déterminer les quantités de plutonium qui seront produites en cours d'exécution des divers programmes retenus, il faut, tout d'abord, établir les quantités de combustible qui seront déchargées des divers types de réacteurs aux différentes périodes. Ces quantités peuvent être évaluées comme suit :

TABLEAU IV

QUANTITES CUMULEES DE COMBUSTIBLES DECHARGES DES REACTEURS ET PRETS A RETRAITER *)						
Communauté : 1970 - 2000 (milliers de tonnes)						
Programme	Période		I	II	III	IV
	Début	Fin				
Graphite-gaz	1970 - 1979		8	8	8	8
	1980 - 1989		42	32	38	29
	1990 - 1999		109	63	81	37
	Total 1970 - 1999		159	103	127	74
Eau légère	1970 - 1979		2	1	1	1
	1980 - 1989		9	7	8	6
	1990 - 1999		20	12	16	8
	Total 1970 - 1999		31	20	25	15
Eau lourde	1970 - 1979			1		1
	1980 - 1989			12		12
	1990 - 1999			55		39
	Total 1970 - 1999			68		52

*) Le délai qui s'écoule entre la production d'énergie et le retraitement du combust. épuisé est évalué à 2 ans pour les filières graphite-gaz et à eau lourde et à 3 ans pour la filière eau légère

IX.7

En partant de ce tableau et compte tenu des indications qui précèdent sur la production spécifique de plutonium dans les divers types éprouvés de réacteurs et aux différentes périodes, on peut déterminer les productions de plutonium qui correspondent aux quatre programmes retenus :

TABLEAU V

QUANTITES DE PLUTONIUM ^{*)} TOTAL RECUPERABLE DANS LES COMBUSTIBLES DECHARGES DES REACTEURS THERMIQUES (tonnes)						
Programme	Période		I	II	III	IV
	Début	Fin				
Graphite-Gaz	1970 - 1974		5	5	5	5
	1975 - 1979		17	15	17	15
	1980 - 1984		40	34	39	32
	1985 - 1989		73	53	66	46
	1990 - 1994		120	73	100	54
	1995 - 1999		184	102	126	51
	Total 1970 - 1999		439	282	353	203
Eau légère	1970 - 1974		2	2	2	2
	1975 - 1979		8	8	8	8
	1980 - 1984		24	20	23	19
	1985 - 1989		43	32	39	28
	1990 - 1994		69	44	59	34
	1995 - 1999		104	59	75	32
	Total 1970 - 1999		250	165	206	123
Eau lourde	1970 - 1974			0,5		0,5
	1975 - 1979			4		4
	1980 - 1984			14		13
	1985 - 1989			39		39
	1990 - 1994			89		89
	1995 - 1999			157		86
	Total 1970 - 1999			303,5		231,5
TOTAL			689	750,5	559	557,5
- 1970 - 1979			32	34,5	32	34,5
- 1980 - 1989			180	192	167	177
- 1990 - 1999			477	524	360	346

*) Les estimations données en regard de chacune des périodes considérées partent de l'hypothèse que les combustibles sont effectivement retraités dans le délai normal indiqué au renvoi du tableau précédent.

9.3. UTILISATION DU PLUTONIUM

9.3.1. Recyclage dans les surgénérateurs rapides

Selon de nombreuses études, le réacteur surgénérateur rapide est généralement considéré comme étant le système le plus prometteur du point de vue de l'utilisation du plutonium.

Comme on l'a déjà mentionné dans le chapitre 6, on peut retenir deux évaluations du besoin et de la production annuelle spécifiques d'un surgénérateur rapide fonctionnant au plutonium : l'une, prudente et réaliste, 5 kg/MWe et 0,25 kg/MWe.a. (correspondant à un temps de doublement de 20 ans); l'autre, optimiste et probablement réalisable à long terme, 3 kg/MWe et 0,30 kg/MWe.a. (correspondant à un temps de doublement de 10 ans).

Dans chaque cas, on a effectué le calcul de la production de plutonium dans la Communauté, au cours de l'exécution du programme III et du programme IV. Les résultats rassemblés dans les tableaux VI et VII montrent que l'évaluation prudente et réaliste entraînera un déficit de plutonium au cours de l'année 1966, tant pour le programme III que pour le programme IV. Dans ces conditions, la puissance nucléaire en surgénérateurs rapides ne saurait dépasser 75.000 MWe (programme III) ou tout au plus 95.000 MWe (programme IV). Si, par contre, on se base sur l'autre hypothèse optimiste et probablement réalisable, on constate des excédents importants de plutonium sur toute la période 1970 - 1979 et quel que soit le programme retenu.

Il y a cependant lieu d'ajouter que les résultats obtenus doivent être utilisés avec prudence dès lors que l'on voudrait justifier avec rigueur l'importance relative de l'introduction des surgénérateurs rapides dans des programmes de production nucléaire.

En effet, les valeurs données di-dessus en ce qui concerne le besoin d'inventaire des surgénérateurs rapides et la production de plutonium qui lui est associée, ne sauraient être considérées comme les limites du domaine des valeurs représentatives de la technologie des surgénérateurs rapides d'ici l'an 2000, les renseignements (Chap. VI) dont on dispose aujourd'hui ne permettant pas encore de définir ce domaine avec certitude.

Dans les calculs qui ont permis d'élaborer les tableaux qui suivent :

- On a admis les délais suivants entre la production d'énergie et le retraitement du combustible :

- Filières "graphite-gaz" et "eau lourde"	2 ans
- Filières "eau légère"	3 ans
- "Breeder" rapides (Noyau et couvertures axiales)	2 ans
(Couvertures radiales)	3 ans,

IX.9

en supposant entre le démarrage et le premier déchargement un temps d'environ 8 mois pour le noyau et les couvertures axiales et d'environ 1 an et demi pour les couvertures radiales.

- On a également supposé que l'inventaire initial des "surgénérateurs rapides" devait être constitué un an avant leur démarrage.

- Dans la période 1970 - 1974, on a compté la production de plutonium associée à la production électrique comprise entre les :
 - 1/1/1968 et 31/12/1969 pour les filières "graphite-gaz" et "eau lourde"
 - 1/1/1967 et 31/12/1969 pour la filière à "eau légère".

TABLEAU VI

Production de plutonium dans la Communauté (tonnes de plutonium de toute composition isotopique)

Programme III

Période Début-Fin	Filière			Stock en fin de Période (S) = (1) + (2) + (3)	Surgénérateurs rapides				Stock cumulé en fin de période	
	Graphite- gaz (a)	Eau légère (b)	Eau lourde (c)		Besoins d'inventaire		Production			
					(a) *) 5 kg/ MWe	(c) **) 3 kg/ MWe	(b) *) 0,25 kg/ MWe	(d) **) 0,3 kg/ MWe	(s)+(b)-(a)	(s)+(d)-(c)
1970-1974	5	2	-	7	-	-	-	-	7	7
1975-1979	17	8	-	25	5	3	-	-	27	29
1980-1984	39	23	-	62	30	18	2	2	61	75
1985-1989	66	39	-	105	80	48	9	11	95	143
1990-1994	100	59	-	159	255	153	28	33	27	182
1995-1999	126	75	-	201	725	435	87	105	-410	53
1970-1999	353	206	-	559	1095	657	126	151	- 410 (déficit)	53

*) hypothèse prudente et réaliste

**) hypothèse optimiste et probablement réalisable à long terme

TABLEAU VII

Production de plutonium dans la Communauté

Tonnes de plutonium de toute composition isotopique

Programme IV

Période Début-Fin	Filière			Stock en fin de période (S)= (1)+(2)+(3)	Surgénérateurs rapides				Stock cumulé en fin de période	
	Graphite- Gaz (1)	Eau Légère (2)	Eau Lourde (3)		Besoins d'inventaire		Production			
					(a) ^{*)} 5 kg/ MWe	(c) ^{**)} 3 kg/ MWe	(b) ^{*)} 0,25 kg/ MWe.a.	(d) ^{**)} 0,3 kg/ MWe.a.	(S)+(b)-(a)	(S)+(d)-(c)
1970-1974	5	2	0,5	7,5	-	-	-	-	7,5	7,5
1975-1979	15	8	4	27	5	3	-	-	29,5	31,5
1980-1984	32	19	13	64	30	18	2	2	65,5	79,5
1985-1989	46	28	39	113	80	48	9	11	107,5	155,5
1990-1994	54	34	89	177	255	153	28	33	57,5	212,5
1995-1999	51	32	86	169	725	435	87	105	- 411,5	51,5
1970-1999	203	123	230,5	557,5	1095	657	126	151	- 411,5 (déficit)	51,5

*) hypothèse prudente et réaliste

***) hypothèse optimiste et probablement réalisable à long terme

9.3.2. Recyclage dans les réacteurs thermiques

L'analyse des tableaux de production de plutonium dans le cas des programmes I et II, ainsi que celle des tableaux concernant les stocks résiduels (production - emplois) dans le cas des programmes III et IV, fait apparaître que des quantités importantes de plutonium seront disponibles, quel que soit le programme choisi, pendant une période d'au moins vingt-cinq ans et cela même si l'on admet l'hypothèse la moins favorable pour les besoins et la production spécifique des surgénérateurs rapides.

Cette constatation conduit à se demander s'il serait techniquement possible et économiquement intéressant de recycler du plutonium dans les réacteurs thermiques pendant la période qui précède l'avènement massif des surgénérateurs rapides.

A cet égard, il n'est pas sans intérêt de rappeler, sous l'angle technique, le rôle utile que joue le Pu 240 dans le recyclage. Cet isotope se comporte, en effet, comme un poison consommable, attendu qu'il se transmute, par capture neutronique, en Pu 241 (résonance d'absorption à 1 e.v. supérieure à 5 barns) facilitant ainsi le contrôle de la réactivité au démarrage. En outre, il exerce un effet bénéfique sur le coefficient de température.

(1) Filière graphite-gaz

- a) Comme on l'a déjà indiqué au chapitre 4, les études faites en France par le CEA ont montré que les considérations d'ordre économique prennent le pas sur les problèmes techniques lorsque l'on envisage un enrichissement éventuel du combustible.

C'est ainsi que, pour l'U 235, l'enrichissement optimum est de l'ordre de 0,8 %, le gain total sur le coût du cycle de combustible n'étant cependant que de 2 % environ. En transposant ces calculs au cas d'un enrichissement éventuel au plutonium, il apparaît que, compte tenu des incertitudes liées à l'emploi de cette matière et des difficultés de sa mise en oeuvre, l'intérêt devient encore plus marginal. Toutefois, dans le cas du nouvel élément de combustible du type annulaire qui est maintenant à l'étude et qui conduit à des bilans de réactivité plus tendue, il se pourrait que l'intérêt d'un enrichissement au plutonium soit moins limité.

- b) L'UKAEA est pratiquement arrivée aux mêmes conclusions pour les réacteurs anglais du type Magnox. Si un léger enrichissement à l'U 235 (de l'ordre de 0,75 % selon l'UKAEA) peut contribuer à augmenter les limites du taux d'irradiation, l'UKAEA, comme le CEA, écarte pour des raisons d'ordre économique l'éventualité de l'enrichissement au plutonium qui pourrait être utilisé pour atteindre le même objectif.

(2) Filières à eau légère

Pour les réacteurs à eau légère, les perspectives du recyclage du plutonium sont sensiblement plus intéressantes. Les travaux effectués, particulièrement à Hanford (USA) et à Mol (BRN, Belgonucléaire), ont montré qu'un réacteur fonctionnant avec un combustible $\text{PuO}_2\text{-UO}_2$ est contrôlable, du fait que le $\text{Pu } 240$ contribue à limiter l'apparition du coefficient de température positif qu'entraîne la présence des autres isotopes du plutonium.

Trois variantes de recyclage restent cependant à examiner. On peut recycler du plutonium sous la forme d'un combustible mixte de $\text{PuO}_2 - \text{UO}_2$, soit uniformément réparti dans tout le réacteur, soit uniquement limité à certaines zones du réacteur.

Les études auxquelles la Commission fait procéder sous contrat permettront, vraisemblablement d'ici deux ans, de juger laquelle de ces deux solutions mérite d'être retenue.

La troisième solution consiste à disséminer dans le coeur, constitué essentiellement d'éléments contenant de l'uranium, certains éléments en ZrO_2 renfermant des quantités importantes de PuO_2 et de faibles quantités d' UO_2 . Cette technique, dite de "spiking", pose certains problèmes du point de vue du contrôle du réacteur au cours de l'irradiation; cependant, elle pourrait se justifier économiquement en réduisant le coût supplémentaire de fabrication et de retraitement du combustible, ces opérations portant alors uniquement sur un nombre réduit d'éléments au plutonium.

(3) Filières à eau lourde

- a) Les études effectuées en France, dans le cadre de la filière du type EL 4, ont montré qu'il y a encore trop d'incertitudes à circonscrire pour pouvoir apprécier dans quelle mesure il serait avantageux d'envisager un enrichissement du combustible. L'intérêt dépend directement de la comparaison avec l'uranium naturel. Si on remplace par exemple le gainage au béryllium par un gainage en acier, le coût de fabrication diminue, mais l'irradiation limite possible avec de l'uranium naturel décroît encore davantage; l'intérêt d'un léger enrichissement est alors indiscutable.

Ceci étant, comme pour la filière graphite-gaz, l'évolution de la filière à eau lourde peut aussi modifier la situation, dans la mesure où les progrès recherchés en matière de puissance spécifique se traduiront par une réactivité moindre et donc par l'intérêt plus net d'un recours à l'enrichissement.

- b) L'Atomic Energy of Canada Ltd. a également examiné l'intérêt du recyclage du plutonium dans les réacteurs modérés à eau lourde du type CANDU. Elle arrive à la conclusion qu'il sera économique

de réemployer le plutonium dans les réacteurs de ce type, même en concurrence avec les réacteurs à neutrons rapides fonctionnant au plutonium. En effet, ces réacteurs se prêtent tout particulièrement à l'utilisation du plutonium en raison de leur taux de conversion élevé, de leur bonne économie neutronique et du fait bien établi qu'ils permettent un chargement de combustible en fonctionnement à pleine puissance. Ce dernier avantage est extrêmement important lorsque la densité de puissance du combustible et le flux thermique de surface sont élevés et qu'une rupture de gaine oblige à retirer rapidement l'élément défectueux si l'on veut éviter une forte contamination du circuit de refroidissement.

L'intérêt des Canadiens s'est essentiellement concentré sur des alliages aluminium-plutonium avec gainage au zircaloy, ainsi que sur les mélanges d'oxydes d'UO₂ - PuO₂ ou les mélanges d'oxydes ThO₂ - PuO₂.

Les alliages aluminium-plutonium ont surtout fait l'objet d'études visant à appliquer la technique du "spiking". Les essais d'irradiation ont montré qu'on peut obtenir une bonne performance dans des ensembles à barreaux ronds avec des gaines auto-portantes en alliage au zirconium et en acier inoxydable, pour des températures du coeur atteignant 600° C.

Bien que cela n'ait pas été retenu, on a également examiné l'intérêt des alliages zirconium - plutonium. Bien que ceux-ci aient des points de fusion plus élevés, cet avantage qu'ils ont sur les alliages aluminium-plutonium est compensé par l'inconvénient que constitue une conductivité thermique beaucoup plus basse. Pour des ensembles à barreaux ronds, il y a donc peu d'intérêt à choisir les alliages zirconium-plutonium qui sont plus onéreux. Toutefois, l'utilisation de tels alliages pourrait être retenue si l'on a besoin d'assurer une bonne liaison métallurgique entre le combustible et la gaine, comme dans le cas des éléments en plaques.

En ce qui concerne la variante à enrichissement uniforme, on a porté une grande attention, à Chalk River et dans d'autres laboratoires, aux mélanges d'oxydes d'uranium et de plutonium. Actuellement, des arguments économiques militent en faveur des pastilles frittées, mais il se peut que le tassement par vibrations permette d'obtenir un combustible meilleur marché.

Il se peut également que les mélanges d'oxydes de thorium et de plutonium concurrencent finalement l'uranium naturel ou légèrement enrichi. C'est pourquoi on travaille à la mise au point de procédés de fabrication de ThO₂ - PuO₂, tout en intensifiant les essais d'irradiation.

Pratiquement, on peut ajouter que l'intérêt de l'AECL à l'égard du recyclage du plutonium est essentiellement motivé par l'accroissement des stocks de plutonium qui interviendra à partir de 1970. En effet, ces stocks atteindraient environ 10 tonnes en 1980. C'est pourquoi l'AECL est convaincue que, du point de vue économique, le développement de techniques de recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques du type CANDU se justifie pleinement.

- c) Les études de l'UK/AEA quant à l'utilisation du Pu dans les réacteurs SGHWR concluent que ce type de réacteur promet d'être un bon utilisateur de plutonium en raison de sa bonne économie neutronique. Dans un cycle direct utilisant de l'uranium et une alimentation en plutonium, la quantité finale de plutonium est supérieure à la quantité initiale (bien que, naturellement, avec une composition isotopique différente). Cette constatation est très importante, car elle permet d'envisager de recycler du plutonium dans ces réacteurs thermiques sans qu'il en résulte des pertes dans le bilan des disponibilités finales, en attendant son utilisation pour les réacteurs rapides, pour lesquels la composition isotopique du plutonium a relativement beaucoup moins d'importance.

(4) Filière à gaz avancé

L'UK/AEA a examiné le recyclage du plutonium dans les AGR en enrichissant uniformément par du plutonium le combustible à uranium naturel. Le bilan plutonium y est déficitaire. En effet, à une irradiation de 12.000 MWj/t, on obtient à l'équilibre 8,1 kg de Pu/tonne de combustible pour une charge initiale de 10,9 kg de plutonium par tonne. A une irradiation plus élevée, de l'ordre de 20.000 MWj/t, ce déficit s'accroît (10,4 kg de plutonium/tonne de combustible irradié, pour 18,5 kg de plutonium/tonne de combustible chargé).

L'UK/AEA a également étudié l'intérêt de faire appel, dans le cas de l'AGR, à la technique du "spiking" qui consiste à concentrer la charge de plutonium dans un nombre relativement limité d'éléments de combustible. Ceci entraîne, en effet, une économie sur les coûts totaux de fabrication qui résulteraient d'une répartition uniforme du plutonium dans l'ensemble du combustible à uranium naturel.

Toutefois, la quantité de plutonium qu'on peut introduire dans ces éléments est limitée par le fait qu'on ne peut pas augmenter indifféremment la quantité de chaleur engendrée par canal. En effet, cette quantité de chaleur ne doit pas excéder de plus de 30 % celle qui est engendrée dans les canaux voisins qui ne comportent pas d'éléments de combustible au plutonium, de manière à éviter des tensions thermiques excessives dans les structures au graphite.

Or, comme la technique du "spiking" conduit à localiser une grande partie de la réactivité nécessaire dans le nombre relativement réduit des canaux chargés en plutonium et les autres canaux étant chargés en uranium naturel, on est obligé de limiter, voire même d'éliminer, la présence de matières fertiles dans les éléments "spike". Il en résulte alors un risque accru d'apparition du phénomène de "burn-out" contre lequel on ne peut se prémunir qu'en accélérant le remplacement des "spikes".

Toutes ces considérations ont conduit l'UK/AEA à rejeter, techniquement et économiquement, la formule du "spiking" en ce qui concerne le recyclage du plutonium dans la filière à gaz avancé.

(5) Filière à haute température, refroidie au gaz

Des études ont été entreprises dans le cadre du projet DRAGON sur l'intérêt de l'utilisation du plutonium dans un réacteur du type H.T.G.R. (chapitre V).

Les conclusions principales de ces études sont les suivantes:

- a) La composition isotopique du plutonium a une très faible incidence sur les performances techniques et économiques du cycle. Ceci est dû aux conditions de fonctionnement de l'HTGR, dans lesquelles la vitesse de destruction du Pu 240 est plus élevée que sa vitesse de formation. Or, les effets de cette destruction du Pu 240 s'apparentent à ceux d'un poison consommable tout en entraînant la formation du Pu 241 dont le rendement neutronique de fission est excellent puisqu'il est du même ordre de grandeur que celui de l'U 235.

Il en résulte qu'une proportion élevée en Pu 240, ne pénalise pas les performances du cycle de combustible d'un HTGR.

- b) Lorsqu'on effectue la comparaison d'un cycle Pu 239 - U 238 dans lequel le Pu 239 engendré est recyclé avec un cycle Pu 239-Th 232 dans lequel l'U 233 engendré est recyclé, on obtient des coûts respectifs du cycle de combustible très voisins l'un de l'autre, se situant aux environs de 1.25 mills/kWh.

Le résultat qui n'est pas évident à priori, vu que le rendement neutronique de la fission de l'U 233 est nettement supérieur à celui du Pu 239, est dû aux faits suivants qui tendent à contrebalancer cette supériorité.

- Le réacteur étant sous-moderé et le combustible dispersé, la réactivité augmente fortement au cours de l'irradiation avant de décroître brusquement en fin de vie. Mais cette forte augmentation de la réactivité provoque une détérioration du bilan neutronique du cycle au thorium par suite des captures accrues dans le Pu 239 tandis qu'elle ne modifie pas le bilan neutronique du cycle à l'U 238 où les captures dans le Np 239 sont négligeables.
- De plus, bien que la valeur de " η " (nombre de neutrons rapides produits par neutron thermique absorbé) du Pu 239 (1,78) soit plus faible que celle de l'U 233 (2,23), l'absorption thermique du Pu 239 est plus élevée. Il en résulte, pour la même teneur en matière fissile, un bilan neutronique plus favorable dans un système à U 238 que dans un système à Th 232.

(6) Influence sur les besoins d'approvisionnement en uranium

Les considérations évoquées ci-dessus sont d'une grande complexité et touchent à tous les aspects essentiels de la production d'électricité d'origine nucléaire. Parmi ceux-ci, les problèmes d'approvisionnement en uranium constituent un domaine vis-à-vis

duquel les perspectives de substitution qui découleraient du recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques méritent un examen.

Il va sans dire que les raisonnements auxquels on est conduit à ce titre comportent des hypothèses simplificatrices en nombre tel que les résultats présentés feront davantage ressortir des tendances, plutôt qu'ils ne donneront lieu à des conclusions fermelles.

A cet égard, on conviendra, en premier lieu, que faute de données plus précises, seul est envisagé dans ce qui suit le cas du recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau légère, en admettant que l'on pourrait remplacer l'uranium enrichi nécessaire à ce type de réacteur par de l'uranium naturel associé à une quantité de plutonium telle que l'on ait la même teneur en matière fissile

En outre, on admettra que toute quantité de plutonium introduite dans un cycle donné se retrouve en quantité équivalente à l'issue de ce cycle, abstraction faite des différences de composition isotopique initiale et finale, eu égard au fait que les caractéristiques du réacteur considéré, notamment le taux d'irradiation, semblent pouvoir être optimisées à cette fin dans des conditions économiquement acceptables.

On admettra, enfin, que la valeur énergétique du plutonium fissile est grosso modo équivalent à celle de l'U 235, bien que, dans chacun de ces deux cas, elle dépende des spectres et des taux d'irradiation.

Ceci étant, le tableau VIII suivant fait apparaître, à titre prospectif, l'ordre de grandeur de la réduction des besoins d'approvisionnement ramené à l'uranium naturel qui résultent du recyclage thermique du plutonium dans chacun des quatre programmes que l'on peut envisager, sur la base des hypothèses de calcul ci-dessous :

<u>Période</u>	<u>Durée moyenne du cycle</u>	<u>Economie d'U naturel</u>
1970/79	6 ans	100 kg/kg Pu fissile
1980/89	7 ans	150 kg/kg Pu "
1990/99	7,5 ans	150 kg/kg Pu "

TABLEAU VIII

<u>Réduction des besoins d'approvisionnement en uranium naturel consécutive au recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques</u>	
Programme I	: 75.000 t
Programme II	: 80.000 t
Programme III (a)	: 14.000 t
Programme III (b)	: 30.000 t
Programme IV (a)	: 15.000 t
Programme IV (b)	: 35.000 t

Pour les programmes III et IV, les chiffres sous (a) correspondent à l'hypothèse où les besoins et les productions spécifiques de plutonium des surgénérateurs rapides sont respectivement 5 kg/MWe. et 0,25 kg/MWe.an, tandis que les chiffres sous (b) correspondent au cas où cette même hypothèse devient respectivement 3 kg/MWe et 0,30 kg/MWe.an, conformément à l'alternative de choix indiquée au Chapitre 6.

9.4. ECONOMIE DU RECYCLAGE DU PLUTONIUM

9.4.1. Considérations économiques

La valeur attribuée au plutonium dérive non seulement de considérations de valeur d'usage, laquelle résulte elle-même de la substitution à d'autres matières fissiles, mais aussi de la confrontation de l'offre et de la demande éventuelles.

D'une manière générale, on pourrait admettre que la valeur attribuable au plutonium à une date déterminée dérive de sa valeur marginale en cas de prélèvement ou d'apport à un système optimisé devant satisfaire une demande déterminée d'énergie électrique et comportant des centrales les unes productrices, les autres utilisatrices, et éventuellement des centrales à la fois productrices et utilisatrices de plutonium.

La détermination de cette valeur marginale nécessite des études économétriques d'autant plus complexes qu'elles n'ont de véritable portée pratique que si l'on est en mesure de construire un modèle économique simulant avec une fidélité satisfaisante le mécanisme de l'offre et de la demande à moyen et à long termes.

Pour le moment, on doit reconnaître que nombre d'éléments aléatoires ne permettent pas de préciser les prix attribuables au plutonium auxquels ces modèles peuvent conduire.

Quelques modèles de simulation de ce marché font l'objet de travaux dans divers pays, notamment en France; ils permettront, en intégrant les acquisitions techniques et économiques concernant le plutonium, d'approcher pas à pas la détermination des meilleures conditions d'utilisation de cette matière et de préparer les choix fondamentaux.

Le mieux que l'on puisse faire actuellement est d'encourager tous les efforts ayant pour objet de mieux définir les mécanismes du marché auquel le plutonium participera, et ce, dans l'optique où un certain libéralisme interviendra de préférence à une situation où son prix serait fixé par voie d'autorité ou de monopole.

9.4.2. Aspects économiques du recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques

Grâce à de nombreux travaux de recherche et de développement, notamment en France, en Belgique, en Grande-Bretagne et aux Etats-Unis, on peut actuellement envisager de recycler le plutonium dans les réacteurs thermiques. Entre 1970 et 1975, et plus vraisemblablement à la fin de cette période, certains réacteurs de puissance pourront fonctionner selon ce procédé dans la Communauté.

- (1) De nombreuses études théoriques ont été consacrées à ce sujet. Comme on l'a déjà mentionné, les études du CEA en France ont examiné le problème, surtout pour les réacteurs au graphite-gaz et les réacteurs à eau lourde du type EL 4; elles arrivent à la conclusion que, pour ces réacteurs, l'enrichissement de l'uranium naturel n'offre pas un avantage très net et que l'intérêt d'utiliser du plutonium plutôt que de l'U 235 pour cet enrichissement est lui-même discutable.
- (2) Par contre, les études de Eschbach (Hanford) et de Zebroski (General Electric) démontrent l'intérêt du recyclage du plutonium dans des réacteurs de conception américaine - PWR, BWR, HWR, GCR et OMR.

Eschbach considère un réacteur fonctionnant en "régime autarcique", c'est-à-dire où le plutonium produit dans le premier cycle est repassé dans ce même réacteur au cours d'un deuxième cycle, ce qui économise de l'U 235. L'opération étant supposée se répéter après chaque cycle, on obtient une valeur du plutonium par rapport au prix de l'U 235 ainsi économisé.

Selon cette étude, la valeur du plutonium s'échelonne entre 9 et 12,5 \$/g. Ces chiffres sont basés sur les barèmes de l'uranium enrichi en vigueur entre le 1er Juillet 1961 et le 30 Juin 1962. La réduction intervenue depuis lors se traduit par une baisse correspondant de la valeur d'utilisation du plutonium, (environ 10 %).

Les études de Zebroski arrivent à des conclusions analogues, en dépit du fait qu'elles partent d'hypothèses différentes. La valeur du plutonium est toujours déterminée par l'économie d'U 235 que permet son utilisation dans un réacteur thermique, compte tenu des coûts de fabrication des éléments de combustible enrichi au plutonium, mais l'hypothèse de l'autarcie du point de vue du plutonium est abandonnée, car on admet que plusieurs réacteurs thermiques peuvent alimenter un réacteur thermique fonctionnant à l'uranium enrichi au plutonium.

Quel que soit le type de réacteur envisagé, le recyclage du plutonium dans un réacteur thermique pose des problèmes extrêmement complexes, d'ordre physique et technologique, problèmes d'ailleurs différents d'un type à l'autre.

- (3) Le recyclage du plutonium dans des réacteurs de type avancé de conception britannique - AGR, HTGCR, SGHWR - a été étudié par l'UKAEA. On a considéré, d'une part des recyclages autarciques où le Pu engendré dans un cycle permet une économie d'U 235 dans le cycle suivant, et d'autre part des recyclages où l'enrichissement de l'uranium naturel est obtenu par un apport extérieur de plutonium.

D'après les études effectuées par le département du "Reactor Group" (H. Kronberger), il semble que le plutonium chargé dans un AGR pourra être récupéré à 87 % après un cycle. Le SGHWR présente même un bilan positif; le plutonium chargé peut être récupéré à raison de 109 % après un cycle.

- (4) Ces études montrent que la valeur d'utilisation du plutonium est différente suivant :
- le type de réacteur : la teneur en plutonium du combustible déchargé étant un facteur essentiel;
 - le type de gestion du combustible retenu : le chargement par lot donnant une valeur d'utilisation plus élevée que le chargement continu par exemple;
 - le taux d'irradiation atteint;
 - la phase de recyclage considérée, la valeur ne se stabilisant qu'après trois ou quatre cycles.

Toutes ces études arrivent finalement à la même conclusion, à savoir que, dans un réacteur thermique, la valeur du plutonium qui donne le même prix de revient du kWh produit que l'U 235 au cours d'un premier recyclage est de l'ordre de 10 u.c./g de plutonium fissile, le prix de l'U 235 étant de 12 \$/g pour un enrichissement de 98 %. Ceci n'est toutefois pas le cas pour les filières graphite-gaz et eau lourde refroidies à gaz (EL 4, AKB) et refroidies à eau lourde.

9.4.3. Aspects économiques du recyclage du plutonium dans les réacteurs sur-générateurs rapides

Selon de nombreuses études, le réacteur surgénérateur rapide est généralement considéré comme le système se prêtant le mieux à l'utilisation du plutonium.

(1) Calculs de la valeur d'utilisation du plutonium

En Grande-Bretagne, on a comparé un réacteur rapide fonctionnant au plutonium avec le meilleur réacteur thermique fonctionnant à l'U 235. Ceci se justifie, car les caractéristiques de l'U 235 dans les réacteurs rapides sont moins bonnes.

Les Anglais ont retenu l'AGR comme réacteur thermique de référence et ont considéré deux types de réacteurs surgénérateurs. Pour le premier, qui utilise un combustible du type "cermet", c'est-à-dire un combustible où le PuO₂ est dispersé dans une matrice d'acier inoxydable, on ne peut pas se permettre de payer plus de 8,40 u.c./g (£ 3) pour le plutonium qui constitue la charge de ce réacteur, si on veut obtenir un prix de revient comparable à celui de l'AGR de référence. Par contre, pour le second type de réacteur surgénérateur étudié qui fonctionne avec du combustible à base de carbure de plutonium, on peut se permettre de payer jusqu'à 19,60 u.c./g (£ 7) de plutonium.

Aux Etats-Unis, la valeur d'utilisation du plutonium dans un réacteur rapide a également fait l'objet de nombreuses études. On a comparé plusieurs possibilités concernant le combustible, c'est-à-dire le plutonium métal, les mélanges d'oxyde de plutonium et d'uranium et les combustibles à base de carbure. Dans les cas les plus défavorables, la valeur d'utilisation du plutonium dans un réacteur rapide est au moins égale à celle de l'U 235; sous des conditions favorables, cette valeur d'utilisation du plutonium peut atteindre le double de la valeur d'utilisation de l'U 235 dans un réacteur rapide. La plupart des auteurs admettent une valeur d'utilisation du plutonium dans des réacteurs surgénérateurs de l'ordre de 15 u.c./g de plutonium fissile.

Les études françaises attachent moins d'importance à la valeur d'utilisation du plutonium dans les réacteurs rapides. Elles se basent sur l'hypothèse qu'il peut y avoir concordance entre le taux annuel de surgénération nette et le taux d'intérêt affectant les charges d'immobilisation du combustible. Sous ces conditions, en effet, le prix de revient du kWh produit dans un réacteur surgénérateur est pratiquement indépendant du prix du plutonium qu'on doit acquérir pour constituer la première charge; bien entendu, il est supposé que le plutonium surgénéré puisse être vendu aux mêmes conditions que le plutonium acheté pour constituer la première charge.

(2) Résultat

En résumé, les experts estiment que la valeur d'utilisation du plutonium dans les surgénérateurs rapides est supérieure de 50 à 100 % à sa valeur d'utilisation dans des réacteurs thermiques, notamment dans des réacteurs à eau légère. Le prix qui en résulte est compris entre 15 et 20 u.c./g de plutonium de composition isotopique moyenne.

9.4.4. L'évolution probable de la demande de plutonium

Le paragraphe précédent résume diverses études concernant la valeur d'utilisation du plutonium dans un réacteur déterminé, thermique ou rapide, par rapport à la valeur de l'U 235 utilisé dans ce même réacteur ou dans un réacteur de référence.

Sur cette base, il semble que l'on puisse prévoir l'évolution suivante de la demande de plutonium :

- (1) Les exploitants de réacteurs thermiques seront disposés vers 1975 à acheter le plutonium obtenu ou pouvant l'être par voie de retraitement, à condition que le prix n'excède pas 10 u.c./g de plutonium fissile.
- (2) Les exploitants de surgénérateurs rapides seront disposés à payer pour le plutonium un prix nettement supérieur à 10 u.c./g de plutonium fissile, d'autant plus que, dans ce cas, on ne doit plus tenir compte au même degré de la teneur du plutonium en isotopes fissiles.
- (3) Si, comme indiqué au par. (1) et (2) ci-dessus la demande de plutonium se développe à partir de 1975, il convient de se demander comment évoluera l'offre dans la Communauté. Pour disposer de plutonium, il faudra retraiter les combustibles déchargés des réacteurs thermiques et le niveau des coûts de retraitement propres à chacune des filières constituera, selon toute vraisemblance, un facteur déterminant dans l'équilibre du marché du plutonium. Si les premières demandes de plutonium sont pour le recyclage thermique, ce niveau des coûts de retraitement devrait être tel qu'il conduise à un prix de revient, au maximum égal à la valeur d'usage du plutonium dans un réacteur thermique. Ceci étant, il conviendra évidemment de réduire au minimum les délais séparant la mise à disposition du plutonium sortant des usines de retraitement et son utilisation dans les réacteurs thermiques. Il convient cependant de se demander quelles seraient les conséquences d'une modification de programme remettant en cause le recyclage thermique pour ne plus retenir, à l'extrême, que le recyclage du plutonium dans les réacteurs rapides. On notera à cet égard qu'au taux d'intérêt de 7 %, l'immobilisation financière double le prix de revient ou d'acquisition du plutonium après dix ans. Cette constatation conduit à la conclusion rassurante que, du point de vue économique, les risques liés à la récupération effective du plutonium sont limités pour autant que le prix de revient de ce plutonium, au jour de son utilisation, (y compris les charges d'immobilisation) ne dépasse pas sa valeur d'utilisation dans les réacteurs rapides, laquelle est comprise entre 15 et 20 u.c./g.
- (4) A propos du recyclage dans les réacteurs thermiques du plutonium produit antérieurement à la mise en service des surgénérateurs rapides, rappelons qu'on a supposé qu'une grande partie de ce plutonium peut être récupérée lors du retraitement des éléments de combustible. Le programme de mise en service des surgénérateurs n'en sera donc que faiblement affecté.

9.5. FACTEURS AFFECTANT LES COUTS DE PRODUCTION DU PLUTONIUM

9.5.1. Généralités

Le retraitement est destiné à récupérer les matières fissiles contenues dans les combustibles irradiés pour permettre leur réutilisation. En sus des frais de retraitement proprement dits, il faut compter les frais de transport (y compris l'assurance). Les recettes sont constituées par la valeur de l'uranium et du plutonium récupérés (défalcation faite des frais de conversion et des pertes). Il faut toutefois noter que, dans les conditions actuelles, on attribue une valeur nulle à l'uranium récupéré lorsque sa teneur en U 235 est de beaucoup inférieure à celle de l'uranium naturel.

Selon que les dépenses auront été supérieures aux recettes ou vice-versa, l'opération se traduira par une perte ou par un profit. En cas de perte, l'opération de retraitement ne se justifie évidemment pas.

9.5.2. Le retraitement chimique

Le retraitement chimique pose des problèmes différents selon la nature du combustible à retraiter.

Sur le plan industriel, on distingue surtout :

- les combustibles à uranium naturel ou faiblement enrichis,
- les combustibles au plutonium des réacteurs à neutrons rapides.

(1) Combustibles à uranium naturel ou faiblement enrichi

Le retraitement des éléments de combustible utilisant l'uranium naturel ou faiblement enrichi constitue une des phases importantes du cycle de combustible.

Pour situer le volume de cette activité industrielle, on a établi les hypothèses de travail suivantes :

Tableau de correspondance entre l'évolution de la puissance nucléaire installée et les capacités de retraitement à prévoir					
En début d'année	Puissance nucléaire installée MWe *)	Rendement des centrales %	Irradiation moyenne du combustible MWj/t	Capacité journalière totale de retraitement	
				En début d'année	t/j
		Combustibles à uranium naturel des réacteurs graphite-gaz			
1970	2.000	32	5.000	1972	1,0
1980	17.000	34	5.500	1982	8,5
		Combustibles à uranium naturel des réacteurs à eau lourde			
1980	5.000	32	10.000	1982	1,5
		Combustibles à uranium faiblement enrichi des réacteurs à eau légère			
1970	1.500	32	20.000	1973	0,3
1980	17.000	34	25.000	1983	2,0

*) Pour 1980, la puissance installée est celle qui correspond au Programme IV.

Les chiffres ci-dessus sont basés sur 270 jours de travail effectifs par an et supposent que tous les combustibles déchargés soient retraités.

Pour établir quelques données économiques générales, il est en outre nécessaire d'effectuer un choix parmi :

- les diverses techniques de retraitement (voie aqueuse, voie sèche, etc...),
- les divers types de réalisation industrielle (usine de grande capacité polyvalente ou petite usine spécialisée sur un type de combustible particulier),
- les diverses politiques de combustible possibles (retraitement de tous les combustibles ou stockage provisoire jusqu'au moment où les conditions économiques justifieront le retraitement, etc...).

Un choix rationnel parmi ces différentes options ou possibilités ne peut évidemment être effectué que dans le cadre d'une étude complète de programme.

A titre d'orientation préliminaire, on se bornera à reproduire ici les évaluations qui semblent à l'heure actuelle les plus raisonnables, en se référant aux perspectives mondiales dans le domaine du retraitement chimique sans pour autant admettre que les prix qui leur correspondent soient nécessairement les mêmes dans la Communauté. Ainsi donc, pour les combustibles à uranium naturel ou faiblement enrichi, on supposera que les combustibles seront retraités par voie aqueuse dans des usines de grande capacité, compte tenu des réalisations déjà existantes. En outre, tous les combustibles déchargés seront retraités.

Les prix d'orientation proposés pour les installations actuellement les plus représentatives dans le monde, sont rassemblés dans le tableau qui suit :

Prix d'orientation pour le retraitement chimique		
Année	Usine de référence	Prix u.c./kg U
<u>Combustibles à uranium naturel des réacteurs graphite-gaz et eau lourde</u>		
1970	Windscale	14
1980	Usine de 7 - 10 t/j	4 - 8
<u>Combustibles à uranium faiblement enrichi des réacteurs à eau légère</u>		
1970	NFS	33
1980	Usine de 2 - 3 t/j	15 - 20

(2) Combustibles au plutonium pour réacteurs rapides

Cette catégorie d'éléments de combustible aura toute son importance lorsque les réacteurs surgénérateurs auront atteint le stade industriel.

A présent, le retraitement des éléments de combustible au plutonium n'est pas un problème primordial, d'une part en raison des quantités relativement faibles de plutonium qui pourront être récupérées de ce type d'élément dans la prochaine décennie, d'autre part à cause des incertitudes qui entourent les caractéristiques de ces combustibles.

Dans ces conditions, le coût de retraitement des combustibles provenant des réacteurs à neutrons rapides ne peut pas être déterminé à l'heure actuelle.

A titre d'indication, cependant, on peut rappeler que le coût du retraitement dans les installations par voie aqueuse à l'échelle expérimentale, c'est-à-dire d'une capacité de 1 à 5 kg de Pu par jour, est évalué entre 6 et 8 u.c./gr de Pu, tandis que, pour les usines de forte capacité, on mentionne des chiffres allant de 0,50 à 2 u.c./gr de Pu (Baden-Baden, Septembre 1963, MM. E. Grison, J. Gaussens, J. Leduc).

Bien entendu, les données indiquées pour les usines expérimentales n'ont aucune signification économique dans le cadre d'un programme à long terme : elles constituent une orientation sur les coûts futurs.

9.5.3. Coût du transport pour les combustibles irradiés

- (1) Le transport des combustibles irradiés jusqu'à l'usine de retraitement chimique constitue un élément non négligeable des dépenses qu'entraîne la récupération des matières fissiles.

Bien entendu, la situation géographique respective des réacteurs et des usines de retraitement joue un rôle important dans l'estimation des coûts de transport.

En théorie, on peut concevoir qu'une usine de retraitement soit associée à chaque réacteur de puissance, de manière à éviter le transport des combustibles irradiés. A l'encontre de cette solution, il faut cependant noter qu'une condition essentielle pour arriver à des coûts du retraitement chimique économiquement acceptables réside dans la très forte capacité unitaire des usines, lesquelles peuvent alors retraiter le combustible irradié d'un grand nombre de réacteurs.

- (2) Etant donné qu'il sera prochainement nécessaire de transporter des combustibles déchargés des réacteurs d'essai et de recherche de la Communauté, Euratom a lancé un appel d'offres visant à connaître les prix de transport de combustibles irradiés provenant de neuf réacteurs géographiquement dispersés dans la Communauté et ayant pour destination alternative quatre installations de retraitement situées aux Etats-Unis, dans le Royaume Uni, dans le Sud et dans le Nord de la Communauté. Il en résulte un ensemble de propositions commerciales dont l'analyse a permis, en effectuant les transpositions appropriées*), de déterminer l'ordre de grandeur des coûts moyens respectifs.

*) On a supposé que les transports sont effectués dans des "containers" de 50 t. ayant une capacité de 2,5 t. d'éléments de combustible. Les investissements en "containers" sont amortis en 5 ans. Le montant de la couverture pour l'assurance responsabilité civile est de 15 millions d'u.c.

Destination	Coût de transport uc/kg d'U contenu
USA	19
Royaume Uni	8,5
Communauté	5 à 6

(3) Ces chiffres appellent les remarques suivantes :

- L'expérience étant encore fort limitée, il est certain que les prix indiqués ci-dessus comportent une marge de sécurité dont l'importance diminuera rapidement à mesure que les firmes de transport se spécialiseront et amélioreront leur organisation. La standardisation des "containers" de transport permettra notamment des économies importantes.
- En ce qui concerne les assurances, les primes exigées pour la couverture des risques de responsabilité civile sont de nature à baisser également par suite d'une meilleure appréciation des risques d'accidents nucléaires et d'une harmonisation des prescriptions de sécurité imposées au transport. En outre, lorsque la réglementation des transports nucléaires sera complètement élaborée, ces prescriptions deviendront probablement moins strictes.

(4) Ceci étant, on peut estimer que, durant la prochaine décennie, compte tenu de l'expérience acquise, le niveau des prix de transport des combustibles irradiés déchargés des réacteurs de puissance s'établira à la moitié environ des prix indiqués ci-dessus.

En particulier, si l'on dispose d'une ou plusieurs usines de retraitement chimique de forte capacité dans la Communauté, le prix d'ordre du transport des combustibles irradiés devrait être de 2 à 3 u.c. par kg d'uranium.

9.5.4. La rentabilité du retraitement

Les dépenses et les recettes probables du retraitement des éléments provenant de réacteurs graphite-gaz, de réacteurs à eau légère et de réacteurs à eau lourde sont données dans le tableau suivant. En ce qui regarde la valeur du plutonium, trois variantes sont considérées.

- La première variante correspond à l'hypothèse où la valeur du plutonium est nulle. Le tableau 1 détermine le degré de rentabilité du retraitement chimique des combustibles déchargés de divers réacteurs, rentabilité qui résulte de la seule récupération des matières fissiles autres que le plutonium.

- La seconde variante correspond à l'hypothèse où la valeur du plutonium est de 8 u.c./g de plutonium de composition isotopique moyenne, sous forme de nitrate. Cette valeur a été adoptée par référence au prix actuel de rachat pratiqué par l'USAEC, à savoir 10 u.c./g de plutonium fissile, ce dernier ne constituant qu'environ 80 % du plutonium contenu dans les combustibles irradiés.

- La troisième variante ne diffère de la seconde que par le prix attribué au plutonium, lequel est porté à 15 u.c./g de composition isotopique moyenne, sous forme de nitrate. Comme indiqué au paragraphe 9.3.4., ceci correspond approximativement à la valeur d'utilisation du plutonium dans les surgénérateurs rapides.

TABLEAU
BILAN DES DEPENSES ET DES RECETTES DE RETRAITEMENT CHIMIQUE

REACTEUR		SENN	KRB	SENA	GRAPHITE-GAZ		EAU LEGERE				EAU LOURDE					
		Zr	Zr		1970-1979	1980-1989	1970-1979		1980-1989		1975-1979		1980-1989			
					Zr		Zr	SS	Zr							
Enrichissement final Plutonium	% gr/kg U	1.00 4.90	0.85 5.89	2.08 6.13	- 2.6	- 2.7	0.8 7.0	2.0 7.0	0.8 0.8	- 4.5	- 4.5					
Coût retraitement	uc/kg U	33.3 ¹⁾	33.3 ¹⁾	33.3 ¹⁾	16-20 ²⁾	5.0 ³⁾	40-50 ⁴⁾	40-50 ⁴⁾	18-30 ⁴⁾	16-20 ⁵⁾	5.0 ⁵⁾					
Coût transport	uc/kg U	20.0	20.0	20.0	3.0	2.0				3.0	2.0					
Dépenses	uc/kg U	53.3	53.3	53.3	19-23	7.0	40-50	40-50	18-30	19-23	7.0					
Valeur U 235 récupéré ⁶⁾	uc/kg U	47.7	34.7	154.9	-	-	30.5	146.5	30.5	-	-					
Pertes U "retraitement et reconversion" ⁷⁾	uc/kg U	-0.6	-0.5	-2.0	-	-	-0.4	-1.5	-0.4	-	-					
Coût reconversion UNO ₃ en UF ₆	uc/kg U	-5.6	-5.6	-5.6	-	-	-3.9	-3.9	-3.9	-	-					
VALEUR PU: NULLE																
Crédit Plutonium	uc/kg U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Pertes Pu "retraitement" ⁸⁾	uc/kg U	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Recettes	uc/kg U	41.5	28.6	147.3	0	0	26.2	141.1	26.2	0	0					
SOLDE	uc/kg U	-11.8	-24.7	+94.0	-19	-23	-7.0	-13.8	-23.8	+101.1	+91.1	+8.2	-3.8	-19	-23	-7.0
VALEUR PU: 8 UC/G Pu CONTENU, SOUS FORME DE NITRATE (TOUTE COMPOSITION ISOTOPIQUE)																
Crédit Plutonium	uc/kg U	39.2	47.1	49.0	20.8	21.6	56.6	56.6	64.0	36.0	36.0					
Pertes Pu "retraitement" ⁸⁾	uc/kg U	-0.4	-0.5	-0.5	-0.2	-0.2	-0.6	-0.6	-0.6	-0.4	-0.4					
Recettes	uc/kg U	80.3	75.2	195.8	20.6	21.4	82.2	197.1	89.6	35.6	35.6					
SOLDE	uc/kg U	+27.0	+21.9	+142.5	+2.6	-2.4	+14.4	+42.2	+32.2	+157.1	+147.1	+71.6	+59.6	+166	+126	+28.6
VALEUR PU: 15 UC/G Pu CONTENU SOUS FORME DE NITRATE (TOUTE COMPOSITION ISOTOPIQUE) Valable à partir de 1980																
Crédit Plutonium	uc/kg U					40.5				120.0	67.5					
Pertes Pu "retraitement" ⁸⁾	uc/kg U					-0.4				-1.2	-0.7					
Recettes	uc/kg U					40.1				145.0	66.8					
SOLDE	uc/kg U					+33.1				+127	+115					+59.8

1) Prix NFS en attendant de connaître les conditions commerciales d'EUROCHEMIC où ces combustibles devraient normalement être retraités.

2) Combustibles retraités à La Hague.

3) En tenant compte des accroissements de capacité.

4) Dépenses moyennes totales pour transport et retraitement soit dans la Communauté soit aux USA, compte tenu de l'effet de compensation entre les coûts respectifs de transport et de retraitement.

5) En supposant les mêmes usines de retraitement que pour le combustible en provenance des réacteurs graphite-gaz, vu l'intérêt économique qu'il y a à recourir à des capacités de retraitement aussi élevées que possible.

6) Barèmes USAEC (Federal Register 29 Mai 1962).

7) Pertes retraitement et reconversion UNO₃ en UF₆: 1.3 %.

8) Pertes retraitement: 1 %.

On peut tirer de ce tableau les conclusions suivantes :

- (1) Aussi faible que soit le prix du plutonium et même s'il est nul, le retraitement chimique s'impose d'emblée pour les réacteurs à eau légère qui utilisent un combustible gainé à l'acier inoxydable. Tel est actuellement le cas de la SENA et des autres réacteurs à eau pressurisée. Dans ce cas, on peut difficilement parler d'un coût de production du plutonium : en effet, le retraitement est impérativement motivé par la récupération de l'U 235 résiduel, le plutonium pouvant alors être considéré comme un sous-produit "fatal" de l'opération. On se trouve par conséquent ici devant le problème général du calcul du prix de revient d'un sous-produit, lequel se ramène essentiellement à une ventilation judicieuse du coût global de l'opération.

Les producteurs d'électricité exploitant de tels réacteurs devraient normalement mettre le plutonium en vente, sauf s'ils jouissent d'une garantie de rachat de ce plutonium offerte par voie d'autorité ou de monopole (ex : garantie de l'USAEC dont bénéficie la SENA). S'ils le préfèrent, les producteurs pourront stocker le plutonium dans l'espoir d'obtenir de meilleures conditions sur un marché futur du plutonium. Il se pose bien entendu dans ce cas un problème de financement dont l'ampleur ne peut être sous-estimée.

Ce plutonium fatal contribuera probablement à la création d'un marché moins étroit qu'il ne paraît actuellement.

- (2) Le problème se pose différemment pour les réacteurs à eau légère utilisant un gainage au zircaloy. Il faut alors que le prix du plutonium atteigne un certain niveau minimum pour assurer la rentabilité du retraitement des combustibles. Ce niveau minimum est repris pour les cas considérés dans le tableau suivant, où les prix se rapportent à du plutonium de composition isotopique moyenne :

SENN 2,4 u.c./gr Pu

KRB 4,2 u.c./gr Pu

Eau légère au zircaloy, 1970/79

Pour un coût de retraitement et de transport

- de 50 u.c./kg 3,4 u.c./gr Pu

- de 40 u.c./kg 2,0 u.c./gr Pu

Eau légère au zircaloy, 1980/89

Pour un coût de retraitement et de transport

- de 30 u.c./kg 1,0 u.c./gr Pu

- de 18 u.c./kg rentabilité assurée
même pour une valeur
nulle du plutonium.

Ces niveaux de prix du plutonium nécessaires pour assurer la rentabilité du retraitement des combustibles, ne peuvent cependant être assimilés à des prix de revient.

En effet, s'il est théoriquement vrai que l'exploitant d'une centrale à eau légère dont le combustible est gainé au zircaloy sera disposé à retraiter à condition que le prix de marché se situe à un niveau au moins égal aux seuils de rentabilité, il n'en reste pas moins que le problème de la ventilation des dépenses demeure entier parce que l'opération vise tout autant à récupérer l'U 235 que le plutonium.

- (3) Dans le cas des réacteurs à graphite-gaz et des réacteurs à eau lourde, on peut véritablement parler d'un coût de production du plutonium, parce que le retraitement se fait uniquement dans le but de récupérer cette matière.

Il est vrai qu'ultérieurement on sera intéressé à utiliser l'uranium appauvri, notamment pour les couvertures des réacteurs rapides, ce qui aura pour conséquence de le valoriser. Dans ce cas, il conviendra d'imputer une partie des coûts de retraitement et de transport à la récupération de cet uranium appauvri. Faute de pouvoir estimer dès aujourd'hui les prix qui seront pratiqués pour l'uranium appauvri, on négligera la valeur de ce dernier. Sous ces conditions, le coût de production du plutonium à considérer comme un maximum s'établit comme suit, le coût étant exprimé en u.c./gr. de plutonium de composition isotopique moyenne :

Type de réacteur	Période considérée	Coût de retraitement et de transport (u.c./gr.)	Coût de production du Pu (u.c./gr.)
Gaz-graphite	1970 - 1979	23	8,9
		19	7,4
	1980 - 1989	7	2,6
Eau lourde	1975 - 1979	23	5,2
		19	4,3
	1980 - 1989	7	1,6

- (4) Outre ce qui précède, on peut ajouter que, dans l'avenir, le prix du plutonium évoluera probablement entre la valeur de recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques d'une part, et sa valeur de recyclage dans les réacteurs surgénérateurs d'autre part. Or, si on admet, comme l'indique les sources américaines que la valeur de recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques se situe aux environs de 8 u.c./gr. de plutonium de composition isotopique moyenne, et celle du recyclage dans les surgénérateurs rapides à 15 u.c./gr de

plutonium de composition isotopique moyenne, on peut en déduire que la rentabilité du retraitement chimique est pratiquement assurée pour tous les types de réacteurs considérés, y compris le réacteur gaz-graphite, à partir de la prochaine décennie (1970 - 1979). Ceci suppose, bien entendu, qu'on procède à la mise en service d'installations de retraitement dont la capacité soit suffisante pour pouvoir atteindre les coûts de retraitement que l'on a supposés.

9.5.5. Coût de fabrication des éléments de combustible enrichis à l'U 235 ou au plutonium

Dans la période qui précèdera l'avènement des réacteurs rapides, le plutonium n'entrera véritablement en compétition avec l'U 235 que si l'on envisage son recyclage dans les réacteurs thermiques. Il importe donc de savoir à quel prix on peut fabriquer des éléments de combustible enrichis au plutonium. Outre les travaux en cours au Centre belge de l'Energie nucléaire et à la Belgonucléaire, des études ont été effectuées sur ce sujet aux Etats-Unis. En Grande Bretagne, on a étudié le problème du recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques, mais rien n'a été publié quant au coût de fabrication des éléments enrichis au plutonium ou à son incidence sur le prix de revient du kWh produit.

Les auteurs américains sont généralement unanimes à conclure que le supplément résultant de l'enrichissement au plutonium plutôt qu'à l'U 235, ne devrait guère dépasser 10 à 20 % du coût de fabrication des éléments, lequel est estimé aujourd'hui, pour des éléments gainés au zircaloy, entre \$ 100 et \$ 125/kg U, et pour des éléments gainés à l'acier inoxydable, de l'ordre de \$ 90 à \$ 100/Kg U. Cette différence a été confirmée récemment à un symposium, organisé conjointement par l'USAEC et la General Electric, à l'occasion duquel cette dernière s'est déclarée prête à fabriquer à l'échelle industrielle des éléments enrichis au plutonium. Il a été déclaré, lors de ce symposium, que le recyclage du plutonium ne modifiait pas le coût du cycle de combustible basé sur l'U 235.

9.6 MARCHE DU PLUTONIUM

9.6.1 Evolution du marché

Si, en raison de l'incertitude sur le rythme de l'évolution technique, on ne peut encore esquisser de perspectives concernant le marché du plutonium, certaines caractéristiques fondamentales en apparaissent dès maintenant.

- (1) Au cours d'une première phase, qui s'étend jusqu'aux environs de 1975, on emploiera surtout le plutonium à des fins de recherche, notamment en vue de constituer les premières charges des prototypes de surgénérateurs. Quant à l'offre elle ne saurait dépasser 5 à 7 tonnes, compte tenu des délais s'écoulant entre la production d'énergie et le retraitement du combustible.
- (2) Au-delà de 1975, on sera placé devant l'alternative suivante: recycler le plutonium dans des réacteurs thermiques ou attendre de pouvoir l'utiliser, d'une manière probablement plus avantageuse, dans les surgénérateurs rapides. On sait cependant que le plutonium recyclé dans des réacteurs thermiques peut être utilisé ultérieurement pour le démarrage des surgénérateurs. Selon l'utilisation envisagée et le coût de retraitement, les éléments de combustible irradiés seront donc traités sans délai ou, au contraire, entreposés jusqu'à ce qu'il existe un stock suffisant pour faire fonctionner une installation de retraitement dans des conditions rentables.
- (3) Enfin, pendant une troisième phase qui commencera entre 1980 et 1985, il conviendra, économiquement parlant, de recycler dès que possible dans des surgénérateurs rapides tout le plutonium produit. L'ampleur du programme de surgénérateurs à long terme sera pratiquement déterminée par les quantités de plutonium disponibles.

9.6.2 Structure du marché

La production de plutonium sera concentrée entre les mains d'un nombre limité de producteurs d'électricité exploitant de nombreux réacteurs de puissance.

Dans le cas d'une évolution conforme au modèle IV, les exploitants de réacteurs de puissance utiliseront le plutonium pour le recyclage rapide et peut-être aussi, à titre intermédiaire et selon le type de réacteur, pour le recyclage thermique. Vu leur double fonction de producteur et de consommateur de plutonium, les producteurs d'électricité pourraient, dans une large mesure, pratiquer l'autoconsommation de leur plutonium.

Il s'écoulera normalement une période plus ou moins longue entre le déchargement du combustible irradié contenant du plutonium, et l'utilisation de ce dernier. Des stockages onéreux à plus ou moins long terme sont donc à prévoir, soit sous forme de combustible irradié, soit après retraitement sous forme de plutonium extrait. On s'efforcera donc de limiter ces durées de stockage en encourageant l'utilisation intermédiaire de ce plutonium dans les réacteurs thermiques. D'autre part, il convient d'accélérer, dans toute la mesure du possible, l'avènement industriel des surgénérateurs rapides.

9.6.3 Politique commune

Le plutonium est un élément clé dans le développement nucléaire. D'autre part, c'est la seule matière fissile dont, dans la Communauté, les besoins pourront être, en majeure partie, couverts par une production interne. Pour ces deux raisons, tout doit être mis en oeuvre afin d'en favoriser l'utilisation la plus rationnelle.

Une politique commune paraît très appropriée pour arriver à ce but.

Les mesures à prendre pourraient être groupées en deux catégories:

(1) Mesures tendant au bon fonctionnement du marché.

Les pouvoirs publics pourraient:

- contribuer au financement du stockage du plutonium afin d'éviter l'exportation pendant la période où il n'aura pas d'utilisation industrielle dans la Communauté;
- à plus long terme, lorsque le recyclage thermique aura acquis un caractère industriel, inciter les producteurs à céder, au moins temporairement, du plutonium aux entreprises de la Communauté qui désireront procéder à ce recyclage; il pourrait éventuellement être nécessaire, en outre, d'encourager le retraitement des combustibles irradiés stockés, afin de disposer des quantités de plutonium nécessaires.

(2) Mesures relevant de la politique industrielle et ayant un effet sur l'utilisation ou sur la production de plutonium.

Les pouvoirs publics devraient:

- encourager l'industrialisation des techniques du retraitement afin d'abaisser le plus rapidement possible le coût de cette opération, ce qui aura pour effet de favoriser l'utilisation du plutonium;
- encourager le développement des techniques de recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques;

- avant même l'avènement industriel des surgénérateurs rapides, inciter les exploitants à mettre en service, à conditions économiques égales, les réacteurs les plus plutonigènes, afin d'accélérer au maximum l'expansion des réacteurs rapides.

L'ensemble de ces actions exigera éventuellement un effort financier important en vue d'accorder des facilités financières ou des garanties. Cet effort pourrait être réparti au mieux dans le cadre d'une politique commune.

10. SYNTHESE ET COMPARAISON DES MODELES D'EVOLUTION

10.1. RAPPEL DES MODELES D'EVOLUTION RETENUS

La comparaison s'effectuera entre les quatre modèles théoriques d'évolution présentés au chapitre 2. Rappelons-en succinctement les caractéristiques, sur l'ensemble de la période jusqu'à l'an 2000.

Modèle I :

Toute la puissance nucléaire est installée en centrales équipées de réacteurs éprouvés, à savoir réacteurs graphite-gaz et réacteurs à eau légère, à parts égales. Cette hypothèse de parité entre les deux filières de réacteurs éprouvés repose sur le fait qu'à l'heure actuelle elles en sont à peu près au même point en ce qui concerne tant les réalisations que le développement industriel, les perspectives de rentabilité que celles de consommation de matière fissile. L'hypothèse ainsi admise vaut également pour la part des réacteurs éprouvés dans les autres modèles d'évolution.

Modèle II :

A côté des réacteurs éprouvés, toujours répartis par moitié entre les deux filières, interviennent, à partir de 1975, des convertisseurs avancés, dont la part augmente progressivement pour atteindre la moitié du total à la fin du siècle. Dans la Communauté, ces convertisseurs avancés semblent devoir être principalement des réacteurs à eau lourde et des réacteurs à gaz à haute température. Les caractéristiques techniques et économiques des réacteurs à eau lourde étant mieux connues on les considérera, en vue de simplifier la comparaison, comme représentatifs de la catégorie des convertisseurs avancés. Cette hypothèse vaut également pour le modèle IV.

Modèle III :

L'évolution est la même que dans le modèle II pour ce qui est des réacteurs éprouvés mais le complément est fourni par des sur-générateurs rapides et seulement à partir de 1980.

Modèle IV :

Le modèle représente une combinaison des deux précédents. Les réacteurs éprouvés sont complétés d'abord, vers 1975, par des convertisseurs avancés puis à partir de 1980, par des surgénérateurs rapides; ils cessent donc de se développer au moment où ils représentent la moitié de la puissance nucléaire installée soit aux environs de 1990. En l'an 2000, ce sont les surgénérateurs rapides qui représentent la moitié du total, tandis que les convertisseurs avancés en constituent environ 30 % et les réacteurs éprouvés seulement 20 %.

10.2. CRITERES DE COMPARAISON

La comparaison entre les quatre modèles envisagés s'effectuera en fonction des critères, quantitatifs et qualitatifs, suivants :

- le coût, c'est-à-dire l'ensemble des dépenses nécessaires en vue de produire les quantités prévues d'électricité;
- les quantités de matière fissile nécessaires pour installer les puissances prévues et assurer leur fonctionnement;
- la conformité avec les efforts de recherche et de développement industriel en cours dans la Communauté;
- le degré d'indépendance assuré à la Communauté, tant en ce qui concerne la construction des centrales que leur approvisionnement en matières fissiles;
- la recherche de la meilleure utilisation possible des ressources en matière fissile, forcément limitées, qui sont disponibles;
- le souci, qui recoupe dans une certaine mesure les deux préoccupations précédentes, de mettre la Communauté, au terme de la période envisagée, dans la meilleure position possible pour aborder l'avenir plus lointain; ceci à la fois sous l'angle de la production électrique et du développement industriel.

Les deux premiers critères, les seuls quantitatifs, seront appliqués ci-dessous aux divers modèles. On examinera ensuite succinctement l'incidence des autres critères.

10.3. MONTANT DES DEPENSES10.3.1. Comparaison des divers modèles d'évolution

Les quatre modèles ont le même objectif : installer, d'ici la fin du siècle, une puissance nucléaire de 370.000 MWe. Cette puissance produira, d'ici l'an 2000, quelque 17.000 milliards de kWh

et, la majeure partie des installations restant en service après cette date, elle produira encore, au delà de l'an 2000, environ le double, soit 34.000 milliards de kWh.

Il convient donc d'estimer le montant des dépenses qu'entraîne chaque modèle d'évolution tant pour les investissements destinés à installer les puissances nécessaires que pour les frais de fonctionnement et d'entretien. Toutefois, l'échelonnement des dépenses étant quelque peu différent d'un modèle à l'autre, les dépenses seront actualisées à une date déterminée (1er janvier 1970) pour permettre une comparaison objective.

Selon les estimations présentées, pour chaque catégorie de réacteurs, en conclusion des chapitres 4, 5 et 6, le coût global des divers modèles se présente comme suit :

<u>Evaluation des dépenses :</u>				
- d'installation des centrales nucléaires entre 1970 et 2000.				
- de fonctionnement de ces centrales pendant toute leur durée de vie (30 ans) - (en milliards d'unités de compte) -				
	M O D E L E			
	I	II	III	IV
<u>Valeurs absolues</u>				
- frais de premier établissement	56,9	58,5	59,0	60,2
- coût du combustible	78,0	60,6	53,2	42,3
- exploitation et entretien	33,3	39,0	33,4	37,0
Total	168,2	158,1	145,6	139,5
<u>Valeurs actualisées au 1er janvier 1970 (au taux de 4 %)</u>				
- frais de premier établissement	25,5	26,3	26,3	26,9
- coût du combustible	21,2	16,9	15,8	13,1
- exploitation et entretien	8,7	10,0	8,7	9,5
Total	55,4	53,2	50,8	49,5

La confrontation fait apparaître que le modèle IV conduit à la moindre dépense globale et, par conséquent, au prix de revient moyen du kWh le plus avantageux sur l'ensemble de la période. Les écarts par rapport au modèle IV sont les suivants :

Suppléments de dépenses actualisées au 1. 1. 1970 des modèles I à III par rapport au modèle IV		
	en milliards d'u.c.	en %
Programme I	5,9	11,9
Programme II	3,7	7,5
Programme III	1,3	2,6

10.3.2. Economies réalisées par le recours aux centrales nucléaires plutôt qu'aux centrales thermiques classiques

En liaison avec les calculs présentés ci-dessus et afin de mieux apprécier l'incidence de l'énergie nucléaire, on comparera le coût total de l'électricité produite au moyen de cette énergie, dans l'hypothèse la moins avantageuse, c'est-à-dire le modèle I, à celui de la production dans des centrales thermiques classiques, selon un programme identique de mise en service.

Le coût global des combustibles utilisés dans les centrales classiques est basé sur un prix inchangé au cours de toute la période, soit 13,50 u.c./tec, qui correspond à peu près au prix actuel des charbons américains. Il se situe donc entre le prix actuel du fuel-oil qui, converti en équivalent-charbon, est de l'ordre de 12 u.c./tonne et celui du charbon extrait dans les pays de la Communauté, qui est d'au moins 15 u.c./tonne. Le prix des combustibles fossiles étant presque certainement appelé à augmenter dans l'avenir (voir chapitre 2), la base de comparaison choisie ne prête donc pas à critiques.

Nous n'avons retenu pour la comparaison que les centrales thermiques classiques fonctionnant au charbon et au fuel-oil. Toutes les autres sources d'énergie privilégiée employées pour la production d'électricité - énergie hydraulique, lignite, bas-produits charbonniers, gaz de haut-fourneau et gaz naturel - sont relativement limitées en quantité et, pour ce qui est de la production d'électricité, elles ne sauraient couvrir le déficit résultant du défaut d'énergie nucléaire. Rappelons, en effet, que la production de 17.000 milliards de kWh d'ici la fin du siècle et de 34.000 milliards de kWh après cette date, soit pour l'ensemble des centrales nuclé-

aires envisagées une production globale de quelque 50.000 milliards de kWh, représente 140 années de production d'électricité dans la Communauté au niveau de 1964.

A prix constant au niveau de 1963, la comparaison donne les résultats suivants :

Dépenses pour la production prévue d'énergie nucléaire et pour une production analogue, exclusivement classique. (en milliards d'unités de compte AME)			
	Classique (1)	Nucléaire	Différence : économie (-) ou frais supplémentaires (+)
Frais totaux de premier établissement	37	57	+ 20
Coût de combustible ⁽²⁾	197	78	- 119
Entretien et exploitation	27	33	+ 6
<u>Coût global :</u>			
- en valeur absolue	261	168	- 93
- en valeur actualisée au taux de 4 % (3)	78	55	- 23

(1) Il ne s'agit ici que des centrales supplémentaires qui devraient être construites à la place des centrales nucléaires.

(2) a) On admet par hypothèse que les centrales existant le 1.1.2000 fonctionneront jusqu'au terme de leur durée de vie estimée à 30 années et seront utilisées, à partir de l'an 2000, en moyenne 4.500 heures par an.

b) Une différence en plus ou en moins d'une unité de compte par tonne d'équivalent charbon, par rapport au prix de 13,5, adopté comme référence entraînerait un accroissement ou une réduction d'environ 15 milliards d'unités de compte dans le coût du combustible et dans le coût global en valeur absolue. En valeur actualisée l'incidence serait d'environ 4,4 milliards.

(3) Taux d'actualisation à long terme, à valeur constante de la monnaie.

10.4 BESOINS EN COMBUSTIBLES NUCLEAIRES

De ce point de vue, le modèle IV est également le plus favorable, ainsi qu'il ressort du tableau suivant :

Besoins en combustibles nucléaires (en tonnes)				
	M O D E L E			
	I	II	III	IV
Besoins en uranium naturel (+)	558.000	414.000	373.000	281.000
Besoins en uranium enrichi	306.000	176.000	196.000	95.000
Excédent de plutonium	690	750	50 ⁽⁺⁺⁾ (maximum)	50 ⁽⁺⁺⁾ (maximum)
<p>(+) Y compris l'uranium naturel nécessaire à la fabrication, par séparation isotopique, des quantités d'uranium enrichi figurant à la ligne suivante.</p> <p>(++) Cet excédent de plutonium correspond à l'hypothèse optimiste sur les besoins spécifiques des surgénérateurs rapides (voir chapitre 9).</p>				

Le fait que le modèle IV nécessite des quantités de combustibles plus modestes accentue encore son avantage, même sous l'angle des dépenses. Les estimations du prix de revient sont en effet basées sur un prix de 8 u.c./lb ou 17,60 u.c./kg d' U_3O_8 . Il est probable que, d'ici l'an 2000, on pourra beaucoup plus facilement se procurer à ce prix les quelque 280.000 tonnes d'uranium prévues au modèle IV que les quantités jusqu'à deux fois plus élevées nécessaires aux autres modèles.

On peut exprimer autrement cette même conclusion, en constatant que si le prix de l'uranium vient à augmenter, l'écart entre les dépenses globales que nécessitent les diverses évolutions envisagées s'élargira, proportionnellement à cette hausse, en faveur du modèle IV.

Le modèle IV entraîne donc la moindre consommation d'uranium, et cette constatation est encore renforcée si l'on envisage, comme variante, le recyclage du plutonium dans les réacteurs thermiques en attendant son utilisation dans les surgénérateurs rapides. Cette

technique permettrait d'économiser entre 15.000 et 35.000 tonnes d'uranium, selon que l'on adopte, pour les besoins spécifiques de plutonium des réacteurs rapides, une hypothèse pessimiste ou optimiste (voir chapitre 6).

10.5. AUTRES CRITERES

La comparaison des coûts globaux et celle des besoins en combustibles s'accordent à favoriser le modèle IV. Cette conclusion se justifie également sous l'angle des autres critères énoncés ci-dessus :

- Le modèle IV est en effet celui qui correspond le mieux à l'évolution harmonieuse des techniques, en fonction des efforts de recherche et de développement actuellement en cours dans la Communauté. Concrètement, il se fonde sur le succès, à échéance rapprochée, du programme ORGEL et, à échéance un peu plus lointaine, du programme Réacteurs rapides.

Ainsi qu'il est normal, et sous réserve des recherches sur la fusion nucléaire, laquelle a été volontairement laissée de côté dans ce rapport, on escompte donc la réussite, selon un calendrier correspondant à leur état d'avancement respectif, des deux grandes actions de recherche et de développement de la Communauté.

- Le modèle IV, en recourant ainsi aux techniques développées dans la Communauté, donne à celle-ci la plus large possibilité d'indépendance industrielle pour la construction des centrales.

Comme il entraîne d'autre part les moindres besoins en uranium enrichi, il limite aussi sous cet angle la dépendance de la Communauté, dans le cas où sa capacité d'enrichissement pour le marché civil resterait faible ou nulle. Si l'on décidait, par contre, de construire dans la Communauté la capacité d'enrichissement requise, le modèle IV aurait de toute façon pour avantage de minimiser les investissements nécessaires.

- Le modèle IV conduit à la meilleure utilisation possible des ressources existantes en matière fissile. Que ces ressources se trouvent dans la Communauté, ou qu'elles soient exploitées ailleurs dans le monde, il importe que le programme choisi soit celui qui prélève la moindre contribution sur les ressources disponibles en uranium, qui sont, en tout état de cause, limitées.

De plus, il conduit, surtout dans l'hypothèse de recyclage temporaire du plutonium dans les réacteurs thermiques, à l'utilisation la plus rationnelle du plutonium produit.

- Enfin et surtout, la supériorité du modèle IV repose sur le large recours aux surgénérateurs, qui constituent la technique d'utilisation la plus complète de la fission nucléaire de l'uranium, et le seul moyen d'y puiser la satisfaction des besoins en énergie pendant une très longue période.

ABREVIATIONS UTILISEES DANS LE RAPPORTEntreprises et organismes

AECL	Atomic Energy Canada Limited	Ottawa	Canada
ACEC	Ateliers de Constructions Electriques de Charleroi	Bruxelles	Belgique
AEG	Allgemeine Elektrizitäts- Gesellschaft	Frankfurt/ Main	Allemagne
AFW	Association ACEC - FRAMATOME - WESTINGHOUSE pour la construc- tion de la centrale de Chooz		
AKB	Atomkraftwerk Bayern	München	Allemagne
ALCATEL	Société Alsacienne de Construc- tions Atomiques, de Télécommu- nications et d'Electronique	Paris	France
ALKEM	Alpha-Chemie und Metallurgie GmbH	Leopoldshafen	Allemagne
ANGLO-AMERICAN	Anglo-American of South Africa Ltd		Afrique du Sud
ALSTHOM	Société Générale de Construc- tions Electriques et Mécaniques	Paris	France
ATLANTIQUE	Chantiers de l'Atlantique Penhoet-Loire	Paris	France
BABCOCK & WILCOX française	Société française des Cons- tructions Babcock & Wilcox	Paris	France
BBC/Krupp	Brown Boveri/Krupp Reaktorbau GmbH	Düsseldorf	Allemagne
BELGONUCLEAIRE	Société Belge pour l'Industrie Nucléaire	Bruxelles	Belgique
BEN	Bureau d'Etudes Nucléaires	Bruxelles	Belgique
BEWAG	Berliner Kraft- und Licht (BEWAG) A.G.	Berlin	Allemagne
CAFL	Compagnie des Ateliers et Forges de la Loire		France

CEA	Commissariat à l'Energie Atomique	Paris	France
CEM	Compagnie Electro-Mécanique	Paris	France
CEN	Centre d'Etudes Nucléaires	Bruxelles	Belgique
CERCA	Compagnie pour l'Etude et la Réalisation de Combustibles Atomiques	Bonneuil s/Marne	France
CFTH	Compagnie Française Thomson-Houston	Paris	France
CGE	Compagnie Générale d'Electricité	Paris	France
Chatillon-Commentry	Compagnie des Forges de Châtillon, Commentry et Neuves-Maison	Paris	France
CICAF	Compagnie Industrielle de Combustibles Atomiques Frittés	Corbeville	France
CITRA	Compagnie Industrielle de Travaux	Paris	France
CNEN	Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare	Rome	Italie
CSF	Compagnie Générale de Télégraphie sans fil	Paris	France
D. BABCOCK & WILCOX	Deutsche Babcock & Wilcox Dampfkessel-Werke AG	Oberhausen	Allemagne
DEGUSSA	Deutsche Gold und Silber-Scheideanstalt vormals Roessler	Frankfurt/ Main	Allemagne
	Dow-Chemical Cy	Midland	Etats-Unis
	Engelhard	Montreal	Canada
EDF	Electricité de France Service Public	Paris	France
FIAT		Torino	Italie
FIVES-PENHOET	Sociétés Fives-Penhoët	Paris	France
F.N.	Fabrique Nationale d'Armes de guerre	Herstal	Belgique

FRAMATOME	Société Franco-Américaine de Construction Atomique	Paris	France
GAAA	Groupement Atomique Alsacienne Atlantique	Le Plessis- Robinson	France
G.E.	General Electric Company	New York 22	U.S.A.
GHH	Gutehoffnungshütte Sterkrade AG	Oberhausen	Allemagne
IGEOSA	International General Electric S.A.	Genève	Suisse
INDATOM	Groupement pour l'industrie atomique Indatom	Paris	France
ITALATOM		Milano	Italie
JEUMONT	Forges et Ateliers de Constructions Electriques de Jeumont	Paris	France
KUHLMANN	Ets Kuhlmann	Paris	France
MALLINCKRODT		St-Louis-	E.U.
MAN	Maschinenfabrik Augsburg- Nürnberg AG	Nürnberg	Allemagne
Matériel Electrique SW	Le Matériel Electrique S.W. (Constructions Electriques Schneider Licence Westinghouse)	Paris	France
MMN	Metallurgie et Mécanique Nucléaires	Bruxelles	Belgique
MONTECATINI	Società Generale per l'Indus- tria Mineraria e Chimica s.p.a.	Milano	Italie
NEYRPIC	Etablissements Neyrpic	Paris	France
NUKEM	Nuclear-Chemie und Metallurgie	Wolfgang b/Hanau	Allemagne
PECHINEY	Compagnie de Produits Chimi- ques et Electrometallurgiques	Paris	France
PHILIPS	N.V. Philips Gloeilampen- fabrieken	Eindhoven	Pays-Bas
RIO TINTO	Rio Tinto Ltd	Londres	U.K.
R.W.E.	Rheinisch-Westphälisches Elektrizitätswerk	Essen	Allemagne

SACM	Société Alsacienne de Constructions Mécaniques	Paris	France
SEP	Samenwerkende Electriciteits Productiebedrijven	Arnhem	Pays-Bas
SFAC	Société des Forges et Ateliers du Creusot	Paris	France
SFEC	Société pour la Fabrication des Eléments de Combustible		France
SGMH	Société Générale Métallur- gique d'Hoboken	Bruxelles	Belgique
SGN	Saint-Gobain Nucléaire	Courbevoie	France
	Société Lyonnaise des Eaux et de l'Eclairage	Paris	France
SICN	Société Industrielle de Combustible Nucléaire	Paris	France
SIEMENS	Siemens Schuckertwerke A.G.	Erlangen	Allemagne
SNAM (AGIP Nucleare)	Società Nazionale Metanodotti (AGIP Nucleare)		Italie
SNECMA	Société Nationale d'Etude et de Construction de Moteurs d'Aviation	Paris	France
SORIN	Società Ricerche Impianti Nucleari	Milano	Italie
	Sylvania-Corning Nuclear Corp.	New-York	E.U.
	Tréfinmétaux	Paris	France
SRU	Société de Raffinage d' uranium	Malvési	France
SSW	Siemens-Schuckertwerke AG	Erlangen	Allemagne
St Gobain T.N.	Société de Saint Gobain- Techniques Nouvelles	Courbevoie	France
UGINE	Société d'Electrochimie, d'Electrométallurgie et des Aciéries Electriques d'Ugine	Paris	France
TERNI	Società per l'Industria e l'Elettricità	Rome	Italie

UKAEA	United Kingdom Atomic Energy Agency	London	U.K.
UNIPED	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique	Paris	France
USAEC	United States Atomic Energy Commission	Washington 25 DC	E.U.
WESTINGHOUSE	Westinghouse Electric Corporation	Pittsburgh	E.U.

Filières et types de réacteurs

AGR	Advanced Gas Reactors
BWR	Boiling Water Reactors
EL	Réacteurs à eau lourde
GG	Réacteurs à uranium naturel - gaz - graphite
HTGR	High Temperature Gas Reactors
LW	Light Water (BWR + PWR)
OMR	Organic Moderated Reactors
PWR	Pressuring Water Reactors
THTR	Thorium High Temperature Reactors

Dénomination des réacteurs et autres installations

AVR	Arbeitsgemeinschaft Versuchs-Reaktor Gesellschaft mit beschränkter Haftung - Düsseldorf/Jülich
EDF	Réacteurs de l'"Electricité de France" : 1 à 3 à Chinon (Loir), 4 et 4 bis à St Laurent-des-Eaux (Loir et Cher) et 5 à St Vulban (Ain)
EUREX	Enriched Uranium Extraction
GKN	Gemeenschappelijke Kernenergiecentrale Nederland
HDR	Heissdampfreaktor - Karlsruhe
KKN	Kernkraftwerk Niederaichbach GmbH (ex A.K.B.)

KNK Kompaktes Natrium-Kernkraftwerk - Karlsruhe

KRB Kernkraftwerk RWE-Bayernwerk GmbH - Gundremmingen (Bayern)

KWL (VEW) Kernkraftwerk Lingen GmbH - Darms b.Lingen (Ems)

KWO Kernkraftwerk Obrigheim GmbH

MZFR Mehrzweckforschungsreaktor - Karlsruhe

PCUT Programma Ciclo Uranio-Torio

SELNI Società Elettronucleare Italiana

SENA Société d'Electricité Nucléaire franco-belge des Ardennes
(Chooz)

SENN Società Elettronucleare Nazionale

SIMEA Società Italiana Meridionale Energia Atomica