

<b>CHAPITRE II : POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS, LES ANALYSES TRADITIONNELLES CONCLUENT A LA CONVERGENCE DES COÛTS DES DIFFERENTES FILIERES MAIS AVEC DES BIAIS METHODOLOGIQUES.....</b>	<b>111</b>
<b>I. LA CONVERGENCE DES COMPETITIVITES SELON LES ETUDES RECENTES DE LA DIGEC, DE L'AEN-OCDE ET D'EDF .....</b>	<b>113</b>
<b>A. Le convergence des coûts des nouveaux équipements selon la Digec .....</b>	<b>114</b>
<b>B. Les principaux résultats de l'étude de l'AEN/AIE-OCDE .....</b>	<b>118</b>
1. Le cadre d'analyse .....	118
2. Des progrès de compétitivité plus rapide pour le gaz et le charbon que pour le nucléaire .....	119
3. Des comparaisons inter-filières et inter-pays délicates mais instructives .....	121
4. Comparaisons intra-nationales des différentes filières .....	129
<b>C. Les évaluations d'EDF .....</b>	<b>133</b>
<b>II. LES DIFFICULTES METHODOLOGIQUES DE LA COMPARAISON DES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>139</b>
<b>A. La question centrale du taux d'actualisation.....</b>	<b>141</b>
1. Pour un taux d'actualisation à 40 ans de 5 % .....	142
2. Pour un taux d'actualisation intergénérationnel faible mais non nul .....	146
3. Le raccordement du taux d'actualisation à 40 ans au taux intergénérationnel .....	150
<b>B. Les biais méthodologiques résultant des inégalités de contrainte réglementaire pesant sur les différentes filières, en particulier sur l'aval du cycle .....</b>	<b>151</b>
<b>C. La myopie des méthodes de choix d'investissement .....</b>	<b>153</b>
<b>III. LES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE : REEXAMEN DES COÛTS ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>155</b>
<b>A. Le nucléaire : des coûts correctement évalués et des perspectives encourageantes .....</b>	<b>161</b>
1. Les dépenses de R & D prises en compte.....	163
2. Les dépenses d'infrastructure.....	166
3. Les coûts du retraitement.....	167
4. La rentabilité discutée du Mox.....	170
5. Les dépenses d'entreposage ou de stockage des déchets et des combustibles .....	173
6. Les prévisions du coût du démantèlement confirmées par le retour d'expérience .....	177
7. Les provisions d'EDF .....	182
8. Le coût d'assurance .....	185
9. Récapitulation des coûts Digec.....	186
10. Les perspectives de marché pour le nucléaire.....	187
11. Pour la commande d'un EPR à 1 495 MWe.....	188
<b>B. Les turbines et les cycles combinés à gaz.....</b>	<b>190</b>
1. L'extraordinaire essor des turbines et du cycle combiné à gaz .....	193
2. Les technologies du gaz et l'environnement .....	196
3. La position concurrentielle de la France sur le marché des turbines à gaz .....	197
4. Les cycles combinés en France .....	198
5. Les coûts du kWh gaz selon la Digec .....	199
<b>C. La cogénération .....</b>	<b>202</b>
1. Des progrès technologiques importants.....	202
2. Les enjeux du développement de la cogénération.....	204
3. Le marché de la cogénération en Europe.....	205
4. Le développement de la cogénération en France .....	208
5. Les tarifs de rachat de l'électricité produite par cogénération et leur pérennité.....	210
<b>D. Les piles à combustible .....</b>	<b>215</b>
<b>E. Le charbon propre, une technologie d'avenir pour les pays producteurs .....</b>	<b>221</b>
1. Des réserves quasiment inépuisables, situées dans les grands pays en développement.....	221
2. Le déclin de la production et l'évolution des importations charbonnières françaises.....	223
3. Les contraintes de réduction des émissions polluantes.....	224
4. Les technologies modernes du charbon propre.....	224
5. Les coûts Digec 1997 .....	235
<b>F. L'hydraulique.....</b>	<b>239</b>
<b>G. Les énergies nouvelles renouvelables, bientôt compétitives dans certaines niches .....</b>	<b>240</b>
1. L'éolien .....	240

2. L'énergie solaire.....	246
3. La géothermie .....	249
4. La production d'électricité à partir des déchets .....	250
<i>H. Vers une production d'électricité mieux répartie ?.....</i>	<i>254</i>
1. Le rapprochement de la production et de l'utilisateur .....	254
2. EDF, premier électricien mondial.....	256
3. Suez-Lyonnaise des Eaux : un groupe de premier plan dans le monde de l'énergie .....	258
4. Vivendi : un acteur français sur le marché mondial de l'énergie .....	260

**CHAPITRE II : POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS,  
LES ANALYSES TRADITIONNELLES  
CONCLUENT A LA CONVERGENCE DES  
COÛTS DES DIFFERENTES FILIERES MAIS  
AVEC DES BIAIS METHODOLOGIQUES**

La compétitivité du parc électronucléaire français tel qu'il existe a été analysée dans le premier chapitre du présent rapport.

Le coût de production complet s'élevait en 1995 à 19 centimes par kWh, une performance inégalée par les autres moyens de production. Depuis 1995, ce coût s'est encore abaissé, du fait d'économies de combustibles et de performances accrues dans la gestion des centrales.

Hors charges de capital (qui représentent 32 % du coût complet), c'est-à-dire pour sa partie exploitation, le coût du kWh nucléaire ressortait en 1995 à 13 centimes, ce qui le mettait hors de portée des autres moyens de production d'électricité.

Par ailleurs, le parc d'EDF commençant à arriver à maturité, les charges de capital ne vont cesser de décroître, faisant apparaître un accroissement de richesse important, à tarifs et volumes de ventes constants.

Caractérisé par une compétitivité prouvée et sans équivalent pour le parc actuellement en fonctionnement, le nucléaire semble dans une position moins avantageuse s'il s'agit de déterminer le meilleur choix pour un nouvelle centrale électrique.

La baisse du prix des combustibles fossiles et les avancées technologiques sur les autres filières de production, le gaz mais aussi le charbon, semblent réduire la marge de compétitivité du nucléaire pour des équipements de renouvellement du parc de production électrique.

Cette tendance est manifeste sur longue période. En 1981, la marge de compétitivité du kWh produit dans une nouvelle centrale nucléaire atteignait 22 centimes par rapport au charbon. En 1995, elle n'était plus que de 3 centimes. De même, en 1991, le coût du kWh nucléaire était inférieur de 14 centimes à celui du kWh gaz. En 1995, la différence s'était réduite à 3 centimes.

Depuis le début des années 1980, la tendance est donc à une convergence des coûts de production de l'électricité pour de nouvelles installations.

Or les premiers réacteurs REP 900 MWe en service industriel en France, ceux de Fessenheim 1 et 2 vont arriver à l'étape fatidique de 30 années de fonctionnement à la fin de l'année 2007 et au début de l'année 2008<sup>115</sup>. Même si rien n'indique que leur durée de vie ne pourra pas être prolongée pour atteindre les 40 années de fonctionnement jugées économiquement souhaitables, la perspective du renouvellement du parc se rapproche.

Une question importante est donc de savoir si la convergence des coûts constatée dans un passé récent tient toujours, ou encore de dire quels équipements de production d'électricité il faudrait choisir aujourd'hui s'il fallait construire.

Cette question n'est simple ni au plan méthodologique ni à celui des solutions concrètes, compte tenu de la faiblesse des écarts.

De fait, il faut examiner quels coûts sont comptés pour chaque filière selon quelles méthodes et apprécier si les indispensables règles de cohérence comptable et économique sont respectées.

Les évaluations étant par ailleurs fondées sur l'état actuel des technologies concernées, il convient aussi de s'intéresser à leurs perspectives d'évolution.

La première partie du présent chapitre expose les résultats et les limites des différentes études disponibles actuellement sur le coût du kWh pour de nouvelles installations.

La deuxième partie traite des difficultés méthodologiques rencontrées dans la comparaison des filières et des biais affectant les évaluations traditionnelles.

La troisième partie passe en revue les différentes filières de production d'électricité, en réexaminant les évaluations de leurs coûts et en appréciant leurs perspectives d'évolution technologique.

---

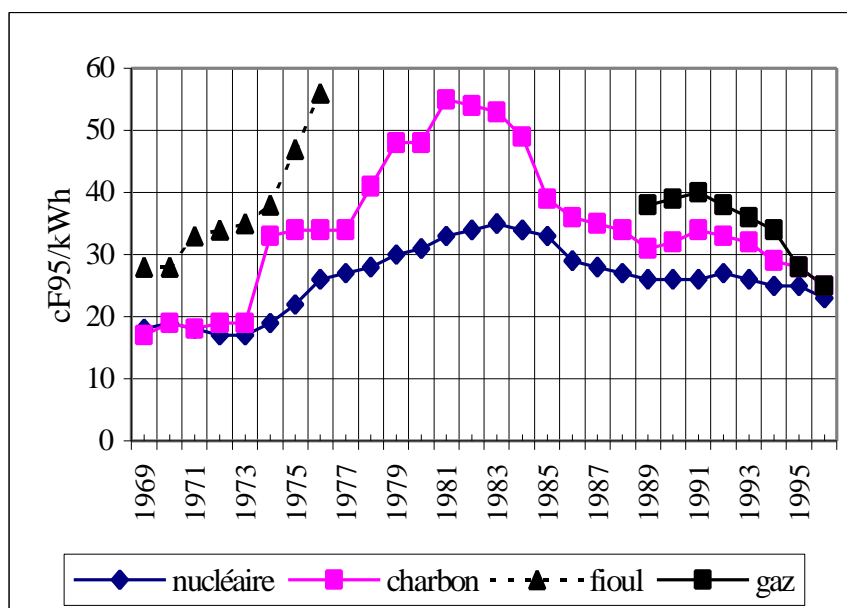
<sup>115</sup> Dans l'hypothèse où les temps d'arrêt pour maintenance et révision ne seraient pas décomptés.

## I. LA CONVERGENCE DES COMPETITIVITES SELON LES ETUDES RECENTES DE LA DIGEC, DE L'AEN-OCDE ET D'EDF

Les coûts de production comparés à un instant donné sont les coûts d'investissement et d'exploitation des équipements les plus performants dans chaque technologie, pour une mise en service immédiate ou presque.

Lorsque l'on observe ces coûts sur les vingt dernières années, force est de constater une réduction de l'avantage du nucléaire, dans le cadre d'une convergence générale.

Figure 1 : Evolution au cours du temps du coût du kWh en base pour de nouvelles centrales dans chacune des filières – nucléaire, charbon, fioul et gaz – <sup>116</sup>



Cette évolution est confirmée par l'ensemble des études disponibles sur les coûts de production, qu'elles émanent de l'administration française, d'organisations internationales ou des producteurs d'électricité eux-mêmes.

Les coûts de production pour des installations nouvelles, tels qu'ils sont évalués par ces différentes sources, sont passés en revue dans la suite.

<sup>116</sup> P. Lederer et F. Falgarone, La compétitivité des moyens de production de l'électricité, Revue de l'Energie, n° 492, novembre 1997. Les études du Secrétariat d'Etat à l'industrie et celles de l'OCDE, citées plus loin, conduisent au même résultat.

**A. Le convergence des coûts des nouveaux équipements selon la Digec**

La Digec (DGEMP-Secrétariat d'Etat à l'Industrie) a publié en 1997 son document intitulé « *coûts de référence* » de la production électrique pour de futurs équipements supposés être mis en service en 2005.

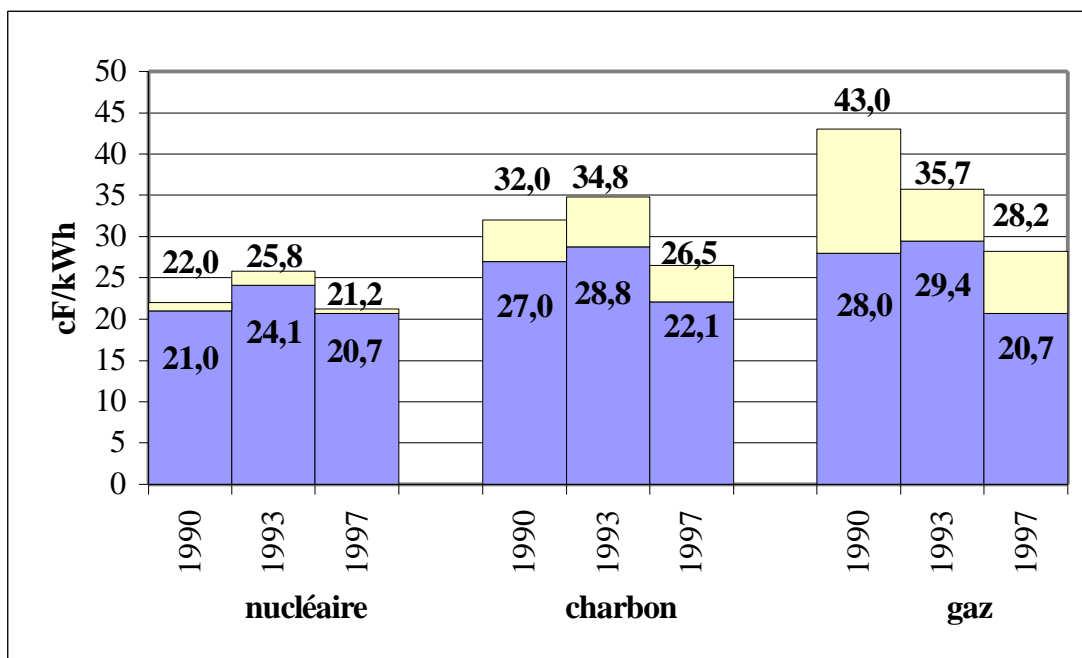
Ce document, qui a été publié également en 1990 et 1993, permet de vérifier sur des bases très précises la convergence des coûts de production du kWh.

La tableau suivant et la figure ci-après montrent ce rapprochement des coûts.

Tableau : Evolution du coût du kWh des différentes filières depuis 1990 sur la base d'un taux d'actualisation de 8 % pour une production en base

	1990	1993	1997
nucléaire	21-22	24,1-25,8	20,7-21,2
charbon	27-32	28,8-34,8	22,1-26,5
cycle combiné à gaz	28-43	29,4-35,7	20,7-28,2

Figure : Evolution du coût du kWh des différentes filières depuis 1990 sur la base d'un taux d'actualisation de 8 % pour une production en base<sup>117</sup>



<sup>117</sup> Source : Digec, Secrétariat d'Etat à l'industrie

• **Les hypothèses d'évolution du prix des combustibles**

Les cours des différentes énergies constituent un paramètre essentiel de toute étude de compétitivité. Les tableaux suivants détaillent les anticipations correspondant à l'étude Digec.

Tableau : Hypothèse d'évolution des cours des combustibles fossiles de l'étude Digec 1997

	dollar	pétrole	gaz	charbon
<b>scénario haut</b>	1 US\$ = 6,5 F	<ul style="list-style-type: none"> <li>hausse jusqu'à 30 US\$/bl en 2010</li> <li>stabilité au-delà</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>hausse jusqu'à 3,9 US\$/MBtu en 2019</li> <li>stabilité au-delà</li> </ul>	50 US\$/t CIF
<b>scénario médian</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>hausse jusqu'à 24 US\$/bl en 2005</li> <li>stabilité au-delà</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>hausse jusqu'à 3,3 US\$/MBtu en 2005</li> <li>stabilité au-delà</li> </ul>	
<b>scénario bas</b>	1 US\$ = 5 F	<ul style="list-style-type: none"> <li>stabilité à 17 US\$/bl (hypothèse la plus probable)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>stabilité à 2,7 US\$/Mbtu</li> <li>scénario « bulle gazière » :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>déconnexion des prix du gaz /prix du pétrole</li> <li>baisse du prix à 2 US\$/MBtu en 2000</li> <li>stabilité à ce prix jusqu'en 2010</li> <li>ensuite remontée à 3,3 US\$/MBtu en 2015 et stabilité au-delà</li> </ul> </li> </ul>	40 US\$/t CIF

Tableau : Hypothèses de prix concernant le combustible nucléaire –Digec 1997

étape	prix
uranium naturel	20 – 25 US\$/lb U3O8
conversion	45 F/kg Unat
enrichissement	500 F/UTS <sup>118</sup>
fabrication	2000 F/kg Uenrichi

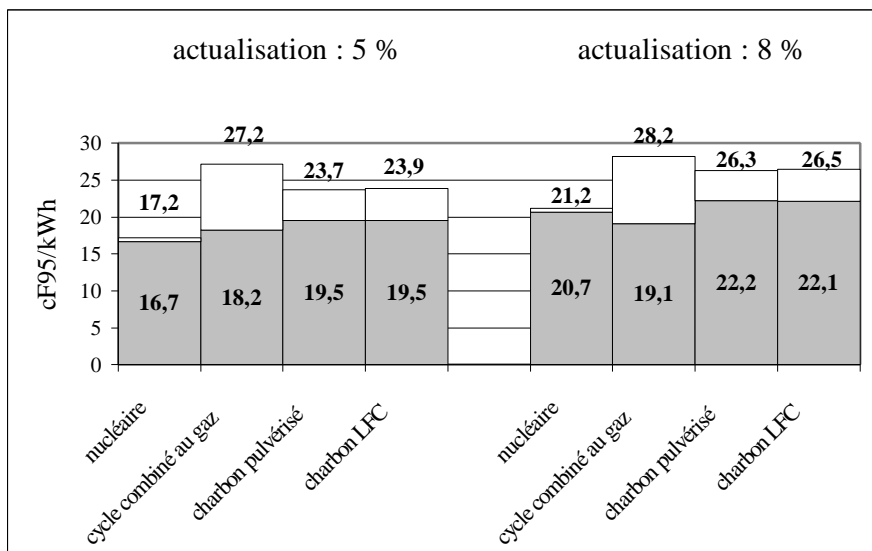
• **Les coûts de production pour de nouveaux équipements**

Les estimations du coût du kWh sont faites pour deux échéances de mises en service industriel, l'échéance de l'an 2000 et celle de 2005.

Les résultats pour une mise en service industriel en 2000 sont indiqués dans la figure suivante.

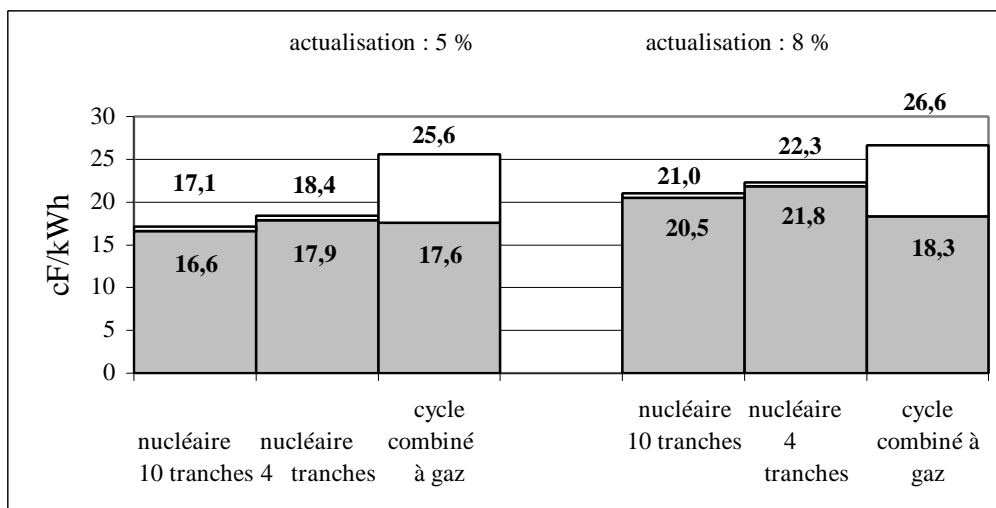
<sup>118</sup> UTS :unité de travail de séparation isotopique

Figure : Coûts de production du kWh pour des équipements de 1997 mis en service industriel en 2000 et fonctionnant en base – Digec 1997



Les résultats concernant une mise en service industriel en 2005 sont indiqués dans la figure suivante.

Figure : Coûts de production du kWh pour le palier N4 amélioré et le cycle combiné à gaz de 2002, mis en service industriel en 2005 et fonctionnant en base – Digec 1997 –



Les résultats concernant le nucléaire correspondent à une série de 10 réacteurs, série probablement inférieure aux besoins futurs de renouvellement du parc. Pour le taux d'actualisation de 5 % qui seul est à retenir (voir plus loin), le coût du kWh produit par les nouvelles centrales nucléaires en 2005 est compris entre 16,6 et 17,1 centimes.



La comparaison avec le cycle combiné à gaz montre que le nucléaire garde la première place, le gaz arrivant toutefois à son niveau dans l'hypothèse de coûts du gaz naturel la plus favorable.

Des études de sensibilité ont été effectuées, pour déterminer l'influence des variations des différents paramètres sur le coût du kWh, ainsi que le montre le tableau suivant.

Tableau : Sensibilité des coûts de production du kWh aux variations des principaux paramètres

		taux d'actualisation : 8 % impact sur le coût actualisé de production (cF/kWh)		
	variation	nucléaire	cycle combiné à gaz	charbon
durée de vie économique	+ 10 ans	-0,8	négligeable	nd <sup>119</sup>
coût d'investissement	± 5%	± 0,6	± 0,25	± 0,4
disponibilité	± 1%	± 0,15	± 0,06	± 0,1
prix du combustible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nucléaire : ± 20-50 %</li> <li>• gaz : ± 3 %</li> <li>• charbon ; ± 11 %</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• uranium (± 5 US\$/lb U3 O8) : ± 0,2 – 0,26</li> <li>• enrichissement (± 100 F/UTS) : ± 0,2</li> <li>• fabrication (1 000 F/kg U) : ± 0,2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• prix frontière du gaz (± 0,1 US\$/MBtu) : ± 0,40-0,50</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• prix CIF du charbon (± 5 US\$/t) : ± 0,8-1,1</li> </ul>

Il faut noter à cet égard la forte sensibilité du coût de production du kWh gaz ou charbon aux variations du prix de la ressource. Ainsi, une variation de 3 % du prix du gaz se traduit par une variation d'un demi centime du coût du kWh, soit environ dix fois plus que pour le nucléaire.

<sup>119</sup> nd : non déterminé

## **B. Les principaux résultats de l'étude de l'AEN/AIE-OCDE**

Dans le cadre d'une coopération entre deux de ses agences, l'Agence pour l'Energie Nucléaire (AEN) et l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), l'OCDE a publié en 1998 la cinquième édition de son étude comparative sur les coûts prévisionnels de production d'électricité en base<sup>120, 121</sup>.

L'étude est consacrée aux technologies avancées et aux modèles de centrales nucléaires, de centrales au charbon et de centrales à cycle combiné à gaz qui pourraient être mises en service vers 2005-2010.

### **1. Le cadre d'analyse**

L'étude rassemble des estimations nationales elles-mêmes issues de cas concrets de centrales. Le point de vue adopté est celui du producteur d'électricité devant construire un équipement pour une mise en service début 2005.

Les coûts pris en compte sont donc tous ceux supportés par les producteurs, c'est-à-dire les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, ainsi que le coût du combustible et les coûts liés à la réduction de la pollution, à la gestion des déchets et à d'autres mesures de protection de l'environnement ou de la santé.

Pour les centrales à combustible fossile, les coûts liés au traitement, au stockage, au conditionnement et à l'élimination des résidus de combustibles fossiles, par exemple, cendres de charbon, gypse et déchets, sont pris en compte dans les coûts d'exploitation et de maintenance.

Tous les coûts liés à l'approvisionnement en combustible d'une centrale entrent dans les coûts du combustible et comprennent, chaque fois qu'il y a lieu, le prix du produit et le coût du transport.

L'étude de l'AEN/AIE-OCDE est fondée sur la méthodologie des coûts actualisés. Deux taux sont systématiquement utilisés pour les calculs: 5 % et 10 %.

Ces taux sont représentatifs de la plupart des taux utilisés par les pays ayant répondu à l'enquête. L'AEN note que le Département de l'Energie des Etats-Unis, en particulier, préconise précisément ces valeurs. Le Canada et le Japon utilisent le seul taux de 5 %. L'Italie est l'un des seuls pays à se situer hors de la fourchette de l'étude avec un taux d'actualisation de 12 %.

---

<sup>120</sup> Prévisions de coûts de production de l'électricité, mise à jour 1998, AEN/AIE-OCDE, Paris, 1998.

<sup>121</sup> Les précédents rapports ont été publiés en 1983, 1986, 1989 et 1993.

La durée de vie de toutes les centrales est considérée comme égale à 40 ans. Dans la totalité des pays, les concepteurs et les exploitants de centrales à charbon et de centrales nucléaires prévoient des durées de vie technique plus longues.

Un facteur de charge de 75 % est pris comme base pour toutes les filières. A l'équilibre, ceci veut dire que la durée de fonctionnement à pleine charge atteint 6626 heures par an.

Les informations rassemblées par l'AEN/AIE-OCDE proviennent de 19 pays et sont relatives à 72 projets de centrales, selon le tableau suivant<sup>122</sup>.

Tableau : Projets de centrales étudiés par l'AEN/AIE-OCDE

nombre total de centrales	nucléaire	charbon	gaz	autres (éoliennes, biomasse, fioul, cogénération)
72	17	26	22	7

Dix-huit pays ont fourni des données sur une centrale thermique classique au moins. Treize pays ont fourni des informations sur une centrale nucléaire au moins. Trois pays ont fourni des informations sur une technologie relative aux énergies nouvelles renouvelables au moins. Un pays a communiqué des résultats relatifs à une unité de cogénération.

## 2. Des progrès de compétitivité plus rapide pour le gaz et le charbon que pour le nucléaire

Les études de l'AEN ayant été conduites à plusieurs reprises dans le passé, les évolutions de compétitivité au cours du temps peuvent être retracées.

Les figures ci-après indiquent pour les différents pays ayant procédé à des évaluations pour une même filière à la fois en 1992 et en 1997, l'évolution des coûts du kWh intervenue entre ces deux dates.

Des progrès de compétitivité sont enregistrés par tous les pays et pour toutes les filières, deux exceptions près. Il s'agit du nucléaire pour la Finlande et du gaz pour le Danemark. Ces exceptions sont liées à l'évolution de la réglementation.

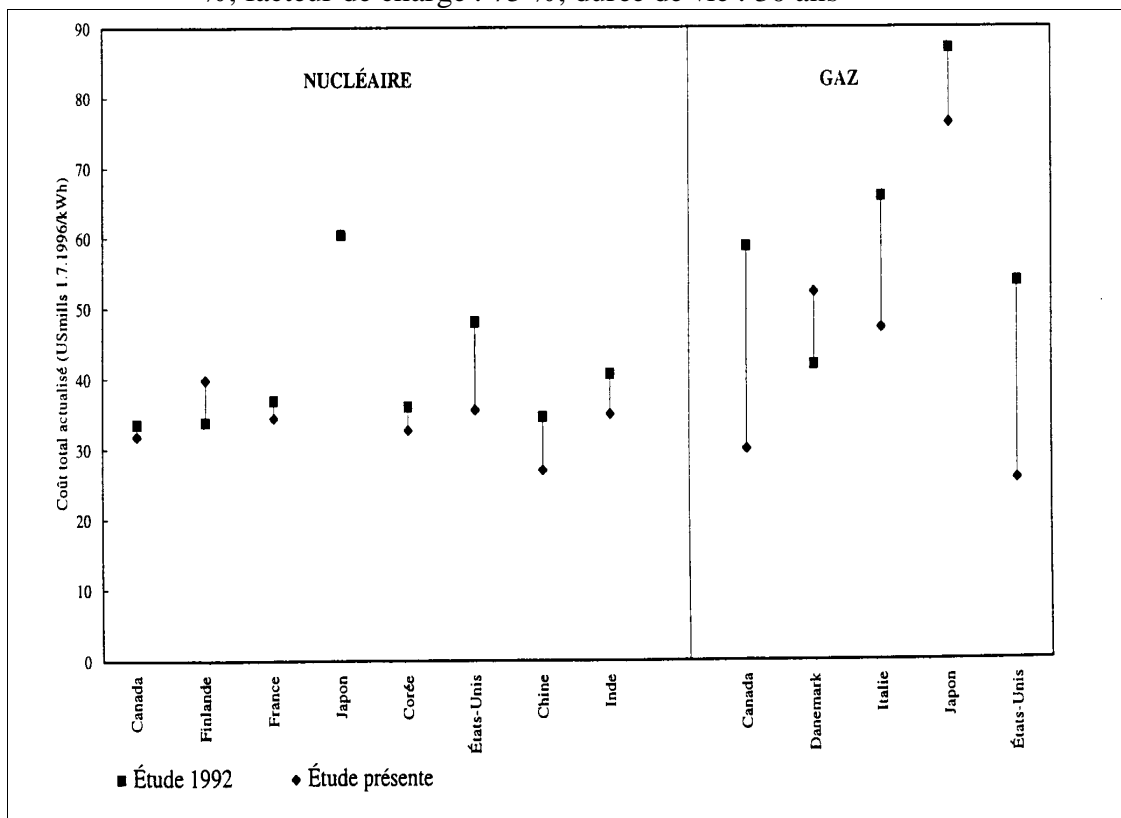
Dans tous les autres cas, les projets sont conçus par les pays de l'enquête avec une compétitivité accrue par rapport à 1992.

La réduction de coûts entre 1992 et 1998 est comprise entre 2 et 27 % pour le nucléaire. Celle relative au charbon est comprise pour les mêmes dates, entre 3 et 34 %. Pour le gaz, elle est plus importante: de 16 à 54 %.

---

<sup>122</sup> Audition de P. Savelli, Mme Bertel, représentants de l'AEN/AEN-OCDE, , 10 décembre 1998.

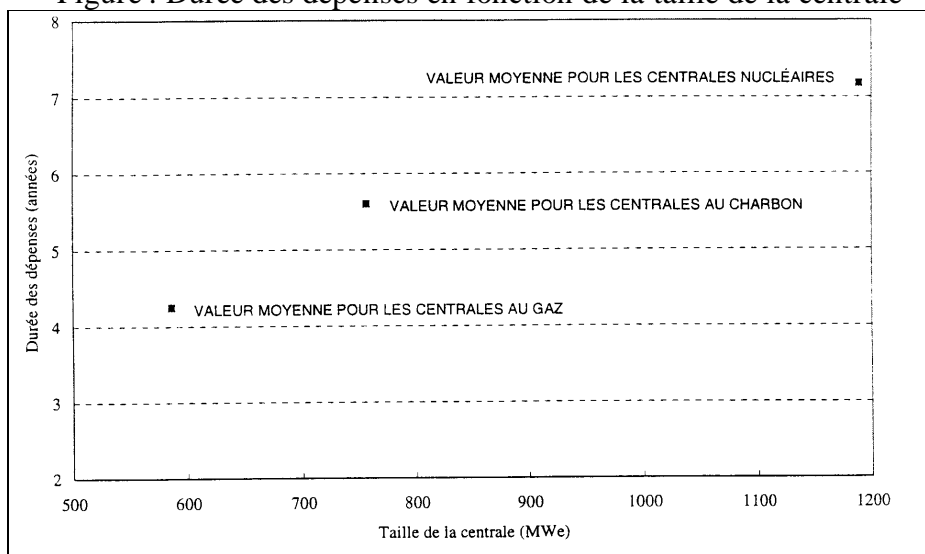
Figure : Evolution à la baisse entre 1992 et 1997 des coûts prévisionnels de la production d'électricité à partir de nucléaire ou de gaz – taux d'actualisation: 5 %, facteur de charge : 75 %, durée de vie : 30 ans<sup>123</sup>



Malgré la diminution des coûts du kWh produit, les trois filières se caractérisent par des durées de construction toujours très divergentes, comme le décrit la figure suivante. Les différences de puissance ne sont qu'une explication partielle. En réalité, c'est la complexité des technologies mises en oeuvre qui est le facteur explicatif principal.

<sup>123</sup> Prévisions des coûts de production de l'électricité, mise à jour de 1998, AEN-OCDE, Paris, 1998.

Figure : Durée des dépenses en fonction de la taille de la centrale



### 3. .... Des comparaisons inter-filières et inter-pays délicates mais instructives

Les résultats collectés par l'AEN/AIE-OCDE permettent en théorie des comparaisons inter-filières et inter-pays. Toutes les précautions possibles sont prises pour comparer les niveaux de coût du kWh entre une centrale nucléaire en Finlande et une centrale au charbon en Chine par exemple.

La simple mention de cet exemple montre tout de fois combien les marges d'erreur sont grandes. En effet, malgré un recensement précis des coûts à prendre en compte, il reste de nombreuses incertitudes.

- ***Des marges d'incertitude importantes***

La conversion monétaire en dollars, devise de comparaison, se fait au cours d'un jour particulier, le 1<sup>er</sup> juillet 1996. Les variations instantanées de parité sont donc intégrées aux évaluations. Par ailleurs, si la part des combustibles est correctement retracée, en revanche, les coûts salariaux d'exploitation et de maintenance sont plutôt justiciables d'une approche par les parités de pouvoirs d'achat.

Les différences de réglementation de sûreté, de protection de l'environnement et de la santé, constituent d'autre part une difficulté majeure pour la comparaison des évaluations.

Le tableau suivant précise l'importance des coûts actuels de protection de l'environnement, dans les évaluations des coûts de production du kWh.

Tableau : Coûts de la protection de l'environnement, en % du coût total du kWh

élément de coût	coût de la protection de l'environnement en %
Chaudières à charbon	
contrôle de la pollution atmosphérique	6-18 %
refroidissement	0-2 %
élimination des déchets	0
redevances d'environnement	0-9 %
total	10-26 %
contrôle des émissions de SO <sub>2</sub> et Nox	15-20 %
Contrôle des émissions de particules	3-4 %
total	12-42 %
Cycle combiné au gaz	
contrôle de la pollution atmosphérique	0-6 %
refroidissement	0-3 %
redevances d'environnement	0-5 %
total	0-9 %
Nucléaire	
évacuation du combustible usé	1-4 %
systèmes de sûreté, protection de la santé et de l'environnement	15-45 %

On ne peut enfin écarter le fait que certains pays ou certaines entreprises ne recherchent des effets d'affichage ou d'annonce avec ces statistiques qui résultent au demeurant de déclarations volontaires des pays participants.

- ***Comparaisons internationales du coût du kWh pour le nucléaire, le charbon et le gaz***

Le tableau ci-après reporte les résultats des observations faite par l'AEN/AIE-OCDE. Les centrales ont été classées par filière et par niveau de compétitivité, en définissant des classes.

A cet effet, on utilise un indice qui est un ratio coût du kWh de la centrale considérée /coût du kWh de la centrale la plus efficace, à savoir la centrale US-C2. Avec un taux d'actualisation de 5 %, le coût du kWh produit par cette centrale est de 23,60 millièmes de dollar. Les parités utilisées sont celles du 1<sup>er</sup> juillet 1996, soit un dollar pour 5,1526 francs français.

Les indications du tableau ont la signification suivante *nom de la centrale, (coût du kWh produit) : indice de coût du kWh.*

Tableau : Coûts prévisionnels de production du kWh calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 5 % par an<sup>124</sup>

	nucléaire	charbon	gaz
1,0 ≤ <1,2	Corée du Sud CA-N2 (24,67) : 1,06 Chine CN-N1 (25,37) : 1,09 Chine CN-N3 (26,69) : 1,15 Russie (26,88) : 1,16	Etats-Unis US-C2 (24,79) : 1,07 Etats-Unis (US-C1 25,05) : 1,08	Etats-Unis US-G2 (23,27) : 1,00 Etats-Unis US-G1 (27,14) : 1,17
1,2 ≤ <1,5	Corée du Sud KR-N (30,7) : 1,32 Chine CN-N2 (30,81) : 1,32 Chine CN-N2 (30,81) : 1,32 Roumanie (31,84) : 1,37 Turquie (32,82) : 1,41 Inde (32,82) : 1,41 Brésil BR-N2 (33,15) : 1,42 Etats-Unis US-N (33,28) : 1,43	Turquie TK-C2 (29,84) : 1,28 Chine CN-C (31,82) : 1,37 Inde IN-C/F1 (32,97) : 1,42 Corée KR-C (34,4) : 1,48	Brésil BR-G1 (28,55) : 1,23 Brésil BR-G2 (29,72) : 1,28 Turquie (30,67) : 1,32
1,5 ≤ <2,0	Brésil BR-N1 (36,76) : 1,58 Espagne(41,04) : 1,76	Brésil BR-C1 (35,39) : 1,52 Inde IN-C/F2 (37,07) : 1,59 Danemark (37,56) : 1,61 Turquie TK-C1 (39,84) : 1,71 Belgique (40,28) : 1,73 Corée CA-C2 (41,45) : 1,78 Espagne (42,24) : 1,82 Italie (42,24) : 1,82 Pays-Bas NL-C1 (44,85) : 1,93 Pays-Bas NL-C2 (45,84) : 1,97 Russie (46,32) : 1,99	Russie (35,41) : 1,52 Etats-Unis US-FC (35,59) : 1,53 Belgique (35,99) : 1,55 Pays-Bas NL-G2 (38,77) : 1,67 Corée KR-G (42,52) : 1,83 Pays-Bas NL-G1 (42,62) : 1,83 Portugal PT-C2 (43,4) : 1,87 Portugal PT-C1 (43,92) : 1,89 Danemark DK-G1 (44,9) : 1,93
2,0 ≤ <2,5	Japon (57,45) : 2,47	Pays-Bas NL-C3 (47,07) : 2,02 Portugal PT-C2 (49,58) : 2,13 Portugal PT-C1 (51,53) : 2,21 Japon( 55,81) : 2,4 Brésil BR-C2 (56,45) : 2,43	Italie (46,55) : 2,00 Espagne (47,91) : 2,06 Danemark DK-G2 (51,21) : 2,20
2,5 ≤ <3,0			
3,0 ≤ <3,5			Japon (79,1) : 3,4

Les données de l'AEN/AIE-OCDE présentées dans ce tableau fournissent des indications intéressantes. Rappelons qu'il s'agit d'analyses de cas, où, sur la base de projets réels, les coûts d'installations à mettre en service en 2005 sont calculés par les autorités nationales et comparés par l'agence internationale.

Le premier enseignement des résultats obtenus pour un taux d'actualisation de 5 % est que, globalement, le kWh nucléaire reste, dans tous les pays concernés, le moins cher. La figure suivante, qui rend compte de la distribution des coûts des projets illustre ce constat.

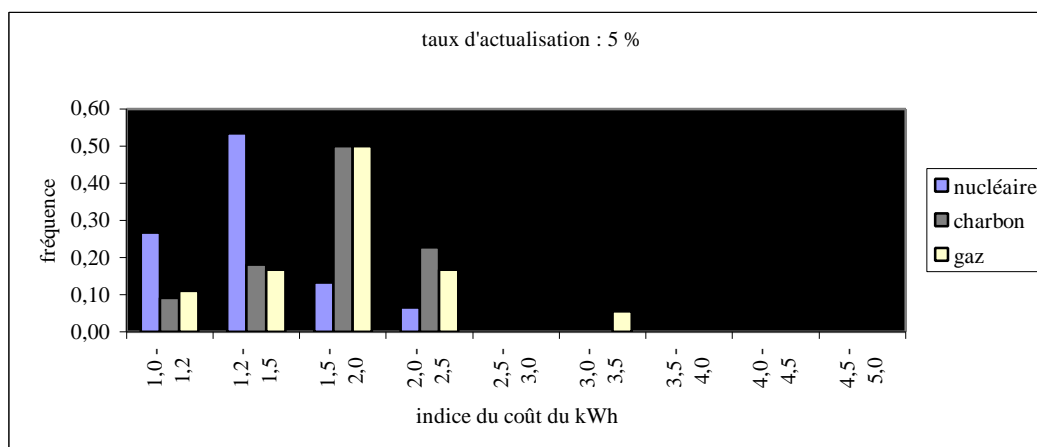
<sup>124</sup> millièmes de dollar du 1/7/1996 / kWh – 1 dollar = 5,1526 Francs français

Avec un taux d'actualisation de 5 %, le nucléaire est en moyenne plus compétitif que le gaz et le charbon.

L'analyse statistique des 15 cas de centrales nucléaires montre que dans 80 % des cas l'indice du coût du kWh<sup>125</sup> est inférieur ou égal à 1,5. Seulement 27 % des 18 centrales au gaz sont dans ce cas. 28 % des centrales au charbon, sur 18 centrales sont également dans ce cas. Ce résultat déjà remarqué pour la France se retrouve donc pour les pays à l'enquête AEN/AIE-OCDE.

Le deuxième enseignement est l'homogénéité des coûts du kWh nucléaire. Les contraintes techniques – de production et de sûreté - du nucléaire sont telles que les niveaux de performance économique sont automatiquement à un certain niveau. Au contraire, les variations de productivité des centrales à charbon et à gaz peuvent être très fortes.

Figure : Distribution des fréquences du coût du kWh pour les différentes filières selon l'étude AEN/AIE-OCDE – taux d'actualisation: 5 %



Ainsi qu'on l'a indiqué plus haut, l'AEN/AIE-OCDE a également procédé à des comparaisons avec un taux d'actualisation de 10 % par an. Les résultats de ces calculs sont présentés dans le tableau suivant.

<sup>125</sup> Ce indice est calculé de la manière suivante: coût du kWh de la centrale considéré / coût du kWh de la centrale à cycle combiné à gaz la plus compétitive ( US-C2: 23,27 m\$/kWh)



Tableau : Coûts prévisionnels de production du kWh calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 10 % par an<sup>126</sup>

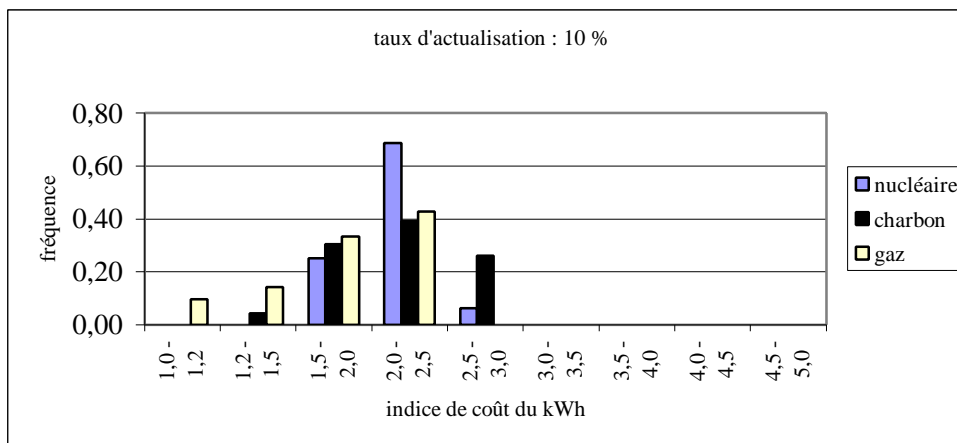
	nucléaire	charbon	gaz
1,0 ≤ <1,2			Etats-Unis US-G2 (23,60) : 1,01 Etats-Unis US-G1 (27,37) : 1,18
1,2 ≤ <1,5		Etats-Unis US-C1 (34,71) : 1,49	Brésil BR-G1 (32,73) : 1,41 Canada (33,04) : 1,42 Turquie (33,94) : 1,46
1,5 ≤ <2,0	Chine CN-N1 (39,01) : 1,68 Canada CA-N2 (39,56) : 1,70 Chine CN-N3 (44,37) : 1,91 Etats-Unis (46,17) : 1,98	Etats-Unis US-C2 (35,70) : 1,53 Canada CA-C1 (37,03) : 1,59 Finlande (39,11) : 1,68 Chine (39,96) : 1,72 Brésil BR-C1 (43,20) : 1,86 Corée (44,96) : 1,93 Hongrie HN-C2 (45,62) : 1,96	Brésil BR-G2 (34,87) : 1,50 Russie (38,99) : 1,68 Hongrie (40,37) : 1,73 Finlande (41,07) : 1,76 Belgique (42,33) : 1,82 Pays-Bas NL-G2 (43,99) : 1,89 Etats-Unis US-FC (44,75) : 1,92
2,0 ≤ <2,5	Russie (46,52) : 2,00 Brésil BR-N2 (46,66) : 2,01 Canada CA-N1 (47,24) : 2,03 Roumanie (47,83) : 2,06 Corée du Sud (48,30) : 2,08 France (49,15) : 2,11 Chine CN-N2 (50,67) : 2,18 Inde (51,04) : 2,19 Brésil BR-N1 (51,46) : 2,21 Turquie (51,78) : 2,23 Finlande (55,93) : 2,40	Hongrie HN-C1 (47,33) : 2,03 Turquie TK-C1 (48,70) : 2,09 Danemark (48,90) : 2,10 Belgique (52,47) : 2,25 Italie (52,73) : 2,27 Canada CA-C2 (54,19) : 2,33 Espagne (54,67) : 2,35 Russie (55,34) : 2,38 Pays-Bas NL-C1 (56,48) : 2,43	Corée du Sud (46,98) : 2,02 Pays-Bas NL-G1 (48,31) : 2,08 Portugal PT-G2 (48,49) : 2,08 Portugal PT-G1 (49,79) : 2,14 Italie (51,32) : 2,21 Danemark DK-G1 (51,94) : 2,23 France (53,35) : 2,29 Espagne (54,36) : 2,34 Danemark DK-G2 (57,77) : 2,48
2,5 ≤ <3,0	Espagne (63,83) : 2,74	Pays-Bas NL-C2 (59,33) : 2,55 France (59,54) : 2,56 Pays-Bas NL-C3 (61,55) : 2,65 Brésil BR-C2 (61,80) : 2,66 Portugal PT-C2 (66,62) : 2,86 Portugal PT-C1 (69,44) : 2,98	
3,0 ≤ <3,5	Japon (79,57) : 3,42	Turquie TK-C2 (69,74) : 3,00 Japon (76,14) : 3,27	
3,5 ≤ <4,0			Japon (84,4) : 3,63

L'importance du taux d'actualisation se révèle une fois de plus décisive. En effet, avec un taux d'actualisation de 10 %, aucune centrale nucléaire n'a un indice inférieur ou égal à 1,5. En revanche, 24 % des centrales au gaz ont un indice inférieur ou égal à 1,5 et 4 % des centrales au charbon.

L'augmentation du taux d'actualisation se traduit logiquement, pour l'ensemble des coûts, par une augmentation des coûts prévisibles.

<sup>126</sup> millièmes de dollar du 1/7/1996 / kWh – 1 dollar = 5,1526 Francs français

Figure : Distribution des fréquences du coût du kWh pour les différentes filières selon l'étude AEN/AIE-OCDE – taux d'actualisation: 10 %



• *Comparaisons internationales du coût du kWh des énergies nouvelles renouvelables*

L'étude de l'AEN/AIE-OCDE offre également des indications intéressantes pour les énergies nouvelles renouvelables.

Le tableau suivant reporte les résultats publiés en 1997 par l'AEN/AIE-OCDE, pour un taux d'actualisation de 5 %.

Tableau : Coûts prévisionnels de production du kWh calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 5 % par an<sup>127</sup>

	éolien	cogénération	turbines à fioul ou à vapeur	biomasse
1,0 ≤ <1,2				
1,2 ≤ <1,5				
1,5 ≤ <2,0	Danemark (34,24) : 1,5			Etats-Unis (42,41)
2,0 ≤ <2,5	Danemark (46,85) : 2,0 Italie (54,78) : 2,4		Turquie (38,72) : 2,1	
2,5 ≤ <3,0		Danemark (67,78) : 2,9		
3,0 ≤ <3,5				
3,5 ≤ <4,0				
4,0 ≤ <4,5				
4,5 ≤ <5,0				
5,0 ≤ <5,5			Danemark (94,24) : 5,3	

Les mêmes cas ont été étudiés pour un taux d'actualisation de 10 % par an.

<sup>127</sup> millième de dollar du 1/7/1996 / kWh – 1 dollar = 5,1526 Francs français

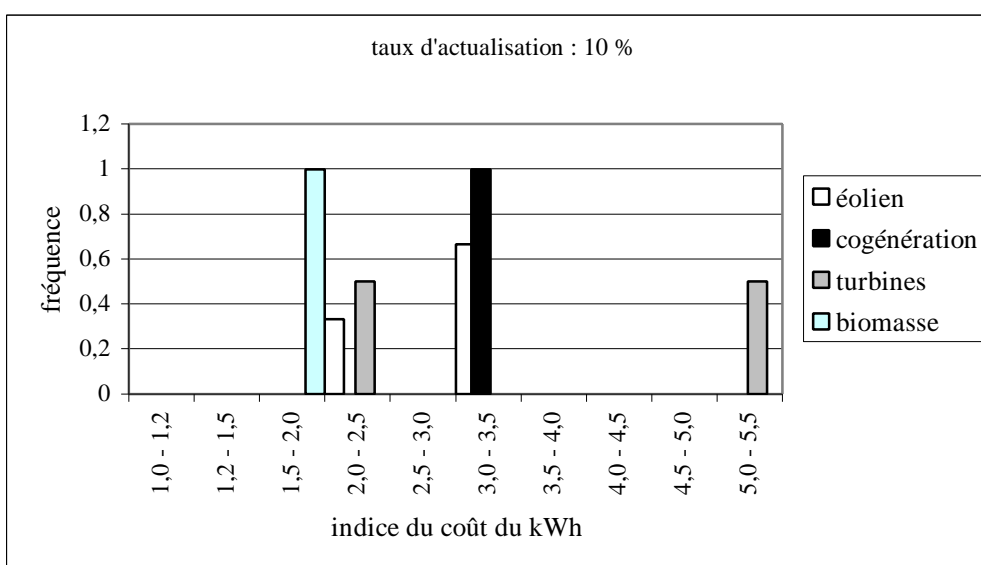
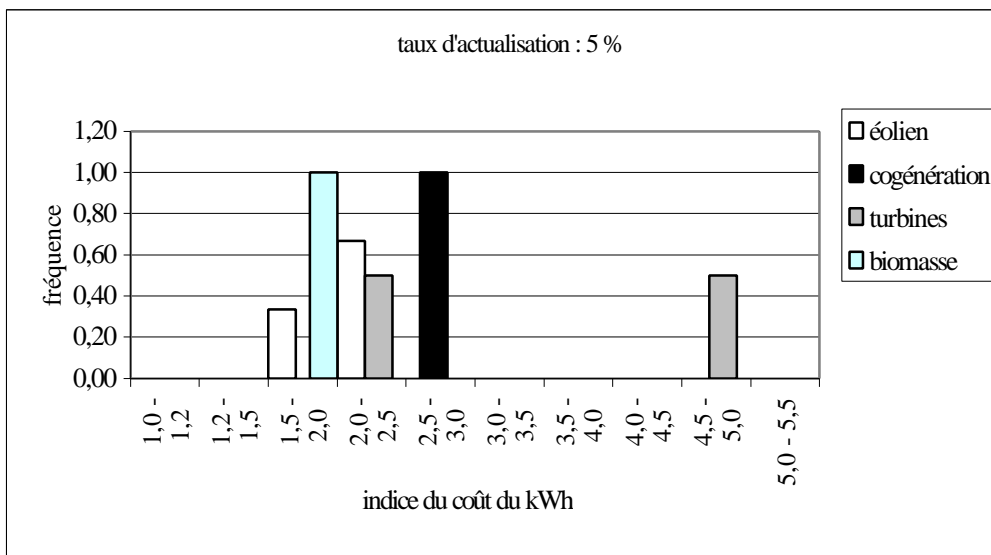
Tableau : Coûts prévisionnels de production du kWh calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 10 % par an<sup>128</sup>

	éolien	cogénération	turbines à fioul ou à vapeur	biomasse
1,0 ≤ <1,2				
1,2 ≤ <1,5				
1,5 ≤ <2,0				Etats-Unis (42,41) : 1,82
2,0 ≤ <2,5	Danemark W1 (54,69) : 2,35		Turquie fioul (49,21) : 2,11	
2,5 ≤ <3,0				
3,0 ≤ <3,5	Danemark W2 (75,13) : 3,23 Italie (75,25) : 3,23	Danemark (76,03) : 3,27		
3,5 ≤ <4,0				
4,0 ≤ <4,5				
4,5 ≤ <5,0				
5,0 ≤ <5,5			Danemark vapeur (123,90) : 5,32	

Ces résultats montrent en premier lieu qu'à condition de les subventionner, comme le fait le Danemark, les coûts du kWh produit avec l'éolien ou la cogénération peuvent atteindre des niveaux de compétitivité acceptables, compatibles avec les impératifs budgétaires.

<sup>128</sup> millième de dollar du 1/7/1996 / kWh – 1 dollar = 5,1526 Francs français

Figure : Distribution des fréquences du coût du kWh pour les différentes filières selon l'étude AEN/AIE-OCDE



La deuxième conclusion des résultats concernant les énergies nouvelles renouvelables est que le coût du kWh produit est sensible au taux d'actualisation utilisé, et ceci dans des proportions non négligeables. Le choix d'un taux d'actualisation peu élevé favorise en réalité les moyens de production capitalistes quels qu'ils soient.

#### 4. Comparaisons intra-nationales des différentes filières

Pour éviter les difficultés exposées plus haut de conversion monétaire et de comparaisons de résultats obtenus dans des pays de niveaux de développement et de réglementation différents, l'AEN/AIE-OCDE procède à des comparaisons de filières dans le cadre des pays considérés chacun isolément.

Les conclusions sont alors plus solides. Leurs principaux résultats sont exposés ci-après.

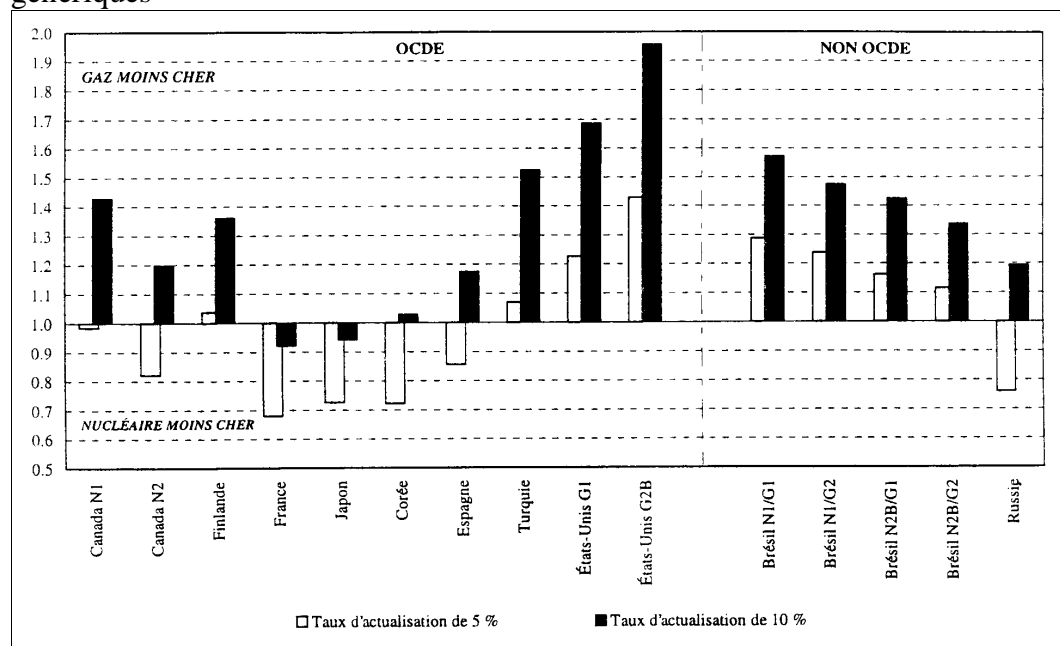
- *Le nucléaire compétitif avec un taux d'actualisation de 5 %*

Sur les dix-huit pays qui ont communiqué des résultats pour au moins deux filières, l'option la moins chère de 10 % au minimum est le nucléaire dans 5 pays, le gaz dans 3 pays et le charbon dans 3 pays.

Si l'on considère les résultats obtenus pour un taux d'actualisation de 10 %, le gaz est l'option la moins chère de 10 % au minimum dans 9 pays, le charbon dans un pays et le nucléaire ne l'est dans aucun.

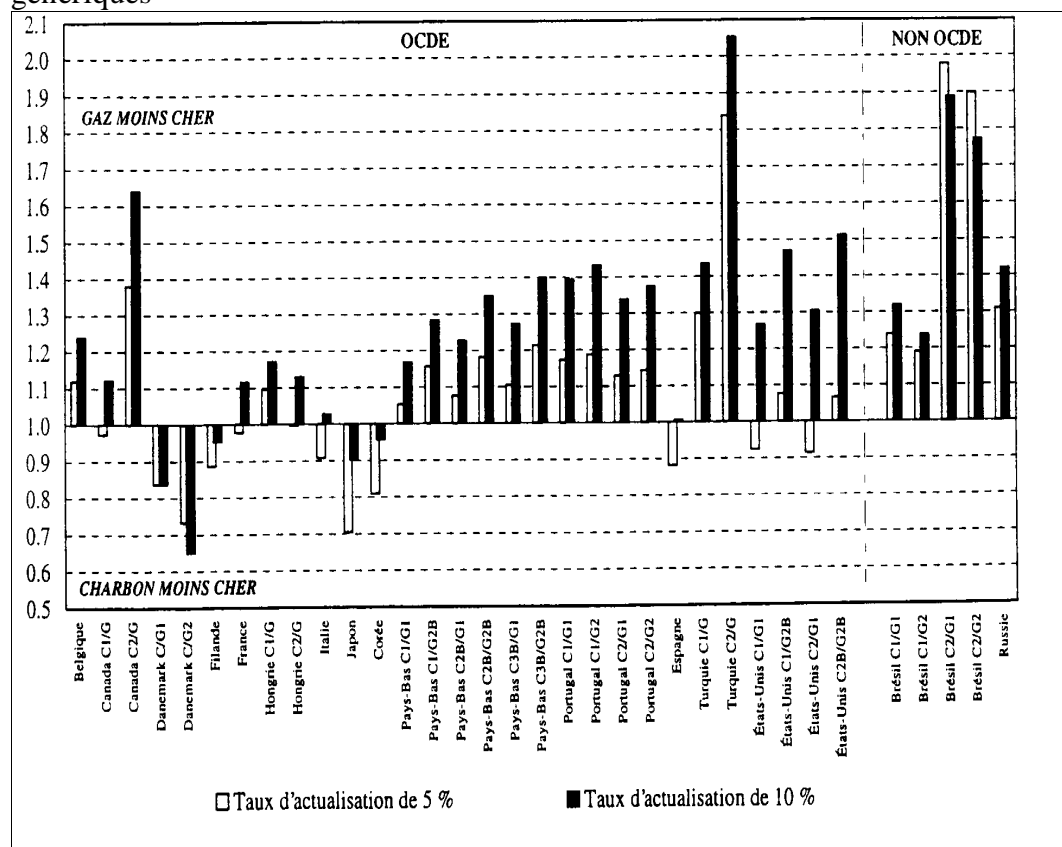
La figure suivante illustre ces résultats sur la base d'un ratio de coût de production nucléaire/gaz appliqué aux situations connues.

Figure : Ratios des coûts de production nucléaire/gaz dans le cadre des hypothèses génériques



La figure suivante illustre les compétitivités comparées du charbon et du gaz, sur la même base méthodologique que précédemment.

Figure : Ratios des coûts de production charbon/gaz dans le cadre des hypothèses génériques



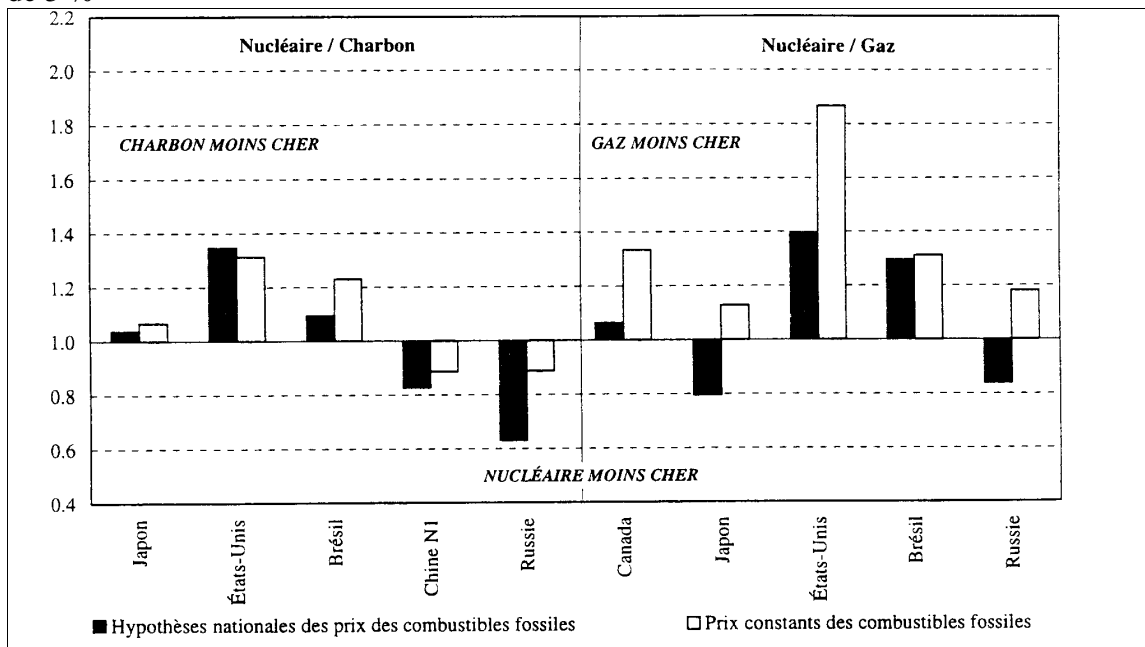
L'AEN/AIE-OCDE a également étudié la sensibilité des résultats obtenus aux hypothèses d'évolution du prix des combustibles fossiles. Ces hypothèses sont posées par les pays eux-mêmes.

Il est possible d'étudier l'impact du choix d'une simple stabilité des prix des combustibles fossiles.

Dans la comparaison nucléaire/charbon, avec un taux d'actualisation de 5 %, l'hypothèse de stabilité du prix du charbon amenuise l'avantage relatif du nucléaire mais n'inverse pas les positions.

En revanche, si l'on suppose la stabilité du prix du gaz, celui-ci l'emporte sur le nucléaire au Japon et en Russie, alors que ce n'était pas le cas au départ.

Figure : Impact de l'hypothèse de prix constants du charbon et du gaz sur la compétitivité de ces filières par rapport au nucléaire, avec un taux d'actualisation de 5 %<sup>129</sup>

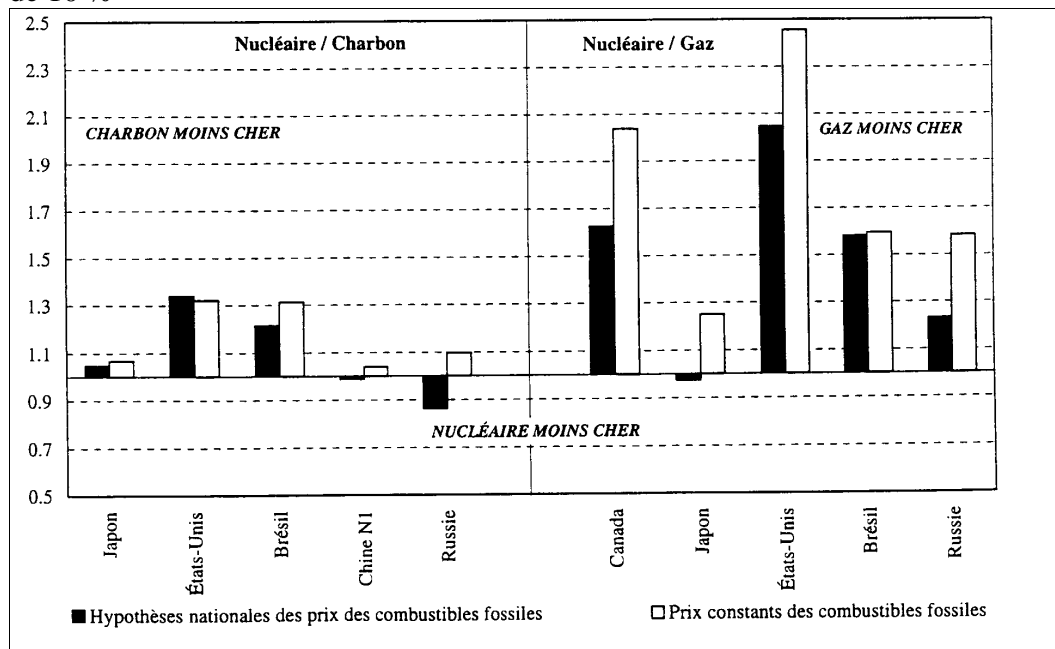


Avec un taux d'actualisation de 10 %, l'hypothèse de stabilité des prix du charbon efface l'avantage relatif du nucléaire en Russie et au Japon.

S'agissant de la rivalité nucléaire-gaz, le taux de 10 % entraînait en condition de départ la primauté du nucléaire au seul Japon. Avec une hypothèse de stabilité du cours du gaz, celui-ci l'emporte partout, y compris au Japon.

<sup>129</sup> Autres hypothèses : durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %.

Figure : Impact de l'hypothèse de prix constants du charbon et du gaz sur la compétitivité de ces filières par rapport au nucléaire, avec un taux d'actualisation de 10 %<sup>130</sup>



• *D'utiles indications de tendance*

La première conclusion de l'étude de l'AEN/AIE-OCDE est qu'aucune technologie ne l'emporte sur les autres pour l'ensemble des projets étudiés. On peut toutefois noter que la compétitivité relative du gaz pour la production d'électricité s'est affirmée d'une manière générale en six années.

En réalité, les conditions économiques et réglementaires de chaque pays pèsent d'un poids déterminant et dictent les hiérarchies de compétitivité des filières au plan national.

<sup>130</sup> Autres hypothèses : durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %.



### C. Les évaluations d'EDF

A la demande des Rapporteurs, EDF s'est livré début 1999 à un calcul des coûts complets de production du kWh relatifs à des nouvelles installations mises en service industriel en 2005 et correspondant aux filières nucléaire, charbon et gaz.

Les deux principales originalités de ces calculs sont d'une part de porter sur des centrales plus avancées que dans l'étude Digec et d'autre part de proposer une évaluation pour deux régimes d'utilisation, la base et la semi-base.

- *Des hypothèses économiques et techniques discutées*

EDF a considéré nécessaire, en l'absence d'instructions des pouvoirs publics et d'une révision des taux par le Commissariat Général du Plan, d'utiliser un taux d'actualisation de 8 %.

On verra dans la suite que ce taux de 8% n'a pas, aujourd'hui, de justification économique claire.

Il s'agit en effet d'un taux niveau hybride entre le taux à long terme sur le marché des capitaux et un taux normatif de rentabilité interne des entreprises arbitrant entre des projets d'investissement.

Néanmoins, il constitue le cadre actuel des raisonnements d'EDF et fonde les évaluations ci-dessous.

Les calculs présentés par EDF correspondent d'une part à la durée de vie économique des équipements, soit 30 ans pour le nucléaire et le charbon et 25 ans pour le gaz et d'autre part à différentes hypothèses relatives aux prix des combustibles fossiles.

Le tableau suivant précise les conditions techniques prises comme hypothèses par EDF.

Tableau : Données techniques et financières adoptées par EDF pour le calcul du kWh produit par de nouvelles installations

	<b>EPR fin APD<sup>131</sup></b> série de 10 tranches	<b>Charbon</b>	<b>Cycle combiné à gaz nouveau</b>
puissance électrique nette	1495 MWe	780 MWe	750 MWe
rendement net sur PCI		45 %	58 % (52 % PCS)
disponibilité	90 %	90 %	92 %
durée de vie économique (amortissement économique)	30 ans	30 ans	25 ans
coût d'investissement	11 350 F / kW PCN	8 350 F / kW PCN	3 200 F / kW PCN
charges d'exploitation et de maintenance	296 F / kW	239 F / kW /an + 1,6 cF / kW	80 F / kW / an + 1 cF / kWh

*a) le nucléaire*

EDF fait sien les coûts prévus pour l'EPR tel qu'il a été défini par l'avant-projet détaillé (EPR-ADP) et par l'EPR « optimisé » tel qu'il est désormais précisé après l'étude d'optimisation dont l'objectif essentiel a été de parvenir à un coût inférieur.

*EDF estime que l'EPR « tout en offrant un référentiel de sûreté renforcé, présente une meilleure compétitivité que le N4: son coût de construction est supérieur à celui du N4 mais ses options permettent d'escompter une disponibilité améliorée et un coût du combustible plus faible ».*

Le coût d'investissement – 11 350 F / kW PCN – correspond à un palier d'une dizaine de tranches. *« La réalisation d'une série permet notamment d'amortir les coûts de développement du palier et de bénéficier d'effets de série industriels. Une tranche 'isolée' conduirait à des coûts de production largement plus élevés ».*

S'agissant de la version optimisée de l'EPR, EDF remarque que *« la réduction de coûts engrangée lors de la phase d'optimisation du projet résulte à la fois d'une démarche d'optimisation des coûts unitaires et de l'augmentation de la puissance du réacteur ».*

Plusieurs remarques doivent être faites sur la signification des hypothèses prises. En premier lieu la disponibilité, facteur essentiel pour la compétitivité, est prise égale à 90 %, ce qui est une nette amélioration par rapport aux performances actuelles.

<sup>131</sup> APD : avant projet détaillé

La démarche de qualité totale en vigueur à EDF a progressivement fait passer le taux moyen de disponibilité des centrales d'EDF à 82,6 % en 1997. EDF s'assigne comme objectif 83 % en l'an 2000<sup>132</sup>.

Le taux de 90 % correspond aux meilleurs taux observés à l'étranger. Le retour d'expérience sur les réacteurs actuellement en fonctionnement montrent qu'un taux de 90 % est plus facile à obtenir avec des réacteurs à eau bouillante qu'avec les réacteurs à eau pressurisée.

La durée de vie économique ne coïncide pas avec la durée d'amortissement fiscale. Il s'agit de la période pendant laquelle la centrale est opérationnelle. Cette durée de vie économique de 30 ans ne paraît pas avantager l'évaluation EPR. Elle est à mettre en parallèle avec la durée de vie de l'installation physique estimée à 60 ans pour l'EPR optimisé et aux 40 ans considérés comme un objectif à la portée du parc actuel.

#### *b) charbon*

L'installation considérée pour une mise en service industriel en 2005 possède une puissance de 780 MWe et correspond à la technologie du charbon pulvérisé avec régime ultra super critique et traitement des fumées en aval.

Les coûts d'investissement sont donnés pour un ensemble de deux centrales thermiques localisées en bord de rivière.

Les hypothèses d'évolution du coût du combustible sont les plus favorables. C'est le scénario Digec 1997 « bas » avec un coût de 40 US dollars par tonne CIF et un scénario médian qui sont retenus – le scénario Digec 1997 « haut » correspond à un coût de 50 US dollars par tonne CIF.

#### *c) cycle combiné au gaz*

Les hypothèses techniques relatives au cycle combiné au gaz semblent assez optimistes concernant à la fois le rendement et les coûts.

Le rendement de 58 % sur PCI semble en tout état de cause supérieur aux hypothèses de l'étude Digec 1997. Les chiffres actuels sont en effet de 52 %, avec un gain probable d'un à deux pour cents.

Par ailleurs, le coût d'investissement de 3 200 F / kW paraît largement en dessous des coûts Digec (4 367 F / kW) et des coûts (4 100 F / kW) indiqués comme réalistes par les représentants de Vivendi<sup>133</sup>.

---

<sup>132</sup> Enerpresse n° 7221, 15/12/98.

<sup>133</sup> Audition des représentants de Vivendi, jeudi 14 janvier 1999.

Enfin, les coûts du combustible correspondent aux hypothèses les plus favorables de l'étude Digec 1997. Le scénario « *bas* » se traduit par une stabilité du prix du gaz sur le long terme, au niveau de 2,7 US dollars /Mbtu. Le scénario « *médian* » correspond à une hausse jusqu'à 3,3 US dollars /Mbtu en 2005 puis à une stabilité au delà<sup>134</sup>.

- ***Le nucléaire EPR optimisé et le gaz au même niveau pour de nouvelles installations***

Avec les hypothèses décrites plus haut, les résultats d'EDF sont que le nucléaire EPR optimisé et le cycle combiné à gaz sont au même niveau pour des mises en service en 2005 et un fonctionnement en base, ainsi que le montre le tableau et les figures suivantes.

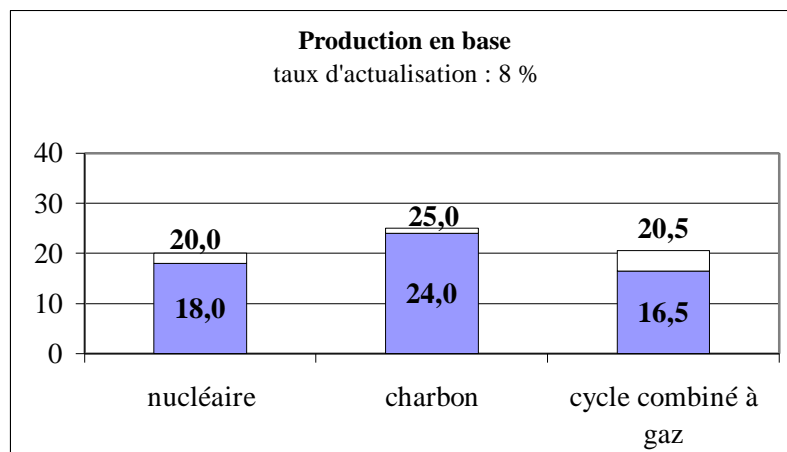
Tableau : Estimations par EDF des coûts du kWh pour de nouvelles installations en service industriel en 2005

2005	nucléaire		charbon		cycle combiné à gaz	
	EPR fin APD	EPR optimisé	combustible bas	combustible médian	combustible bas	combustible médian
production en base	20	18	24	25	16,5	20,5
production sur 4000 h	-	-	37	38	23	27

Les bornes du coût du kWh nucléaire correspondent non pas, comme dans l'étude Digec 1997, au palier N4 amélioré (MSI 2005). Elles correspondent à l'EPR dans sa version initiale et à l'EPR optimisé dans le sens d'une réduction de ses coûts.

<sup>134</sup> Le scénario « haut » Digec 1997 pour le gaz correspond à une hausse jusqu'à 3,9 US dollars / Mbtu en 2010 puis à une stabilité au-delà.

Figure : Estimations 1999 par EDF du coût du kWh pour des équipements nouveaux fonctionnant en base<sup>135</sup> en 2005

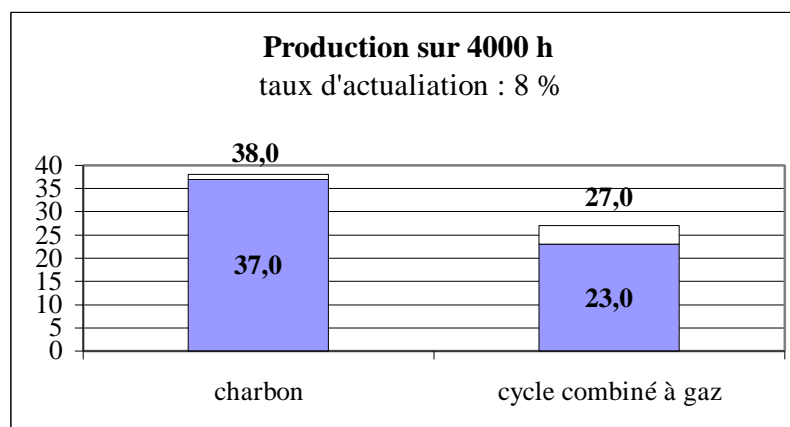


Dans le cas du fonctionnement en semi-base, le nucléaire est disqualifié d'office, compte tenu de l'importance des coûts d'investissement qu'il faut répartir sur un nombre de kWh le plus important possible.

Le kWh charbon est lui-même peu adapté à la semi base (+ 50 % en plus par rapport au coût en base). Ce résultat n'est pas favorable à un renouvellement du parc charbonnier par des installations de la même filière.

Au demeurant, l'on constate, comme prévu, que le coût du kWh produit avec un cycle combiné à gaz pour la semi-base est 20 % plus cher que le coût du kWh produit en base. Ce surcoût étant plus faible que pour les autres filières, la position du gaz est renforcée par sa polyvalence.

Figure : Estimations d'EDF du coût du kWh pour des équipements nouveaux fonctionnant en base<sup>136</sup> en 2005



<sup>135</sup> Audition des représentants d'EDF 7 janvier 1999.

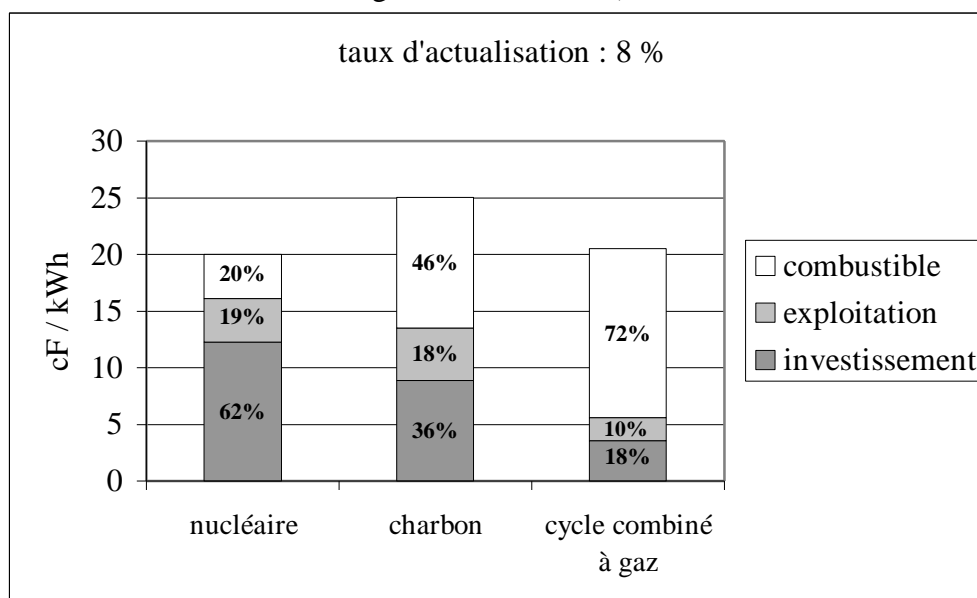
<sup>136</sup> Audition des représentants d'EDF 7 janvier 1999.

- *des structures de coût très différentes*

En raison des incertitudes sur un grand nombre de paramètres – durée de vie économique, coût d'investissement, disponibilité, coût du combustible –, la Digeo avait fait réaliser en 1997 (voir plus haut) des analyses de sensibilité.

L'étude EDF 1999 ne propose pas de telles analyses. Toutefois, l'étude de la structure des coûts livre des enseignements intéressants. On trouvera figure suivante, une présentation des structures – au demeurant très différentes – des coûts des trois filières les plus importantes pour le fonctionnement en base.

Figure : scénario de référence (prix du combustible : charbon : 11,55 cF / kWh ; gaz : 14,9 cF / kWh)



La répartition des coûts entre les différents postes – investissement, exploitation et combustible – est à la base de tous les raisonnements que font les investisseurs potentiels.

Le retour sur investissement est beaucoup plus rapide avec le cycle combiné au gaz qu'avec le nucléaire. Le fait que l'investissement puisse être amorti rapidement tend à réduire l'inconvénient d'un prix de la ressource incertain sur longue période, même si celui-ci représente 72 % du coût total.

A l'inverse, le coût du capital représente, avec 62 % du total, un inconvénient majeur du nucléaire. Ce n'est pas que les capitaux à long terme ne soient pas abondants en 1999. C'est plutôt que le retour sur investissement doit être rapide, pour les investisseurs privés mais aussi pour les entreprises publiques dont l'horizon s'est rapproché du fait de la déréglementation des marchés.

## **II. LES DIFFICULTES METHODOLOGIQUES DE LA COMPARAISON DES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ**

Lorsqu'on calcule un coût de production de l'électricité, il faut déterminer les charges à imputer au kWh, et donc fixer le périmètre des coûts que l'on intègre.

Ce choix est essentiel pour la portée du résultat et la pertinence de la hiérarchie des coûts qui en résulte.

Deux types de contraintes pèsent sur la définition de ce périmètre.

La première est celle de la réglementation. Le nucléaire, par exemple, doit par hypothèse gérer ses déchets. Il est donc logique d'intégrer au coût du kWh le coût de l'aval du cycle.

La deuxième contrainte est celle de la disponibilité de sources statistiques. Dans le cas d'évaluations officielles, la condition mise par les administrations pour intégrer des coûts est que ces derniers soient retracés par des données statistiques officielles ou par des données dont la valeur fait l'objet d'un large consensus. Sinon, les coûts ne sont pas pris en considération.

C'est ainsi que les coûts de l'aval du cycle pour les filières gaz et charbon ne sont pas encore déterminés par des instances officielles. Donc ils ne sont pas intégrés.

Il résulte de ces deux éléments que les catégories de coûts considérées pour chacune des filières ne sont pas les mêmes.

Par ailleurs, les comparaisons actuelles des coûts de production de l'électricité sont fondées sur la méthode dite des coûts moyens de production actualisés.

L'actualisation, au demeurant nécessaire lorsque l'on raisonne dans le temps, se traduit par une réduction des valeurs d'autant plus fortes que celles-ci apparaissent loin dans le futur et que le taux d'actualisation est fort (voir graphique suivant). Au total, le taux d'actualisation a une influence complexe.

Certaines dépenses contribuant au coût du kWh, comme celles relatives au stockage des déchets nucléaires, sont à très long terme. Elles peuvent être « écrasées », c'est-à-dire devenir négligeables, si l'on choisit un taux d'actualisation élevé.

De manière moins intuitive, une technologie comme le nucléaire voit son coût moyen actualisé baisser lorsque le taux d'actualisation diminue, alors même

qu'elle exige des investissements lourds et demande des délais de construction particulièrement longs.

Ce résultat s'explique en considérant la méthode de calcul même. Pour calculer en effet le coût moyen de production actualisé, on divise le total des dépenses actualisées par celui des productions actualisées. Une réduction du taux d'actualisation accroît le poids des dépenses et des recettes de production. Mais les dépenses augmentent moins que les recettes.

Autrement dit, par cette même méthode, et suivant le même mécanisme, la production de long terme est dévalorisée par rapport à la production à court-moyen terme.

Dans la comparaison nucléaire / gaz, cela veut dire qu'un taux d'actualisation élevé diminue l'importance relative des dépenses à long terme, ce qui favorise le nucléaire. Mais un taux d'actualisation élevé dévalorise également la production à long terme et renforce l'importance de la production immédiate.

On voit donc que le choix du taux d'actualisation a un impact certain sur le résultat final. Il faut garder ce fait à l'esprit.

Différentes considérations militent en faveur du choix d'un taux d'actualisation de 5 %.

L'une des principales est la tendance à la baisse des taux d'intérêt à long terme. A titre indicatif, le taux à 30 ans était, début 1999, égal à 4,6 % en France et en Allemagne, à 4,2 % en Grande-Bretagne.

Par ailleurs, la hausse de prix semble devoir rester durablement modérée même si le chiffre de 1998 – 0,3 % en glissement -, est pour une part due au second contre-choc pétrolier. Dans ces circonstances, l'application d'un taux d'actualisation de 8 % correspondrait à des taux d'intérêt réels extraordinairement élevés. Conserver ce taux traduirait une préférence très forte pour le présent, signifiant en réalité un renoncement aux équipements fortement capitalistiques à retour sur investissement lent.

Il apparaît que les pays industrialisés de développement comparable à celui de la France utilisent le taux de 5 %. C'est ainsi le cas des Etats-Unis, du Canada, du Danemark et des Pays-Bas, en particulier.

C'est pour ces raisons que les Rapporteurs préconisent que le taux d'actualisation retenu pour les calculs de coût de production de l'électricité, sur les durées de vie des équipements, soit pris égal à 5%.

Par ailleurs, ils reconnaissent la spécificité du très long terme en matière d'actualisation. Ils considèrent que l'on peut utiliser l'actualisation pour le très



long terme, à condition de déterminer l'évolution probable des coûts à cet horizon à l'aune du rythme séculaire du progrès technique.

Au terme d'un raisonnement explicité ci-après, les Rapporteurs préconisent l'utilisation d'un taux d'actualisation à très long terme, dit intergénérationnel, égal à 0,5 %, au-delà de la durée de vie des équipements.

### **A. La question centrale du taux d'actualisation**

Les évaluations des coûts de production du KWh des différentes filières font toutes ressortir l'importance capitale du choix du taux d'actualisation. Dans l'ensemble des études citées, le choix du taux d'actualisation influence d'une manière déterminante les résultats et la hiérarchie de coûts de production du kWh selon la filière considérée.

C'est le cas de l'étude Digec 1997 dont les auteurs proposent et utilisent deux taux d'actualisation, à savoir 5% et 8 %, pour l'ensemble de leurs évaluations.

C'est le cas aussi de l'AEN/AIE-OCDE 1998 qui adoptent les taux de 5% et de 10% qui semblent encadrer les choix des pays de l'enquête.

Par ailleurs, dans les calculs transmis aux Rapporteurs<sup>137</sup>, EDF adopte le seul taux d'actualisation de 8%, ce qui constitue un choix qui n'est pas sans influence sur les hiérarchies de coût de production mises en évidence.

En réalité, un double choix est nécessaire, s'agissant du taux d'actualisation. Il est nécessaire en premier lieu de définir sur des critères précis et clair le taux utilisable pour la durée de vie des équipements, c'est-à-dire à l'horizon de 30 à 40 années. A cet égard, de nombreuses références existent car il s'agit d'un cas classique de choix d'investissement et de la confrontation avec les taux d'intérêt à long terme peut se révéler fructueuse.

Tout autre est la question d'un taux d'actualisation pour une période d'une centaine d'années, voire plus, qu'il est nécessaire d'envisager pour l'aval du cycle du combustible, les installations à prendre en compte devant, dans certains cas, avoir une longévité courant bien au-delà de la durée de vie technique des centrales électriques.

La question du taux d'actualisation intergénérationnel doit à cet égard être posée et résolue. Quel taux d'actualisation adopter pour les dépenses à très long terme?

---

<sup>137</sup> EDF,auditon du 7 janvier 1999.

En effet, un taux de 5 à 10 %, utilisé pour les 40 premières années, s'il était en effet appliqué aussi à l'horizon d'une centaine d'années par exemple, annulerait quasiment la valeur actuelle des dépenses correspondantes. La méthode de l'actualisation des coûts n'est ainsi d'aucune utilité pour le très long terme.

Ces deux questions fondamentales pour la comparaison des coûts de production du kWh selon les différentes filières sont abordées dans les développements qui suivent.

### 1. Pour un taux d'actualisation à 40 ans de 5 %

#### • *Taux d'actualisation et préférence temporelle*

Le taux d'actualisation rend compte de la valeur-temps de l'argent. Une recette et une dépense d'un montant donné, perçue ou faite dans le passé ou dans l'avenir, n'ont pas la même valeur qu'un montant identique gagné ou dépensé aujourd'hui. Cette notion est liée à celle de taux d'intérêt en ce qu'elle exprime aussi une préférence temporelle.

Les calculs de coûts de production du kWh recourent à la méthodologie des coûts actualisés. Ceci signifie qu'on définit une année de référence, en général l'année en cours.

La chronologie des dépenses et éventuellement des recettes, est ensuite établie. On applique ensuite aux dépenses nettes un coefficient fondé sur le taux d'actualisation qui varie selon l'année considérée. La même méthode est appliquée à la production d'électricité de chacune année. Le coût de production moyen actualisé du kWh pendant la durée de vie de l'installation est le rapport des deux éléments précédents.

Au total, le coût de production moyen s'exprime de la manière suivante:

$$\text{CPE} = \frac{\sum_n [ (I_n + M_n + F_n) (1 + r_{\text{act}})^{-n} ]}{\sum_n [ E_n (1 + r_{\text{act}})^{-n} ]} \quad (\text{A})$$

avec :

CPE :	coût de production moyen actualisé du kWh pendant la durée de vie de l'installation
$\sum_n$	cumul sur la période
$I_n$	dépenses d'investissement de l'année n
$M_n$	dépenses d'exploitation et de maintenance de l'année n

$F_n$	dépenses de combustible de l'année n
$E_n$	production d'électricité de l'année n
$r_{act}$	taux d'actualisation
n	année considérée

- ***Les mécanismes d'action du taux d'actualisation sur le calcul du coût de production de l'électricité***

Dans la méthode du coût moyen actualisé, l'application du taux d'actualisation se fait tout à la fois aux dépenses d'investissement, d'exploitation et de maintenance et au coût du combustible, mais aussi, et c'est là un effet majeur, à la production d'électricité de chacune des années considérées.

L'augmentation du taux d'actualisation conduit à déprécier les dépenses à long terme. On pourrait donc penser que cette méthode atténue l'impact du coût du capital plus élevé dans une centrale nucléaire (7000 F/kW pour la seule construction) par rapport au coût correspondant d'une centrale à cycle combiné à gaz (3500 F/kW).

Il est clair que l'actualisation atténue ce poids plus lourd du capital. En d'autres termes, plus le taux d'actualisation est élevé et plus cette diminution relative est forte. Mais un autre effet intervient, celui de la durée de la construction.

La durée de construction d'une centrale nucléaire est de l'ordre de 6 ans<sup>138</sup>. Celle d'une centrale à cycle combiné au gaz est de 3 ans<sup>139</sup>. Ceci veut dire que la centrale au gaz commence à produire dès la 4<sup>ème</sup> année. Il faut attendre au contraire la 7<sup>ème</sup> année pour que la centrale nucléaire commence à produire.

Or la méthode du coût moyen de production actualisé implique, comme l'indique la formule donnée plus haut, que la production de kWh annuelle est lui aussi actualisé.

Ceci veut dire que les kWh produits dans les premières années pèsent « *plus lourd* » que ceux produits dans les dernières années. Plus le taux d'actualisation est élevé, plus les kWh produits à brève échéance ont d'importance. Plus le dénominateur de la formule (A) est grand. Ce qui conduit à avantager tout moyen de production rentrant rapidement en production, donc, en l'espèce le cycle combiné gaz par rapport au nucléaire.

- ***Fonctions du taux d'actualisation***

Le taux d'actualisation a dans la pratique des fonctions et donc des niveaux différents, suivant la nature institutionnelle et les buts de son utilisateur.

---

<sup>138</sup> 69 mois dans l'étude Digec 1997 pour le palier N4 2<sup>ème</sup> train 1450 MWe.

<sup>139</sup> 34 mois dans l'étude Digec 1997 pour un cycle combiné à gaz de 650 MWe.

*a) le taux d'actualisation équivalent à un taux de rendement interne*

Ainsi, dans le cas d'investisseurs privés, le taux d'actualisation correspond à un taux de rendement interne. La DGEMP estimait en 1998 que le taux de rendement interne des entreprises privées intervenant sur le marché de l'énergie en France était à cette date de 12 %. Selon l'AEN/AIE-OCDE<sup>140</sup>, le taux de rendement interne aux Etats-Unis dans le domaine de l'énergie est de 15 %.

La définition du taux prend alors en considération d'une part le coût de l'endettement à long terme, si la firme doit emprunter pour investir et, d'autre part, le taux de rémunération des placements alternatifs qu'elle peut faire au cas où elle renonce à investir alors que sa capacité d'autofinancement le lui permettrait.

*b) le taux d'actualisation pour le choix d'investissements d'intérêt public*

Le taux d'actualisation peut aussi servir au choix d'investissements non pas privés mais publics. Son niveau est alors fonction d'une analyse macroéconomique nationale. Il ne peut alors s'agir d'un taux de rendement interne d'une entreprise privée mais d'un taux permettant la meilleure allocation possible pour l'économie nationale de ressources fiscales ou d'emprunt public.

Le choix du taux est alors compliqué par le fait que bien souvent, la totalité des externalités générées par les projets alternatifs sont difficiles à appréhender et que la tentation existe d'internaliser ces externalités par le choix d'un niveau spécifique du taux d'actualisation.

Dans ce cas, comme dans le cas d'investissements privés, mais dans une moindre mesure, le niveau des taux d'intérêt à long terme doit être pris en considération.

*c) le taux d'actualisation en cas d'impact à long terme sur les générations futures*

Un investissement a pour but la production d'un surplus dont le calcul d'actualisation tente d'estimer la valeur actuelle. Mais il génère aussi dans la plupart des cas des externalités qui ne sont pas prises en compte par la méthodologie des coûts et bénéfices actualisés. C'est notamment le cas lorsque des atteintes à l'environnement se produisent, durables ou non, réversibles ou non.

Dans ce cas, un récent rapport au ministre de l'environnement recommande *de choisir pour taux d'actualisation, le taux social de préférence pour le présent, (préférence pure pour le présent et effet-richeesse) plutôt que le taux de rentabilité du capital, plutôt réservé à un souci de rendement financier*<sup>141</sup>.

<sup>140</sup> Audition des représentants de l'AEN/AIE-OCDE, 10 décembre 1998.

<sup>141</sup> M. Cohen de Lara D. Dron, Evaluation économique et environnement dans les décisions publiques, Documentation française, Paris, 1997.

En l'absence de méthode explicite et directe de détermination du taux d'actualisation, il semble que le choix de ce taux emprunte aux trois considérations et objectifs décrits précédemment.

- ***Le choix d'un taux d'actualisation de 5%***

Les différentes considérations abordées plus haut militent en faveur du choix d'un taux d'actualisation de 5 %.

L'une des principales est la tendance à la baisse des taux d'intérêt à long terme. A titre indicatif, le taux à 30 ans était, début 1999, égal à 4,6 % en France et en Allemagne, à 4,2 % en Grande-Bretagne. L'arbitrage entre des choix d'investissement, y compris pour les investissements des entreprises publiques, doit nécessairement tenir compte du coût potentiel de la ressource. Or les taux d'intérêt à long terme semblent durablement à des niveaux inférieurs à 8 %.

Par ailleurs, la hausse de prix semble durablement modérée même si le chiffre de 1998 – 0,3 % en glissement -, est pour une part due au second choc pétrolier. Dans ces circonstances, l'application d'un taux d'actualisation de 8 % correspond à des taux d'intérêt réels extraordinairement élevés et pour tout dire injustifiés. La pérennité de ce taux traduirait en réalité un renoncement aux équipements fortement capitalistiques à retour sur investissement lent et reviendrait donc à donner une préférence exagérée au présent.

Le tableau suivant présente les taux d'actualisation utilisées par différents pays de l'OCDE en 1997.

Il apparaît que les pays industrialisés de développement comparable à celui de la France utilisent le taux de 5 %. C'est ainsi le cas des Etats-Unis, du Canada, du Danemark et des Pays-Bas, en particulier.

C'est pour ces raisons que les Rapporteurs préconisent que le taux d'actualisation retenu pour les calculs de coût de production de l'électricité soit de 5 %.

Tableau : Taux d'actualisation utilisés par les pays de l'enquête AEN/AIE-OCDE sur les coûts de production de l'électricité<sup>142</sup>

pays	taux d'actualisation utilisé(s)
Canada	5 %
Danemark	5 %
Etats-Unis	5 %
Pays-Bas	5 %
France	8 %
Hongrie	8 %
Portugal	8 %
Turquie	8 %
Corée du Sud	8,5 %
Belgique	8,6 %
Brésil	10 %
Chine	10 %
Inde	10 %
Italie	12
Espagne	5-10
Japon	5-10

## 2. .... Pour un taux d'actualisation intergénérationnel faible mais non nul

Le taux d'actualisation intergénérationnel est souvent présenté comme devant être compris entre 3 et 6 %. En réalité, de tels niveaux conduisent à diminuer l'importance relative des dépenses à long terme.

C'est la méthode d'actualisation, telle qu'elle a été exposée précédemment, qui produit un tel résultat.

- *L'effacement des dépenses à très long terme avec un taux d'actualisation élevé*

La valeur actuelle de 100 francs dépensés dans 100 ans est de 36,97 francs avec un taux d'actualisation de 1 %. La valeur actuelle de ces mêmes 100 francs dépensés dans 100 ans n'est plus que de 0,76 franc avec un taux d'actualisation de 5 %. Elle diminue à 0,01 franc avec un taux d'actualisation de 10 %.

Le graphique ci-après illustre ce phénomène. Le tableau suivant donne les valeurs correspondantes.

---

<sup>142</sup> Prévisions des coûts de production de l'électricité, AEN/AIE-OCDE, Paris, décembre 1998.

Figure : Valeur actuelle d'une dépense de 100 francs faites à différentes échéances selon différents taux d'actualisation

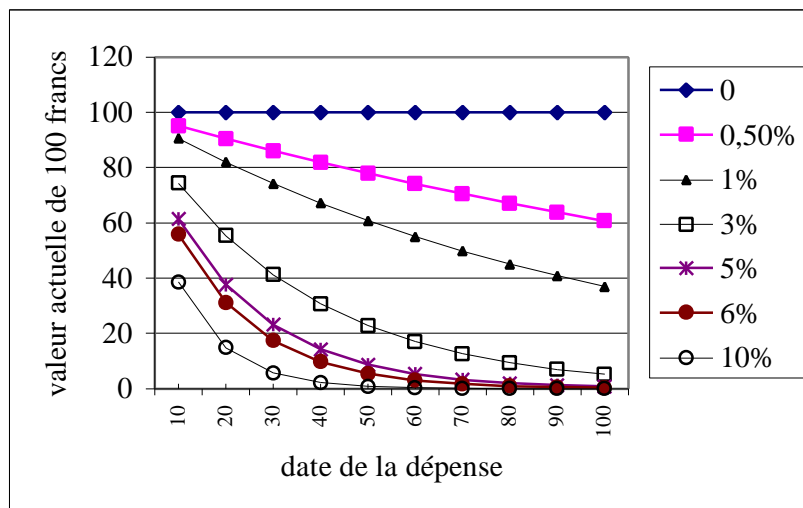


Tableau : Valeurs actuelles de dépenses à très long terme pour plusieurs taux d'actualisation

		valeur actuelle					
		taux d'actualisation					
année	dépense de l'année	0,5 %	1 %	3 %	5 %	6 %	10 %
10	100	95,13	90,53	74,41	61,39	55,84	38,55
20	100	90,51	81,95	55,37	37,69	31,18	14,86
30	100	86,10	74,19	41,20	23,14	17,41	5,73
40	100	81,91	67,17	30,66	14,20	9,72	2,21
50	100	77,93	60,80	22,81	8,72	5,43	0,85
60	100	74,14	55,04	16,97	5,35	3,03	0,33
70	100	70,53	49,83	12,63	3,29	1,69	0,13
80	100	67,10	45,11	9,40	2,02	0,95	0,05
90	100	63,83	40,84	6,99	1,24	0,53	0,02
100	100	60,73	36,97	5,20	0,76	0,29	0,01

C'est pourquoi nombreux sont ceux qui considèrent que pour le très long terme, il est nécessaire de ne pas recourir à la méthode de l'actualisation.<sup>143</sup>

C'est en particulier le cas de la DIGEC, qui n'actualise pas les coûts des laboratoires souterrains et ceux du stockage souterrain. Cette approche contestable pour les laboratoires souterrains, compte tenu du fait que l'intervalle de temps va de 1994 à 2006, peut en revanche se justifier pour un projet de stockage en couche géologique profonde dont la durée de vie est par construction de plusieurs centaines d'années.

Pour autant, l'abandon de toute notion d'actualisation pour le très long terme semble critiquable. Il signifie l'abandon de toute valeur donnée au temps, alors

<sup>143</sup> ou donc de prendre un taux d'actualisation égal à 0%.

que pour la durée de vie des centrales électriques, les comparaisons font précisément intervenir les différences de calendrier de dépenses.

Par souci de cohérence, il paraît préférable de rechercher une valeur correcte du taux d'actualisation pour les dépenses à très long terme, plutôt que de renoncer à la méthode d'actualisation pour un horizon de temps mais pas pour un autre.

- ***La nécessité de considérer l'évolution des coûts***

Contrairement à la pratique habituelle, il est indispensable d'examiner avec précision le scénario d'évolution des dépenses avant de procéder à l'actualisation de celles-ci. Autrement dit, avant d'actualiser un coût, il est nécessaire d'évaluer son montant<sup>144</sup>.

Ainsi que l'indique A. RABL, si l'on fait l'hypothèse conservatoire d'un taux de croissance  $r_c$  constant du coût, un coût payé à l'année  $n$  est calculé en appliquant un facteur  $(1 + r_c)^n$  au montant initial  $C_0$  du coût.

Pour avoir la valeur actuelle de ce coût, on divise ensuite le résultat par  $(1 + r_{act})^n$ .

A. Rabl démontre qu'au final, la valeur actuelle peut être approximée par l'expression suivante:

$$\text{Valeur actuelle de } C_n \cong C_0 / [1 + (r_{act} - r_c)]^n \quad (B)$$

C'est donc finalement le taux  $netr_{eff}$  qui importe, avec ;

$$r_{eff} = r_{act} - r_c \quad (C)$$

Au total, ce qui importe en réalité dans toute évaluation à très long terme, c'est le taux d'actualisation net, c'est-à-dire la différence entre le taux d'actualisation et le taux de croissance du coût. Or il est ordinairement donné peu d'attention à la valeur du taux de croissance du coût.

Dans de nombreux domaines de l'évaluation des coûts environnementaux intergénérationnels, en particulier pour les impacts sur la santé et le changement climatique, il est possible d'établir une valeur plausible pour le taux

---

<sup>144</sup> A. RABL, *Ecological Economics*, 17 (1996), 137-145, Elsevier.



d'actualisation ( $r_{act}$ ). Ce taux d'actualisation doit être de l'ordre du taux de croissance à long terme de l'économie, c'est-à-dire de 2 à 3 %.

Quant à l'évolution des coûts, elle ne peut être considéré comme négligeable. A cet égard, il faut distinguer les différentes composantes.

Le cas particulier, au demeurant fondamental, des dépenses de santé peut être examiné en distinguant deux catégories d'évolutions.

On distingue l'accès aux soins et les dépenses de soins proprement dites, selon

$$r_c = r_{rd} + r_{th} \quad (D)$$

avec :

$r_c$ : taux de croissance du coût des dépenses de santé
$r_{rd}$ : taux de croissance de l'accès aux soins
$r_{th}$ : taux de croissance des dépenses thérapeutiques

Le premier paramètre  $r_{rd}$  est lié à l'accès aux soins d'un nombre croissant des personnes, au fur et à mesure du développement économique, ce qui augmente les dépenses. Une bonne façon d'évaluer cet impact sur l'évolution des coûts est de considérer qu'il est de l'ordre de grandeur du consentement à payer, lui-même peu différent de l'évolution du PIB/habitant.

Le deuxième paramètre  $r_{th}$  est celui des progrès thérapeutiques qui font diminuer les dépenses. Comment évaluer la valeur actuelle des dépenses de traitement des maladies par exemple dans 100 ans?

Il est vraisemblable, compte tenu du progrès technique, que ces dépenses auront diminué, alors que leur efficacité aura augmenté.

A. Rabl prend l'exemple du traitement du cancer<sup>145</sup>. Il y a un siècle, aucun cancer ne pouvait être guéri. En 1999, environ la moitié des cancers peuvent être guéri. Ceci correspond à un taux de croissance négatif de 0,7 %. D'autres observations montrent qu'un taux de croissance négatif des dépenses thérapeutiques de l'ordre de 0,5 % est cohérent avec les données économiques concernant le progrès médical.

La valeur du taux d'actualisation résultant des considérations précédentes apparaît comme la suivante :

---

<sup>145</sup> A. Rabl, audition du 10 décembre 1998.

$$\begin{aligned}r_{\text{eff}} &= r_{\text{act}} - r_c = r_{\text{act}} - (r_{\text{rd}} + r_{\text{th}}) \\ &= r_{\text{act}} - r_{\text{rd}} - r_{\text{th}}\end{aligned}$$

Or à très long terme, on peut considérer que le taux de croissance de l'économie auquel est égal  $r_{\text{act}}$ , est peu différent de  $r_{\text{rd}}$ , taux de croissance du revenu disponible par habitant. Il reste donc que:

$$\begin{aligned}r_{\text{eff}} &= - r_{\text{th}} \\ r_{\text{th}} &= - 0,007\end{aligned}$$

avec  $r_{\text{th}}$  négatif, de l'ordre de  $-0,7 \%$ .

Donc,

$$r_{\text{eff}} = + 0,007 = 0,7 \% \quad (\text{E})$$

Par précaution, A. Rabl propose une valeur de l'ordre de  $0,5 \%$  pour le taux d'actualisation intergénérationnel.

Cette valeur paraît être une proposition intéressante qui pourrait être utilisée, en parallèle avec d'autres méthodes, dans les calculs du coût de production du kWh prenant en compte les dépenses à très long terme.

### **3. Le raccordement du taux d'actualisation à 40 ans au taux intergénérationnel**

Si l'on adopte le taux d'actualisation de  $5 \%$  pour la durée de vie des équipements, c'est-à-dire 40 ans, et un taux intergénérationnel de  $0,5 \%$  pour le très long terme, comment passer de l'un à l'autre?

La première méthode consisterait à faire décroître linéairement au-delà des 40 ans et sur 10 ans par exemple, le taux d'actualisation pour le faire passer de  $5 \%$  à  $0,5 \%$  sur cette période. Une telle méthode présenterait l'inconvénient de réduire l'importance relative des dépenses de la période de 10 ans.

Une autre solution serait d'accepter un seuil avec une réduction brutale de  $5$  à  $0,5 \%$  à la 41<sup>ème</sup> année. Cette approche peut être choisie par précaution.

**B. Les biais méthodologiques résultant des inégalités de contrainte réglementaire pesant sur les différentes filières, en particulier sur l'aval du cycle**

Les différences de traitement statistique pour les différentes filières de production de l'électricité sont fréquentes dans les études citées ci-dessus. En raison de difficultés de méthode ou de divergences de réglementation, les bases d'imputation des coûts de production sur le coût final du kWh peuvent varier d'une filière à l'autre.

Ceci constitue une limitation importante aux évaluations. La plus importante des limites provient de l'intégration des coûts de l'aval du cycle au kWh nucléaire, alors que ce n'est pas le cas pour les autres filières.

Ainsi les coûts de traitement des déchets radioactifs, depuis le retraitement des combustibles jusqu'au stockage pourtant virtuel à la date de réalisation des études, sont intégrés au coût du kWh nucléaire.

Au contraire, les coûts des rejets de polluants atmosphériques « classiques » comme le SO<sub>2</sub> ou les NO<sub>x</sub> ne sont pas imputés au coût du kWh produit dans les centrales thermiques fonctionnant au charbon ou au gaz.

Les émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas non plus prises en compte pour le charbon et le gaz.

Or la convention de Kyoto a vu les pays industrialisés prendre des engagements de réduction de leurs émissions de CO<sub>2</sub>, en raison des risques que fait peser sur l'évolution du climat l'augmentation de la concentration de l'atmosphère en gaz à effet de serre.

On sait que les engagements de Kyoto ne pourront être tenus que si des taxes sur les rejets de CO<sub>2</sub> ou des permis d'émission sont imposés en particulier aux producteurs d'électricité. Ces taxes ou les permis auront un effet direct d'augmentation du coût de production du kWh produit avec des combustibles fossiles.

La distorsion de méthode entre les différentes filières est donc incontestable. Le cas de l'étude Digec est analysé en détail dans la suite.

- ***Les biais méthodologiques de l'étude Digec 1997***

Le tableau ci-après répertorie, dans le cas de l'étude Digec 1997, les différences de méthode pour les filières nucléaire, charbon et gaz.

Tableau : Ecart des méthodes statistiques utilisées par l'étude Digec 1997 pour le calcul du kWh produit avec les trois principaux types de centrales

<b>catégorie</b>	<b>nucléaire</b>	<b>charbon</b>	<b>gaz</b>
<b>dépenses de recherche et développement</b>	<i>intégrées</i> dans le coût du kWh nucléaire	<i>non intégrées</i> dans le coût du kWh charbon	<i>non intégrées</i> dans le coût du kWh gaz
<b>coûts de l'aval du cycle</b>	coûts de : - retraitement du combustible utilisé - recherche et développement sur les laboratoires souterrains - construction et exploitation d'un centre de stockage profond  <i>pris en compte</i>	coûts externes des : - rejets de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> et CO <sub>2</sub> - cendres de charbon  <i>non pris en compte</i>	coûts externes des rejets de NO <sub>x</sub> et de CO <sub>2</sub> :  <i>non pris en compte</i>
<b>démantèlement</b>	- coûts de démantèlement des installations du cycle non pris en compte car comprises dans le coût du combustible - coûts de démantèlement des centrales nucléaires  <i>pris en compte</i>	coût de démantèlement des centrales :  <i>non pris en compte</i>	coût de démantèlement des centrales :  <i>non pris en compte</i>
<b>externalités positives</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• impact sur la balance commercial non pris en compte</li> <li>• impact sur l'emploi non pris en compte</li> <li>• impact sur la croissance économique et la compétitivité globale non pris en compte</li> </ul>		

### C. La myopie des méthodes de choix d'investissement

Deux limitations générales existent concernant les méthodes de choix d'investissement : leur difficulté à intégrer les risques et leur incapacité à prendre en compte l'aspect immatériel de l'investissement. C'est pourquoi on peut recourir à la notion d'opportunité d'investissement.

- ***L'opportunité d'investir ou les paramètres immatériels des choix***

La notion d'opportunité d'investissement englobe les paramètres classiques des choix d'investissement, à savoir les coûts et bénéfices attendus de la construction d'un équipement. Mais elle y ajoute les notions de risque et de coûts et bénéfices immatériels.

Les incertitudes relatives à la durée de vie économique, au coût d'investissement, à la disponibilité, au coût du combustible, n'épuisent pas le champ des risques et des gains caractérisant un investissement à prendre en compte.

*a) les risques à prendre en compte*

Parmi les risques à prendre en compte, figurent:

- le risque d'évolution de la réglementation
- les risques liés au fonctionnement de l'économie: évolution des prix à la consommation, modification de la structure du financement de l'économie
- les risques de changement de politique économique ou énergétique

*b) les coûts et bénéfices immatériels*

L'investissement immatériel est mal retracé par la comptabilité privée ou la comptabilité nationale.

Pour autant, le choix d'un investissement ne peut ignorer les composantes immatérielles d'un choix d'investissement, comme par exemple

- la dynamique de l'innovation technologique dans les disciplines de la recherche et développement connexes
- l'adéquation du projet à la culture d'entreprise et l'image du projet parmi les salariés
- l'image du projet sur le marché visé et sur la population touchée par l'investissement

- *L'intégration du contexte économique d'ensemble*

Il est à cet égard indispensable de remarquer que la modification des contextes économiques d'ensemble conduit à bouleverser totalement la perception de l'importance relative que l'on peut avoir des divers critères de choix.

Les différences de situation économique sont éclatantes entre les choix faits au début des années 1970 et les choix tels qu'on peut les envisager en 1999. Le tableau ci-après en fait le recensement.

Tableau : Modifications du contexte économique d'ensemble entre 1970 et 1999

<i>paramètres économiques généraux</i>	<i>choix de 1970</i>	<i>choix de 1999</i>
importance du long terme par rapport au court terme	forte	faible
hausse des prix	forte	faible
taux d'intérêt nominal	fort	faible
taux d'intérêt réel	faible	fort
coût du capital	faible	fort
niveau des prix du combustible	fort	faible
incertitude sur les prix des combustibles fossiles	forte	faible
nombre d'énergies de substitution	faible	fort
parité de la devise nationale par rapport à la monnaie de facturation des achats de combustible	faible	forte

En conséquence, l'analyse poussée de la structure du coût du kWh revêt une importance décisive.

Il est naturel, dans ces conditions, qu'en 1999, les investissements dont le temps de retour est faible, comme le cycle combiné à gaz, présentent des avantages décisifs, alors que leurs inconvénients sont fortement minorés par la réalité économique et par la perception que les acteurs en ont.

\*

Les limites des méthodes actuelles étant posées, il est nécessaire d'examiner les bases de calculs utilisées pour les différentes filières, afin de déterminer si tous les coûts sont correctement pris en compte et d'évaluer, autant que faire se peut, leur dynamique.

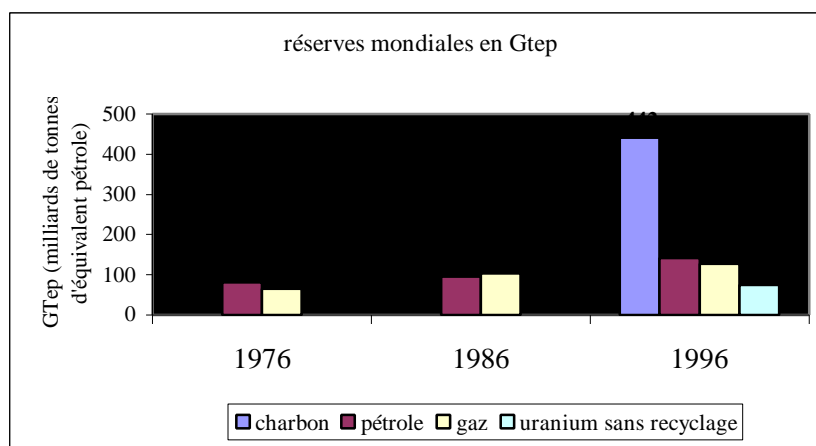
### **III. LES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE : REEXAMEN DES COÛTS ET PERSPECTIVES**

L'avenir des différentes filières de production de l'électricité ne saurait être indépendant des réserves mondiales en énergie. Celles-ci évoluent à la hausse mais leurs limites doivent toutefois être considérées avec attention.

Le progrès technique et l'évolution des prix sur les marchés mondiaux entraînent une augmentation quasiment régulière des réserves mondiales. D'une part, de nouveaux gisements sont découverts grâce à de nouvelles techniques d'exploration. D'autre part des gisements difficiles à exploiter peuvent devenir accessibles grâce à des percées technologiques. Enfin, les conditions techniques peuvent baisser les seuils de rentabilité en diminuant les prix de revient. Ou bien les prix du marché en évoluant à la hausse peuvent conférer une rentabilité à des gisements auparavant trop chers à exploiter.

C'est pourquoi les données concernant les réserves doivent être considérées comme ayant une valeur momentanée et non pas définitives. Les ordres de grandeur sont toutefois à prendre en compte, ainsi que cela est fait dans la figure suivante.

Tableau : Réserves de combustibles fossiles – évolution des estimations depuis 1976<sup>146</sup>



Les réserves mondiales de charbon sont évaluées à 442 milliards de tonnes. Cette estimation varie peu depuis quelques années et ne devrait pas être sensiblement modifiée à l'avenir.

L'appréciation que l'on a des réserves mondiales de pétrole et de gaz naturel est quant à elle en hausse constante. Le cas du pétrole est frappant. Entre 1976 et

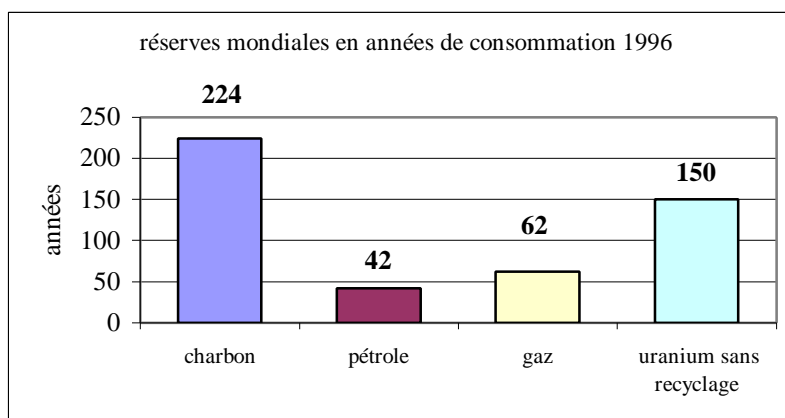
<sup>146</sup> Source : BP.

1996, pour chaque tonne de pétrole consommée, on a découvert 2 tonnes de pétrole, avec un renforcement des anticipations pour le Moyen Orient. Des réserves supplémentaires de gaz ont également été découvertes sur la même période au Moyen Orient et en Russie.

Les réserves actuelles d'uranium sont estimées à 75 milliards de tonnes équivalent pétrole, dans l'hypothèse de l'utilisation des seuls réacteurs à eau légère. Dans le cas du recours à la filière des réacteurs à neutrons rapides, qui permettent de valoriser la totalité du contenu énergétique de l'uranium, ces mêmes réserves sont multipliées par 50.

Les ordres de grandeur du nombre d'années de consommation, toutes choses égales par ailleurs, sont de plus de deux cents ans pour le charbon, d'un siècle et demi pour l'uranium et d'un demi-siècle pour les hydrocarbures.

Tableau : Estimations de 1996 pour les réserves mondiales, en années de consommation 1996<sup>147, 148</sup>



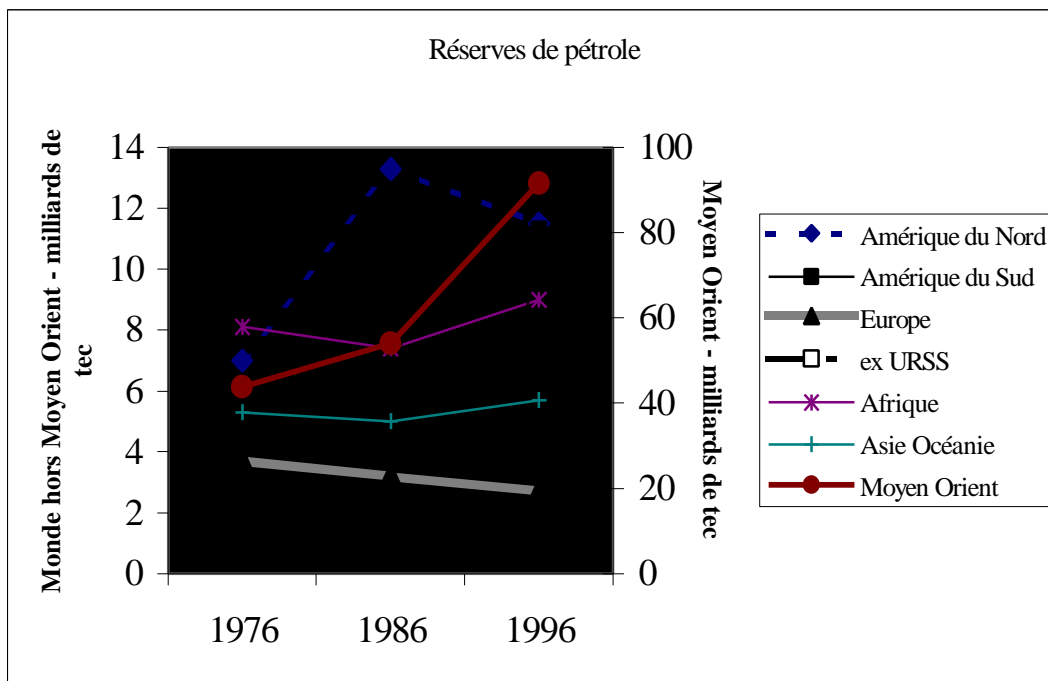
Dans cette prospective sur les ressources énergétiques à long terme, l'Union européenne n'apparaît pas bien placée. Le rythme de découverte des réserves d'hydrocarbures en Europe est en effet plus lent que celui de la consommation.

<sup>147</sup> Source : AIE-OCDE

<sup>148</sup> Source : CEA, SEE-DSE, janvier 1999



Figure : Evolution des estimations de réserves de pétrole entre 1976 et 1996

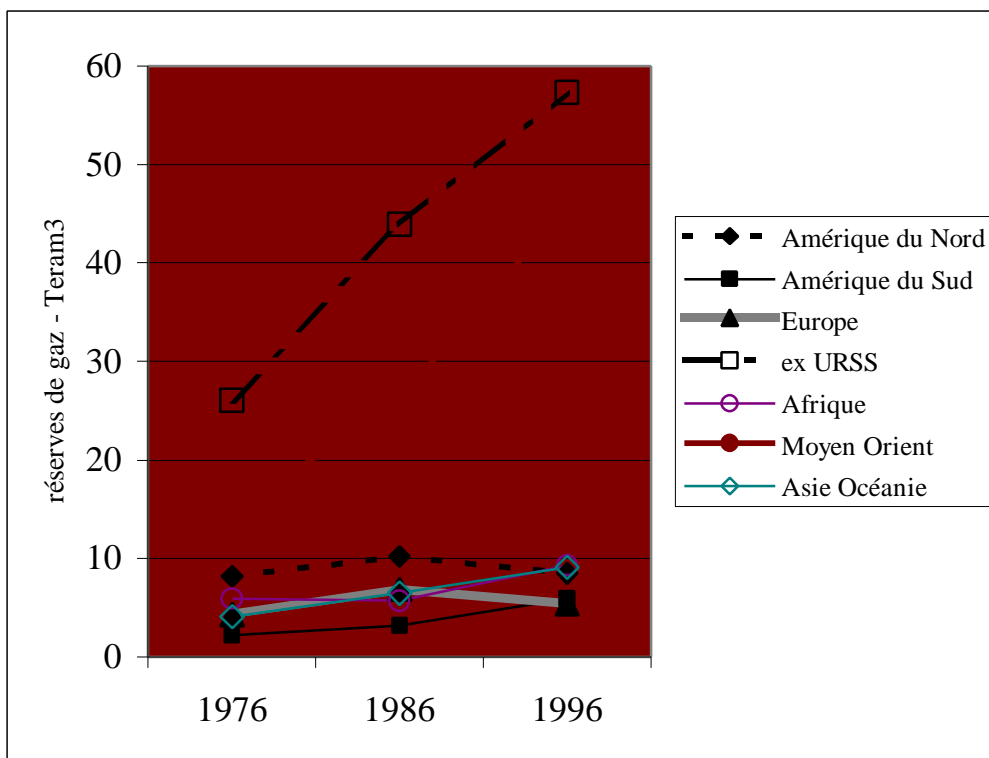


La position du Moyen Orient était en 1976 prédominante pour les réserves pétrolières, avec 54 % des réserves mondiales. Cette position s'est renforcée, puisque la part du Moyen Orient est passée à 65 % en 1996.

Les découvertes les plus importantes de la période 1976-1996 ont en effet été faites en Amérique latine (Mexique, Venezuela) et au Moyen Orient (Irak, Arabie Saoudite, Emirats Arabes Unis).

S'agissant du gaz, les découvertes majeures de gisements de gaz ont eu lieu durant la période considérée en Russie et au Moyen Orient (Iran, Qatar) et non pas en Europe.

Tableau : Evolution des réserves de gaz entre 1976 et 1996



Deux zones géographiques concentrent les réserves de gaz les plus importantes, la Russie et le Moyen Orient.

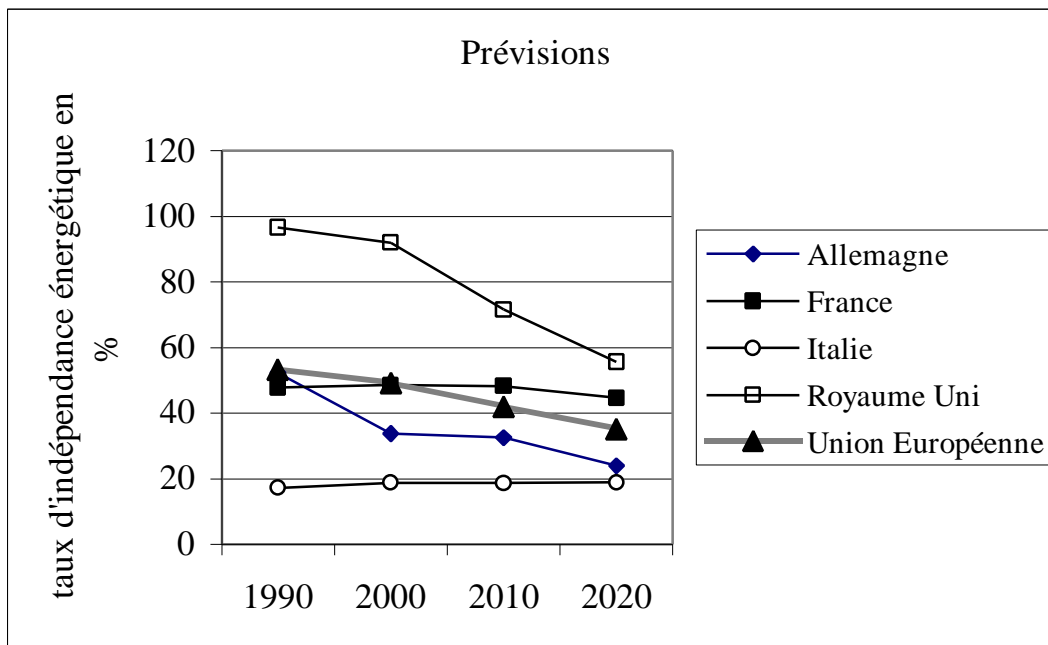
L'épuisement au début du siècle prochain des gisements de gaz de la mer du Nord contraindra l'Europe à se tourner vers des approvisionnements extérieurs.

Or les principaux gisements extérieurs se trouvent dans des zones sujettes à des aléas politiques majeurs.

De fait, les prévisions sur l'évolution du taux d'indépendance énergétique sur les vingt années à venir ne sont pas encourageantes.

Le Royaume Uni devrait voir, toutes choses égales par ailleurs, son indépendance énergétique passer de 96,6 % en 1990 à 55,6 % en 2020, en raison de l'épuisement progressif des gisements de Mer du Nord.

Figure : Evolution et prévision de l'indépendance énergétique de l'Union européenne<sup>149, 150, 151, 152</sup>



L'Allemagne connaîtra une baisse d'activité programmée de ses mines de charbon et divisera par deux son taux d'indépendance – 52,3 % en 1990 et 23,9 % en 2020.

Au total, le taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne évoluera de 53,4 % en 1990 à 35,1 % en 2020.

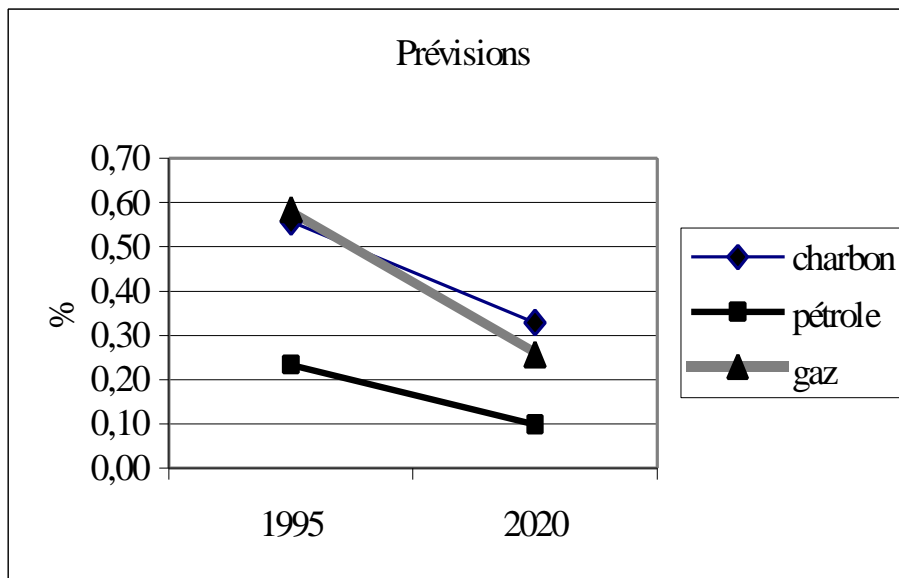
<sup>149</sup> Le taux d'indépendance énergétique est le rapport de la production à la consommation d'énergie

<sup>150</sup> Selon le scénario «sagesse conventionnelle» de la DG XVII, Commission européenne, 1996.

<sup>151</sup> Allemagne: pour 1990, y compris l'ex-RDA

<sup>152</sup> 1990 : année de référence

Figure : Préviation de l'évolution du taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne entre 1995 et 2020, pour les différents combustibles fossiles<sup>153</sup>, <sup>154</sup>



En réalité, l'Union européenne ajoutera, dans les prochaines années, une dépendance gazière à une dépendance pétrolière, tandis que le charbon, lui-même, verra sa production décroître, ainsi que l'illustre la figure ci-dessus.

C'est dans ce contexte européen d'appauvrissement en ressources fossiles propres et de diminution de l'indépendance énergétique que se pose la question du choix des filières de production de l'électricité.

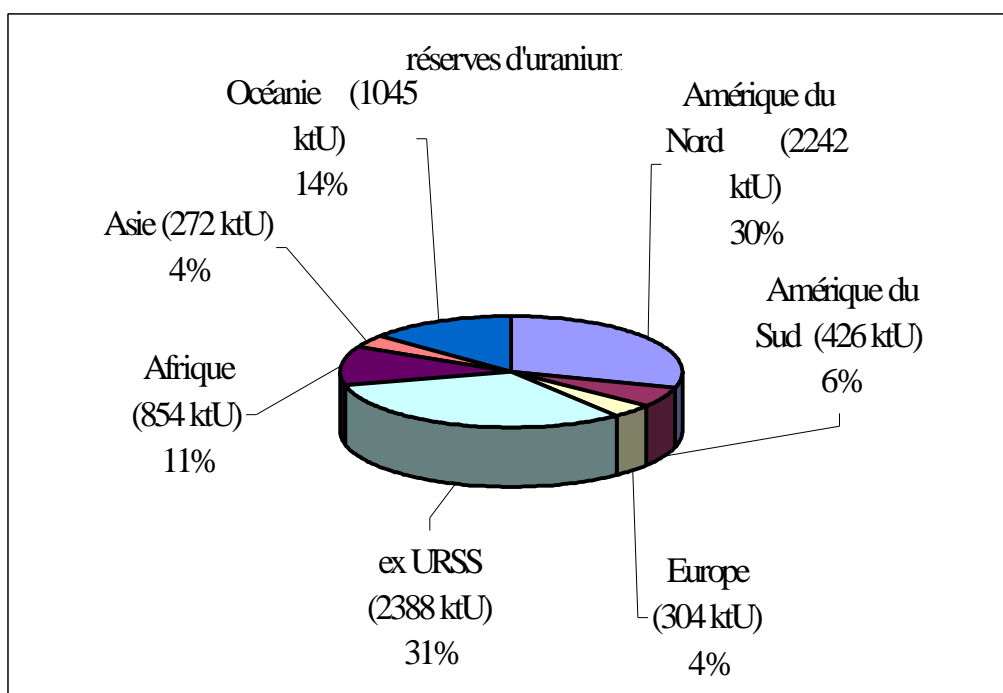
<sup>153</sup> taux d'indépendance énergétiques: rapport production / consommation

<sup>154</sup> Source : CEA-DSE, d'après « L'Europe de l'énergie en 2020 », Commission européenne, DG XVII.

**A. Le nucléaire : des coûts correctement évalués et des perspectives encourageantes en Asie**

L'un des atouts du nucléaire est l'abondance des réserves d'uranium et leur bonne répartition géographique, ainsi que la figure suivante l'illustre.

Figure : Répartition mondiale des réserves d'uranium en kt d'uranium estimées en 1996<sup>155, 156</sup>

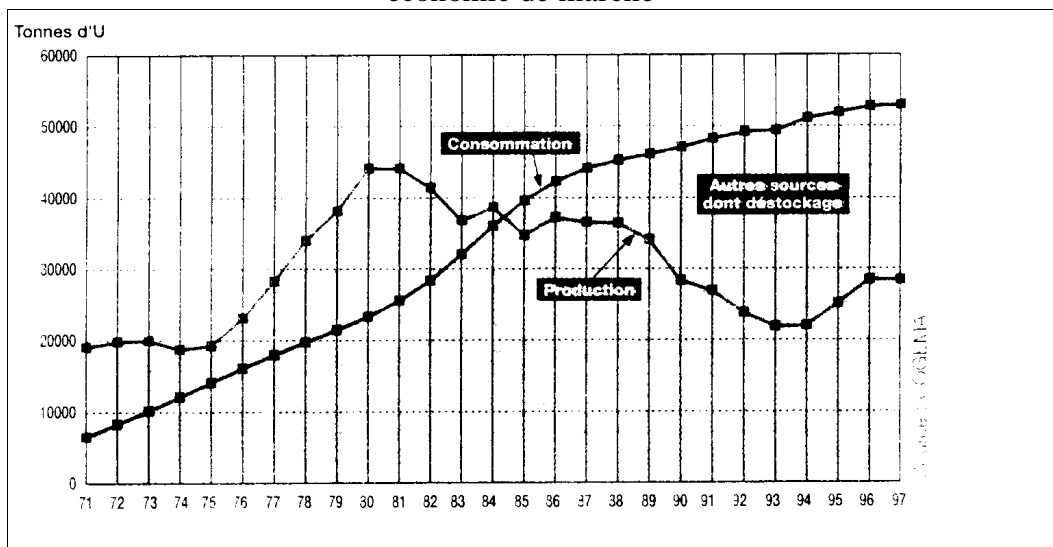


L'évolution des prix est également satisfaisante, grâce à l'existence d'importants stocks.

<sup>155</sup> Réserves entendues comme la somme des ressources raisonnablement assurées et connues (RRA), des ressources supplémentaires estimées et connues et des ressources supplémentaires non découvertes (estimation ou spéculation)

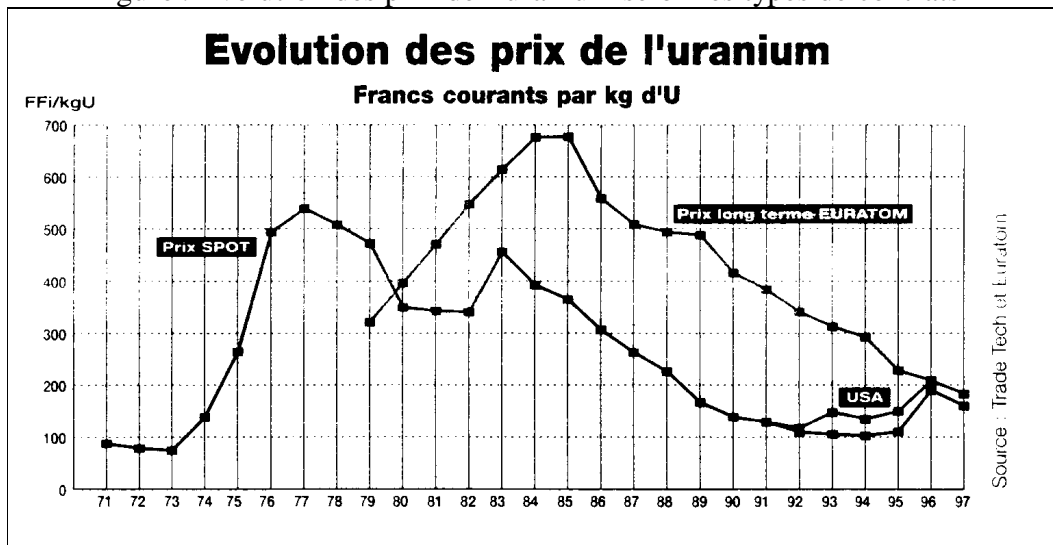
<sup>156</sup> Source : AEN-OCDE, cité dans Le contexte énergétique, CEA-SEE/DSE, janvier 1999.

Figure : Production et consommation d'uranium naturel dans le monde à économie de marché<sup>157</sup>



Il en résulte une évolution favorable des prix, qui semblent durablement bas.

Figure : Evolution des prix de l'uranium selon les types de contrats<sup>158</sup>



Les études conduites sur les coûts de production du kWh nucléaire concluent à sa compétitivité. On examine en détail ci-après les différents postes de coût, afin de déterminer si les bases actuelles sont exhaustives et si au total la compétitivité du nucléaire est fondée.

<sup>157</sup> Source : Cogema dans l'industrie mondiale du cycle du combustible, Cogema, Direction de la Communication, Paris, 1998.

<sup>158</sup> Source : Cogema dans l'industrie mondiale du cycle du combustible, Cogema, Direction de la Communication, Paris, 1998.

### 1. Les dépenses de R & D prises en compte

L'étude Digec impute les charges de recherche et développement au coût du kWh nucléaire. La question qui se pose est donc de savoir si le coût de la R & D actuelle correspond aux dépenses nécessaires au renouvellement du parc.

La recherche sur le nucléaire civil, dans le but du renouvellement du parc, est effectuée en interne par EDF et en externe par le CEA, sur la base de contrats financés par EDF.

- ***La recherche et développement à EDF, correctement prise en compte***

La recherche et le développement sur la filière REP prise en charge par EDF se retrouve dans les coûts de production du kWh de deux façons. La première imputation dans l'exercice Digec « *coûts de référence* » de la production d'électricité correspond, à hauteur de 0,36 cF/kWh, aux recherches effectuées en interne ou dans le cadre de contrats passés avec le CEA.

La deuxième imputation est indirecte d'une part à travers la redevance de sûreté nucléaire, elle-même imputée sur les charges d'exploitation, qui finance certains travaux de l'IPSN sur la sûreté et d'autre part à travers la R & D des fournisseurs que sont Framatome et Cogema. Les charges d'exploitation sont bien entendu prises en compte dans les coûts Digec.

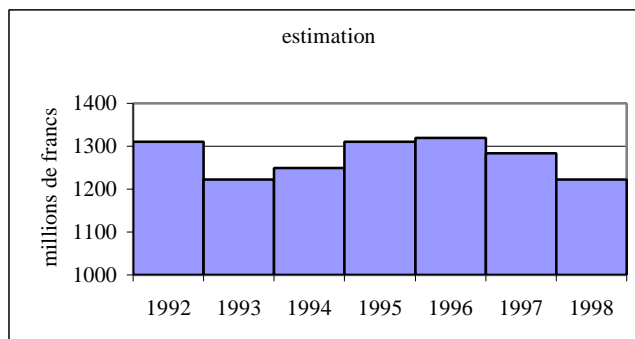
Tableau : Comptabilisation des dépenses de R & D d'EDF

<b>Dépenses de R &amp; D sur les REP</b>	interne (DER)	800 millions de F
	externe (accord tripartite EDF / CEA / Framatome)	345 millions de F
	autre	120 millions de F
	<b>total</b>	<b>1265 millions de F</b>
	rapporté à 350 TWh	0,36 cF / kWh
<i>incluses au titre de la R &amp; D dans les coûts de référence Digec 1997</i>		
<b>Dépenses de R &amp; D incluses dans charges d'exploitation</b>	R & D facturée en interne	nd <sup>159</sup>
	redevance sûreté nucléaire incluses dans charges d'exploitation	350 millions de F 0,1 cF / kWh
	R & D Cogema et Framatome incluses dans prix de vente de leurs prestations (intégrées dans investissement, exploitation et combustible)	0,2 cF / kWh
<i>incluses au titre des charges d'exploitation dans les coûts de référence Digec 1997</i>		

La figure suivante montre que ces dépenses directes de R & D sont relativement stables, entre 1,2 et 1,3 milliard de francs par an.

<sup>159</sup> nd : non disponible

Figure : Estimation des dépenses de R & D d'EDF pour les réacteurs REP



L'imputation de 0,36 cF/kWh au coût du kWh semble en tout état cause bien refléter la réalité.

- *Les subventions de l'Etat à la R & D nucléaire*

Toutefois, les dépenses de recherche financée par l'Etat que l'on peut évaluer à environ six cent millions de francs par an, ne sont pas pour le moment imputées et devraient l'être.

Les sommes allouées par le CEA à la recherche sur le nucléaire civil ne recourent pas en effet totalement le montant des versements d'EDF. Une partie de la recherche dans le domaine nucléaire est financée par l'Etat.

Tableau : Budget du CEA - Ressources 1998<sup>160</sup>

	millions de francs	
Total	<b>18 271</b>	
Ressources propres	<b>4 492,9</b>	
<i>dont</i>		
<i>coopération avec partenaires nucléaires</i>		1422,6
<i>autres</i>		3 070,3
Subvention du ministère de la Défense	<b>7294,7</b>	
Subventions civiles	<b>6 483,0</b>	
<i>dont</i>		
<i>ministère de la recherche</i>		3 241,5
<i>ministère de l'industrie</i>		3 242,5
<i>compte d'affectation spéciale</i>		0
<i>ministère de la défense (BCRD)</i>		0
<b>total</b>	<b>18 271</b>	

<sup>160</sup> CEA, Dcom, l'atome de la recherche à l'industrie, 1997.



Tableau : Budget du CEA – Emplois 1998

	millions de francs	
Défense	<b>7 376</b>	
R & D civile	<b>10 895</b>	
<i>dont</i>		
<i>réacteurs nucléaires</i>		2 015
<i>cycle du combustible</i>		1 705
<i>assainissement</i>		910
<i>sûreté nucléaire</i>		1 250
<i>connaissance de la matière</i>		1 250
<i>environnement, biologie et santé</i>		952
<i>développement technologique</i>		1 287
<i>charges non réparties</i>		1 094
<i>divers</i>		432
total	<b>18 271</b>	

- *les coûts de la loi du 30 décembre 1991*

Il semble que le total des dépenses de recherche et développement correspondant à la loi du 30 décembre 1991 s'élève à environ 1,2 milliard de francs en 1998. Rapporté à l'électricité produite, ces dépenses de recherche ont une incidence de 0,3 cF / kWh.

Tableau : Estimation des dépenses relatives à la loi du 30 décembre 1991 sur la gestion des déchets radioactifs de haute activité

Budget prévisionnel 1998	axe 1	axe 2	axe 3
CEA	359	113	298
EDF	10		12,5
Cogema	6,5		5
Andra	0	320	0
Autres (CNRS)	43		
total	418,5	433	315,5
total général	1 167		

Tableau : Dépenses de l'Andra relatives à l'axe 2 de la loi de 1991

	1997	1998 <sup>161</sup>
Projets HAVL, études de concept de stockage et expérimentation <sup>162</sup>	225	199
Projet MOLS conception, réalisation et exploitation des laboratoires	94	71
Communication <sup>163</sup>	23	18
Développement économique (art. 12 loi de 1991)	32	31
Conseil scientifique et CNE	3	2
Financement CCE	-2	-1
total	375	320

A cet égard, il faut remarquer que les coûts des laboratoires souterrains ont été surestimés dans l'étude Digec 1997 « *coûts de référence* » de la production électrique.

En effet, c'est un coût total d'étude et de construction de 11 milliards de francs qui est prévu pour trois laboratoires. Les décisions prises par le Gouvernement en décembre 1998 laissent penser que deux laboratoires profonds et un laboratoire de sub-surface seront construits. La diminution de coûts par rapport aux prévisions initiales devrait donc être sensible.

On peut donc estimer en première approximation que le coût des recherches de la loi de 1991 est compensé par la réduction du coût des laboratoires.

## **2. .... Les dépenses d'infrastructure**

On entend par dépenses d'infrastructure les dépenses de fonctionnement et d'investissement de l'appareil administratif de contrôle de la sûreté des installations nucléaires et de la radioprotection.

---

<sup>161</sup> Chiffres provisoires.

<sup>162</sup> y compris la qualification de sites

<sup>163</sup> y compris la réalisation du bâtiment d'accueil du public.

Tableau : Coût de l'appareil administratif de contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection

	Subventions de l'Etat 1997	Budget réalisé 1997	remarques
OPRI	42,9	79,2	
DSIN	(550,6)	216,8	La DSIN est financée par les redevances des exploitants via un fonds de concours
IPSN	892,2	1 501,1	Une subvention de 333,8 millions de francs de la DSIN est comprise dans le budget réalisé de l'IPSN
total	935,1	1 796,2	

Deux remarques sont nécessaires. La première est que les travaux de l'OPRI et de l'IPSN ne concernent pas tous l'électronucléaire. La deuxième est que les travaux réalisés par des établissements publics comme l'Ademe, l'IFP, l'Ineris ou par les pouvoirs publics comme la DGS ou la DRT ne sont pas imputés au coût du kWh des autres filières que le nucléaire.

Il semble que la subvention de l'Etat pour l'ensemble de l'appareil de contrôle représente un coût spécifique de fonctionnement du nucléaire. Ce coût ne serait pas imputé au nucléaire dans l'étude Digeo. Le montant correspondant, soit environ 1 milliard de francs par an, représente 0,2 cF / kWh, une fois rapporté à l'électricité produite annuellement.

### 3. Les coûts du retraitement

Le coût du retraitement est une question sensible pour les industriels et controversée dans le public. Les informations sont peu nombreuses. La structure du marché l'explique. Il existe en effet peu d'acteurs sur ce marché et une concurrence qui ne prédispose pas à la transparence.

La tableau suivant indique quelles sont les capacités de retraitement de combustibles nucléaires usés.

Tableau : Capacités industrielles de retraitement dans le monde<sup>164</sup>

pays	entreprise	site	capacité nominale	quantités retraitées cumulées de combustibles à eau légère fin 1997
France	Cogema	La Hague	1600 t/an	11 903 t
Royaume Uni	BNFL	Sellafield	900 t/an	1100 t (total AGR + LWR)
Japon	JNFL	Rakkasho-Mura	800 t/an	mise en service en 2003

• *L'équivalence des coûts du stockage direct et du retraitement*

La principale source d'information concernant la comparaison du retraitement et du stockage direct est constituée par l'étude OCDE d'avril 1994<sup>165</sup>.

La problématique de cette étude est la suivante. La première option est celle qui consiste à considérer le combustible comme un déchet et donc à l'entreposer en attente d'un conditionnement et d'un stockage définitif. La deuxième option est de faire retraiter le combustible pour valoriser l'uranium et le plutonium contenus dans le combustible. L'ensemble des conséquences sur le cycle du combustible sont comparées. En particulier, le recyclage économise de l'uranium naturel et du travail d'enrichissement.

L'écart de coût total entre les deux options, rapporté au kWh nucléaire, est faible. Il est de l'ordre de 10 % au plus lorsqu'un taux d'actualisation de 5 % est appliqué.

Le tableau suivant indique quels sont les différents modes de gestion des combustibles usés, les volumes en cause et les coûts du retraitement de source OCDE/

<sup>164</sup> Source : Cogema dans l'industrie mondiale du cycle du combustible nucléaire, mars 1998.

<sup>165</sup> Comparaison économique du retraitement et du stockage direct, AEN/OCDE, Paris, 1994.

Tableau : Différents modes de gestion des combustibles usés pour un réacteur de 1000 MWe

	stockage direct (type suédois)	retraitement type UP2 (1970)	retraitement type UP3 (1980)	retraitement type UP3 (1995)
volume des résidus ultimes	40 m3/an	100 m3/an	60 m3/an	20 m3/an
quantité de plutonium dans les résidus	200 kg/an	4 kg/an	1,2 kg/an	0,2 kg/an
quantité de neptunium dans les résidus ultimes	9 kg/an	9 kg/an	9 kg/an	9 kg/an
observations	pas d'agrément à ce stade – multiples variantes selon les pays			agréments internationaux obtenus (France, Allemagne, Japon, Suisse, Pays Bas, Belgique, Grande Bretagne)
coût (source OCDE)	1,10 cF/kWh	< 1 cF/kWh	1 cF/kWh	1,16 cF/kwh

Tableau : Détail du coût de la fin du cycle du combustible selon l'AEN-OCDE

centimes par kWh	retraitement	stockage direct
transport du combustible usé	0,10	0,10
entreposage du combustible usé	-	0,31
retraitement – vitrification	1,20	-
conditionnement du combustible usé	-	0,69
stockage des déchets	0,11	
sous-total fin de cycle	1,41	1,10
crédit uranium	-0,18	-
crédit plutonium	-0,07	-
sous-total crédit	-0,25	0
coût total	1,16	1,10

- **Le coût du retraitement et du stockage selon la Digec et EDF**

Le retraitement a d'une part un fonction de récupération des matières énergétiques non consommées et d'autre part une fonction de séparation et de conditionnement de déchets aux propriétés très différentes. L'analyse de son coût doit donc intégrer ces deux dimensions.

L'étude « *coûts de référence* » 1997 de la production électrique publiée par la Digec comprend une estimation du coût du retraitement. Cette estimation est faite

dans le cadre d'une hypothèse pénalisante pour ce dernier, puisque la valorisation de l'uranium de retraitement et du plutonium récupéré ne vient pas en diminution du coût mais est déduite du coût du Mox.

Au demeurant, la conclusion de la Digec est que le coût actualisé du retraitement est de 1 à 1,2 centime par kWh. Selon la même source, le coût actualisé du stockage ressort à 0,3 centime par kWh. Il y a donc convergence entre ces résultats et ceux de l'étude OCDE.

D'après la Lettre du Parc nucléaire déjà citée<sup>166</sup>, EDF estime à 6 centimes par kWh ses charges de combustible nucléaire. La consommation de combustible représente 3,3 centimes.

Les provisions pour les dépenses totales et indissociables de retraitement et de stockage des déchets représentent quant à elles 2,7 centimes par kWh.

#### **4. La rentabilité discutée du Mox**

##### *a) Le Mox, l'otage de polémiques nationales ou internationales*

Le Mox fait l'objet d'un débat important. Ceci ne doit pas étonner : l'avenir du nucléaire à long terme passe par le plutonium. Son intérêt est encore plus grand à long terme qu'à court terme. Dans 30 ou 40 ans, alors que la raréfaction du gaz et du pétrole se fera sentir, on aura besoin de brûler tout l'uranium et non pas seulement sa partie fissile qui ne représente que 0,7 %. Or on peut brûler tout l'uranium en passant par le plutonium. Le plutonium de qualité isotopique satisfaisante servira à la fabrication du Mox. Le plutonium dégradé par la montée des isotopes pairs pourrait servir de combustible aux RNR qui constituent le complément à long terme indispensable des réacteurs à eau pressurisée. Eliminer le Mox, ce serait tuer l'avenir du nucléaire et c'est donc compromettre le présent du nucléaire.

Mais le Mox est également au centre de la négociation qui se déroule actuellement entre EDF et Cogema sur le retraitement dont les contrats français viennent à échéance prochainement.

Sont en cause bien évidemment les volumes à retraiter à l'avenir. La limitation de ceux-ci aux trois quarts des combustibles déchargés chaque année par EDF ne peut satisfaire Cogema, non plus que l'absence de perspective de multirecyclage, l'électricien n'étant pas intéressé à moyen terme par le retraitement du Mox. Un autre point de la négociation porte sur les quantités de Mox à fabriquer. Cogema plaide pour une production maximale dans son usine de Melox, afin de bénéficier d'économies d'échelle. Cogema a intérêt à utiliser au mieux sa capacité totale de production. Avec les 8,5 à 11 tonnes de plutonium récupérées, Cogema peut

---

<sup>166</sup> La Lettre d'information du Parc nucléaire, EDF, n°24.juillet/août 1996.

fabriquer annuellement 140 à 180 t de Mox. Là aussi, son produit marginal est optimisé avec la capacité maximale. UP2 800 permet le retraitement de 850 t par an. La Hague avec UP3 pourrait absorber la totalité des 1150 t déchargées des réacteurs EDF. Dans la négociation, le jeu d'EDF est bien entendu de relativiser l'intérêt de ce combustible.

Le Mox est aussi l'objet d'un débat international avec la politique américaine qui rejette le retraitement et le recyclage du plutonium et les exigences de la Russie dans les négociations du désarmement.

Le devenir du plutonium issu de la démilitarisation des armes nucléaires russes préoccupe les Etats-Unis. Or la Russie, dont les deux derniers responsables ministériels de l'énergie atomique sont de formation scientifique, n'entend pas considérer le plutonium comme autre chose qu'une précieuse ressource énergétique, sous forme de Mox ou comme nouveau type de combustible pour ses réacteurs à neutrons rapides qui, au demeurant, fonctionnent pour le moment à l'uranium enrichi.

Les Etats-Unis envisagent d'affecter les deux tiers des stocks de plutonium issu du démantèlement de leurs propres armes nucléaires à la production de Mox et de neutraliser le dernier tiers en le mélangeant à des produits de fission et en noyant le tout dans des verres. Cette thèse est fermement repoussée par la Russie qui entend ne pas se priver du contenu énergétique du plutonium.

Or il est nécessaire pour la démilitarisation du plutonium d'instaurer un strict parallélisme entre les Etats-Unis et la Russie.

*b) La compétitivité du Mox destinée à croître fortement à l'avenir*

Le Mox a commencé d'être utilisé en France en 1987. Son usage s'est étendu assez vite, 17 tranches sur 20 autorisées terme étant chargées à la fin 1998 et 28 prévues au total. Par ailleurs, des recherches sont en cours au CEA pour faire passer progressivement le taux de combustion des 37 000 MWj/t autorisés actuellement à 60 000, voire plus.

Par ailleurs, le Mox pourrait jouer un rôle accru selon plusieurs scénarios, schématisés dans le tableau ci-après.

Tableau 1 : Recyclage du plutonium dans les réacteurs à eau pressurisée: les différents modes possibles

<b>Mox « 900 »</b>	<b>Mox « EPR »</b>	<b>100 % Mox</b>	<b>MIX</b>
30 % d'assemblages Mox dans 50 % des coeurs	15 % d'assemblages Mox dans tous les coeurs	100 % d'assemblages Mox dans 15 % dédiés	100 % d'assemblages Mix dans tous les coeurs
Mox : 8 % Pu, 92 % Uapp UOx : 4 % U235 (pas d'UOx)			2 % Pu 3,5 % U 235 94,5 % U 238
Zonage assemblage Mox		pas de zonage	
dégradation progressive Pu (moindre si mélange)			Qualité Pu stabilisée
Surcoût fabrication « Pu » sur 15 % des assemblages			d° 100 % assemblages
opérationnel 1987	envisagé par EDF	possible avec l'EPR	possible

Pour le moment, le Mox est un combustible sur lequel l'expérience et les connaissances sont encore réduites, comparées à celles accumulées pour le combustible à l'oxyde d'uranium. Tout laisse penser qu'avec le temps, la compétitivité du Mox augmentera considérablement.

Seule EDF possède à la fois des informations de première main sur le Mox et une vue d'ensemble des coûts, depuis l'extraction du minerai jusqu'au stockage des déchets en passant par les coûts d'entreposage – à ne pas négliger. Certes il semble que le prix du Mox « *dans son ensemble* » soit actuellement voisin du prix du combustible normal. Mais de multiples facteurs laissent penser que l'intérêt du Mox devrait croître fortement à l'avenir.

L'effet d'échelle est à l'heure actuelle défavorable au Mox, fabriqué à hauteur de 120 t par an contre 1200 t par an pour le combustible uranium, pour ce qui concerne les fabrications françaises. L'augmentation des quantités produites devrait mécaniquement faire baisser son coût. Avec 28 réacteurs prévus à terme, il faudrait étendre la capacité de production de Melox, ce qui permettrait de gagner en facteur d'échelle, c'est-à-dire de bénéficier des effets favorables de la courbe d'expérience et d'amortir les coûts fixes sur des volumes plus élevés.

Par ailleurs, l'augmentation prévisible des taux de combustion sur le Mox devrait améliorer sensiblement la rentabilité du Mox. Il paraît normal que la DSIN procède au coup par coup pour autoriser le relèvement des taux de combustion. Ceux-ci sont actuellement nettement plus faibles pour le Mox que ceux du combustible uranium – 37 000 MWj/t contre 52 000 MWj/t. Dans un avenir relativement proche, les deux types de combustibles devraient toutefois atteindre 60 000 MWj/t. Le gain relatif pour le Mox sera beaucoup plus important que pour le combustible UO<sub>2</sub>.



Le coût du Mox devrait par ailleurs bénéficier du fait que pour atteindre un tel niveau d'irradiation, il est nécessaire d'augmenter sa teneur en plutonium. Au contraire, le combustible UO<sub>2</sub> doit, lui, avoir une teneur en U<sup>235</sup> supérieure aux 4 % actuel, ce qui entraîne un surcoût d'enrichissement de l'uranium.

Il y a donc lieu d'être optimiste sur l'économie du Mox à l'avenir, d'autant que deux éléments supplémentaires jouent en sa faveur.

Le premier élément provient du fait que la gestion du cœur et le temps de présence en réacteur, diffèrent pour les assemblages Mox et pour les assemblages UO<sub>2</sub>. Il en résulte pour le moment une complication accrue des arrêts pour rechargement qui obère les coûts. La parité de performances pour les deux types de combustibles entraînera de facto des économies de gestion.

Le Mox présente enfin l'avantage de permettre des économies d'entreposage. Il faut le plutonium extrait de 7 assemblages UO<sub>2</sub> irradiés pour fabriquer un assemblage Mox vierge. D'une manière générale, le retraitement permet une meilleure gestion des déchets ultimes. Les gains proviennent non seulement d'une meilleure qualité de la gestion mais aussi d'une réduction des volumes des déchets.

L'évaluation de la compétitivité du Mox nécessite en tout état de cause que tous les paramètres soient pris en compte: le coût de l'uranium, le coût de l'enrichissement, le taux de combustion, l'effet d'échelle, le coût de l'entreposage en piscine, le coût de transport, etc. L'approche en termes de coûts complets doit être exhaustive: il est indispensable de considérer des coûts complets « *complets* ».

##### **5. Les dépenses d'entreposage ou de stockage des déchets radioactifs et des combustibles irradiés**

Les dépenses de stockage des déchets radioactifs sont prises en compte dans l'étude Digec, à hauteur de 70 milliards de francs pour un éventuel centre de stockage profond.

Le coût actualisé du stockage s'élève au total à 0,3 centime par kWh.

Une autre option doit aussi être examinée, celle de l'entreposage en surface ou en sub-surface.

L'entreposage de longue durée est un mode de gestion déjà opérationnel en ce qui concerne les déchets de haute activité à vie longue<sup>167</sup>. Les concepts et les réalisations concrètes existent par exemple à La Hague pour les verres des déchets C et à Marcoule pour les déchets B. Seulement la durée d'exploitation des

---

<sup>167</sup> Source : CEA, audition du 12 novembre 1998

installations correspondantes est limitée à 50 ans environ. Il est à noter d'ailleurs que les installations de Marcoule, mises en service en 1960 atteindront les 50 ans de durée de vie en 2010 et délivreront des enseignements très utiles.

Deux approches sont possibles pour l'entreposage de très longue durée<sup>168</sup>.

D'une part, on peut imaginer que les installations soient remplacées en fin de vie – ce sont les autorités de sûreté qui définissent la durée de celle-ci –. C'est l'option de l'entreposage indéfiniment renouvelé.

D'autre part, on peut aussi concevoir d'entrée des installations pour une durée de 200 à 300 ans. A cet égard, les données de base existent avec le retour d'expérience sur les entreposages en service. Mais en tout état de cause, il ne semble pas possible d'aller au-delà de 200-300 ans, en partant de résultats sur 50 ans.

Les études du CEA se sont focalisées en 1997 et au début 1998 sur les combustibles irradiés, en intégrant d'une part le cas des combustibles Mox irradiés – qui posent un problème particulier en raison de leur puissance thermique résiduelle et de la lenteur de la décroissance de cette dernière – et d'autre part le cas des verres (déchets C).

Il faut noter à cet égard que les combustibles usés ne disposent pas à l'heure actuelle d'un conditionnement fiable à long terme

A partir d'octobre 1998, l'entreposage des déchets B a commencé d'être étudié en détail. Ces déchets présentent la caractéristique de dégager peu de chaleur comparativement aux déchets C mais d'être volumineux. Les infrastructures doivent donc offrir des structures d'accueil de grande taille.

Le CEA a notamment étudié le concept d'entreposage en sub-surface intitulé « SUB-1 ». Il s'agit d'un entreposage en bordure de relief, en l'occurrence une couche calcaire située entre deux couches argileuses et au dessus du niveau hydrostatique, à une profondeur moyenne de 10 à 100 mètres. Les galeries d'entreposage se répartissent en « arêtes de poisson » autour des galeries secondaires.

Le CEA n'a pas encore réalisé d'estimations des dépenses correspondantes, qui permettraient une comparaison avec les coûts du stockage profond. Toutefois, quelques éléments d'information existent, provenant d'expériences françaises ou étrangères.

---

<sup>168</sup> CEA, Auditions des 5 et 12 novembre 1998.

• *Les références étrangères pour les coûts*

Les estimations relatives aux coûts des installations d'entreposage de longue durée (stockage réversible) sont rares. On en trouve toutefois dans les publications techniques ainsi qu'indiqué dans le tableau suivant.

Tableau : Références de coûts pour l'entreposage<sup>169</sup>

Entreposage des combustibles irradiés	capacité tonnes de métal lourd	durée d'entreposage années	durée de l'installation années	coût unitaire de l'investissement millions de francs par tonne de métal lourd
piscine	250 – 4 000	20 – 40	40	0,4 – 0,7
casemate	500 – 10 000	20 – 40	40	0,3 – 0,7
châteaux	500 – 10 000	20 – 40	40	0,8 – 2,5

L'une des plus intéressantes estimations dont on dispose provient du CLAB en Suède, une installation pour l'entreposage des combustibles irradiés. Il s'agit d'une piscine située en sub-surface à une trentaine de mètres de profondeur. Les ordres de grandeur sont indiqués dans les deux tableaux suivants.

Tableau : Ordres de grandeur des coûts du CLAB (Suède)<sup>170</sup>

catégorie	montant
capacité d'accueil	8000 tonnes de métal lourd
coût d'investissement	5,5 milliards de francs
coût de démantèlement	400 millions de francs
coût d'exploitation pour 60 ans	5,6 milliards de francs
coût total hors transport	11,5 milliards de francs
coût unitaire hors transport par un kg de métal lourd	1 437 F / kg

Tableau : Coûts révisés du CLAB sur la base d'une extension à 9800 tonnes de métal lourd<sup>171</sup>

catégorie	montant
capacité (étendue)	9800 tonnes de métal lourd
durée installation	60 ans
coût d'investissement	3,81 milliards de francs
coût d'investissement unitaire	< 0,4 million de francs / tonne de métal lourd

D'autres références existent, cette fois non pas dans le domaine nucléaire, mais dans le domaine industriel. Pour les entrepôts industriels classiques en surface, la valeur moyenne pour le coût d'investissement est de l'ordre de 0,4 à 0,7 million de francs par tonne de métal lourd. Or une tonne de métal lourd correspond à 2 m<sup>3</sup>. On peut donc en déduire un coût d'investissement de 0,2 à 0,35 million de francs par m<sup>3</sup> pour les colis de verre.

<sup>169</sup> CEA, Analyse globale de la faisabilité d'un entreposage en subsurface, 17/11/1998.

<sup>170</sup> Source : CEA, avril 1998.

<sup>171</sup> CEA, Analyse globale de la faisabilité d'un entreposage en subsurface, 17/11/1998.

Le CEA parvient en conséquence aux estimations indiquées dans le tableau suivant pour les coûts d'investissement.

Tableau : Comparaison des coûts d'investissement pour la surface et la sub-surface

	coût d'investissement million de francs par tonne de métal lourd
surface – références étrangères	0,5 – 0,7
surface – concept CEA de casemate modulaire	0,4
sub-surface roche dure – estimation CEA	0,4 – 0,5

Le CEA dispose avec l'installation Cascad de Cadarache d'une expérience qui est loin d'être négligeable. Cette installation dispose de 315 puits d'entreposage pour des combustibles irradiés. Le coût de construction aurait été de l'ordre de 0,6 million de francs par tonne de métal lourd. Mais l'expérience acquise permettrait sans doute de faire sensiblement baisser le coût d'investissement.

Il reste que les frais d'exploitation de Cascad ne semblent pas négligeables et pourraient atteindre cinq millions de francs par an, la main d'œuvre de manutention, d'entretien et de surveillance représentant près de la moitié de ce montant. Ce chiffre devrait pouvoir être diminué, sauf à rendre non compétitive la solution de l'entreposage de surface.

En tout état de cause, des conclusions définitives sur les coûts ne peuvent être tirées pour le moment.

## **6. Les prévisions du coût du démantèlement confirmées par le retour d'expérience**

Trois types de question se posent à propos du démantèlement. La première est celle de la date optimale de programmation du démantèlement. Doit-il intervenir rapidement après la fermeture de l'installation ou au contraire après un délai de viduité pour bénéficier de la décroissance de la radioactivité?

La deuxième question est celle des évaluations du coût du démantèlement. Les évaluations actuelles sont-elles confirmées par les premières expériences en vraie grandeur ?

La troisième question porte sur l'influence éventuelle de la date du démantèlement par rapport au coût de celui-ci.

### **• *Le démantèlement des installations nucléaires françaises***

La référence en matière de démantèlement est la pratique internationale définie par l'AIEA en 1980<sup>172</sup>. Conformément aux indications de l'AIEA, la France a défini une séquence de trois phases de démantèlement.

#### *a) niveau 1 : fermeture sous surveillance de l'installation*

Dans cette première étape des travaux de démantèlement, les éléments combustibles sont d'abord retirés et les circuits de refroidissement vidangés, en vue de la cessation définitive d'exploitation (CDE). Un dossier de sûreté doit être soumis à la DSIN 6 mois avant la fin prévue de ces opérations.

A l'issue des opérations précédentes, la mise à l'arrêt définitif (MAD) est prononcée par décret après consultation de la CNIIB et l'avis du ministère de la Santé.

Mais d'autres opérations sont nécessaires pour parvenir au niveau 1 selon l'AIEA. Ces opérations sont en particulier l'évacuation des déchets d'exploitation et des produits toxiques, le confinement du ou des bâtiments contenant les matériels et les matériaux radioactifs, la mise en place d'un contrôle de la centrale dans les mêmes conditions que l'exploitant, le démontage des équipements non nucléaires non nécessaires à la sûreté. Généralement les opérations correspondant au niveau 1 durent 10 ans.

---

<sup>172</sup> Enerpresse, 19/1/1998.

*b) niveau 2 : libération partielle et conditionnelle du site*

Cette étape a pour objectifs le resserrement de la zone contenant des matériaux activés, le démontage des bâtiments nucléaires annexes au réacteur (gestion des effluents et gestion des combustibles). Le confinement entraîne le changement de statut d'INB (installation nucléaire de base) en INBE (installation nucléaire de base d'entreposage). Cette étape est prévue à l'échéance d'une période de 40 ans.

*c) niveau 3 : libération totale et inconditionnelle du site*

Au début de cette phase, un décret doit autoriser la déconstruction totale du site.

• ***Les opérations de démantèlement en cours en France***

Actuellement la déconstruction à EDF concerne les prototypes. Chinon A1 (1963-1973) a atteint le niveau 1. Chinon A2 (1965-1985) a atteint le niveau 2 et est une INB-E. Chinon A3 (1966-1990) est au milieu de l'étape 2 et devrait être classée INB-E en 1999. Saint Laurent A1 (1969-1990) et A2 (1971-1992) sont en cours d'étape 1, ainsi que Bugey 1 (1971-1992). Brennilis (prototype à eau lourde arrêté en 1985) est en cours d'étape 2. Chooz A (prototype filière REP (1967-1991)) est en cours d'étape 1.

• ***Les deux voies du démantèlement en Allemagne***

Les opérations de démantèlement sont régies en Allemagne par la Loi atomique (article 7 et article 9 relatif au stockage des déchets). L'originalité allemande dans ce domaine est que deux grandes stratégies génériques sont possibles<sup>173</sup>. Elles doivent être proposées par l'exploitant et chiffrées, la décision revenant aux Länder.

*a) le démantèlement différé*

La première stratégie est celle du démantèlement différé, les opérations s'étalant sur 40 années. Deux à trois années après l'arrêt de l'exploitation, l'installation est confinée pendant 25 ans afin de bénéficier de la diminution naturelle de la radioactivité, mais, avec, en contrepartie, la nécessité coûteuse d'observer et de maintenir le site pendant cette période. A l'issue des 25 ans, le démantèlement est effectué sur une période de 12 à 14 ans, en intégrant les éventuels progrès technologiques enregistrés en matière de démontage et de réhabilitation du site.

*b) le démantèlement immédiat*

La deuxième stratégie est dite immédiate. Deux à trois années après l'arrêt de l'exploitation, un démantèlement complet et immédiat commence et dure de 12 à

---

<sup>173</sup> Ulrich-André Renaudon, Technologies internationales, 1/10/1998.

14 ans. L'avantage est que l'on évite ainsi la détérioration éventuelle des installations usagées. L'inconvénient est que les intervenants ne bénéficient pas de la décroissance de la radioactivité des équipements irradiés.

*c) le passage d'une stratégie à une autre*

Le passage d'une stratégie de démantèlement différé à une stratégie de démantèlement immédiat, et réciproquement, est possible. Ainsi, pour le réacteur refroidi au gaz KKN de Niederaichbach, dont le démantèlement a été décidé en 1979, la stratégie du démantèlement différé avait été choisie initialement. Mais pour satisfaire l'opinion publique et tenir compte des caractéristiques des installations, on a choisi finalement le démantèlement direct et immédiat, avec une réhabilitation complète achevée en 1995. Il en a été de même avec le RNR inachevé SNR 300.

*d) le financement des opérations de démantèlement : pas de différence significative entre le démantèlement immédiat et le démantèlement différé*

Le démantèlement des installations publiques est financé par le BFMT sur son budget courant. Le démantèlement des installations privées est financé par les entreprises elles-mêmes, grâce aux provisions annuelles effectuées pendant 19 ans, sur des bases constamment réévaluées et actualisées.

En 1992, des chiffrages ont été effectués sur la base d'un démantèlement immédiat. Le coût pour un réacteur à eau bouillante de 900 MW atteignait 600 millions de marks et pour un réacteur à eau pressurisée de 1300 MW atteignait 520 millions de marks. Avec un démantèlement "long", le coût était légèrement supérieur dans le premier cas et pratiquement identique dans le deuxième cas.

• ***Les résultats de l'étude Digec en matière de démantèlement des réacteurs nucléaires***

L'étude Digec procède à une analyse serrée de la question du coût du démantèlement. Le coût de 15 % du montant de l'investissement est pris en compte dans le calcul du coût du kWh selon le tableau suivant.

Tableau : Incidence du coût du démantèlement sur le coût d'investissement du nucléaire – programme de 10 tranches et taux d'actualisation de 5 %.

francs / kW	N4 2 <sup>ème</sup> train	N4 amélioré
coût de construction	7 040	7 170
frais de maîtrise d'oeuvre	780	780
intérêts intercalaires	1 335	1 292
frais de préexploitation	558	558
aléas sur planning	241	237
démantèlement	212	209
total	10 166	10 246

Au total, le coût du démantèlement est pris en compte dans le coût d'investissement à hauteur de 210 francs / kWh environ, avec un taux d'actualisation de 5 %.

Pour le moment, rien ne laisse penser que ce coût prévisionnel ne corresponde pas à la réalité.

En tout état de cause, le financement du démantèlement est provisionné à hauteur de 15 % du coût complet d'investissement, par un prélèvement de 0,97 centime par kWh consommé. Au total, le coût estimé de déconstruction totale du parc EDF est estimé à 100 milliards de francs. 37 milliards étaient provisionnés fin 1996, 41 milliards fin 1997.

- ***Le démantèlement des installations du cycle du combustible***

Selon ses dirigeants, Cogema possède une grande expérience des opérations de démantèlement d'installations du cycle du combustible. Ne serait-ce qu'à La Hague, Cogema a déjà procédé au démantèlement de l'atelier de dissolution des combustibles de la filière uranium-graphite-gaz, à celui de la piscine de stockage des mêmes combustibles et à celui du premier atelier plutonium.

*a) le démantèlement d'UPI*

Le démantèlement de l'usine UP1 de Marcoule va représenter dans les prochaines années la première opération d'importance pour Cogema.

Grâce à l'expérience acquise lors de la montée en puissance de La Hague, ces opérations de démantèlement d'UPI ont pu être chiffrées avec une précision qui n'a pas été démentie par des contre-expertises.

Le démantèlement proprement dit de l'usine UP1 de Marcoule est évalué à 10 milliards de francs<sup>174</sup>. La reprise des déchets de la filière graphite-gaz coûtera 20 milliards de francs. Enfin, le stockage par l'Andra de ces déchets conditionnés représentera une dépense de 6 milliards de francs.

Compte tenu du fait que l'usine UP1 a assuré le retraitement du combustible de la filière nationale graphite-gaz et l'extraction du plutonium pour les besoins de la défense, un GIE a été formé entre le CEA, Cogema et EDF. Selon la Cour des Comptes<sup>175</sup>, Cogema devrait financer 10 % des travaux correspondants. La divergence entre l'évaluation du coût de la reprise des déchets d'UPI figurant au rapport de la Cour, soit 40 milliards de francs 1997 et le montant de 20 milliards énoncés plus haut provient de l'actualisation effectuée dans le second cas.

---

<sup>174</sup> Source : Cogema, audition du 7 janvier 1999.

<sup>175</sup> Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.



*b) les autres opérations de démantèlement*

Le démantèlement des autres installations du cycle du combustible possédées par Cogema fait l'objet de provisions constituées annuellement à partir des recettes tirées du retraitement.

*c) montant des charges futures et provisions*

Les charges futures de démantèlement des installations sont évaluées par Cogema à 25 milliards de francs. A la fin 1997, un montant de 13,8 milliards de francs avait été provisionné.

Tableau : Charges futures de démantèlement et provisions de Cogema<sup>176</sup>

milliards de francs courants	charges futures	provisions au 31/12/1997
démantèlement et déclassé- ment d'installations du cycle du combustible	20,22	9,96
reprise et conditionnement des déchet	5,25	3,85
total	25,47	13,81

Les charges futures de démantèlement font l'objet de provisions importantes de la part d'EDF. La tableau suivant en donne les montants au 31/12/1997. La question de l'ensemble des provisions constituées par EDF est traitée dans le paragraphe suivant.

Tableau : Charges futures de démantèlement et provisions d'EDF<sup>177</sup>

milliards de francs courants	charges futures	provisions au 31/12/1997
<b>1. parc électronucléaire RPE</b>		
démantèlement des centrales nucléaires	102	40,80
aval du cycle des combustibles nucléaires	nc <sup>178</sup>	98,18
démantèlement d'installations propriétés des tiers	nc	4,02
total	-	143,07
<b>2. Superphénix</b>		
démantèlement		5,82
retraitement des combustibles		2,85
post-exploitation		3,79
total		12,46

La question des charges de démantèlement des installations du CEA est relativement délicate, dans la mesure où il s'agit d'équipements à finalité militaire

<sup>176</sup> Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.

<sup>177</sup> Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.

<sup>178</sup> nc : non communiqué.

pour certains et de recherche pour d'autres. L'absence de comptabilité patrimoniale rend encore plus difficile l'évaluation.

Tableau : Charges futures de démantèlement et provisions du CEA<sup>179</sup>

milliards de francs courants	au 31/12/1997
<b><i>1. provisions</i></b>	
démantèlement	0,16
traitement des déchets	0,16
total	0,32
<b>2. engagements hors bilan</b>	
démantèlement installations civiles	11,49
aval du cycle des combustibles nucléaires civils	5,16
Défense	20,64
TVA	3,69
total	40,99

La Cour des Comptes, dans son rapport public 1998, a proposé des voies de réflexion pour la mise en place, qui lui semble indispensable, de mécanismes financiers durables, permettant une pérennité et une disponibilité à long terme des provisions constituées pour le démantèlement des installations nucléaires.

En tout état de cause, il n'apparaît pas que les évaluations des provisions à constituer et leur incidence sur le coût du kWh doivent pour le moment être révisées.

### **7..... Les provisions d'EDF**

Compte tenu de leur ampleur, les provisions constituées par EDF méritent un examen approfondi que l'entreprise nationale a bien voulu faire pour les Rapporteurs.

#### ***a) Les provisions couvrant les charges générées au fur et à mesure de l'exploitation***

Ces provisions correspondent d'une part aux charges pour défauts génériques et d'autre part aux charges de combustible.

##### **a-1 défauts génériques**

Le premier type de charges générées au fur et à mesure de l'exploitation correspond aux grosses réparations de défauts génériques, c'est-à-dire concernant un ensemble de réacteurs de mêmes caractéristiques.

---

<sup>179</sup> Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.

A cet égard, EDF a passé des provisions pour gros entretien sur les générateurs de vapeur, en prévoyant le remplacement de 10 tranches d'ici à 2002, à raison d'une tranche par an à partir de 1993.

EDF a par ailleurs provisionné le remplacement des couvercles de chaudières. Les fissures sur les couvercles des chaudières, décelées en 1991, constituent un défaut générique.

#### a-2 charges relatives au cycle du combustible

Les règles comptables exigent qu'EDF provisionne à la production du kWh l'ensemble des charges futures afférentes à la consommation de combustible et donc à l'irradiation en cours. Le prix de vente du kWh doit couvrir ces charges futures et celles-ci doivent être provisionnées à due concurrence.

Le coût du retraitement couvre les opérations de réception et de stockage des assemblages irradiés en piscine dans l'usine de La Hague, de retraitement et de récupération du plutonium et de l'uranium, de conditionnement des produits de fission et de l'ensemble des déchets issus du retraitement, et d'évacuation des déchets immédiatement évacuables et d'entreposage des autres déchets non immédiatement évacuables dans l'usine de La Hague.

Les coûts de gestion et de stockage des déchets radioactifs couvrent les opérations de conditionnement pour l'entreposage de longue durée puis le stockage des déchets.

Les charges concernant le devenir à long terme des déchets sont affectées de fortes incertitudes et résultent d'estimations forfaitaires.

Fin 1997 le montant des provisions pour le retraitement atteignaient 62 milliards de francs et celles pour le stockage des déchets s'élevaient à 32 milliards de francs.

#### a-3 autres – évacuation et stockage de matériels

EDF passe des provisions au titre des cœurs REP non entièrement irradiés en fin de cycle, de l'évacuation et du stockage des grappes de contrôle et d'autres postes.

Tableau : Provisions constituées par EDF pour le cycle nucléaire

	31/12/92	31/12/93	31/12/94	31/12/95	31/12/96	31/12/97
<b>1. charges générées au fur et à mesure de l'exploitation</b>						
a) prise en compte de défauts génériques						
remplacement générateurs de vapeur	3 200	3 047	6 864	6 060	5 904	6 047
remplacement couvercles	2 053	3 554	2 988	2 413	2 004	1 695
b) cycle du combustible						
retraitement du combustible UNGG	3 385	2 921	2 270	1 586	804	119
retraitement du combustible REP	55 743	59 241	62 244	64 715	61 963	62 382
gestion et stockage des déchets	14 762	23 386	24 397	27 579	29 102	31 075
autres (évacuation, stockage matériels)	2 373	4 049	4 161	2 104	3 668	4 608
<b>2. charges liées à la fin de l'exploitation</b>						
démantèlement centrales	23 121	26 452	31 350	33 899	37 327	40 802
démantèlement installations tiers				4 913	4 623	4 021
<b>total des provisions (1 + 2)</b>	<b>104 637</b>	<b>122 650</b>	<b>134 274</b>	<b>143 269</b>	<b>145 395</b>	<b>150 749</b>
provisions pour Nersa (Superphénix)					11 565	14 280

***b) Provisions pour les charges futures***

La provision pour démantèlement est constituée depuis 1979 sur la base d'hypothèses définies par la commission Peon, à hauteur de 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la Puissance Continue Nette.

**b-1 les installations prises en compte**

Les installations pour lesquelles EDF fait des provisions pour démantèlement sont les réacteurs UNGG et REP. Le démantèlement et l'assainissement de l'usine UP1 du site de Marcoule et des centres civils du CEA sont également provisionnés, avec un montant de 4 milliards à la fin 1997.

**b-2 les 15 % confirmés**

Les évaluations les plus récentes du coût du démantèlement sur la base des éléments de retour d'expérience et des études disponibles aujourd'hui confirment l'ordre de grandeur du coût sur lequel est calé le montant de la provision.

La dotation est étalée sur la durée de vie de l'installation – 30 ans pour les REP et 20 ans pour les UNGG. Cette durée est cohérente avec la durée d'amortissement des centrales.

b-3 l'intégration au coût du kWh

La valeur retenue dans l'étude «coûts de référence» 1997 de la production électrique est de 1640 F/kW pour le palier N4.

La dépense est supposée concentrée dix ans après l'arrêt définitif de la tranche. Elle est actualisée à la date de la mise en service industriel et incorporée au coût d'investissement, ce qui donne 76 F / kW pour un taux d'actualisation de 8 %.

### **8.....Le coût d'assurance**

La Convention internationale de Paris et Bruxelles, ratifiée par la France, régit la responsabilité nucléaire.

En application de cette convention, EDF se couvre à hauteur de 600 millions de francs pour le risque d'accident nucléaire. Les primes d'assurance, pour les risques relatifs à l'exploitation des tranches EDF ou des filiales et au transport, s'élevaient globalement à 41,5 millions de francs pour 1997. Le montant pour 1998 était du même ordre de grandeur.

La Convention de Paris et Bruxelles devrait être renégociée en 1999. La hauteur de couverture devrait être réévaluée à la hausse.

La combinaison des textes concernés prévoit une répartition à trois niveaux des dommages causés par un accident nucléaire.

Le premier niveau est celui de l'exploitant nucléaire, responsable à concurrence du montant fixé par la législation nationale et variant entre 0 et 600 millions de francs. La loi française fait obligation à l'exploitant nucléaire de se couvrir pour un montant de 600 millions de francs.

Le deuxième niveau est celui de l'Etat, sur le territoire duquel se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant. Les dommages de 600 à 1500 millions sont couverts par l'Etat national.

Les dommages de 1,5 à 2,5 milliards de francs sont enfin couverts par l'ensemble des Etats signataires de la convention, selon une clé de répartition prévue par celle-ci.

### 9. Récapitulation des coûts Digec

Les considérations précédentes sont récapitulées dans le tableau suivant. Elles conduisent éventuellement, en premier lieu, à réévaluer les dépenses de R & D prises en compte dans le coût du kWh du nucléaire. Mais on peut se demander s'il ne serait pas plus logique d'exclure la totalité de ces dépenses, dans la mesure où seul les évaluations du nucléaire les prennent en compte.

Tableau : Récapitulation des ajustements de coûts éventuels à confirmer

	incidence en centimes sur le coût du kWh – Digec 1997	modification éventuelle
recherche et développement	0,36	prise en compte des crédits publics de R & D
dépenses d'infrastructure	non prises en compte	prise en compte d
retraitement	1,1	néant
stockage	0,3	néant
démantèlement	15 % du coût de l'investissement	néant

Par ailleurs, les dépenses dites d'infrastructure correspondent à la mission de contrôle de la sûreté nucléaire remplie par l'Etat. Le traitement du nucléaire est là aussi asymétrique. Le raisonnement pourrait consister aussi à imputer au kWh produit avec des combustibles fossiles des charges d'intérêt général comme celles correspondant à la lutte entendue au sens large contre les émissions de polluants divers et de CO2.

C'est pourquoi l'approche de la Digec semble, dans le cadre posé, répondre d'une manière satisfaisante à l'évaluation des coûts du nucléaire.

Les principaux résultats en sont donc donnés ci-dessous.

Tableau : Caractéristiques générales des réacteurs nucléaires étudiés dans l'étude « coûts de référence » de la production électrique Digec 1997

	réacteur N4 2 <sup>ème</sup> train pour une mise en service industriel en 2000	réacteur N4 amélioré pour une mise en service industriel en 2005
caractéristiques techniques	- 1 450 MWe - modèle proche de l'actuel N4 - augmentation de la résistance de l'enceinte, renforcement du radier	- 1 450 MWe - récupérateur de corium, recombineur d'hydrogène,
durée de vie économique	30 ans	30 ans
disponibilité	84 %	85,5 %
durée de construction	69 mois	66 mois
coûts d'investissement F / kWh (taux d'actualisation : 5 %)	- 10 166 (10 tranches) - 11 691 (4 tranches)	- 10 246 (10 tranches) - 11 783 (4 tranches)

Des hypothèses détaillées d'évolution des prix du combustible sont posées, en prenant deux valeurs du taux de change dollar/franc (5,0 et 6,5 francs pour un dollar).

Tableau : Hypothèses sur le prix du combustible

	montant
uranium naturel	20-25 dollars/lb U3O8
conversion	45 F/kg
enrichissement	500 F/UTS
fabrication	2000 F/kg Uenrichi

• *Un coût de référence*

Le coût du kWh produit avec une centrale nucléaire est en conclusion, selon la Digeç, compris entre 16,6 et 17,1 centimes.

Tableau : Coûts du kWh produit avec un cycle combiné à gaz – taux d'actualisation de 5 %

	N4 2 <sup>ème</sup> train mise en service industriel en 2000		N4 amélioré mise en service industriel en 2005	
	Unat 20 dollars et 1 \$ = 5 F	Unat 25 dollars et 1 \$ = 6,5 F	Unat 20 dollars et 1 \$ = 5 F	Unat 25 dollars et 1 \$ = 6,5 F
scénario et parité dollar /franc				
coût d'investissement	8,7	8,7	8,6	8,6
coût d'exploitation	3,4	3,4	3,3	3,3
combustible	4,3	4,7	4,3	4,7
R & D	0,4	0,4	0,4	0,4
total	16,8	27,2	16,6	17,1

Ce coût présente une sensibilité faible vis-à-vis du prix de l'uranium importé.

Un autre facteur de sensibilité est le rendement de l'installation. Une variation de 1 % du rendement entraîne une variation d'environ 0,15 centime sur le prix du kWh.

**10..... Les perspectives de marché pour le nucléaire**

Dans les pays occidentaux, des programmes massifs d'équipement en réacteurs nucléaires, pour des raisons de suffisance voire de surcapacité, ne sont pas prévus dans l'immédiat ou au moins avant 2005-2010<sup>180</sup>.

En revanche, les pays asiatiques: la Chine, la Corée du Sud, le Japon et l'Inde, ainsi que la Russie envisagent d'importants investissements dans le secteur nucléaire d'ici à 2015.

Ainsi, l'on comptait en 1998, 71 réacteurs en constructions ou en commande, soit environ 53 000 MWe nets, toutes filières confondues.

<sup>180</sup> D. Maillard, DGEMP, audition du 21 janvier 1999.

La Russie devrait achever trois tranches dans un an ou deux, et construire 5 autres tranches d'ici 2010. Cependant, ces projets, retardés par manque de financements, ont malgré tout de bonnes chances d'être concrétisés si la situation économique de la Russie s'améliore.

En Asie, la Chine construit actuellement 8 tranches, dont les deux tranches de Ling Ao avec les entreprises françaises EDF, Framatome et Alstom. Le 10<sup>ème</sup> Plan quinquennal, qui couvrira la période 2000-2004, prévoit également de nouvelles tranches nucléaires. On peut estimer que 15 à 20 nouvelles tranches seront construites ou en construction d'ici 2010-2015.

En Corée du Sud, 2 réacteurs ont été raccordés au réseau en 1997, 6 tranches sont en construction et 10 unités de plus sont prévues d'ici 2015.

Afin d'honorer les engagements pris lors de la Conférence de Kyoto en décembre 1997, le Japon a annoncé qu'il serait nécessaire de construire 20 tranches nucléaires supplémentaires. D'ores et déjà, le programme actuel du MITI prévoit une dizaine de réacteurs supplémentaires d'ici à 2010.

L'on peut également citer d'importants programmes indiens, iraniens et pakistanais. En ce qui concerne ces pays, la Russie est très présente et réalise ou va réaliser une dizaine de réacteurs de 1000 MWe d'ici à 2005-2007.

Toutes ces constructions de réacteurs, actuelles ou en projet, ouvrent des possibilités de marchés pour les entreprises françaises à chaque étape du cycle nucléaire, aussi bien pour l'exploitant EDF, les constructeurs Framatome et Alstom, que pour la Cogema.

### **11. Pour la commande d'un EPR à 1 495 MWe**

L'avant projet détaillé d'un réacteur EPR d'une puissance de 1495 MWe fait ressortir un coût du kWh de 20 centimes. A la demande des électriciens, des travaux d'optimisation du réacteur ont été lancés en vue d'abaisser ce coût à 18 centimes.

La solution actuellement retenue pour parvenir à ce résultat est de porter la puissance à 1750 MWe voire à 1800 MWe.

Cette voie ne paraît pas bonne pour plusieurs raisons. Elle reviendrait à pousser jusqu'à leurs limites de dimensionnement des équipements prévus pour une puissance inférieure. Les marges d'utilisation – réelles avec la puissance actuelle – disparaîtraient.

Par ailleurs, l'expérience au demeurant difficile à acquérir avec le palier N4 ne serait d'aucun secours, ce qui obligerait pour de nombreux équipements à repartir



d'une feuille blanche. Enfin, une puissance de 1750 MWe ne saurait être considérée comme correspondant à la demande de clients étrangers.

C'est pourquoi les Rapporteurs estiment que l'optimisation devrait être obtenue plutôt par une amélioration des rendements que par une augmentation de puissance.

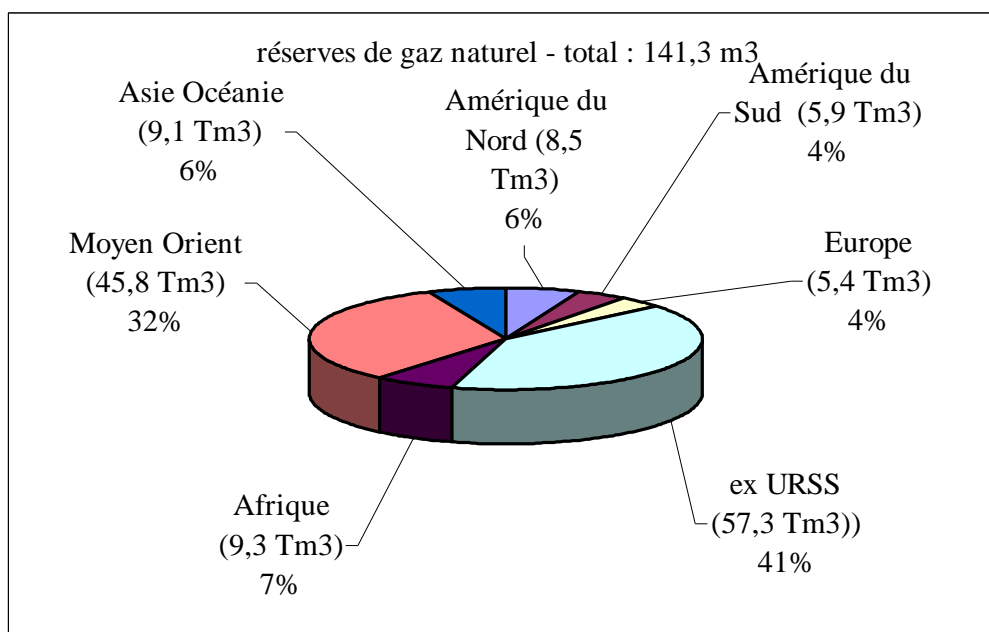
## B. Les turbines et les cycles combinés à gaz

La consommation mondiale de gaz naturel a atteint en 1996 2 milliards de tonnes équivalent pétrole, soit 21,1 % de la consommation totale d'énergie. Cette consommation est en augmentation forte.

Pour autant, les réserves mondiales, grâce à l'abaissement des prix de revient et aux découvertes de nouveaux gisements, ont augmenté de 110 Tm<sup>3</sup> sur la période 1976-1996, alors que la consommation cumulée atteignait 34 Tm<sup>3</sup>.

Le fait majeur concernant les réserves de gaz naturel est qu'elles se trouvent à hauteur de 32 % au Moyen Orient et à hauteur de 41 % en Russie.

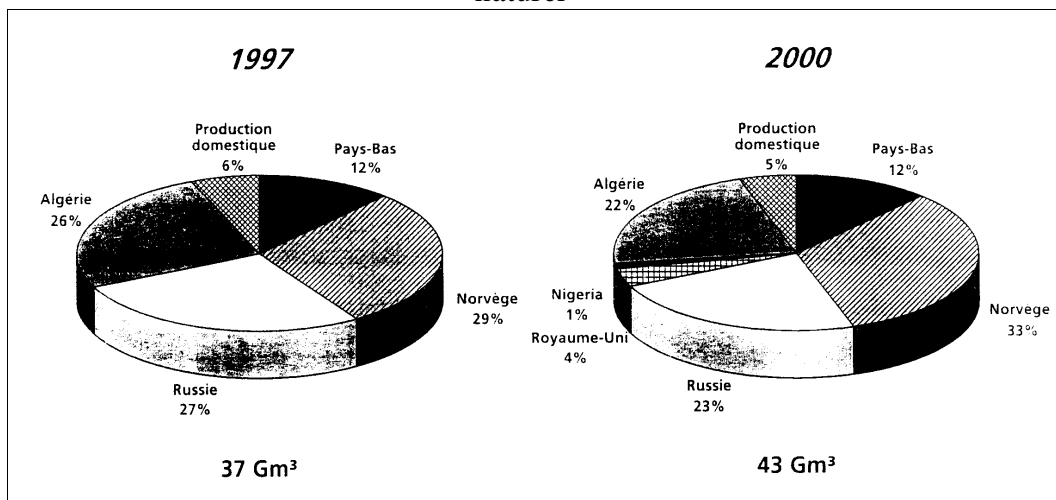
Figure : Répartition géographique des réserves mondiales de gaz – estimations de 1996 – Tm<sup>3</sup><sup>181</sup>



En 1997, l'approvisionnement de la France était d'origine d'Europe occidentale, à concurrence de 47 %, la part de la Russie étant de 27 % et celle de l'Algérie de 26 %.

<sup>181</sup> Source : BP citée dans Le contexte énergétique, CEA-DSE/SEE, janvier 1999.

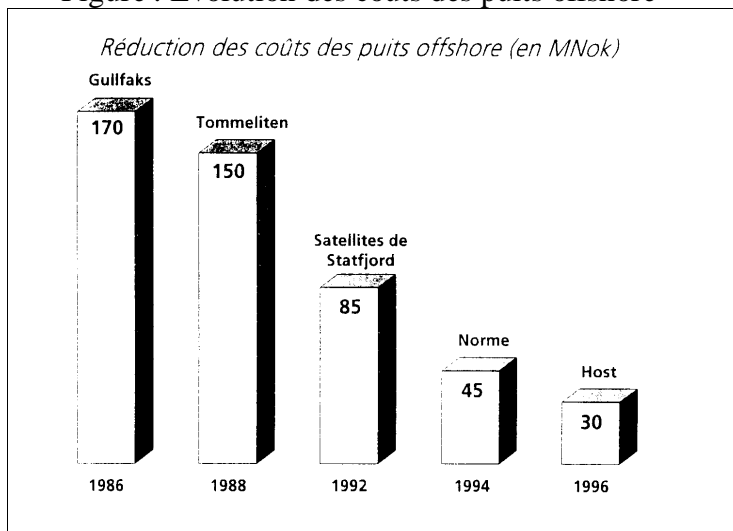
Figure : Origine géographique des approvisionnements de la France en gaz naturel<sup>182</sup>



Grâce aux efforts de diversification des approvisionnements, et malgré une hausse prévue de 16 % de la consommation en l'an 2000, la part de l'Algérie devrait, à cette date, être réduite à 22 % et celle de la Russie à 23 %<sup>183</sup>.

Un phénomène doit être noté, celui de la réduction des coûts d'extraction du gaz naturel, en raison des améliorations des technologies d'exploration, d'exploitation et d'acheminement.

Figure : Evolution des coûts des puits offshore<sup>184</sup>



Concernant le prix du gaz, la majorité des experts estiment que l'on est arrivé à la formation d'une « bulle gazière », ce qui veut dire que si le pétrole repartait à la

<sup>182</sup> Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

<sup>183</sup> Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

<sup>184</sup> Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

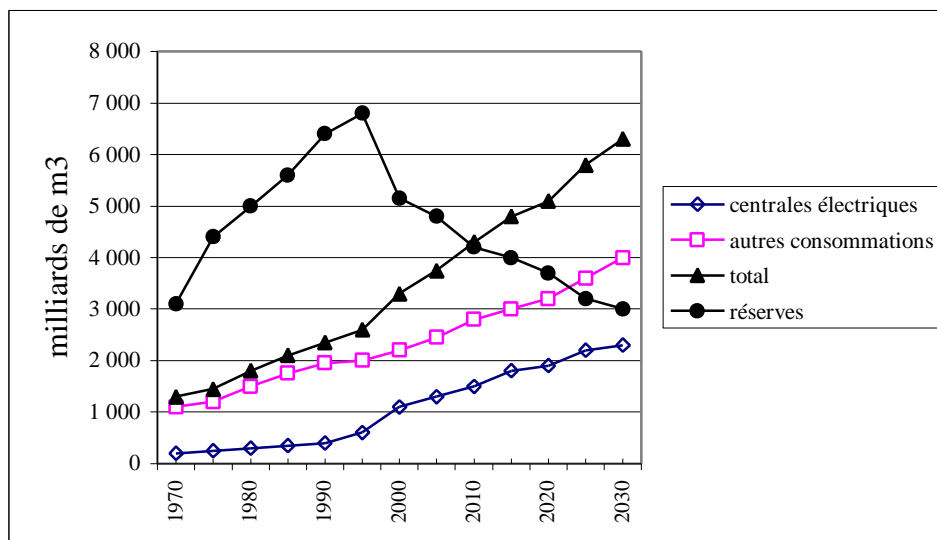
hausse, le prix du gaz resterait bas, aux alentours de 2 dollars/Mbtu au moins jusqu'en 2010.

Néanmoins, à long terme, l'augmentation de la consommation de gaz devrait être relativement importante, non seulement pour le résidentiel et les transports mais aussi probablement pour la production d'électricité.

La moitié au moins de l'accroissement de la demande de gaz en Europe pourrait être due à la production d'électricité à l'horizon 2020. La capacité de production installée était de 34,3 GW en Europe de l'ouest fin 1994. Un an plus tard, elle avait pratiquement doublé à 61,4 GW. La prévision pour 2000 ont été réévaluées à 96,6 GW.

La limitation des réserves, quelle que soit l'ampleur de celles-ci, et l'augmentation de la consommation devraient alors favoriser une remontée des prix, à un horizon qu'il est bien évidemment impossible de prévoir. La figure suivante schématise le fait que des tensions sur les prix pourraient apparaître en tout état de cause vers 2010-2020.

Figure : Prévisions des consommations de gaz et d'évolution des réserves<sup>185</sup>



La situation de la production d'électricité à partir du gaz bénéficie non seulement de la faiblesse du prix des hydrocarbures mais également des progrès techniques qui se sont accélérés depuis cinq ans.

Les turbines à gaz ont vu, grâce à la diffusion des technologies aéronautiques, leurs rendements s'améliorer de plus de 10 % dans cette période - un progrès d'une ampleur exceptionnelle dans le domaine de l'énergie -.

<sup>185</sup> Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

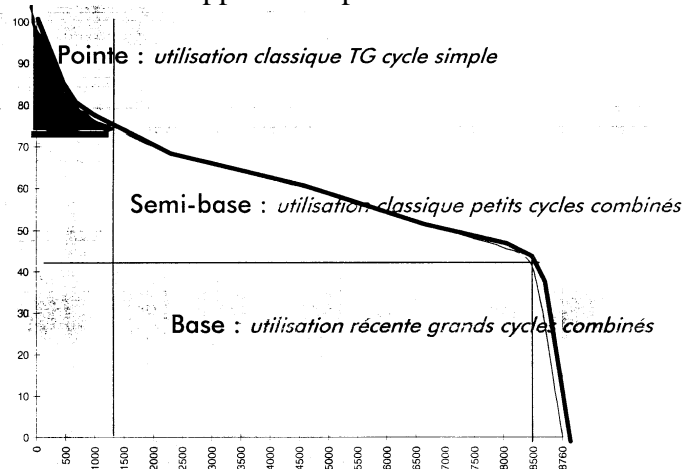
Fait remarquable, ces progrès de rendement concernent aussi bien les turbines de grande puissance pour les cycles combinés qui atteignent des puissances unitaires de 380 MWe que les petites turbines. Dès lors, les débouchés du gaz pour la production d'électricité semblent se multiplier.

### 1. L'extraordinaire essor des turbines et du cycle combiné à gaz

Les progrès technologiques fondamentaux portent sur les turbines à gaz. Celles-ci voyant leurs performances s'améliorer, les cycles combinés ont pu être à leur tour perfectionnés, ainsi qu'au final la cogénération.

Les plages d'utilisation de ces différents équipements sont très différentes. Les turbines à gaz à cycle simple correspondent à la fourniture de courant en pointe. Les petits cycles combinés correspondent à la semi-base. Les nouveaux grands cycles combinés, dont l'apparition sur le marché est relativement récente, ont comme domaine d'application privilégiée et sous certaines conditions, la production d'électricité en base. La figure suivante présente le schéma correspondant.

Figure : Domaines d'application préférentiels des centrales à gaz<sup>186</sup>



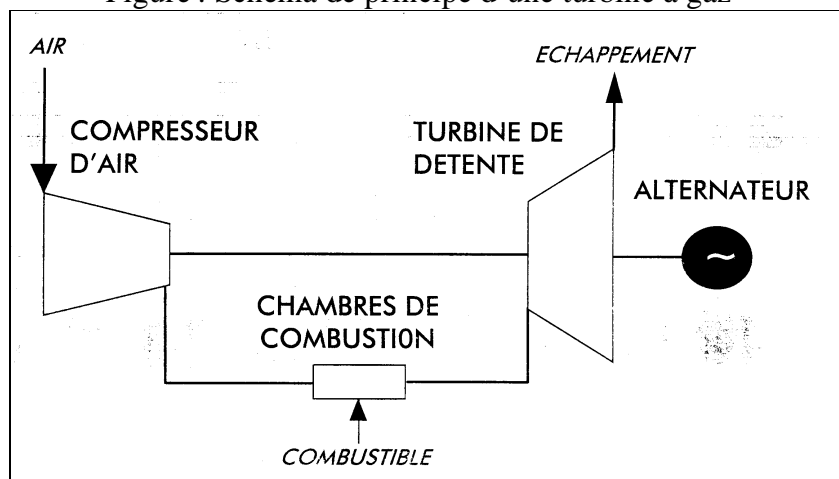
- **Les progrès technologiques sur les turbines à gaz**

Le premier progrès notable concernant les turbines à gaz provient de la mise au point de nouveaux matériaux supportant de hautes températures. La température d'entrée turbine atteint en effet 1 500°C aujourd'hui contre 1 100°C il y a 50 ans. Simultanément, les matériaux mis au point pour les hautes températures se sont avérés capables de supporter de fortes contraintes mécaniques. Le ratio de compression, qui n'excédait pas 15 il y a quelques années, atteint ainsi aujourd'hui une valeur de 30. Un troisième progrès majeur est imputable à la mise en œuvre

<sup>186</sup> Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

de techniques de revêtement céramique. Enfin, de nouvelles techniques de refroidissement ont été héritées de l'industrie aéronautique.

Figure : Schéma de principe d'une turbine à gaz<sup>187</sup>



Au final, ces différentes avancées techniques, accompagnées au surplus d'une baisse continue des coûts, ont apporté une progression majeure des rendements électriques, qui sont passés de 25 % dans les années 1960 à 41 % aujourd'hui.

Une deuxième évolution majeure des turbines à gaz est celle de l'élargissement de leur gamme de puissance. Les puissances unitaires maximales des turbines à gaz ont fortement augmenté ces dernières années. En 10 ans, elles ont doublé pour avoisiner les 300 MW électriques. A l'opposé, les progrès techniques ont permis, pour certaines applications<sup>188</sup>, le développement de turbines de faible puissance (1 MW)

- **Les micro-turbines à gaz**

Les progrès techniques permettent aussi d'obtenir des rendements satisfaisants avec les microturbines à gaz. Vingt-cinq prototypes de microturbines, dans une gamme de très faibles puissances (30 à 200 kW) sont actuellement testées aux Etats-Unis sous la direction de l'EPRI (Electric Power Research Institute).

Ces turbines offriraient des avantages similaires à ceux des turbines à gaz de taille plus importantes: efficacité énergétique, fiabilité (un seul élément mobile), compacité et émissions réduites.

Parmi les fabricants impliqués dans ces recherches, Allied Signal semble être relativement en pointe. Cette entreprise espère vendre des unités de 75 kW dès 1999 à un prix compris entre 35 000 et 40 000 dollars (soit environ 500

<sup>187</sup> Source : Alstom : audition du 21 janvier 1999.

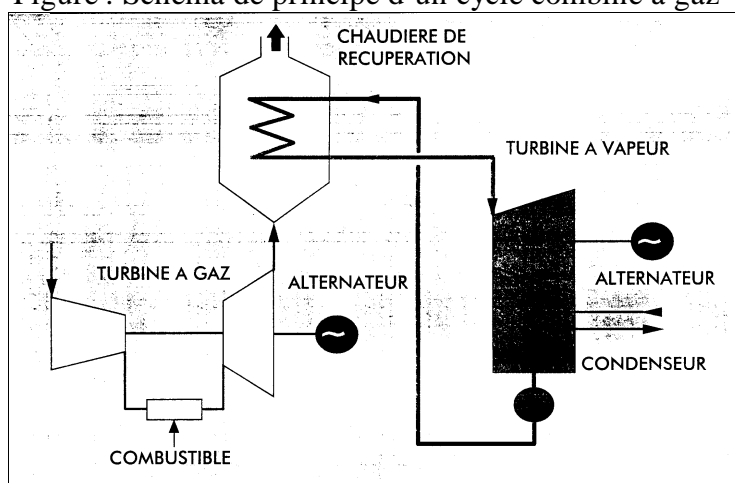
<sup>188</sup> En l'occurrence, le marché de la petite cogénération.

dollars/kW installé) qui devrait descendre à 25 000 dollars en 2002 (soit environ 330 dollars/kW installé)<sup>189</sup>.

- *Les améliorations des cycles combinés à gaz*

Le principe du cycle combiné à gaz réside dans la récupération de la chaleur de combustion des gaz dans la turbine, en vue de la production de vapeur, qui, elle-même, sert à alimenter une deuxième turbine, selon le schéma ci-après.

Figure : Schéma de principe d'un cycle combiné à gaz<sup>190</sup>



Les progrès technologiques réalisés sur les turbines à gaz ont permis d'améliorer considérablement le rendement des cycles combinés. Des rendements légèrement supérieurs à 55% ont d'ores et déjà été atteints.

Cette tendance devrait se poursuivre dans les années à venir, et un niveau de rendement de 60% devrait pouvoir être atteint.

Les pistes prometteuses sont l'utilisation du cycle de Kalina (vapeur de cycle formée d'eau et d'ammoniac), le développement de turbines ICAD (Intercooled aero derivative) de rendement égal à 50% en cycle simple et l'utilisation de piles à combustible à haute température<sup>191</sup>.

Les cycles combinés à gaz évoluent vers des puissances unitaires en forte augmentation (jusqu'à 376 MW), en liaison avec l'augmentation de la taille unitaire des turbines à gaz. Par ailleurs, il semble que leur durée de vie soit relativement longue. En l'absence de données statistiques significatives et compte

<sup>189</sup> EDF vient de signer un accord avec Allied Signal sur ce marché des microturbines. Le marché visé est celui de la micro cogénération, essentiellement pour les petits sites tertiaires ou des immeubles d'habitation (voir plus loin).

<sup>190</sup> Source : Alstom : audition du 21 janvier 1999.

<sup>191</sup> Voir plus loin, les développements sur les piles à combustible.

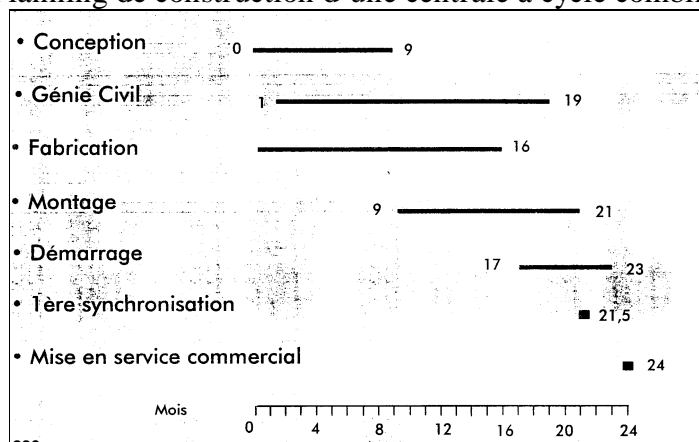
tenu des températures élevées en entrée de turbine, la durée de vie annoncée de 30 ans est peut-être optimiste. Une durée de vie de 25 ans apparaît plus probable.

Un autre avantage majeur des cycles combinés à gaz est la faiblesse relative de leur coût d'investissement. La dépense d'investissement par kilowatt net installé est plus réduite que pour les autres filières de production. Elle est d'environ 4 000 F/kW, contre 8 000 F/kW pour le charbon et 11 000 F/kW pour le nucléaire.

Les cycles combinés à gaz présentent une grande flexibilité. Leur conception modulaire permet d'ajuster le rythme d'évolution du parc à celui de la demande électrique. Leur mode de fonctionnement permet aussi de moduler la puissance en service de façon souple, grâce à la grande rapidité de démarrage d'une telle centrale.

Mais les cycles combinés à gaz ont un dernier avantage économique essentiel, à savoir des délais de réalisation très courts. Ces délais sont en effet d'environ deux ans, contre quatre ans pour une centrale à charbon propre et huit ans pour une tranche nucléaire. La figure suivante donne le planning de réalisation d'un cycle combiné à gaz, selon Alstom<sup>192</sup>.

Figure : Planning de construction d'une centrale à cycle combiné au gaz<sup>193</sup>



## 2. Les technologies du gaz et l'environnement

S'agissant de leur impact environnemental, les émissions des turbines à gaz sont plus faibles que celles de la filière charbon tant pour le CO<sub>2</sub>, le SO<sub>2</sub>, que les NO<sub>x</sub>. Par ailleurs, grâce à leurs rendements élevés, les cycles combinés minimisent encore les rejets.

Les moyens de lutte contre les émissions de NO<sub>x</sub> sont moins coûteux avec le gaz naturel qu'avec les autres combustibles fossiles:

<sup>192</sup> Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

<sup>193</sup> Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.



Les rejets d'oxyde d'azote sont passés de 200 ppm dans les années 70 à 100ppm à la fin des années 80, puis à moins de 10ppm aujourd'hui. L'absence d'impuretés dans le gaz naturel permet de recourir en effet à l'utilisation de la réduction catalytique sélective sur les gaz d'échappement. Une autre approche plus récente pour réduire ces émissions consiste à chercher à limiter la formation de NOx dans la chambre de combustion, notamment en modifiant le design du brûleur, en utilisant une combustion étagée ou en faisant appel à la combustion catalytique.

Enfin, la consommation d'eau d'un cycle combiné à gaz est trois fois moindre que celle d'une centrale charbon et son emprise au sol est très réduite.

Les émissions fugitives de méthane insignifiantes dans les systèmes bien entretenus, ne compromettent nullement la supériorité du gaz naturel. Même quand les fuites sont prises en compte, le gaz naturel reste un bon instrument de lutte contre les changements climatiques.

Si le méthane exerce un effet de serre plus puissant, molécule pour molécule, il ne réside que 12 à 15 ans dans l'atmosphère, alors que le dioxyde de carbone y subsiste de 50 à 200 ans. Le pouvoir réchauffant des deux gaz doit être calculé pour des échelles de temps différentes. En cent ans, les fuites des réseaux de gaz naturel devraient dépasser 16 % du débit pour que le gaz naturel perde son avantage sur le charbon. Lorsque l'on inclut dans le calcul l'efficacité des applications de production d'électricité, par exemple, l'avantage du gaz naturel par rapport au charbon se montre encore plus marqué.

Les estimations des pertes de gaz naturel dans les réseaux d'approvisionnement (1,1% dans le monde, 0,7% en Europe), sont ainsi, selon Gaz de France<sup>194</sup>, largement en dessous du niveau de perte de méthane qui annulerait l'avantage climatique du gaz naturel.

### **3..... La position concurrentielle de la France sur le marché des turbines à gaz**

La compagnie franco-britannique Alstom, au travers de sa filiale à 90% EGT, fait partie d'un nombre restreint de fabricants de turbines à gaz de dimension internationale (General Electric, ABB, Siemens, Mitsubishi).

Le pôle « *Energie* » d'Alstom a installé ou installe actuellement environ 15% de la capacité mondiale totale existante, avec une implication croissante dans l'activité « *grandes turbines à gaz* ».

Le segment « *grandes turbines à gaz* » a représenté directement 4,3 milliards de francs de chiffre d'affaires en 1997/1998 et représente environ 8% du chiffre d'affaires d'Alstom au cours des trois dernières années.

---

<sup>194</sup> Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

Alstom est notamment en train d'installer une capacité totale de 21 GW de cycles combinés au gaz en Chine, et a remporté récemment des marchés au Royaume-Uni (contrat de 1 milliard de francs), au Luxembourg (1 milliard de francs), en Inde, en Argentine, en Australie, aux Emirats Arabes Unis, à Oman, en Iran, au Brésil, au Vietnam, etc.

Sur la période 1993-1997, Alstom a obtenu une part de marché de 9 %, le plaçant en première position des fabricants sous licence, devant Mitsubishi Heavy Industries (8 %).

Les leaders mondiaux en termes de technologies et de débouchés sont Siemens-Westinghouse, avec 27,5 % de part de marché, General Electric avec 27 % de part de marché et ABB avec 13 % .

#### **4. Les cycles combinés en France**

Le remplacement abrupt à 100% du parc nucléaire existant par des centrales à cycle combiné au gaz naturel aurait des conséquences économiques et financières insupportables. Les émissions additionnelles de CO<sub>2</sub> s'élèveraient à 140 Mt, soit un accroissement de 37% de l'ensemble des émissions françaises de CO<sub>2</sub> (bilan en totale contradiction avec les engagements de stabilisation de ces émissions contractés par la France)<sup>195</sup>.

La demande annuelle de gaz naturel, actuellement de l'ordre de 37 milliards de m<sup>3</sup>, passerait à 105 milliards de m<sup>3</sup>, soit un quasi triplement<sup>196</sup>, impliquant des investissements énormes en terme d'infrastructures gazières, un risque d'augmentation des coûts du gaz naturel et une menace sur la sécurité d'approvisionnement.

Un volume financier d'environ 250 milliards de francs devrait être mobilisé uniquement pour la construction des centrales. A ces sommes, il conviendrait d'ajouter le coût des infrastructures gazières supplémentaires, le coût des externalités, les coûts échoués, etc.

Le remplacement du nucléaire par des centrales à cycle combiné n'est donc en aucun cas crédible.

Un scénario réaliste de réduction sensible de la part du nucléaire dans la production d'électricité française passe par deux volets distincts. D'une part, une réduction de la part des usages thermiques de l'électricité devrait être à l'ordre du jour. D'autre part, une pénétration accrue, mais compatible avec les contraintes

---

<sup>195</sup> Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

<sup>196</sup> Le marché de l'Union Européenne est actuellement de 330 milliards de m<sup>3</sup>.

techniques et financières de développement des infrastructures gazières, du gaz naturel dans le bilan de production électrique devrait intervenir.

Les Rapporteurs estiment en tout état de cause que le domaine privilégié d'application des nouvelles technologies du gaz est en France la production d'électricité en semi-base et en pointe.

### 5. .... Les coûts du kWh gaz selon la Digeç

L'étude « *coûts de référence* » de la production électrique de la Digeç, publié en 1997, propose des estimations de coûts pour deux types de technologie, l'une pour une mise en service industriel en l'an 2000 et l'autre pour une mise en service industriel en 2005.

- ***Un cycle combiné de 650 MW et son extrapolation technique***

Le cycle combiné dont la mise en service est considérée en l'an 2000, correspond à un cycle combiné de 650 MW. La centrale prise en référence pour l'an 2005 est d'une puissance identique mais les progrès technologiques survenus entre temps impliquent une baisse des coûts d'investissement et une amélioration des rendements.

Tableau : Caractéristiques générales des installations étudiées dans l'étude « *coûts de référence* » de la production électrique Digeç 1997

	cycle combiné avec mise en service industriel en 2000	cycle combiné avec mise en service industriel en 2005
caractéristiques techniques	- 650 MWe - deux turbines associées à deux chaudières de récupération et une turbine à vapeur	- 400 MWe (chaudière 2 ou 3 corps) – extrapolation chaudière actuelle de 250 MWe - régime sous-critique (170 bars, 567 °C, 566 °C) - rendement : 40 % sur PCI
caractéristiques du fonctionnement en semi-base	- 2 niveaux de pression et de resurchauffe - fonctionnement centré sur l'hiver - PCN : 678 MW - rendement sur PCI: 51,3 %	- pour mémoire
caractéristiques du fonctionnement en base	- 3 niveaux de pression et de resurchauffe - PCN : 660 MW - rendement sur PCI: 52,1 %	- rendement sur PCI: 57 %
durée de vie économique	25 ans	25 ans
disponibilité	90 % en base	90 % en base
durée de construction	34 mois	34 mois
coûts d'investissement F / kWh (taux d'actualisation : 5 %)	- semi-base : 3 988 - base : 4 202	- baisse de 15 % - semi-base : 3 400 - base : 3 600

Des hypothèses différenciées d'évolution des prix du combustible sont posées, en prenant deux valeurs du dollar, à savoir des parités de 5 et 6,5 francs pour un dollar.

Tableau : Hypothèses sur le prix du combustible

	hypothèse d'évolution du cours du gaz
scénario « bulle gazière »	- baisse du prix du gaz à 2 dollars par Mbtu en 2000 - stabilité à ce niveau de 2000 à 2010 - remontée de 2010 à 2015 pour atteindre 3,3 dollars par Mbtu - stabilité au-delà de 2015
scénario bas	stabilité du prix du gaz 2,7 dollars /Mbtu
scénario médian	- hausse jusqu'à 3,3 dollars par Mbtu en 2005 - stabilité au-delà
scénario haut	- hausse jusqu'à 3,9 dollars par Mbtu en 2010 - stabilité au delà

A ce prix frontière du gaz, l'étude Digec rajoute les coûts de transport et de distribution, ainsi que les coûts de stockage du gaz, coûts nécessaires pour mettre le gaz à disposition de la centrale.

- *Un coût compétitif avec le nucléaire mais une sensibilité importante aux variations des cours du gaz et du dollar*

Le coût du kWh produit avec une centrale à cycle combiné à gaz est selon la Digec, compris entre 18,2 et 27,2 centimes.

Tableau : Coûts du kWh produit avec un cycle combiné à gaz – taux d'actualisation de 5 %

scénario et parité dollar /franc	mise en service industriel en 2000		mise en service industriel en 2005	
	bulle et 1 \$ = 5 F	haut et 1 \$ = 6,5 F	bulle et 1 \$ = 5 F	haut et 1 \$ = 6,5 F
coût d'investissement	3,7	3,7	3,1	3,1
coût d'exploitation	2,2	2,2	2,2	2,2
combustible	12,4	21,3	12,2	25,6
total	18,2	27,2	17,6	25,6

Ce coût présente une sensibilité non négligeable vis-à-vis du prix du gaz importé. Si l'on fait le cumul de la sensibilité au prix de la ressource et de celle vis-à-vis de la parité franc – dollar, cette sensibilité atteint en réalité près de 50 % .

Un autre facteur de sensibilité est le rendement de l'installation. Une variation de 1 % du rendement entraîne une variation d'environ 0,3 centime sur le prix du kWh.

- ***La prise en compte des infrastructures de transport***

L'étude Digec semble, dans une certaine mesure, sous-évaluer, dans le cas du cycle combiné à gaz, l'impact du coût des infrastructures sur le coût de production du kWh.

Certes les coûts de transport et de distribution, ainsi que les coûts de stockage, semblent être ajoutés au prix « *frontière* » du gaz. Pour chaque type de moyen de production et chaque durée de fonctionnement, le coût de transport et de stockage est de la forme «  $a + b \cdot P_g$  » avec  $P_g$  prix d'importation du gaz naturel;  $b$  part proportionnelle et  $a$  coût fixe.

Selon Suez-Lyonnaise des Eaux, les capacités de transport sont suffisantes<sup>197</sup>. Le tableau suivant détaille les dernières mises en service de gazoducs.

Tableau : Infrastructures de transport du gaz en Europe

	mise en service	capacité milliards de m3 par an
Interconnector	1997	20
NorFra	1998	14
Maghreb-Europe	1998	10
Europipe 2 Norvège- Allemagne	1999	21

Mais en réalité, on peut se demander si les infrastructures actuelles suffiraient à alimenter un ou plusieurs cycles combinés de grande puissance installés dans plusieurs des pays membres de l'Union européenne.

C'est pourquoi il paraît nécessaire de réviser le coût du combustible en intégrant la construction et l'amortissement de l'équipement de transport de la ressource jusqu'au lieu de la centrale.

---

<sup>197</sup> Suez-Lyonnaise des Eaux, audition du 19 janvier 1999.

### C. La cogénération

La cogénération est la production simultanée, à partir d'un seul combustible, de chaleur et d'énergie mécanique, cette dernière étant utilisée le plus souvent pour entraîner des alternateurs produisant de l'électricité

Une définition précise de la cogénération est donnée par l'arrêté du 23 janvier 1995 définissant les installations bénéficiant de l'obligation d'achat par EDF. Pour bénéficier de la dénomination de cogénération, une installation doit respecter les contraintes suivantes :

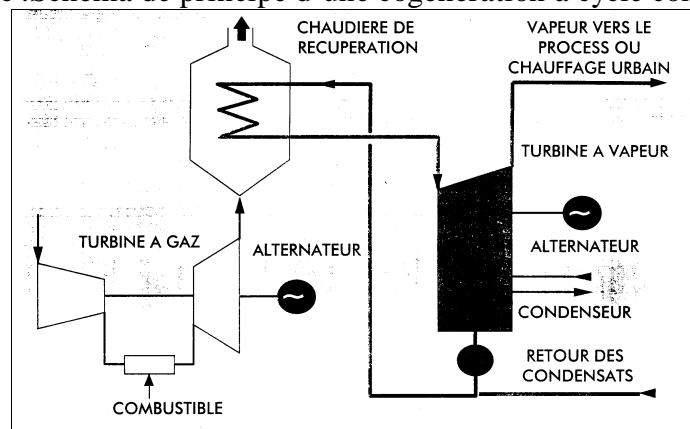
- a) le rendement énergétique global de l'installation doit être supérieur ou égal à 65%
- b) le rapport chaleur / force (rapport entre la chaleur utile produite et l'électricité) doit être supérieur ou égal à 0,5.

La cogénération peut exister à partir de chaudières brûlant n'importe quel type de combustible - fioul, charbon, gaz, biomasse ou biogaz. En pratique, les projets actuels de cogénération concernent en quasi totalité des cycles combinés à gaz.

#### 1. Des progrès technologiques importants

Les installations de cogénération de forte puissance comme celles de faible puissance ont bénéficié des progrès effectués sur les turbines à gaz et les cycles combinés. Dans son principe, une cogénération au gaz est en effet un cycle combiné dont on soutire une partie de la vapeur formée dans la chaudière de récupération des gaz brûlés en sortie de turbine.

Figure :Schéma de principe d'une cogénération à cycle combiné<sup>198</sup>



<sup>198</sup> Source : Alstom, audition du 19 janvier 1999.

C'est principalement dans le domaine des petites installations que des progrès marquants ont été faits dans les dernières années.

- ***La mise au point d'installations de petite taille***

Le rendement des moteurs thermiques à gaz n'a cessé de croître au cours des dernières années (jusqu'à environ 85%), grâce à l'amélioration de la récupération de toutes les sources de chaleur sur le moteur. Ces progrès ainsi que ceux réalisés en matière de fiabilité et pilotage à distance par informatique ont permis d'accroître la plage de rentabilité économique dans des gammes de puissances très faibles.

On a vu ainsi se développer, notamment aux Pays-Bas, au Danemark, en Allemagne et au Royaume-Uni, le concept de « *micro-cogénérations* ». Ces installations de très faible taille, conçues sur la base d'un moteur alimenté en gaz naturel, sont utilisées pour alimenter en chaleur et en électricité de petits sites tertiaires ou un groupe de logements, avec des puissances électriques installées pouvant ne pas excéder 40 à 50 kW électriques seulement.

Si ces gammes de puissances ont dominé le marché de la petite cogénération ces dernières années, on voit aussi apparaître des unités plus importantes de 1 MW, basées sur des petites turbines à gaz et non plus des moteurs thermiques.

- ***L'influence de la taille sur les coûts***

Un effet de taille agit sur le coût du kWh produit par une turbine à gaz. Pour un fonctionnement en base, le coût du kWh produit avec une installation de 6 MW est inférieur d'environ 3,5 centimes à celui issu d'une installation de 1 MW. La même différence existe pour une puissance de 40 MW par rapport à une installation de 6 MW. En semi-base, le gain est légèrement supérieur. Cet effet de taille existe également pour les moteurs à gaz. Le gain est de 1,5 à 2cF/kWh lorsque l'on passe d'un seul moteur à une installation de 5 moteurs.

La turbine à gaz de 6 MW apparaît certes moins compétitive que le cycle combiné au gaz de 650 MW. Toutefois, la faiblesse de l'écart de coût (1,5 cF/kWh) entre les deux moyens de production témoigne de l'intérêt de la cogénération dans la mesure où celle-ci permet d'économiser des coûts de transport et de distribution de l'électricité.

- ***Cogénération et environnement***

L'efficacité environnementale de la cogénération est évidente, dans la mesure où cette dernière se caractérise par des rendements élevés, supérieurs à 70 % dans la majorité des cas. Permettant une production d'électricité proche de l'utilisateur, la cogénération permet en outre des économies de réseau. La condition essentielle de

sa mise en oeuvre n'en demeure pas moins l'existence de besoins réels et solvables en chaleur.

Par ailleurs, l'apport environnemental de la cogénération dépend étroitement de la situation de départ. En réalité, la majorité des projets de cogénération moderne font appel au gaz. Il y a donc lieu d'apprécier la part de la substitution du gaz à une autre forme d'énergie dans la réduction des émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de CO<sub>2</sub>.

Dans le cas où une cogénération au gaz vient remplacer une turbine au fioul voire une chaudière à charbon, la simple substitution du gaz à ces procédés constitue un apport essentiel à la lutte contre la pollution. S'agissant de la situation française, il est clair que si la cogénération, hypothèse peu probable, devait venir en remplacement d'un réacteur nucléaire, la conséquence en serait une augmentation de rejets de CO<sub>2</sub>.

## 2. Les enjeux du développement de la cogénération

Le premier enjeu du développement de la cogénération est celui de l'efficacité énergétique.

Au plan global, il est établi que la cogénération de par les rendements de plus de 70 % qu'elle permet d'atteindre est un facteur d'efficacité du système énergétique, à condition que la production de chaleur soit la priorité de l'opération et qu'elle trouve une valorisation optimale.

### • *Le nouveau marché des « process » industriels*

Le deuxième enjeu est l'optimisation de certains processus industriels de la chimie lourde, dans lesquels la production de chaleur et d'électricité est liée à celle d'un « process ». C'est ainsi le cas pour Air Liquide, le premier producteur mondial de gaz industriels, qui connaît depuis deux ans une accélération sans précédent de ses projets dans la cogénération. Sa capacité installée dans le monde entier est déjà de 2500 tonnes de vapeur par heure et de 1000 MWe<sup>199</sup>.

L'énergie est ainsi un moyen pour Air Liquide de gagner de nouveaux marchés, avec des usines fournissant à la fois des gaz industriels, son métier de base, mais aussi de la chaleur et de l'électricité de haute qualité c'est-à-dire sans micro-coupures. La cogénération apparaît ainsi comme un nouveau champ de développement industriel, avec même dans certains cas la valorisation de résidus énergétiques aujourd'hui inutilisés.

---

<sup>199</sup> Les Echos, 5/10/1998.



C'est ainsi qu'un projet novateur de cogénération à partir de résidus lourds issus du raffinage du pétrole va être lancé par EDF et Total à Gonfreville-l'Orcher<sup>200</sup>. Il s'agit d'un projet mixte de cogénération et de gazéification pour produire de l'électricité et de la vapeur et des gaz comme l'hydrogène et le monoxyde de carbone utilisés dans la synthèse de produits chimiques. L'usine fonctionnera à partir des résidus pétroliers les plus lourds, difficiles à valoriser. Total utilisera l'essentiel de la vapeur et EDF récupèrera le courant. Le démarrage de l'installation est prévu en 2003-2004. La capacité de production d'électricité sera de 350 MWe. S'il atteint ses objectifs, ce projet pourrait être dupliqué dans de multiples autres sites de raffinage à travers le monde

- *La production décentralisée de chaleur et d'électricité*

Le troisième enjeu du développement de la cogénération est la production efficiente de chaleur et d'électricité non seulement pour les agglomérations équipées de réseau de chauffage urbain mais aussi pour les collectivités de taille plus réduite.

A cet égard, des projets de ce type peuvent aussi résoudre les difficultés de réseau, dues à l'insuffisance de capacité de lignes de raccordement.

Les établissements publics, - hôpitaux, aéroports, universités, administrations – représentent à cet égard un potentiel très important pour le développement de la cogénération.

### 3. Le marché de la cogénération en Europe

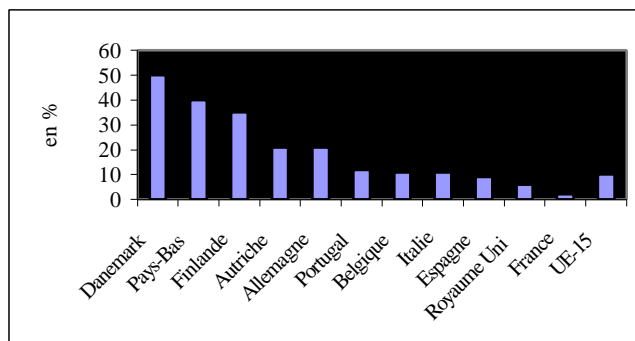
La France est réputée être en retard pour la cogénération. Il est certain que l'importance du parc électronucléaire n'a pas été, dans le passé, un facteur de développement de la cogénération. Toutefois, deux points doivent être évoqués. D'une part il s'agit de l'influence des définitions de la cogénération sur les statistiques. D'autre part, il s'agit du mécanisme de rattrapage engagé en France depuis 1995.

Les comparaisons internationales, telles que celles indiquées dans la figure suivante, sont tributaires des définitions retenues pour la cogénération. On a vu précédemment que la définition française est particulièrement restrictive. Il n'en est pas de même pour celles en vigueur dans d'autres pays européens.

---

<sup>200</sup> La Tribune, 21/8/1998.

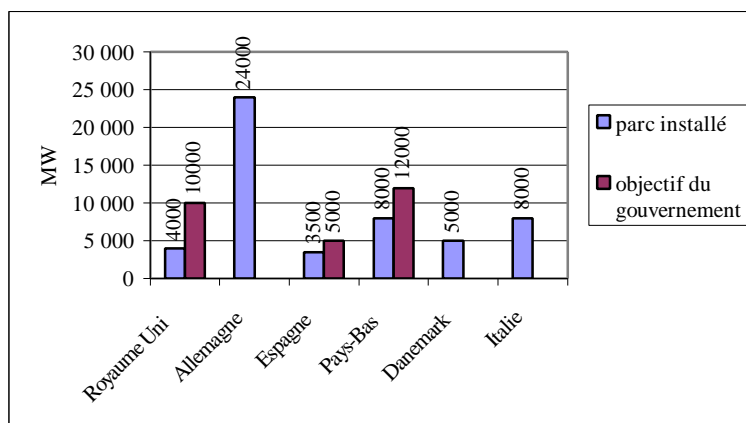
Figure : Part de la cogénération en 1995 dans la production d'électricité dans l'Union européenne<sup>201</sup>



Ainsi au Danemark; un procédé est réputé être de la cogénération, si son rendement global est supérieur à 65 %. En revanche, en France, une installation pour être classée en cogénération requiert en outre un rapport chaleur/force supérieur à 50 %, ce qui éliminerait un nombre important dite de cogénération au Danemark.

Par ailleurs, la cogénération, séduisante sur le plan technique et économique, requiert la réunion de conditions particulières pour être mise en oeuvre. Il peut y avoir un écart important entre les objectifs et les réalisations, ainsi que l'indique la figure suivante.

Figure : Parc installé et objectifs gouvernementaux en matière de cogénération<sup>202</sup>



Le tableau suivant résume les politiques de différents pays de l'Union européenne en matière de cogénération.

<sup>201</sup> Source : Cogen Europe - Unipede

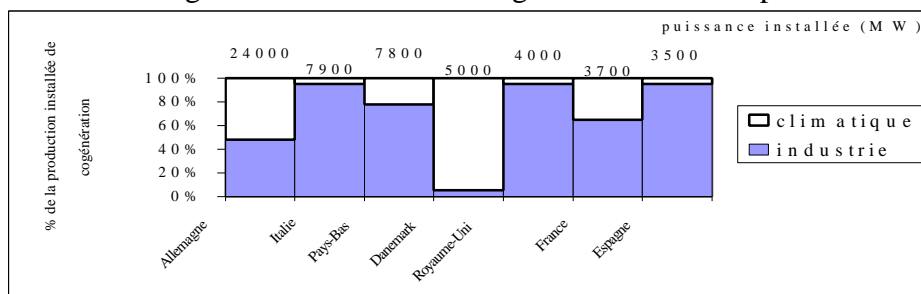
<sup>202</sup> Source : Vivendi, audition du 14 janvier 1999.

Tableau : Politiques européennes en matière de cogénération<sup>203</sup>

pays	part de la cogénération dans la production		régime d'autorisations d'installations de production	incitations fiscales et subventions	conditions d'achat de l'électricité produite
	actuelle	objectifs pour 2010			
<b>Grande-Bretagne</b>	5 %	10 % 10 000 MW	procédures d'autorisation allégées	- exonération de la taxe sur les combustibles (fossil fuel levy) - subventions aux études de faisabilité (energy saving trust)	obligation d'achat pour une certaine quantité
<b>Espagne</b>	6 %	12 % 5 000 MW	pas d'autorisation administrative si < 50 MW	promotion de la cogénération au travers d'aides et incitations fiscales	obligation d'achat
<b>Allemagne</b>	21 %	25 % 28 300 MW	pas d'autorisation administrative si < 10 MW	- réduction de taxe - aide au chauffage urbain	accord entre professionnels
<b>Pays-Bas</b>	37,6 %	50 % 12 000 MW	procédures d'autorisation allégées	- exonération de taxe sur le gaz - incitations fiscales	obligation d'achat
<b>Danemark</b>	49 %	55 % 5 500 MW	procédures d'autorisation allégées	- subventions - taxe sur le carbone	- obligation d'achat - décision de convertir en cogénération toutes les installations de chauffage urbain

Les utilisations de la cogénération sont relativement constantes suivant les pays. Le Danemark étant mis à part, la cogénération répond environ pour moitié à des usages industriels et pour moitié à des usages climatiques, ainsi que l'indique la figure suivante.

Figure : Utilisation de la cogénération en Europe



Il est à noter par ailleurs qu'un nouveau créneau semble se développer du fait des bas prix du gaz et des progrès intervenus sur les turbines de faible puissance.

<sup>203</sup> Source : Vivendi, audition du 14 janvier 1999.

Ainsi, les études de marché pour la petite cogénération en Allemagne et en Grande-Bretagne montrent que de nouveaux créneaux apparaissent pour l'avenir.

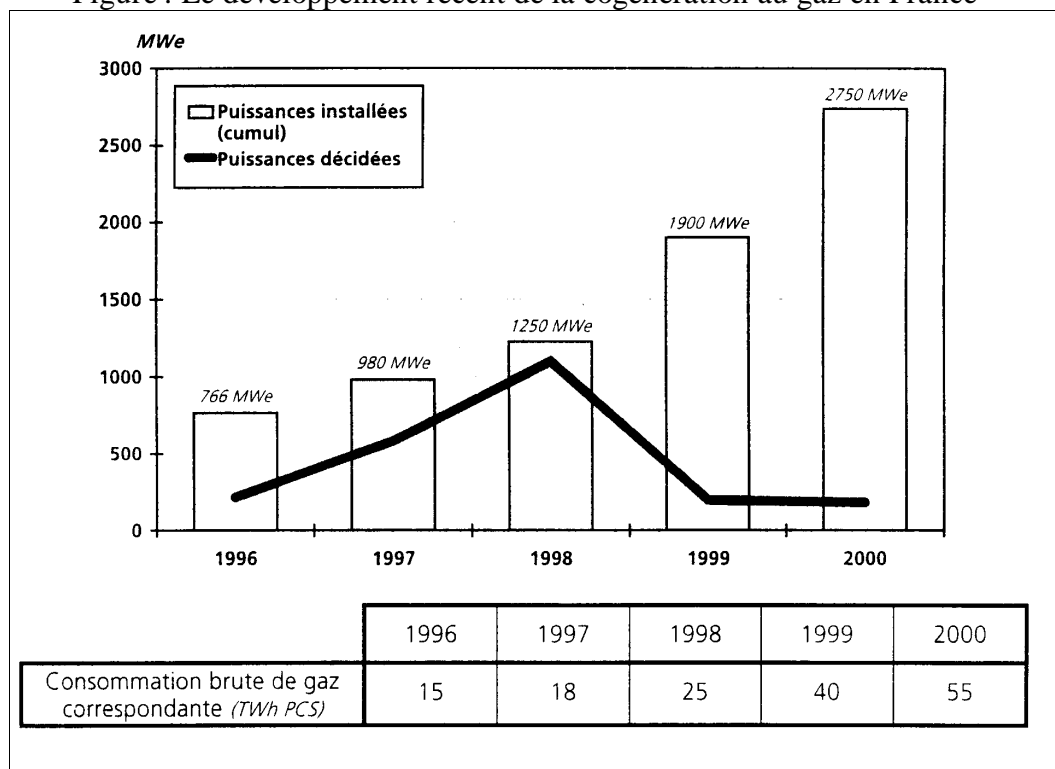
Tableau : Principaux marchés de la petite cogénération en Allemagne et en Grande-Bretagne<sup>204</sup>

	Allemagne	Grande-Bretagne
piscines – écoles	38 %	58 %
habitat, hôtels, hôpitaux	30 %	25 %
petites industries, artisans	15 %	-
stations d'épuration (biogaz)	12 %	8 %
autres	5 %	9 %
total	100	100

#### 4. Le développement de la cogénération en France

Si la France était en retard il y a encore 5 ans, dans le domaine de la cogénération, en réalité, ce retard est aujourd'hui en passe d'être rattrapé. La France devrait se situer à 5 % de cogénération dans la production d'électricité. L'obligation d'achat de l'électricité produite, à des conditions favorables pour les producteurs, aurait, selon certains observateurs, révélé la quasi-totalité des projets rentables.

Figure : Le développement récent de la cogénération au gaz en France<sup>205</sup>



<sup>204</sup> J. Zirngibl, La petite cogénération en Europe, Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.

<sup>205</sup> Source : Gaz de France, audition du 17 décembre 1998.

Ce sont les conditions de rachat du courant électrique par EDF, qui ont permis le démarrage de la cogénération en France. Le tableau suivant montre la progression des décisions de réalisation, en distinguant les types d'application.

Tableau : Evolution des décisions de réalisation de cogénération au gaz en France depuis 1991<sup>206</sup>, en MWe

	tertiaire	régies, réseaux	industrie	total
1991	5	40	0	45
1992	25	0	13	38
1993	12	15	33	60
1994	21	20	62	103
1995	31	36	92	159
1996	34	88	92	214
1997	20	136	429	585
total	148	335	721	1204

- *Les perspectives de marché selon Vivendi*

Actuellement les réalisations de Vivendi dans le domaine de la cogénération sont les suivantes : 767 MWe pour 280 dossiers dans le domaine de la cogénération climatique et 415 MWe pour 31 dossiers dans le domaine industriel.

Ces réalisations, en exploitation ou en cours de construction, utilisent deux technologies différentes: les moteurs à gaz et les turbines à gaz.

Le choix entre ces deux solutions techniques sur chacune des opérations est effectué en fonction de la température nécessaire au fluide thermique de récupération de la chaleur spécifique à chaque installation.

D'une manière générale dans le domaine du climatique, les températures de récupération sont fréquemment aux alentours de 90 à 100°C ce qui autorise l'installation de moteurs à gaz. Dans le domaine industriel, où l'énergie consommée est souvent sous forme de vapeur, ce sont des turbines à gaz qui sont utilisées.

Cette règle n'est toutefois pas systématique puisque certains réseaux de chaleur dans l'habitat utilisent de la vapeur ou de l'eau surchauffée et dans ce cas la solution technologique la plus appropriée est la turbine à gaz.

La solution turbine à gaz pouvant fabriquer de la vapeur peut par conséquent fabriquer de l'eau chaude. Les choix, en général, ne se sont toutefois pas portés jusqu'à présent sur cette solution technologique car elle était moins rentable économiquement. L'évolution technique actuelle des turbines à gaz devrait probablement remettre en cause cette situation.

---

<sup>206</sup> Source : ExpertGaz.

Les contraintes techniques rencontrées ont essentiellement concerné les conditions de raccordement au réseau électrique ou au réseau gaz. Les contraintes économiques n'ont pratiquement pas permis de réaliser d'opérations de moins de 1 MWe.

Selon Vivendi, le parc de production en France est peu développé en comparaison des autres pays européens. Mais les perspectives de développement en France sont importantes:

Dans le domaine du climatique elles concernent les réseaux de chaleur non encore équipés (puissance estimée 500 MWe); la création de réseaux de chaleur par regroupement de chaufferies relativement proches (puissance estimée 800 MWe); le marché de la petite cogénération de 50 à 1000 MWe (puissance théorique estimée 12 000 MWe).

Dans le domaine industriel, elles concernent surtout les industriels fonctionnant en discontinu et représentent un potentiel de 2 500 MWe.

Selon Vivendi, le développement effectif de ces cogénérations dépendra essentiellement des nouvelles conditions tarifaires d'achat d'EDF pour toutes les installations ne pouvant desservir de clients éligibles. En particulier la petite cogénération, d'une puissance inférieure à 1 000 kW, ne connaîtra son développement réel que si les prix d'achat augmentent de 10% par rapport au prix actuel. La prise en compte des coûts de distribution de l'électricité, qui n'avaient pas été intégrés dans les conditions tarifaires d'achat actuelles, devrait permettre d'améliorer les conditions d'achats.

##### **5. Les tarifs de rachat de l'électricité produite par cogénération et leur pérennité**

Les pouvoirs publics ont défini en 1997 un objectif de développement de la cogénération en France consistant en l'installation de 1000 MW sur cinq ans. Cet objectif a été atteint en un an.

Le prix de rachat de l'électricité par EDF a constitué la pierre angulaire d'un dispositif valable deux ans, instauré en mars 1997 et dont les éléments sont en cours de renégociation.

- ***Les modalités de calcul du prix du kWh produit***

L'avantage essentiel de la cogénération est de permettre une économie d'énergie primaire, lorsque la chaleur et l'électricité produites trouvent une utilisation conjointe.

La quasi-totalité des coûts de production sont communs à la production d'électricité et à celle de chaleur. Il est donc impossible d'allouer les coûts, ni en fonction des rendements, ni en fonction des prix de vente.

Deux méthodes sont alors utilisables, celle de la chaudière dite équivalente et celle du prix de vente contractuel.

*a) la méthode de la chaudière équivalente*

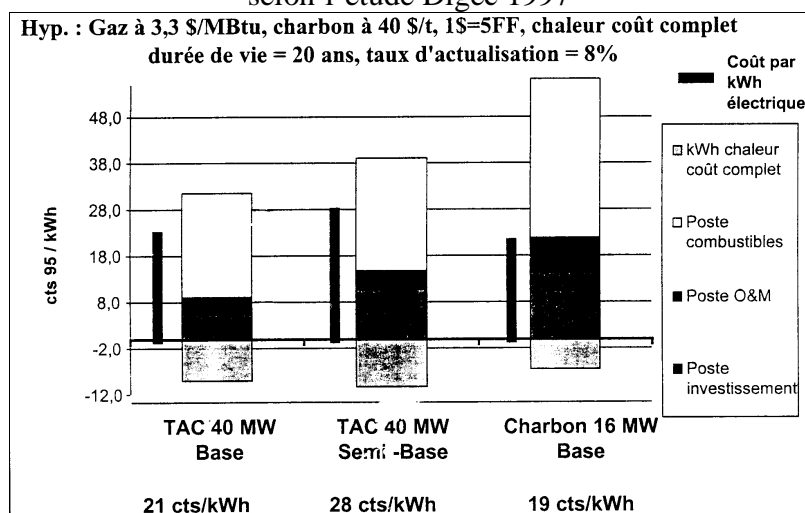
Dans la méthode de la chaudière équivalente, la valorisation de la chaleur se fait au coût évité, par une chaudière indépendante utilisant le même combustible et dont le rendement conventionnel est de 90 % PCI<sup>207</sup>. On peut alors valoriser la chaleur au coût proportionnel, ce qui inclut le seul coût du combustible, ou au coût complet, en additionnant les coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et de combustible.

Pour une cogénération au gaz produisant le kWh au coût variable ou proportionnel de 6,9 à 7,6 centimes, le prix de la chaleur ressort entre 8,5 et 10,5 centimes par kWh thermique. La différence entre le coût complet et le coût proportionnel de la chaleur est de l'ordre de 1,5 centime par kWh thermique.

*b) la méthode de la valorisation par le prix de vente contractuel*

Cette méthode conduit classiquement à des coûts compris entre 10 et 12 centimes par kWh thermique. Les facteurs influant sur le prix sont bien entendu les conditions du marché local de la chaleur: besoins, nombre de clients et de fournisseurs, services et garanties proposés.

Figure : Exemples de résultats de coût de l'électricité produite par cogénération selon l'étude Digec 1997



<sup>207</sup> JP Tabet, Ademe, séminaire EFE « Coûts et tarification de l'énergie », 27 novembre 1998.

- **Le dispositif de mars 1997**

Les réseaux de chaleur bénéficiaient d'une obligation d'achat du courant produit par cogénération.

Le dispositif de mars 1997 a eu pour effet principal de permettre aux installations industrielles d'une taille égale ou supérieure à 8 MW de bénéficier de cette même obligation.

La croissance des projets de réseaux et de régie a été forte : 136 MW en 1997 contre 88 l'année précédente.

Mais c'est dans l'industrie que la croissance est la plus forte, avec un total de 429 MWe contre 92 l'année précédente. Sur ces 429 MW décidés en 1997, 400 relèvent d'installations de plus de 8 MW<sup>208</sup>.

Telle qu'elle a été définie en mars 1997, la rémunération principale de l'électricité produite par cogénération repose sur les « *coûts de développement évités* », incluant les « *coûts de réseau* ».

Les coûts de réseau d'EDF, d'après les résultats de l'entreprise en 1996, sont indiqués dans le tableau ci-après.

Tableau : Coûts de réseau pour EDF en 1996

	transport	distribution
réseau	THT et HTA	HTB et BT
tensions	≥ 63 kVA	≤ 20 kV
coût moyen par kWh	4 centimes	18 centimes
investissement	5,7 milliards de francs	14,1 milliards de francs

L'un des avantages de la cogénération est de permettre, au moins en théorie, des économies de réseau. En conséquence, l'un des paramètres du prix de rachat du courant est l'économie générée.

Tableau : Valorisation des économies de réseau dans le contrat cogénération EDF de 1997

	100 mW sur THT	20 MW sur HTA	20 MW sur HTB
part fixe (F / kW)	45	195	145
par proportionnelle (cF / kWh)	0	1,3	0,9
total en centimes / kWh production en base (8000 h)	0,6	3,5	2,7
total en centimes / kWh production en semi-base	1,1	6,7	4,5

<sup>208</sup> O. Favre, De la théorie à la pratique dans les installations industrielles, Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.



La mise en oeuvre de ce contrat a conduit à une véritable explosion du développement de la cogénération, à tel point que le gisement des cogénérations industrielles semble avoir été exploité en presque totalité, ce qui assèche un segment de marché sur lequel la concurrence était appelée à se développer.

La fin de la période de deux ans au cours de laquelle des tarifs favorables de rachat ont été consentis a suscité un afflux de demandes d'agrément.

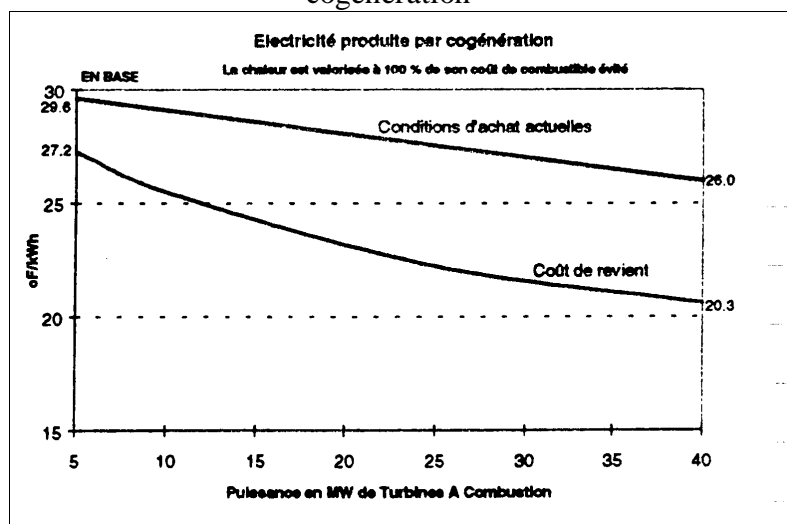
- **La thèse d'EDF : les conditions de mars 97 sont une charge trop lourde**

Les conditions d'achat de l'électricité étant fixées, la rentabilité économique des cogénérations dépend principalement du coût d'investissement des installations et de la valorisation de la vapeur.

Le coût d'investissement pour une cogénération de grande taille est de l'ordre de 3500 F/kW<sup>209</sup>. La valorisation de la vapeur doit être faite par rapport au coût du combustible qu'il aurait fallu brûler pour produire cette même chaleur, les projets de cogénération se substituant à des chaudières existantes.

Les figures suivantes indiquent, sous ces hypothèses quels sont, selon EDF<sup>210</sup>, les écarts entre le prix de revient de l'électricité produite par cogénération et le tarif de rachat par EDF du courant produit.

Figure : Conditions d'achat par EDF de l'électricité produite en base par cogénération<sup>211</sup>

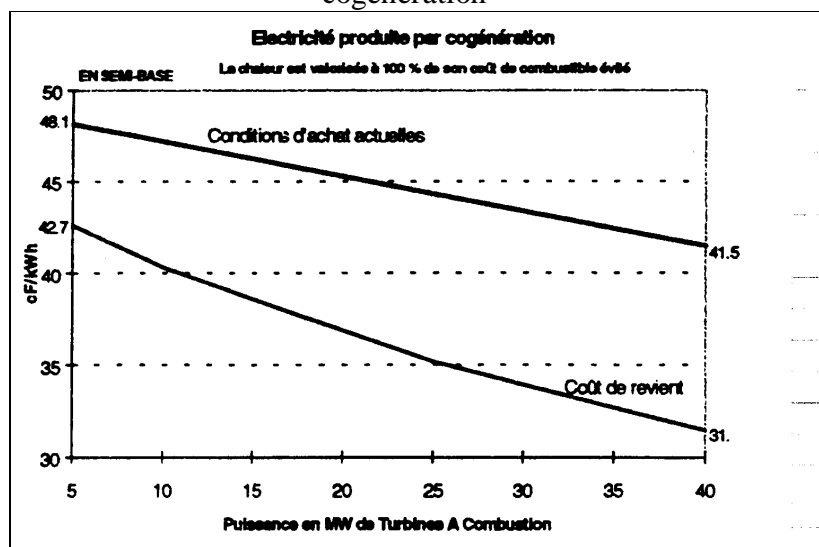


<sup>209</sup> Cas de la turbine LM 6000 de General Electric, d'une puissance de 40 MW.

<sup>210</sup> F. Falgarone, Le point de vue d'EDF: quel avenir, quelles solutions, quelle évolution? Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.

<sup>211</sup> F. Falgarone, Le point de vue d'EDF: quel avenir, quelles solutions, quelle évolution? Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.

Figure : Conditions d'achat par EDF de l'électricité produite en semi-base par cogénération<sup>212</sup>



EDF en conclut qu'il existe un écart très important entre le prix de revient du kWh électrique produit par une cogénération et le prix de rachat par EDF de cette électricité.

Selon EDF, cet écart crée une rente économique considérable qui est captée, dans la plupart des cas, par l'utilisateur de la chaleur. La deuxième conclusion tirée par EDF est que les installations de cogénération d'une puissance supérieure ou égale à 40 MW produisent de l'électricité à des prix compétitifs. En conséquence, l'obligation de rachat devrait être supprimée, le marché ouvert à la concurrence devant être le débouché naturel de l'électricité produite par ces cogénérations de puissance.

En 1998, étant donné le faible nombre de centrales en cogénération, l'obligation d'achat ne représente pour EDF que quelques millions de francs. En 1999, en revanche, EDF estime qu'il lui en coûtera 500 millions de francs. En 2000, dans l'hypothèse de 3000 MW installés prévus (un millier de projets de moins de 8 MW et 2000 de plus de 8 MW), le surcoût du rachat pourrait atteindre 3 milliards de francs.

<sup>212</sup> F. Falgarone, Le point de vue d'EDF: quel avenir, quelles solutions, quelle évolution? Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.

## D. Les piles à combustible

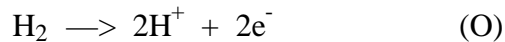
L'une des vedettes du derniers Congrès Mondial de l'Energie de Houston, en septembre 1998, a été la pile à combustible de General Electric, Plug Power 7000. Cette pile est alimentée en méthane, propane ou gaz naturel. Un dispositif permet la dissociation de ces gaz en hydrogène et la cogénération d'électricité et de chaleur à partir du gaz. Plug Power utilise du Gore-Tex comme membrane échangeuse d'ions. Les dimensions de la pile sont de l'ordre de celle d'un lave linge. Sa puissance de 7 kW est suffisante pour un petit appartement. Cette pile fournirait à la fois de la chaleur et de l'électricité. Son rendement serait de 80 %. Son coût se situerait entre 3000 et 5000 dollars.

Cet exemple d'une pile à combustible de cogénération illustre, avec ceux des piles destinées à l'automobile, les progrès considérables effectués sur cette technologie développée à l'origine pour la conquête spatiale.

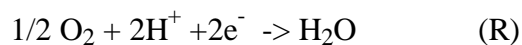
### • *Le principe de la pile à combustible*

Les piles à combustible fonctionnent soit à froid (80°C - pile à membrane échangeuse de protons) soit à chaud (200°C - pile à acide phosphorique). Leur principe est toutefois toujours le même. Dans l'électrolyse de l'eau, c'est le courant électrique qui produit la réaction. Dans une pile à combustible, c'est la réaction chimique, à savoir la dissociation sous forme d'ions et d'électrons, qui produit le courant ; il s'agit de la réaction inverse de l'électrolyse.

Le principe de la pile à combustible a été découvert en 1839 par William Grove qui observa, après l'arrêt d'une électrolyse, un courant spontané en sens inverse. A l'anode, l'hydrogène, c'est-à-dire le combustible, est oxydé et se décompose en 2 protons et 2 électrons :



Les électrons partent dans le circuit extérieur à l'ensemble électrodes-électrolyte et peuvent animer par exemple un moteur avant de se retrouver à la cathode où ils réduisent le comburant, c'est-à-dire l'oxygène, en présence des protons qui ont diffusé depuis l'anode :



Le catalyseur a un rôle central : il doit accélérer à la fois l'oxydation de l'hydrogène et la réduction de l'oxygène. Le comburant, l'oxygène, est la plupart du temps l'oxygène de l'air. Le carburant peut être l'hydrogène ou un autre produit qu'il s'agira de « reformer » en présence de vapeur d'eau pour récupérer l'hydrogène.

• **Les différentes technologies des piles à combustible**

Les piles à combustible sont toutes fondées sur les réactions d'oxydation de l'hydrogène et de réduction de l'oxygène vues précédemment. Différentes solutions techniques sont toutefois mises en oeuvre pour l'électrolyte, c'est-à-dire la solution conductrice, et pour le combustible.

La tableau suivant présente les caractéristiques des principales catégories de piles à combustible<sup>213</sup>.

Tableau : Caractéristiques techniques des principaux types de piles à combustible

type	électrolyte	température	combustible	rendement électrique
PEM (Proton Exchange Membrane)	polymère	≅ 100 °C	H <sub>2</sub>	40 %
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	acide phosphorique	≅ 200 °C	H <sub>2</sub>	40 %
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Li/K carbonates	≅ 650 °C	H <sub>2</sub>	≅ 50 %
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	Zirconium	800 – 1000 °C	CH <sub>4</sub>	50-55 %

a) *la technologie PEM (membrane échangeuse de protons)*

La technologie de la membrane échangeuse de protons est sans doute celle qui devrait se prêter aux avancées les plus rapides. Plusieurs films plastiques ou tissus synthétiques peuvent convenir. L'électrolyte est de forme polymère. La température de fonctionnement de 100 °C est compatible avec l'utilisation de ce type de pile comme moyen embarqué de production de l'électricité.

Le rendement total – électrique et thermique – de la pile à combustible de type PEM atteint 80 %. Les puissances unitaires des premières unités commercialisées sont de l'ordre de 250 kW.

Selon toute probabilité, les perspectives d'utilisation des piles de type PEM dans l'automobile devraient faire baisser rapidement les prix.

Le leader mondial de cette technologie est la société canadienne Ballard Power Systems qui a déjà industrialisé la production de systèmes de 250 kW. Alstom a noué un partenariat avec cette entreprise et est d'ores et déjà très actif en Europe.

<sup>213</sup> R. Mahler, Alstom, audition du 21 janvier 1999.

*b) la technologie PAFC (acide phosphorique)*

Les piles à combustible recourant à l'acide phosphorique comme électrolyte présentent une température de fonctionnement qui correspond aux contraintes de la cogénération. En raison de sa relative simplicité de fonctionnement et parce qu'elle a des débouchés dans ce domaine de la cogénération, les piles à combustible de type PAFC sont parmi les toutes premières à bénéficier d'un développement dans le domaine industriel.

Les piles de la technologie PAFC sont d'ores et déjà commercialisées, pour un coût d'investissement de 19 700 F/kW, qui est élevé par rapport aux coûts de moyens de production d'électricité et de chaleur comparables.

Les leaders mondiaux dans cette technologie sont les entreprises japonaises Toshiba, Mitsubishi Electric et Fuji Electric, qui ont bénéficié de subventions importantes pour la mise au point de cette technologie. L'entreprise américaine ONSI propose également cette technologie où elle a accumulé une expérience importante. Alstom, quant à elle, n'est pas présente sur ce segment technologique.

*c) La technologie MCFC (carbonates fondus)*

Les piles de technologie MCFC utilisent les sels fondus à 650 °C de carbonate de potassium et de lithium comme électrolyte. Il s'agit d'une voie destinée à atteindre des puissances élevées, de l'ordre de 2 MW.

Les problèmes de corrosion sont difficiles à résoudre dans de tels milieux et à de telles températures. En réalité, aucune durée de fonctionnement supérieure à 5000 heures n'a pu être obtenue.

Les principales entreprises impliquées dans cette voie de recherche sont MC Power et ERC aux Etats-Unis, IHI, Mitsubishi Electric et Toshiba au Japon et Ansaldo en Italie.

*d) la technologie SOFC (oxydes solides)*

La principale caractéristique des piles de technologie SOFC est leur température de fonctionnement élevée – de 800 à 1000 °C -. Ceci autorise de hauts rendements. Un autre avantage est qu'elles peuvent utiliser directement le gaz naturel, sans qu'il soit nécessaire de le reformer. En outre, ces piles peuvent être couplées avec des turbines à gaz. Le rendement combiné dépasse alors 70 %.

Cette technologie est à l'heure actuelle démontrée avec des systèmes de 10 kW mis au point par Siemens – Westinghouse. Les méthodes de fabrication étant génériquement chères, l'objectif de puissance assurant la rentabilité est de 1 MW.

- ***L'intérêt thermodynamique et bientôt économique des piles à combustibles***

La pile à combustible présente de nombreux avantages. Son rendement théorique peut approcher 100 %. S'il est difficile d'éviter en pratique un dégagement de chaleur, il est possible de récupérer cette dernière et alors d'atteindre alors 90 % de rendements cumulés électrique et calorifique.

De fait le théorème de Carnot ne s'applique pas à la pile à combustible où l'on récupère directement l'électricité<sup>214</sup>.

Les coûts d'investissement au kW sont, on l'a vu encore élevés. Néanmoins les prévisions sont optimistes quant à l'amélioration de la compétitivité de cette technologie – voir tableau suivant -.

Tableau : Prévisions de coût d'investissement par kW, selon Alstom<sup>215</sup>

francs / kW	1999	2001	2003	2005	2007	2009
coût /kW (chaleur et électricité combinés)	43 289	24 137	16 725	11 741	9 051	7 674
coût /kW (systèmes de secours)		7 740	6 953	6 231	5 477	4 722

S'agissant de la technologie PEM, le premier poste dont il faut réduire le coût est celui de la membrane, dont le coût dépasse celui du catalyseur en platine. La meilleure membrane est en Naflon, un perfluoré de Du Pont, dont le prix atteint 3000 F/m<sup>2</sup> et la durée de vie est de 30 000 heures. Le CNRS développe à l'heure actuelle un polyimide qui permettra peut-être d'atteindre 100F/m<sup>2</sup> pour 2 000 heures de fonctionnement.

Le deuxième poste à améliorer est celui de plaques bipolaires (anode sur une face, cathode sur l'autre face). Il faut qu'elles soient étanches pour que le gaz de la cathode ne réagisse avec celui de l'anode de la pile voisine, conductrices à la fois de l'électricité et de la chaleur, neutres et résistantes à la corrosion. Pour l'instant le prix d'une plaque bipolaire atteint 3 000 F pour une dimension de 20x20 cm sur 0,3 cm d'épaisseur. Il serait nécessaire d'atteindre 10 F pour les mêmes dimensions.

- ***Reformage et pile à combustible, deux techniques liées***

La technique du reformage permet la fabrication d'hydrogène à partir d'hydrocarbures. Son développement conditionne celui de la pile à combustible. Car comment fabriquer l'hydrogène indispensable à cette dernière?

Dans la technique du reformage, les hydrocarbures C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> sont oxydés en présence d'eau pour donner H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et CO. L'élimination du CO doit être réalisée, en

<sup>214</sup> Selon ce théorème, le rendement énergétique d'un moteur thermique est fonction du rapport des températures de la source chaude (par exemple la chambre de combustion d'un moteur à explosion à 4 temps) et de la source froide (par exemple le radiateur du même moteur à explosion

<sup>215</sup> R. Mahler, Alstom, audition du 21 janvier 1999.

raison de son caractère hautement toxique à la fois pour l'homme et pour la pile à combustible. La première solution est de le transformer en CO<sub>2</sub>. On peut aussi le réduire en méthane en présence d'hydrogène.

La société canadienne Ballard Power System a mis au point un procédé de conversion instantanée du méthanol ou du GPL en hydrogène. L'hydrogène est ensuite utilisé comme carburant du moteur à explosion classique ou dans une pile à combustible. La réaction de conversion du méthanol ou du GPL en hydrogène génère 10% de la quantité de CO<sub>2</sub> d'un moteur à explosion classique.

Arthur D. Little a mis au point un convertisseur de gazole en hydrogène, testé par Chrysler avec un moteur à explosion classique. Au total, les émissions seraient réduites de 80 % par rapport au moteur thermique à explosion classique.

On voit que le reformage est indispensable pour une utilisation concrète des piles à combustibles. Mais le reformage ouvre aussi la voie à une pérennité des moteurs à explosion classique.

- ***La pile à combustible, une solution pour les voitures électriques***

Le domaine des transports est avec l'habitat celui dans lequel les émissions de CO<sub>2</sub> sont les plus importantes. Nombreux sont les experts qui estiment que c'est là que se gagnera ou se perdra la bataille de la limitation des rejets de CO<sub>2</sub>.

La voiture électrique est une des solutions pour l'automobile du futur. Du fait du piétinement des progrès dans la réduction de poids des accumulateurs et batteries, la pile à combustible, relativement légère, est une des voies d'avenir pour fournir de l'électricité embarquée.

Les piles à combustibles pourraient donc donner un nouveau départ au concept de voiture électrique sans production de gaz carbonique. Mais celles-ci peuvent trouver d'autres applications.

- ***La pile à combustible, une solution de cogénération collective ou individuelle***

Une pile à combustible de puissance a récemment installée à Berlin. Elle est destinée à alimenter la centrale de chauffe en chaleur et en électricité (le surplus étant destiné à l'extérieur) à l'échelle d'un quartier. Il s'agit donc d'une installation de cogénération.

Le Canada, avec la firme Ballard, jouirait d'une certaine avance dans ce domaine. Alstom Energietechnik disposerait d'une licence pour l'Allemagne. Les puissances de la pile installée à Berlin sont faibles : 250 kWe et 230 kW thermiques.

EDF, de son côté construira à Chelles en 1999 un pile alimentée au Gaz naturel. La puissance électrique de la pile sera de 200 kW. Elle desservira 200 logements, la chaleur étant distribuée par le réseau de la ville.

Dans le domaine de la cogénération individuelle, l'on peut citer la pile Plug Power 7000 présentée au Congrès Mondial de l'Energie par DTE Energy.

Une autre pile à combustible de même type a récemment été mise au point par Avista, filiale de Washington Water. Ce prototype a la dimension d'un climatiseur, pèserait 50 kg et aurait une capacité de 720 W.

- ***La France bien placée avec Alstom***

La première usine de piles à combustible d'Europe sera construite à Dresde<sup>216</sup>. Alstom et Ballard Generation Systems (BGS) mettent ainsi en œuvre leur société commune dont Alstom est l'actionnaire majoritaire. Le montant de l'investissement est de 25 millions d'Ecus (167 MF).

La technologie est la suivante : membranes échangeuses de protons, modules de 250 kW de puissance unitaire, ensembles de 1 à 10 MWe. Alstom a déjà vendu 4 modules de 250 kW en Allemagne, Suisse, Pays-Bas et Belgique : les applications visées sont la cogénération mais aussi les installations de secours pour l'industrie et le tertiaire. Les commandes seront honorées entre 1999 et 2000

- ***Vers l'émergence d'une filière hydrogène ?***

Utilisé dans les piles à combustible pour produire de l'électricité, l'hydrogène peut aussi être utilisé dans les moteurs à explosion classiques. On ne peut aussi exclure la mise au point d'autres types de moteur que les moteurs actuels afin de tirer parti du niveau exceptionnel de la chaleur de réaction de l'hydrogène avec l'oxygène utilisée dans les moteurs de fusée.

Il est possible aussi que des techniques de production de masse et de distribution de l'hydrogène soient mises au point rapidement. Ces développements sont d'autant plus vraisemblables que le stockage de l'hydrogène dans des nano-tubes de carbone est en plein développement. Une technologie de ce type autoriserait un stockage sûr et performant en terme de contenu énergétique rapporté à l'unité de masse.

---

<sup>216</sup> AFP 18/12/98



## **E. Le charbon propre, une technologie d'avenir pour les pays producteurs**

Les centrales thermiques fonctionnant au charbon assurent environ 40 % de la production d'électricité dans le monde. Compte tenu de l'ampleur des réserves et de leur bonne répartition à l'échelle du globe, notamment dans le monde en développement, le charbon devrait, contrairement à ce que la situation d'un pays comme la France peut laisser croire, participer à la croissance de la consommation d'électricité.

Les technologies dites du charbon propre, permettant de réduire les émissions de poussières et de polluants gazeux comme les oxydes de soufre et d'azote, en permettant de couvrir les besoins en électricité tout en réduisant la pollution sont appelées à un grand avenir.

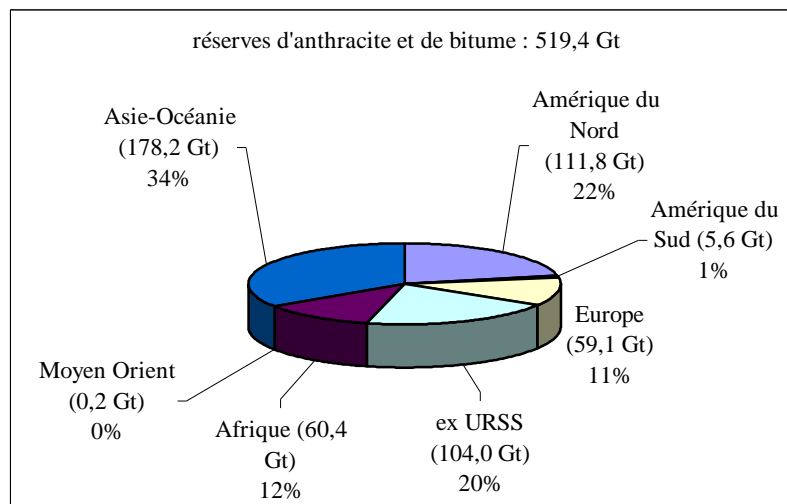
### **1. Des réserves quasiment inépuisables, situées dans les pays en développement à forts besoins énergétiques**

Les gisements de houille et de lignite constituent près de 70 % des réserves de combustibles fossiles. Leur répartition dans le monde est relativement homogène.

Trois pays possèdent 60% des réserves mondiales connues de charbon. Il s'agit des Etats-Unis, avec des réserves de 240 milliards de tonnes, de la Russie avec des réserves de 220 milliards de tonnes et de la Chine, avec des réserves de 120 milliards de tonnes.

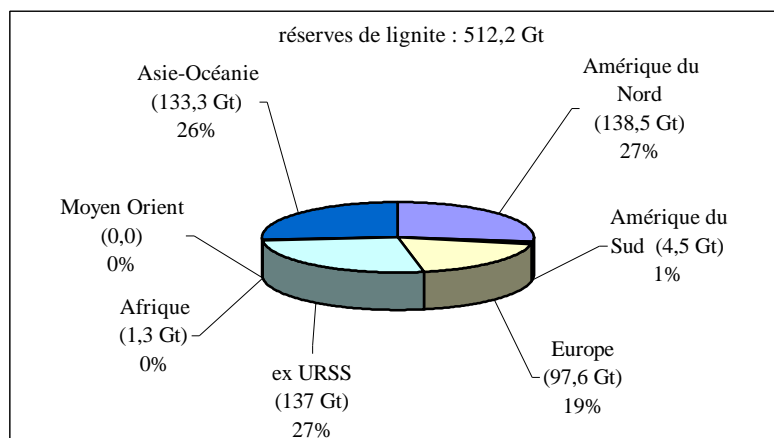
Les réserves de l'Inde sont estimées à 70 milliards de tonnes, et celles de l'Indonésie à environ 30 milliards de tonnes. Les réserves australiennes sont évaluées à 90 milliards de tonnes. Celles d'Afrique du Sud sont également supérieures à 50 milliards de tonnes. Les mines européennes, souterraines, vieillissantes et en voie d'épuisement, sont surclassées par les mines à ciel ouvert des pays neufs.

Figure : Réserves mondiales d'antracite et de bitume en milliards de tonnes – Estimations de 1996<sup>217</sup>



Les gisements de lignite sont quant à eux plus concentrés et se trouvent principalement en Allemagne, en Europe de l'Est, en Grèce et en Turquie.

Figure : Réserves mondiales de lignite en milliards de tonnes – Estimations de 1996<sup>218</sup>



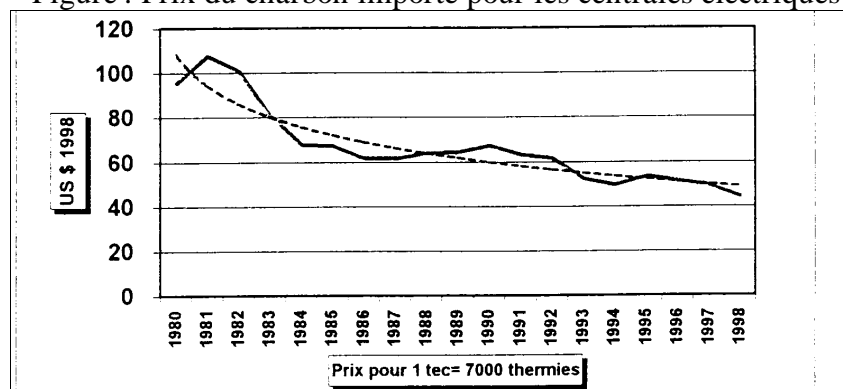
- ***Un marché mondial souple et sûr***

Le prix du charbon sur le marché mondial suit d'assez près la croissance économique. La bonne répartition des gisements de charbon sur la planète rend peu plausible la formation d'un oligopole. Structuellement, le prix international du charbon est à la baisse, atteignant la zone des 35 à 40 dollars la tonne.

<sup>217</sup> Source : BP, cité dans Le contexte énergétique, CEA-DSE/SEE, janvier 1999.

<sup>218</sup> Source : BP, cité dans Le contexte énergétique, CEA-DSE/SEE, janvier 1999.

Figure : Prix du charbon importé pour les centrales électriques



La défaillance d'un pays exportateur est facilement compensée par un autre producteur. Les coûts de la logistique du charbon sont en baisse. Ces considérations font dire aux experts que le marché du charbon est fluide, souple et sûr.

Au total, le charbon présente l'avantage d'être le moins cher des grands combustibles fossiles. Ainsi, en novembre 1998, le prix CAF Europe du charbon s'élevait à 50 dollars par tonne équivalent pétrole, contre 95 pour le pétrole et 105 pour le gaz<sup>219</sup>. Il est à noter d'ailleurs que l'incidence sur le prix du charbon des coûts de la logistique est élevée. Cette dernière représente près de 60 % contre 20 % pour le pétrole.

Ces raisons expliquent le fait que le charbon soit la première source d'énergie mondiale pour la production d'électricité, avec une part de 40 % environ. Il est généralement admis que cette part devrait se maintenir à l'avenir.

## 2. Le déclin de la production et l'évolution des importations charbonnières françaises

La production charbonnière française a atteint une apogée de 58 millions de tonnes en 1960<sup>220</sup>. A cette date, le rendement par poste ouvrier au fond s'élève à 1,8 tonne par jour. Des progrès de productivité considérables ont été obtenus, avec un maximum de rendement de 6,7 tonnes par jour obtenu en 1996. En raison de la concurrence des autres formes d'énergie et, pour le charbon lui-même, des mines à ciel ouvert de pays tels que l'Afrique du Sud, la production française décline progressivement pour représenter 6,8 millions de tonnes en 1997, avec un arrêt de l'extraction programmé en 2005.

En réalité, la disparition de la production de charbon ne signifie pas que l'utilisation du charbon doive cesser en France.

<sup>219</sup> C. Jullien, SNET, séminaire EFE, 27 novembre 1998.

<sup>220</sup> total de l'extraction de houille et de lignite.

Les technologies du charbon propre sont en effet bien maîtrisées par les entreprises françaises, qui pourraient trouver un intérêt à développer sur le territoire national des démonstrateurs d'équipements destinés au vaste marché mondial des centrales thermiques au charbon.

### 3. Les contraintes de réduction des émissions polluantes

Les chaudières anciennes fonctionnant sans dispositif de dépollution particulier émettent des rejets de SO<sub>2</sub> de l'ordre de 2000 à 3000 mg/Nm<sup>3</sup> pour un charbon ayant une teneur en soufre de 1 à 1,5 % et des rejets de NO<sub>x</sub> de l'ordre de 1000 mg/Nm<sup>3</sup>.

Les émissions polluantes des grandes installations de combustion nouvellement créées ont été sévèrement limitées dès 1990, devraient être renforcées dans un proche avenir.

Tableau : Limites d'émissions polluantes des centrales thermiques au charbon

valeurs limites	SO <sub>2</sub> mg / Nm <sup>3</sup>	NO <sub>x</sub> mg / Nm <sup>3</sup>
référence : centrale au charbon sans dispositif de traitement des fumées	2000-3000	1000
directive européenne 88/609 – cas des centrales au charbon	400	650
projet de nouvelle directive – version d'août 1998	200	200

Le renforcement des contraintes de dépollution pourrait entraîner un bouleversement de la hiérarchie technique et économique des différents procédés technologiques.

### 4. Les technologies modernes du charbon propre

Les technologies des centrales à charbon peuvent être réparties en deux catégories, d'une part celles des centrales dont la ou les turbines sont actionnées par la vapeur (centrales à charbon pulvérisé ou à lit fluidisé circulant) et celles dont les turbines fonctionnent sous l'action de gaz chauds ou combustibles (centrales à lit fluidisé sous pression et centrales à cycle combiné au charbon gazéifié (IGCC))<sup>221</sup>.

- **Les chaudières à charbon pulvérisé**

Les centrales à charbon pulvérisée représentent la voie la plus connue et la plus développée des nouvelles technologies du charbon propre. Les puissances des centrales de ce type s'étagent entre 100 et 1300 MWe.

---

<sup>221</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

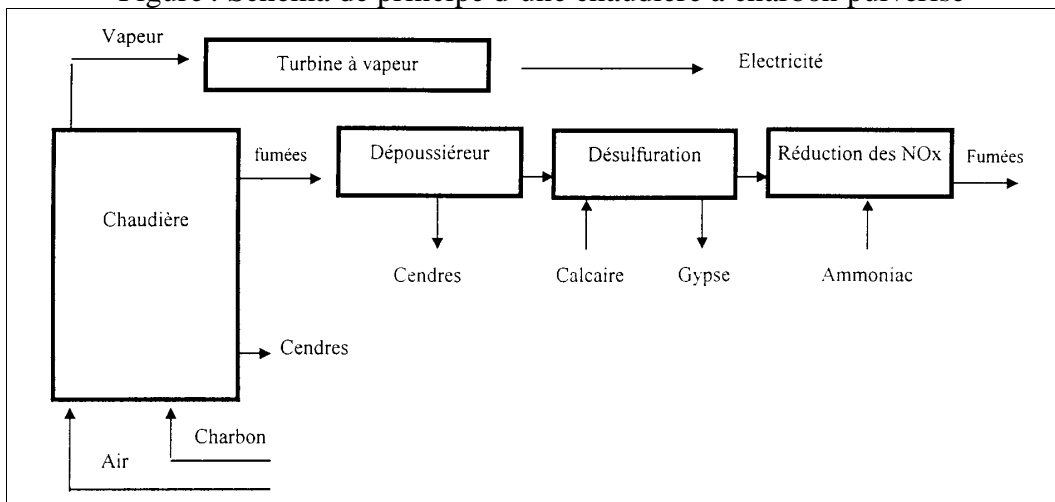
Les centrales fonctionnant au charbon pulvérisé sont actuellement nombreuses dans le monde. Leurs rendements varient de 30 à 38 %. Les objectifs de développement technologique sont d'une part l'amélioration du cycle vapeur et d'autre part l'accroissement des performances de dépollution.

De fait, les centrales à charbon pulvérisé de nouvelle génération peuvent être classées en deux catégories.

Les centrales dont le cycle vapeur est sous-critique (180 bars, 540 °C, avec resurchauffe à 540 °C) sont les plus répandues et obtiennent un rendement de 41 % environ. Les centrales à cycle vapeur supercritique (260 bars, 580 °C avec resurchauffe de 580 °) ont un rendement supérieur ou égal à 45 %.

Le dioxyde de soufre formé par la combustion du charbon peut être traité en premier lieu par l'injection dans le foyer de chaux ou de calcaire absorbant le soufre par formation de sulfate de calcium, lui-même recueilli dans les dépoussiéreurs. Cette technique simple et peu coûteuse permet d'atteindre un taux de désulfuration de 60 %.

Figure : Schéma de principe d'une chaudière à charbon pulvérisé



Pour diminuer les émissions de SO<sub>2</sub>, les fumées peuvent aussi être traitées par voie semi-sèche, ce qui consiste à pulvériser une suspension de lait de chaux dans celles-ci. Le sulfite formé est capté par les dépoussiéreurs. Deux inconvénients marquent cette technique: d'une part un rendement ne dépassant pas 80 % et d'autre part la difficulté à valoriser le sulfite de calcium.

La voie la plus efficace au final est celle du lavage des fumées par une suspension de calcaire et de chaux qui absorbe le soufre.

La dénitrification représentera une nouvelle contrainte de dépollution à compter du 1er janvier 2000. L'utilisation de brûleurs bas NOx permet de réduire de 50 % les teneurs d'oxydes d'azote dans les fumées. Le « *reburning* » permet également

une diminution des émissions. Il s'agit d'une combustion étagée, avec une réduction du flux de charbon dans la zone principale du foyer, compensée par une injection de gaz dans une zone supérieure. Le « *reburning* », une solution plus coûteuse que celle des brûleurs bas NOx, présente un rendement de 70 %. Au final, la technique la plus efficace est celle de la dénitrification par injection d'ammoniac ou d'urée dans les fumées, avec éventuellement l'appoint d'un catalyseur, qui autorise des rendements atteignant 60 à 90 %.

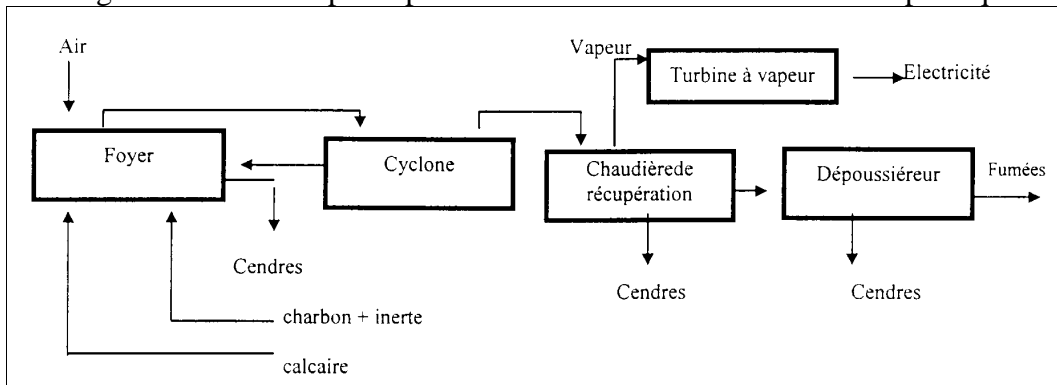
Le marché des équipements de dépollution des centrales à charbon pulvérisé est vaste à lui seul. Il s'agit d'une part de mettre à niveau les centrales existantes et d'autre part d'équiper les nouvelles centrales dont de nombreux experts estiment qu'elles seront en majorité des centrales à charbon pulvérisé, au moins dans les cinq à dix prochaines années.

- **Les chaudières à lit fluidisé atmosphérique**

La technique du lit fluidisé atmosphérique recouvre la technologie du lit fluidisé dense d'une part et celle du lit fluidisé circulant d'autre part. Le lit fluidisé circulant (LFC) est le plus adapté à la production d'électricité.

Le procédé du lit fluidisé circulant se caractérise par la combustion sur une grille d'un mélange de combustible pulvérisé et de matériaux inertes qu'un fort courant d'air ascendant maintient en suspension. Les particules entraînées vers le haut sont récupérées dans un cyclone et réinjectées dans le foyer.

Figure : Schéma de principe d'une chaudière à lit fluidisé atmosphérique



Le brassage au sein du foyer de la chaudière est intensif. Le nombre de circulations est élevé – environ 15. En conséquence, les rendements sont élevés.

Tableau : Démonstrateurs de chaudière à lit fluidisé atmosphérique<sup>222</sup>

Pays	Site	puissance	remarque
Canada	Point Aconi	165 MWe	démarrage en 1995
France	Centrale de Provence	250 MWe	démarrage en 1995
Pologne	Turow	2 x 230 MWe	démarrage en 1998
Corée	Tonghae	2 x 200 MWe	démarrage en 1998-1999

La centrale à lit fluidisé de Gardanne est actuellement la plus puissante au monde.

La technologie du lit fluidisé circulant présente l'intérêt particulier de pouvoir utiliser une large gamme de combustibles. La technique du LFC a prouvé sa capacité à consommer des combustibles difficiles, comme les « *schlamms* » de Lorraine, ou le charbon fortement soufré de Gardanne. Elle peut s'appliquer également à la combustion des brais pétroliers, des boues de traitement des eaux usées, de la biomasse et même des déchets combustibles.

Grâce à l'injection directe de calcaire dans le foyer, la désulfuration est réalisée à 90 %, pour un ratio calcium-soufre de 1,5 à 2 et peut même atteindre 95 %.

La formation d'oxydes d'azote est peu importante, du fait que la température du foyer est limitée à 850 °C. Les émissions de NOx peuvent être encore diminuées par l'injection complémentaire d'ammoniac.

L'expérience acquise par la SNET et le groupe Charbonnages de France sur la technologie LFC est considérable.

Une première centrale de 125 MWe a été mise en service à Carling en 1990.

La seconde centrale, celle de Gardanne d'une puissance de 250 MWe, est la plus puissante du monde. Elle démontre une souplesse remarquable, sa puissance pouvant varier entre 65 et 250 MWe. La désulfuration atteint 99,7 %. La teneur des fumées en oxydes d'azote atteint 240 mg/Nm<sup>3</sup>, les imbrûlés représentent 0,40 % et le rendement de la chaudière atteint 95,7 %.

Les voies de progrès sont les suivantes : d'une part l'augmentation de puissance, avec un passage au palier 600 MWe; d'une part l'amélioration des rendements avec une évolution vers un cycle vapeur supercritique; d'autre part la diminution des coûts avec une diminution des surfaces en matériaux réfractaires; enfin à plus long terme, l'intégration d'un cycle combiné gaz.

- ***Les chaudières à lit fluidisé sous pression***

Les chaudières à lit fluidisé sous pression sont en premier lieu les chaudières à lit fluidisé dense, qui se singularisent, par rapport à la technique précédente, par un

---

<sup>222</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

circuit sous pression pour la combustion et la récupération du combustible avant recyclage.

Les applications du lit fluidisé dense sont relativement nombreuses, selon le tableau ci-après.

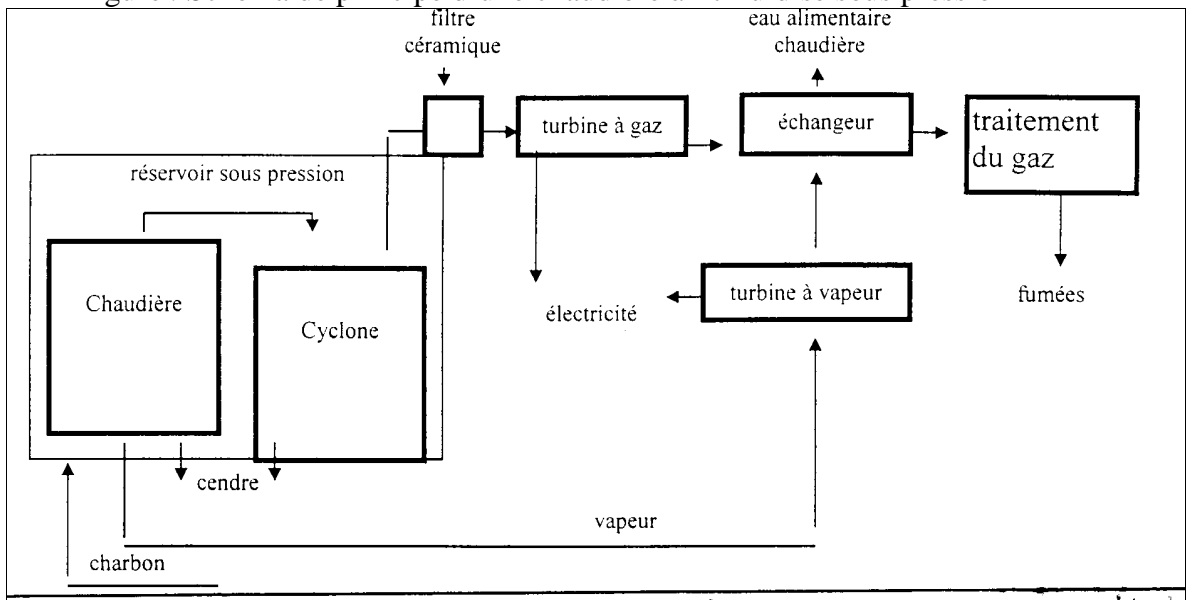
Tableau : Démonstrateurs de chaudière à lit fluidisé dense<sup>223</sup>

Pays	Site	puissance	remarque
Suède	Vartan	125 MWe + 225 MWth	démarrage en 1990
Espagne	Escatron	80 MWe	démarrage en 1990
Etats-Unis	Tidd	80 MWe	arrêt en 1995
Japon	Wakamatsu	80 MWe	

Le rendement du lit fluidisé dense atteint 40 à 42 %, contre 36 à 41 % pour le lit fluidisé atmosphérique fonctionnant en condition de vapeur sous-critique.

L'autre catégorie de chaudière à lit fluidisé sous pression est plus novatrice. Ce type de chaudière, qui n'en est qu'au stade de projets, avec une unité de démonstration de 1,5 MWe, recourt d'une part à une turbine à gaz entraînée par les gaz de charbon à 850 – 900 °C et d'autre part à une turbine à vapeur afin d'améliorer le rendement.

Figure : Schéma de principe d'une chaudière à lit fluidisé sous pression



De fait l'objectif de rendement est de 45 à 48 %.

<sup>223</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.



Toutefois, une des difficultés à résoudre pour l'utilisation d'une turbine à gaz est la tenue à la pression et à la corrosion du filtre céramique qui doit filtrer les fumées issues de la chaudière, avant leur passage dans la turbine à gaz.

Sur le plan des rejets, le lit fluidisé dense se caractérise par une désulfuration de 90 %, pour un ratio calcium / soufre de 2, avec un rendement attendu de 95 % espéré pour le lit fluidisé sous pression. Les émissions d'oxydes d'azote sont comprises dans un intervalle de 150 à 575 mg/Nm<sup>3</sup>, les émissions de poussières étant inférieures à 50 mg / Nm<sup>3</sup>.

- ***La gazéification intégrée du charbon à cycle combiné***

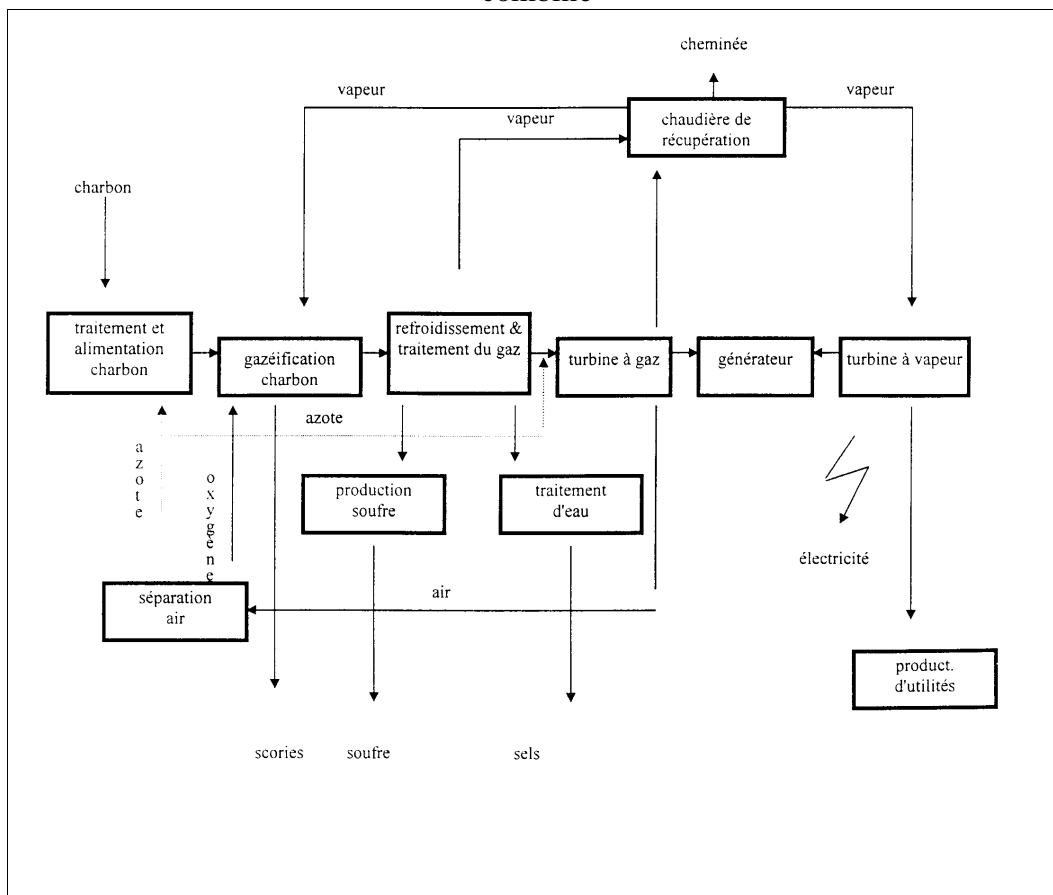
Le principe de cette technologie consiste à gazéifier préalablement le charbon en la chauffant à haute température dans une atmosphère réductrice. Dans de telles conditions, la réaction de combustion ne se déclenche pas. Au contraire, le charbon se décompose en un mélange de gaz combustibles, notamment H<sub>2</sub> et oxyde de carbone CO. Ce mélange est dépoussiéré, débarrassé des impuretés (HCl, HF, H<sub>2</sub>S), et utilisé comme combustible dans une turbine à gaz<sup>224</sup>.

La chaleur récupérée dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz, est utilisée, comme dans tous les cycles combinés, pour produire de la vapeur qui elle-même entraîne une turbine complémentaire, selon le schéma indiqué figure suivante.

---

<sup>224</sup> C. Jullien, Quel rôle pour le charbon dans le panorama énergétique actuel, séminaire EF, 27/11/1998.

Figure : Schéma de principe de la gazéification intégrée du charbon à cycle combiné



Une installation de ce type est complexe en raison de nombreuses étapes préalables de la gazéification du charbon et du traitement des gaz. Sur le principe, elle devrait permettre d'atteindre des rendements élevés tant pour la production que pour la dépollution.

Tableau : Démonstrateurs de gazéification intégrée du charbon à cycle combiné (IGCC)<sup>225</sup>

Pays	Site	puissance	remarque
Espagne	Puertollano	335 MWe	développement par Endesa, avec participation d'EDF
Pays-Bas	Demkolec	250 MWe	

Les rendements actuels sont de 43 à 45 % mais 47 % est espéré. La désulfuration s'effectue à hauteur de 98 %. Les émissions de NOx sont de 150 mg/Nm<sup>3</sup>. Les émissions de poussières atteignent 10 mg/Nm<sup>3</sup>.

<sup>225</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

• *Récapitulation des performances des différentes technologies*

Tableau : Comparaison des technologies opérationnelles du charbon propre

	charbon pulvérisé	lit fluidisé circulant atmosphérique	lit fluidisé dense
stade de développement	commercial jusqu'à 1300 MWe	commercial jusqu'à 250 MWe	installation de démonstration de 80 MWe
rendement (%)	36-42 (sous-critique) 42-45 (supercritique)	36-41 (sous-critique) 45 (supercritique)	40-41 (sous-critique)
charbon utilisable	tous types de charbon	tout charbon, même de mauvaise qualité	nécessité d'un charbon suffisamment réactif
coût d'investissement pour une unité de 300 MWe F / kWe	8530 – 9180 (sous-critique) 8850 – 9840 (super-critique)	7870 – 8530	9840 – 10490
taux de désulfuration (%)	90 – 95	90 (Ca/S de 2) 95 (Ca/S de 3)	90 (Ca/S de 2)
émissions de NOx	100 - 200	200 – 400	150 – 575
émissions de poussières	≤ 50	≤ 50	≤ 50
sous-produits	- cendres stables - eaux issus de la désulfuration - gypse issu de la désulfuration - boues de traitement d'eau	- cendres stables	- cendres mal connues

Les tableaux ci-après récapitulent les spécificités des différentes technologies en développement.

Tableau : Comparaison des technologies en développement du charbon propre

	lit fluidisé sous pression circulant	lit fluidisé sous pression de 2 <sup>ème</sup> génération	gazéification intégrée du charbon à cycle combiné
stade de développement	installation de démonstration de 70 MWe	installation de démonstration de 1,5 MWe	installation de démonstration jusqu'à 335 MWe
rendement (%)	40 – 42 (sous-critique)	45 – 48 (super-critique)	43 – 45 (47 espéré)
charbon utilisable	nécessite charbon suffisamment réactif	nécessite charbon suffisamment réactif	-
coût d'investissement pour une unité de 300 MWe F / kWe	9840 – 10 490	-	12 460 – 13 450
taux de désulfuration (%)	90 (Ca/S de 2)	95	98
émissions de NOx	150 – 575	150 – 575	< 150
émissions de poussières	≤ 50	≤ 50	≤ 10
sous-produits	cendres mal connues	cendres mal connues	- cendres vitrifiées - soufre élémentaire - eau éventuellement évaporée (sels) - boues de traitement des eaux

Tableau : procédés de traitement des fumées des centrales à charbon

	rendement (%)	investissement (F / kWe)	consommation énergétique (%)	coût standard F / tonne	remarque
lavage humide des fumées au lait calcaire	90 – 98	800	1,5 - 2	3 000	- le gypse formé (CaSO <sub>4</sub> ) est de haute pureté et peut être valorisé comme matériau - poussières captées avec rendement de 50-60 - boues déchet suite au traitement de l'effluent - HCl et HF captés avec rendement de 99 %
lavage des fumées à l'eau de mer		500	1 – 1,5	2 500	- rejet en mer de eaux
désulfuration primaire	50 – 60 (< 30 pour un charbon à 1 % de soufre)	170		800	- cendres hors normes, stockées définitivement
dénitrification primaire	50	150	0,5	1 500	différents procédés : - réduction de l'excès d'air - étagement de l'air - brûleurs bas Nox - « reburning » - recirculation de fumées
réduction sélective non catalytique (réduction de Nox en N <sub>2</sub> )		200	0,2	5 500	- injection d'ammoniaque et d'urée en haut du foyer - cendres polluées par l'ammoniaque inutilisables
réduction catalytique sélective	70 - 80	400	0,6	8 000	- cendres polluées par l'ammoniaque inutilisables

- *La France, bien placée dans la compétition internationale*

La concurrence sur les chaudières à charbon est forte, compte tenu des perspectives de la demande mondiale. Le tableau suivant indique quelles sont les principales entreprises en compétition.

Tableau : Principaux constructeurs de centrales à charbon<sup>226</sup>

	charbon pulvérisé	lit fluidisé circulant atmosphérique	lit fluidisé sous pression	gazéification intégrée du charbon en cycle combiné
France	Alstom	Alstom		
Allemagne	Babcock – Steinmuller	Lentjes-Lurgi		Prenflo (Krupp Koppers)
Royaume Uni				Bristish Gas et Lurgi
Royaume Uni – Pays Bas				Shell
Suède-Suisse	ABB	ABB	ABB	
Etats-Unis	Babcock Wilcox	Foster Wheeler ABB-CE	Foster Wheeler	Texaco
Japon	Mitsubishi Heavy Industries		Mitsubishi Heavy Industries	

Le marché des chaudières LFC est prometteur. Dix tranches de plus de 100 MWe ont été mises récemment en exploitation dans le monde. Les commandes récentes représentent 12 tranches, tandis qu'avant la fin 1999 une quinzaine de tranches supplémentaires devraient avoir été réparties entre les constructeurs.

On estime par ailleurs que le nombre de projets susceptibles d'être concrétisés à court terme s'élève à 32 tranches, alors qu'à moyen terme, 25 tranches supplémentaires pourraient être finalisées. Ainsi, l'Inde définit à l'heure actuelle 5 à 6 chaudières au charbon ou au lignite pour l'alimentation en électricité de plusieurs grandes villes et régions touristiques. La Chine élabore quant à elle un programme d'une dizaine de projets.

La position concurrentielle d'Alstom nécessite toutefois d'être renforcée par la construction d'une nouvelle centrale à lit fluidisé circulant, d'une puissance accrue par rapport à celle de Gardanne de 250 MWe, actuellement en fonctionnement.

EDF a lancé fin 1997 l'étude d'une chaudière 600 MW LFC en cycle supercritique avancé à haute pression (270 bar; température de vapeur : 600 °C en surchauffe et resurchauffe), avec prise en compte des futures normes d'émission (100 ppm de SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>). Il s'agit de préparer le renouvellement du parc de production à l'horizon 2005-2010.

<sup>226</sup> Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

La réalisation en France d'un tel démonstrateur de 600 MW LFC permettrait à l'industrie française de disposer d'une expérience et d'une référence utiles pour la conquête des marchés étrangers.

### 5. Les coûts Digec 1997

L'étude « *coûts de référence* » de la production électrique de la Digec, publié en 1997, propose des estimations de coûts pour deux types de technologie, une chaudière de 600 MWe utilisant le charbon pulvérisé avec traitement aval des fumées d'une part, et, d'autre part, une chaudière à lit fluidisé circulant d'une puissance de 400 MWe, dérivée de l'installation de 250 MWe de Gardanne. Les deux installations sont destinées à une mise en service industriel en 2000.

Tableau : Caractéristiques générales des installations étudiées dans l'étude « *coûts de référence* » de la production électrique Digec 1997

	filière charbon pulvérisé à traitement des fumées	filière LFC
caractéristiques techniques	- 570 MWe - régime supercritique modéré (240 bars, 540 °C, 560 °C) - rendement : 42 % PCI	- 400 MWe (chaudière 2 ou 3 corps) – extrapolation chaudière actuelle de 250 MWe - régime sous-critique (170 bars, 567 °C, 566 °C) - rendement : 40 % sur PCI
émissions	SO <sub>2</sub> : ≤ 200 mg/Nm <sup>3</sup> Nox : ≤ 200 mg/Nm <sup>3</sup> poussières : ≤ 50 mg/Nm <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> : 236 g/kWhe total annuel CO <sub>2</sub> : 1,06 million de tonnes	- pour mémoire
durée de vie économique	30 ans	30 ans
disponibilité	90 % en base	90 % en base
durée de construction	36 mois	36 mois
coûts d'investissement F / kWh (taux d'actualisation : 5 %)	7848	7729

Des hypothèses différenciées d'évolution des prix du combustible sont posées, en prenant deux valeurs extrêmes pour le dollar (5 F et 6,5 F) et deux valeurs extrêmes pour le combustible (40 et 50 dollars par tonne).

En outre, les coûts de manutention et de transport entre le port d'importation et la centrale électrique sont pris égaux à 35F/tonne lorsque celle-ci est en bord de mer et à 95 F/tonne lorsqu'elle est située à l'intérieur des terres.

Tableau : Hypothèses sur le prix du combustible

	scénario « bas »	scénario « haut »
prix du charbon	40 dollars / tCIF	50 dollars / CIF
cours du dollar	1 dollar = 5 francs	1 dollar = 6,5 francs
prix du charbon importé F/tonne	200 – 260	250 - 325
caractéristiques techniques du charbon de référence	- teneur en soufre inférieure à 1,5 % - PCS : 6400 th/t <sup>227</sup> - taux de cendre : 7-14 %	

Le coût du kWh produit avec une centrale au charbon est, selon la Digeç, compris entre 19,5 et 23,9 centimes. Ce coût présente une sensibilité non négligeable vis-à-vis du prix CIF du charbon, une variation de 10 % de ce prix entraînant une variation de 5 % du prix de revient du kWh.

Tableau : Coûts du kWh produit avec une centrale au charbon – taux d’actualisation de 5 %

	charbon pulvérisé 600 MWe		LFC 400 MWe	
parité dollar / franc	1 \$ = 5 F	1 \$ = 6,5 F	1 \$ = 5 F	1 \$ = 6,5 F
prix de la tonne de charbon: dollars / tCIF	40	50	40	50
coût d’investissement	6,3	6,3	6,2	6,2
coût d’exploitation	4,5	4,5	4,1	4,1
combustible	8,8	13,0	9,2	13,6
total	19,5	23,7	19,5	23,9

- **Les coûts de R & D à inclure**

Les coûts de la recherche et du développement pour les centrales thermiques classiques fonctionnant au charbon sont explicitement exclus des coûts de production ci-dessus. Or la technologie du lit fluidisé circulant n’est pas encore stabilisée d’une part et d’autre part nécessite des approfondissements pour améliorer la compétitivité de cet outil de production.

Selon la Digeç, EDF poursuit des actions de R & D sur les moyens thermiques classiques, pour un montant d’environ 500 millions de francs par an. La prise en compte de ces dépenses, au demeurant nécessaire, revient à augmenter le coût du kWh d’environ 0,1 centime.

- **Les coûts des déchets solides à prendre en compte**

L’étude Digeç suppose que les coûts de démantèlement sont compensés par la valorisation des matériaux récupérés en fin de cycle. Il semble que cette hypothèse doive être précisée, sinon abandonnée.

Les cendres issues de la combustion du charbon diffèrent selon l’origine du combustible et selon le mode de combustion. Il est possible de les classer en 3 grandes familles<sup>228</sup>.

<sup>227</sup> th/t : thermie / tonne.



*a) Cendres Silico-Alumineuses*

Elles proviennent de la combustion de la houille dans des chaudières à charbon pulvérisé. Ces cendres sont en grande partie valorisables pour la fabrication de béton, pour la fabrication de graves-cendres routières ou en remblais. Certaines de ces utilisations sont normalisées. Ces cendres peuvent être stockées temporairement et reprises, sous réserve de les sécher.

La SNET a valorisé, en 1998, 758.000 tonnes de cendres de ce type, soit la quasi totalité de la production. Il est à noter que lorsque ces cendres interviennent en substitution de ciment, elles génèrent indirectement une économie d'énergie due à la non fabrication du ciment substitué.

*b) Cendres Silico-Calciques*

Elles proviennent de la combustion de houille dans des chaudières à Lit Fluidisé Circulant. Ces cendres n'existent en quantité industrielle que depuis le début des années 90. Les pistes concernant leur valorisation ne sont pas toutes, à ce jour, explorées. Ces cendres sont valorisées en cimenteries, en remblais routiers, en injection pour remblayage de cavité. En 1998, la SNET a valorisé 33200 tonnes de ces cendres sur une production de 222 100 tonnes.

*c) Cendres Sulfo-Calciques:*

Ces cendres sont issues de la combustion de charbon de Provence en chaudière à charbon pulvérisé, ou en LFC. Leur valorisation est difficile et recoupe partiellement celle des cendres silico-calciques. En 1998, la valorisation a été de 31 800 tonnes sur une production de 192 000 tonnes.

Compte tenu de la fermeture programmée de la mine de Provence, ce type de cendres devrait progressivement disparaître.

L'utilisation de charbon nécessite donc de disposer de capacité de stockage, soit temporaire pour une valorisation ultérieure, soit définitive pour les cendres non valorisables. Il s'agit de décharges internes de produit inerte dont le coût ramené à la tonne de cendre stockée est de l'ordre de 40 F.

• ***Les coûts de démantèlement sont à prendre en compte***

Le total prévu par la SNET, pour le démantèlement de ses centrales, est de 334 millions de francs 1998. Le tableau suivant précise les ordres de grandeur.

---

<sup>228</sup> Source : Snet, audition du 21 janvier 1999.

Tableau : Exemples des coûts de démantèlement d'une centrale au charbon<sup>229</sup>

centrale	coût de démantèlement prévu en francs 1998 (millions de francs)	remarque
Penchot	16	
Lucy	25	
Provence 5	94	charbon pulvérisé 600 MWe
Hornaing	33	
Centrale électrique du Huchet 3	33	
Centrale électrique du Huchet 4	24	
Centrales électriques du Huchet 5 et 6	68	charbon pulvérisé 330 MW (Huchet 5) charbon pulvérisé 600 MW (Huchet 6)
Auxiliaires Centrales électriques du Huchet	15	
DTPS	26	

Il semble qu'en première approximation, les provisions pour coûts de démantèlement soient peu éloignées de celles effectuées pour le nucléaire, soit près de 12 % du coût d'investissement.

Il conviendrait donc de réexaminer les coûts d'investissement. En réalité, il semblerait plus logique que la valorisation des cendres vienne en déduction du prix du combustible et que les coûts de démantèlement soient pleinement ajoutés au coût d'investissement.

Au final, il apparaît qu'après prise en compte des dépenses de R & D et des coûts de démantèlement, ainsi que de la valorisation des cendres, le coût du kWh charbon devrait probablement être augmenté de 0,5 centime.

<sup>229</sup> Source : Snet, audition du 21 janvier 1999.

## F. L'hydraulique

L'histoire de l'équipement hydroélectrique de la France est celui d'une épopée, qui s'est déroulée en deux phases.

Les premiers pas de l'hydroélectricité s'effectuent dans un cadre privé, défini par la loi du 9 juillet 1892 et par la loi du 16 octobre 1919. Un régime de concessions d'Etat est instauré pour les installations d'une puissance minimale supérieure à 500 kW. Un modèle original de gestion mixte est mis en place et se révèle performant. Entre les deux guerres, cinquante barrages sont édifiés.

La loi de nationalisation de 1946 met à disposition d'EDF la presque totalité de l'appareil de production hydroélectrique, la CNR société d'économie mixte fondée en 1921 restant toutefois à l'écart. Des chantiers lancés avant la guerre sont alors terminés, comme ceux de l'Aigle et de Génissiat. Par ailleurs de nouveaux aménagements sont réalisés sur la Durance, à Fessenheim par exemple.

Le développement de l'hydroélectricité peut s'envisager soit par des équipements lourds soit par l'intermédiaire des producteurs autonomes dans le cadre d'installations de puissance restreinte.

En 1998, on estime que 60 % du potentiel théorique national sont exploités. Aucun grand équipement n'est envisagé<sup>230</sup>. Le développement de l'hydroélectricité ne peut donc s'envisager que l'intermédiaire d'initiatives locales ou privées.

La loi du 2 août 1949 facilita l'émergence d'un véritable secteur de producteurs autonomes en permettant l'aménagement et l'exploitation de nouvelles installations ne dépassant pas une puissance de 8 000 kVA ainsi que les centrales destinées à l'autoconsommation par des entreprises et des collectivités. Par le décret du 20 mai 1955, les producteurs autonomes reçoivent une garantie d'achat de leur production ou de leurs excédents par EDF.

Le contrat d'entreprise Etat / EDF 1997-2000 prévoit que « *les pouvoirs publics maintiendront l'obligation d'achat par EDF aux nouveaux producteurs indépendants pour les seules productions électriques issues de la cogénération ou d'énergies renouvelables* ».

La CNR exploite 18 barrages sur le Rhône et a produit 14 TWh en 1997, ce qui représente 20 % de l'électricité hydraulique française<sup>231</sup>. Les barrages sont aujourd'hui amortis. Le coût complet du courant produit est très bas : 8 centimes par kWh.

---

<sup>230</sup> Légendes d'un siècle : cent ans de politique hydroélectrique française, D. Varaschin, Annales des Mines, août 1998.

<sup>231</sup> AFP, 9/12/1998.

## **G. Les énergies nouvelles renouvelables, bientôt compétitives dans certaines niches**

Ce sont les énergies renouvelables susceptibles d'apporter une contribution notable à la production d'électricité qui sont détaillés dans la suite, à savoir l'éolien, l'énergie solaire, la géothermie et la production d'électricité à partir des déchets.

### **1. L'éolien**

Le parc européen d'éoliennes a plus que triplé entre 1990 et 1996. Il atteint aujourd'hui 5000 MW en puissance cumulée. Les prévisions pour l'Europe en 2002 sont de 12500 MW cumulés.

Selon l'Ademe, le marché mondial de l'éolien devrait présenter une croissance annuelle de l'ordre de 20 % dans les toutes prochaines années et constitue une opportunité majeure de développement économique<sup>232</sup>.

- *Une puissance spécifique faible qui oblige à multiplier le nombre des éoliennes*

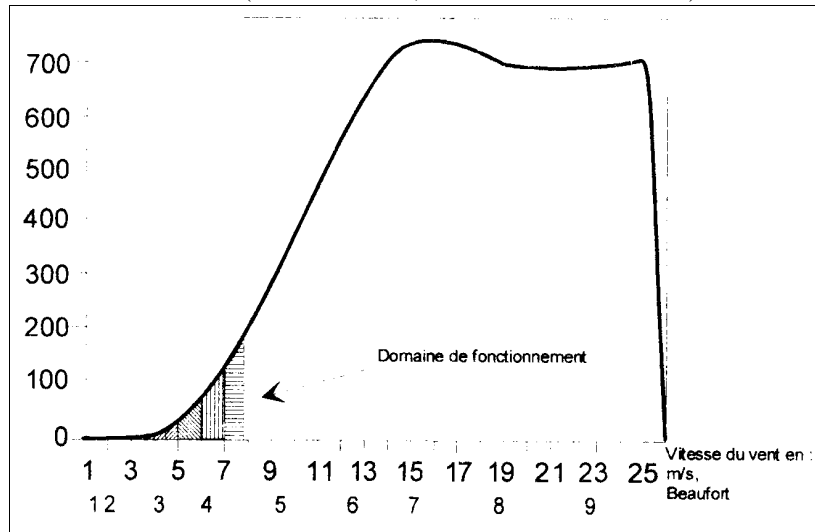
Les contraintes de fonctionnement des éoliennes sont nombreuses. Leur plage de fonctionnement optimal se situe pour des vents d'une vitesse comprise entre 15 et 25 mètres par seconde (m/s), c'est-à-dire entre force 7 et force 9 sur l'échelle de Beaufort.

La figure suivante détaille à titre d'exemple la courbe de puissance d'une éolienne de 750 kW. Un aérogénérateur de ce type est composé d'un rotor de 43 m de diamètre dont le pivot se situe à 55 mètres de hauteur.

---

<sup>232</sup> Enerpresse, 29/10/1998.

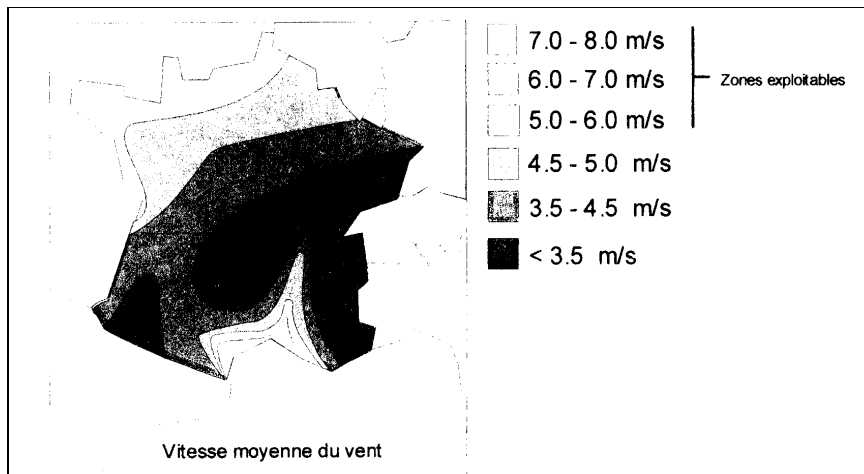
Figure : Courbe de puissance d'une éolienne de 740 kW en fonction de la vitesse du vent (hauteur : 55 m ; diamètre du rotor : 43 m)



La puissance d'une éolienne de ce type est proche de 0 pour une vitesse de 4 m/s. Au-delà de 25 m/s (force 9), cette éolienne doit le plus souvent être arrêtée. Compte tenu de ces caractéristiques, seules les zones côtières présentent un régime des vents satisfaisants (voir figure ci-après).

On considère généralement qu'un vent d'une vitesse de 5 m/s en moyenne annuelle est nécessaire pour qu'une éolienne puisse fonctionner dans des conditions acceptables en termes de rendements.

Figure : classement des zones géographiques en fonction de la vitesse moyenne du vent



Par ailleurs, les aléas de production ne peuvent être négligés. Ainsi au Danemark la puissance installée en éoliennes représente 7 % de la puissance totale. La production ne dépasse pour autant pas 1,5 % de la production totale

d'électricité<sup>233</sup>. Les aléas de production sont nombreux, dépendant du régime des vents.

Le rendement d'une éolienne varie de 15 à 35 %. Ces facteurs militent en faveur de la construction de fermes d'éoliennes regroupant plusieurs unités sur un même site.

- ***L'off-shore, nouvelle perspective pour les éoliennes***

L'énergie produite et donc le coût du kWh produit par éolienne restent fortement lié à la localisation de l'installation et aux conditions météorologiques du site. C'est pourquoi les projets les plus avancés de développement des éoliennes retiennent actuellement l'éolien off-shore, afin de bénéficier de conditions optimale pour les vents.

Compte tenu des coûts d'infrastructures et des problèmes de corrosion des matériels, il n'est toutefois pas acquis que les coûts de production du kWh diminuent dans une telle configuration.

- ***Un développement en forte croissance***

L'éolien est probablement la forme de production d'électricité qui progresse le plus vite actuellement. La capacité installée dans le monde a en effet doublé entre la fin 1995 et la fin 1998.

Le tableau suivant recense les capacités installées dans la monde et dans différents pays, ainsi que les prévisions pour les prochaines années.

---

<sup>233</sup> Source : Bureau national de l'énergie du Danemark.

Tableau : Estimations des puissances installées en éoliennes et prévisions et objectifs à moyen terme<sup>234</sup>

	capacités installées MWe	prévisions ou objectifs de capacités cumulées MWe
Monde	fin 1997 : 7 700 mi-1998 : 8 500 fin 1998 : 9 600	2002 : 20 000
Etats-Unis	fin 1997 : 1646	
Inde	fin 1997 : 870	
Union européenne	fin 1997 : 5 000	2002 : 12 500 2010 : 40 000
Danemark	fin 1997 : 1135 1998 : 1350	2030 : 4 000
Allemagne	fin 1997 : 2 079 mi-1998 : 2 350 fin 1998 : 2 800	
France	fin 1997 : 10	2005 : 250-500
Italie	1998 : 700	2010 : 3 000
Royaume Uni	fin 1997 : 333	2010 : 1 200
Espagne	fin 1997 : 449 1998 : 850	
Pays-Bas	fin 1997 : 349	
Suède	fin 1997 : 123	

La France a pris un retard important par rapport à ses voisins et entreprend de le combler depuis 1996. Le programme Eole 2005 a été lancé à cet effet en 1996 par le ministère de l'Industrie. L'objectif est de disposer en 2005 d'une puissance installée de 250 à 500 MWe.

Un premier appel à propositions a été lancé en octobre 1996. Il s'est traduit par la sélection de 20 projets représentant une puissance de 77 MWe.

Un deuxième appel à propositions a été lancé en mars 1998. L'objectif est l'installation d'éoliennes pour une puissance totale de 100 MWe avec une répartition géographique de 25 MWe en Corse et dans les DOM et de 75 MWe en métropole. Les résultats de ce deuxième appel à propositions devaient être annoncés début 1999.

<sup>234</sup> Sources : Systèmes Solaires, n°124, 1998; Enerpresse ; l'Usine Nouvelle.

- ***Un marché mondial prometteur pour les équipementiers***

Le marché mondial des éoliennes est estimé à près de 10 milliards de francs par an, correspondant à environ 1 600 MWe<sup>235</sup>.

Les leaders mondiaux des éoliennes se trouvent au Danemark, avec Vestas dont le chiffre d'affaires est de l'ordre d'un milliard et demi de francs, Neg-Micon, Nordex et Bonus. Les constructeurs danois auraient fabriqué 63 % du parc installé.

Un autre fabricant est l'américain Zond-Enron. En France, les entreprises présentes sur ce marché sont Jeumont Industries, Alstom et Leroy Somer.

- ***Le coût du kWh éolien***

Au début des années 1980, le coût de production du kWh éolien était de 50 centimes. Il devrait baisser à 35 centimes en 2001 et diminuer jusqu'à 28 centimes en 2005<sup>236</sup>.

Le tableau suivant illustre la baisse des coûts du kWh intervenue depuis 1994.

Tableau : Evolution du coût moyen du kWh éolien

centimes par kWh	1994	1997
France	-	38 – 33,7
Angleterre	43,9	35,5
Ecosse	38,1	27,5
Etats-Unis	42,7	33,9

Les éoliennes ne sont pas directement comparables aux autres moyens de production d'électricité, en ce qu'ils n'offrent pas de puissance garantie. Une comparaison valable nécessiterait un parc important réparti sur le territoire de manière telle que l'on puisse affecter à chacune des éoliennes la moyenne des vents observée sur longue période.

L'étude Digec 1997, moyennant cette précaution méthodologique, s'est attachée à déterminer les coûts de production du kWh par des éoliennes dans l'état actuel de l'art et pour une nouvelle génération d'aérogénérateurs caractérisés par une puissance et un facteur de charge accrus.

---

<sup>235</sup> A. Jemain, L'Usine Nouvelle, 23/04/1998.

<sup>236</sup> A. Jemain, L'Usine Nouvelle, 23/04/1998.



Tableau : caractéristiques des aérogénérateurs de l'étude Digec 1997

	équipements 1997	équipements mis en service industriel en 2005
puissance unitaire	600 kW	1 500 kW
nombre d'éoliennes par site	10	10
hauteur au moyeu – diamètre des pales (m)	40-39	60-66
vitesse moyenne du vent au moyeu (m/s)	7,5	7,5
productible annuel net par éolienne	1 333 kW/an/m <sup>2</sup>	1341 kW/an/m <sup>2</sup>
facteur de charge net	30,3 %	34,9 %
durée de vie	15 ans	15 ans
coût d'investissement F / kW	7 000	5 500
charges annuelles d'exploitation en % de l'investissement	3	3

Moyennant les hypothèses ci-dessus, le coût du kWh produit avec une éolienne actuelle ressort à 34,5 centimes. L'extrapolation des évolutions technologiques actuelles permet d'espérer un coût de 23,5 centimes à l'horizon 2005.

Tableau : Coût de production du kWh avec un taux d'actualisation de 5 %

centimes / kWh	équipements 1997	équipements mis en service industriel en 2005
coût actualisé de production	34,5	23,5

Les références les plus récentes concernant la France sont celles retenues à la suite de l'appel à propositions EDF de la deuxième tranche du projet EOLE 2005.

Les critères qui ont prévalu à la sélection des projets sont le prix d'achat du kWh figurant dans l'offre, l'intérêt économique des projets, l'intérêt à terme des solutions techniques retenues, la fiabilité technique et financière, le respect de l'environnement et l'avis des collectivités territoriales.

Compte tenu de ces critères, les projets retenus présentent les meilleurs coûts de production à partir de l'énergie éolienne atteints à ce jour en France.

Le coût moyen des 16 projets retenus en France métropolitaine et dans les DOM (représentant une puissance totale de 37 MW) est de 36,5 cF/kWh. Ce coût est 33,7 cF/kWh pour la seule France métropolitaine - hors Corse. Ces coûts fondés sur des cas réels sont en phase avec les résultats de l'étude Digec.

L'investissement total moyen en France métropolitaine est d'environ 6 800 F par kW de capacité installée. Ce coût qui semble supérieur à celui observé dans d'autres pays - 4 500 à 5 500 francs par kW installé -, devrait baisser à l'avenir.

Les perspectives de développement de l'énergie éolienne sont évidemment de nature à faire baisser sensiblement les coûts de fabrication des machines.

- ***Les obstacles possibles au développement des aérogénérateurs***

Les inconvénients des éoliennes ne peuvent pas être sous-estimés. D'ailleurs, les recours des futurs riverains ont tendance à se multiplier, notamment en Allemagne où, fin décembre 1998, deux cents actions en justice étaient intentées à l'encontre de projets d'installations d'aérogénérateurs. Les principales nuisances invoquées à l'appui des plaintes sont le bruit, l'emprise visuelle et l'alternance d'ombre et de lumière, ainsi que le manque de compétitivité des installations qui requièrent des subventions compensatrices<sup>237</sup>.

## **2.....L'énergie solaire**

Les technologies de l'énergie solaire peuvent être classées en deux catégories principales. Le solaire thermique a pour objectif la conversion en chaleur de la lumière du soleil. Le solaire photovoltaïque a pour objet la transformation directe de l'énergie lumineuse en électricité.

Il s'agit de technologies distinctes dont les degrés de développement et les coûts sont largement différents.

- ***Le solaire thermique***

Les technologies du solaire thermique comprennent d'une part le solaire passif qui capte le soleil comme le font les serres, d'autre part le solaire actif avec des capteurs de chaleur à corps noir et le recours à un fluide caloporteur et enfin les centrales solaires thermodynamiques avec captage du soleil par miroir et réflexion vers un foyer.

En 1995, la capacité thermique installée représentait 1 MWth, avec 40 sites dans l'Aude, 25 dans l'Hérault, 20 dans les Pyrénées orientales. L'application privilégiée du solaire thermique demeure la production d'eau chaude. Dans certaines régions, une part importante des besoins domestiques pourrait être couverte.

Sept millions de m<sup>2</sup> de capteurs sont actuellement installés en Europe. Le coût d'installation s'étage de 2 000 à 6 000 francs par m<sup>2</sup> pour un système complet. Le rendement d'une installation solaire thermique peut atteindre 35 à 40 %. Un chauffe-eau solaire coûte environ 20 000 francs. L'installation de tels chauffe-eau est de plus en plus répandue dans les départements d'outre-mer.

Les centrales thermodynamiques construites au début des années 80 n'ont pas atteint la compétitivité. La centrale Thémis de 2 MW dans les Pyrénées orientales n'a pas atteint ses objectifs. Toutefois, certaines études montreraient que des centrales d'une puissance accrue de 30 MW pourraient atteindre la compétitivité.

---

<sup>237</sup> Enerpresse, n° 7224, 18/12/98.

Par extension, l'architecture bioclimatique peut être rangée dans la catégorie du solaire thermique. Cet ensemble de techniques de construction consiste à concevoir des maisons en maximisant les gains énergétiques dus à l'ensoleillement et en minimisant les pertes de chaleur grâce à une bonne isolation.

- ***Le solaire photovoltaïque à base de semi-conducteurs***

Les technologies du photovoltaïque ont pendant longtemps reposé sur l'utilisation du silicium. Elles ont ainsi bénéficié dans une certaine mesure des progrès faits dans la connaissance de ce matériau de base de la microélectronique. Les années récentes voient le développement d'autres technologies plus spécifiques et plus adaptées au problème de la conversion directe de photons en électrons.

La première technologie photovoltaïque recourt au silicium cristallin. On utilise les techniques de la microélectronique : fabrication de cellules de silicium sur des galettes de monocristaux par lithographie traditionnelle ou gravure au laser. Le silicium polycristallin, produit à partir des déchets de l'industrie électronique, assure des rendements relativement faibles. Le silicium monocristallin, actuellement des tranches de 6 pouces de diamètre, permet un meilleur rendement. Avec des rainurages et des concentrateurs, les rendements peuvent même être portés à 20 %. L'inconvénient de cette technologie est son coût de production élevé.

La deuxième technologie fait appel aux couches minces de silicium amorphe. Elle est largement répandue. Mais moins onéreuse, elle a aussi des rendements inférieurs.

Le troisième type de technologie fait appel à d'autres matériaux semi-conducteurs que le silicium, par exemple le tellure de cadmium (CdTe) et le diséléniure d'indium et de cuivre (CIS). Le tellure de cadmium permet un rendement de 15 %. Les jonctions cuivre/indium/sélénium se caractérisent par des rendements supérieurs à 15 %, de même que les multijonctions à base d'arséniure de gallium (AsGa). Une voie prometteuse semble être celle des multi-couches, chacune d'entre elles étant sensible à des photons d'énergies différentes. Le rendement anticipé serait de 30 %.

La recherche est en plein développement sur cette troisième voie<sup>238</sup>. Une triple jonction à base de silicium amorphe a été développée aux Etats-Unis. Les trois couches, de compositions différentes, capturent différentes longueurs d'ondes, ce qui double la limite théorique des jonctions simples.

Une autre équipe du NREL propose un système de stockage de l'énergie pour les besoins nocturnes : la conversion directe de l'énergie solaire en hydrogène; la

---

<sup>238</sup> La Recherche, 01/12/1998.

couche supérieure de phosphure de gallium et d'indium absorbe la lumière visible et produit de l'hydrogène ; la couche inférieure d'arséniure de gallium absorbe le proche infrarouge et produit de l'oxygène ; le rendement global est de 12 % contre 4 ou 6 % pour les systèmes traditionnels

Nonobstant les recherches sur d'autres technologies, le silicium conserve la primauté dans les fabrications, ainsi que l'indique le tableau suivant.

Tableau : Parts de marché des différentes technologies du solaire photovoltaïque

	1995	1997
silicium cristallin	80,0	83,0
silicium amorphe	17,0	11,8
concentrateur silicium	0,5	0,2
ruban silicium	1,2	3,2
silicium substrat	-	0,4
autres	1,3	1,4

Grâce aux économies d'échelle, chacune de ces technologies devrait pouvoir atteindre rapidement un coût de 6 francs par Watt installé, contre 22 à 34 francs actuellement.

- ***Un avenir prometteur***

Les prévisions d'équipement en panneaux photovoltaïques sont très divergentes, variant de 6 à 17 GW installés dans le monde en 2010.

En réalité, le solaire photovoltaïque permet en premier lieu d'équiper des sites isolés pour la production d'électricité. Mais les capteurs et les panneaux solaires doivent être installés en nombre important.

En France, l'objectif de l'Ademe est d'atteindre 50 MW installés supplémentaires en 2005, pour atteindre une production d'électricité de 0,045 TWh. Le contrat EDF-Ademe de 1993 prévoit d'équiper 2000 sites en France. Moins de cent toitures solaires en France sont reliées au compteur, contre mille au Japon

Le solaire photovoltaïque est pour le moment l'énergie nouvelle renouvelable la plus coûteuse. A titre d'exemple, l'investissement pour une installation domestique complète de 0,4 à 1,2 kW est de 60 000° francs. Le prix du kWh photovoltaïque avoisine les 40 centimes.

En Allemagne, les installations de ce type sont subventionnées aux deux tiers. Grâce à une production plus importante de panneaux solaires. 3 kW photovoltaïques reliés au réseau reviennent à 70 000 francs. Ce chiffre pourrait être atteint sans subvention avant 2005. Une opération d'équipements de mille toits solaires a été lancée en 1990.

A la fin 1997, 2 200 toits avaient été équipés. En outre, le gouvernement allemand compte débloquer 900 millions de marks supplémentaires pour soutenir l'énergie solaire au cours des 6 prochaines années. L'Etat prendrait à sa charge 40 % des frais d'investissements des toits solaires, pour porter leur nombre à 100000 en 2005. Pour financer ce programme, l'Etat compte sur des rentrées de 200 à 300 millions de marks par an grâce à un impôt écologique sur l'électricité à partir des combustibles fossiles

L'Union européenne s'est fixé comme objectif la construction de 500 000 toits solaires en 2010. Aux Etats-Unis, une opération portant sur un million de toits a été lancée en 1998 par l'administration Clinton. Enfin les perspectives d'équipements de toits en solaire dans les pays en développement sont de 500 000 toits en 2010.

- ***L'industrie investit en masse dans le photovoltaïque***

Considérant ces perspectives, les capacités de production annuelles de panneaux pour le solaire photovoltaïque sont en forte croissance et atteignent aujourd'hui 400 MWc<sup>239</sup>.

Les principaux intervenants du secteur sont aux Etats-Unis: Siemens Solar, Solarex, AstroPower, Solec International ; au Japon : Kyocera, Sharp, Sanyo ; en Europe : BP Solar, Eurosolare, Shell Pilkington.

Grâce aux investissements réalisés, les coûts de production des panneaux solaires baissent de 5 à 10 % par an (films plus minces, remplacement du silicium).

Des niches rentables apparaissent, comme par exemple l'alimentation des équipements de télécommunications isolés ou décentralisés, l'alimentation en électricité d'équipements placés dans des environnements sensibles au feu. Plusieurs compagnies pétrolières, comme BP et Royal Dutch Shell, investissent dans le solaire, au titre de leur diversification dans les énergies renouvelables.

### **3.....La géothermie**

Le gisement géothermique en Europe est estimé à 200 TWh. En France, il serait de 69 TWh. Pour autant, la géothermie est peu souvent mise en oeuvre. Ainsi en France, seul 1% du stock est utilisé. L'inconvénient majeur de la géothermie est en effet la faiblesse du flux de chaleur (0,07 watt par m<sup>2</sup>)<sup>240</sup>. Les installations françaises se trouvent dans les bassins sédimentaires parisien et aquitain. Une nouvelle approche consiste à utiliser des anomalies thermiques du sous-sol, en recourant à des forages à grande profondeur. En tout état de cause, la production d'électricité par géothermie ne semble pas envisageable à brève échéance.

---

<sup>239</sup> MWc : puissance électrique de crête.

<sup>240</sup> Y. Pietrasanta, le Midi Libre, 29/12/1998

Quelques expériences réalisées en France revêtent toutefois un grand intérêt. Ainsi, le plus grand réseau géothermique d'Europe a été créé en 1985 à Chevilly-Larue et l'Haÿ-les-Roses pour assurer le chauffage de 10 000 logements et permet d'économiser 15 000 tep par an.

Un autre site test des applications possibles à grande échelle de la géothermie se trouve au nord de l'Alsace, à Soultz-sous-Forêts. Le projet correspondant est mis en oeuvre depuis 1987, avec le soutien de la France, de la Suisse, de l'Allemagne et de la Commission européenne<sup>241</sup>. Il cherche à exploiter une anomalie thermique du sous-sol dont la température augmente de 5 à 6 °C tous les 100 m au lieu de 2 à 3 °C habituellement, ce qui signifie qu'à 5 000 m, on pourrait trouver une eau à 200 °C.

Concrètement, un premier puits a été foré à 3 500 m sous terre où la température dépasse les 160 °C. L'eau injectée dans ce puits se déplace dans les fissures et est récupérée par un deuxième puits quelques centaines de mètres plus loin. L'exploitation de cette installation a permis de produire pendant 4 mois 10 MWth, soit 1 MWe, de quoi chauffer 2 000 personnes.

L'expérience va se poursuivre, avec le creusement de puits de 4500 à 5000 m permettant d'obtenir des températures de 200 °C et de distribuer 5 MWe. L'objectif est d'atteindre des centrales unitaires de 25 MWe couvrant les besoins en électricité de 20 000 habitants. Le projet de Soultz commence à susciter l'intérêt d'EDF, d'Electricité de Strasbourg, de l'ENEL et de RWE

L'intérêt de ce type de réalisation à grande profondeur est de permettre une production locale de chaleur, voire d'électricité. Les autres sites possibles en France pour des applications de ce type, c'est-à-dire présentant des anomalies thermiques favorables, se situeraient dans la vallée du Rhin (y compris en Allemagne), en Limagne et dans le sillon rhodanien.

Avant de démontrer la compétitivité de la géothermie, il reste à démontrer la viabilité technique à long terme. En tout état de cause, il semble peu probable que la géothermie débouche à brève échéance sur des réalisations concrètes en matière de production d'électricité.

#### **4. .... La production d'électricité à partir des déchets**

La production d'électricité à partir des déchets peut s'envisager d'une part au niveau des unités d'incinération d'ordures ménagères et d'autre part par l'utilisation du biogaz produit dans les décharges ou par méthanisation.

---

<sup>241</sup> Enerpresse, 8/10/1998.

- ***La production d'électricité par les unités d'incinération d'ordures ménagères***

Sur les 11 millions de tonnes de déchets incinérés chaque année en France, 8 millions font l'objet d'une valorisation énergétique.

Concrètement, dans une unité d'incinération des ordures ménagères produisant de l'électricité, les fumées de l'incinération sont refroidies au contact d'une chaudière qui produit de la vapeur ou de l'eau surchauffée. Cette dernière peut alimenter directement un réseau de chaleur, être transformée en électricité par un turbo-alternateur, ou produire ces deux formes d'énergie de manière combinée.

La CGEA, filiale de Vivendi exploite en France une soixantaine d'unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) et traite ainsi environ 3 millions de tonnes de déchets ménagers et assimilés.

La puissance totale installée par VIVENDI pour la production d'électricité est d'environ 100 MW, soit 80 MW disponibles pour revente à EDF, l'écart de 20 % correspondant à l'auto-consommation électrique de l'unité d'incinération.

La puissance totale disponible aujourd'hui est de l'ordre de 200 MW.

Par ailleurs, le Ministère de l'aménagement du Territoire et de l'environnement adaptant les exigences de la Loi du 13 juillet 1992 relative à la valorisation des déchets, a rappelé, le 26 août dernier, le caractère incontournable de la valorisation énergétique et en a fixé les limites (50 % des déchets municipaux incinérés ou mis en décharge).

La puissance électrique produite par l'incinération des déchets en France ne devrait pas dépasser 400 MW à terme.

- ***La valorisation du biogaz***

Par un procédé naturel de fermentation, les déchets ménagers, qui contiennent 30 % environ de fraction organique, produisent du biogaz lors de leur stockage en décharge. Ce biogaz contient essentiellement du méthane dont la contribution à l'effet de serre est 25 fois plus importante que celle du CO<sub>2</sub>.

La captation et le brûlage du biogaz sont désormais requis par la réglementation, mais sa valorisation sous forme d'électricité constitue un bénéfice environnemental certain, à l'instar de ce qui est pratiqué chez nos voisins européens (Grande-Bretagne, RFA, Scandinavie, etc...).

A titre indicatif, la puissance installée par Vivendi est de 22 MW au total. Des installations de valorisation du biogaz ne sont toutefois envisageables que pour une trentaine de décharges en France pour des raisons de taille critique.

On estime aujourd'hui à 60 MW environ la puissance maximale que l'ensemble des opérateurs pourraient installer en France.

- ***La méthanisation des déchets***

Il s'agit d'un procédé de fermentation analogue à celui d'une décharge, mais mené dans un réacteur industriel. Le procédé n'a été développé pour les déchets ménagers que sur un seul site en France (Amiens). Son application sur les déchets de l'agriculture et de l'industrie agro-alimentaire est certainement plus prometteuse (déchets homogènes ne nécessitant pas de préparation coûteuse).

- ***L'intérêt environnemental de la valorisation du biogaz***

Les déchets représentent un gisement énergétique fatal puisque leur production est inhérente aux modes de production et de consommation. Par ailleurs, les décharges sont responsables du tiers des émissions de méthane en Europe.

Les installations de traitement des déchets présentent donc un double intérêt. Elles permettent de limiter les rejets de polluants dans l'environnement. Elles constituent aussi des sources d'énergie de proximité.

L'électricité produite à partir de déchets devrait donc bénéficier de conditions tarifaires incitatives et pérennes. Les collectivités locales, responsables du service public d'élimination des déchets, ne peuvent prendre de décisions d'investissement qu'avec des garanties de recettes de valorisation sur le long terme, c'est-à-dire à un horizon de 15 à 20 ans.

- ***Le coût du kWh produit à partir des déchets***

Il est difficile d'appréhender en tant que tel le coût de production du kWh électrique produit par une unité d'incinération d'ordures ménagères.

En effet, le service principal est celui du traitement des déchets et ce dernier fait l'objet d'une recette auprès du contribuable (Taxe d'Enlèvement des Ordures Ménagères).

Les recettes de valorisation interviennent en déduction du coût du service de traitement. A titre d'exemple, pour une unité type, ces recettes représentent environ 100 francs. par tonne de déchet traité et viennent en déduction d'un prix de traitement de l'ordre de 450 francs. par tonne.

En revanche, il est possible de calculer le coût marginal de production d'un kWh électrique par une usine d'incinération d'ordures ménagères par comparaison avec une unité qui se contenterait de disperser l'énergie qu'elle produit dans l'environnement. Ce coût environnemental évité ressort à 32 centimes par kWh.



S'agissant de la valorisation du biogaz, de nombreux projets sont aujourd'hui à l'étude dans l'industrie. Les coûts de valorisation électrique dépendent beaucoup des solutions techniques adaptables sur chaque site, et notamment des distances de raccordement au réseau EDF.

Sur la base des premières études disponibles, le seuil de rentabilité pourrait être atteint pour des prix d'achat du kWh électrique par EDF de l'ordre de 30 centimes, en tenant compte des aides à l'investissement de 30 % fournies par l'ADEME<sup>242</sup>.

---

<sup>242</sup> Source : Vivendi, audition du 14 janvier 1999.

## **H. Vers une production d'électricité mieux répartie ?**

Dans le débat qui porte sur les moyens de production de l'électricité, nombreuses sont actuellement les références faites à une évolution technologique qui permettrait, selon certains, un nouveau modèle de production et de consommation - en fait une sorte de nouvelle donne du secteur électrique.

Qu'en est-il exactement ? Quels sont les acteurs qui vont bientôt entrer en concurrence ?

### **1. Le rapprochement de la production et de l'utilisateur**

Les partisans du cycle combiné au gaz, une technologie au demeurant très performante, notent que cette technologie peut s'appliquer dans des conditions économiques satisfaisantes à des centrales de tailles très différentes et en particulier à des centrales de faible puissance.

La cogénération, qui est une autre version des technologies du gaz, atteint quant à elles des rendements très élevés pour des installations de taille réduite, permettant de fournir en électricité et en chaleur – voire en froid également avec la trigénération –, des collectivités de taille limitée, comme les hôpitaux, les grands ensembles immobiliers, et bien entendu les installations industrielles.

La pile à combustible, quant à elle, bénéficiera des progrès recherchés par l'industrie automobile et ses moyens immenses et pourrait, si l'on en croit des constructeurs américains, bientôt rejoindre le rayon des machines à laver pour assurer l'approvisionnement en électricité et en chaleur d'un appartement.

Quant aux énergies nouvelles renouvelables, elles bénéficient de progrès de compétitivité sérieux, avec le soutien des pouvoirs publics, comme le programme Eole 2005 pour les aérogénérateurs.

Toutes ces évolutions technologiques ont pour effet de rapprocher potentiellement la production du consommateur.

Est-ce à dire que nous pouvons entrevoir la fin de l'énergie centralisée telle que nous la connaissons ?

Est-ce la fin des centrales de production de grande taille et des réseaux de transport et de distribution quadrillant l'hexagone pour livrer, avec une régularité remarquable, à chaque foyer, où qu'il se trouve, une électricité de qualité identique et à l'industrie, quels que soient ses besoins, l'une des électricités les moins chères du monde ?

Sommes-nous véritablement à la veille de l'apparition de formes d'énergies décentralisées plus proches du consommateur, assurant son autonomie tout en ayant un coût du même ordre de grandeur et un impact sur l'environnement très inférieur ?

A vrai dire, l'appropriation d'un moyen technique par l'utilisateur est une évolution normale et souhaitable qui s'est déjà produite dans l'histoire des technologies. L'évolution de l'informatique est souvent citée comme un précurseur de l'évolution à venir dans le domaine de l'énergie. En réalité, chacun sait que l'informatique répartie ne s'est pas développée au détriment des ordinateurs centraux. L'informatique personnelle a multiplié les besoins de traitement de l'information en masse.

Les énergies réparties, en réalité, ne peuvent s'envisager dans la plupart des cas sans un raccordement par un réseau, d'abord pour évacuer la puissance résiduelle non consommée et accroître la rentabilité de la production.

Mais un raccordement à un ou plusieurs réseaux est souvent indispensable pour assurer l'approvisionnement en gaz, dans le cas de la cogénération ou des piles à combustibles, et pour assurer une alimentation continue, en cas de production nulle pour les éoliennes ou insuffisante pour le solaire thermique ou photovoltaïque.

Par ailleurs, il ne s'agirait pas de déséquilibrer le réseau de transport et de distribution d'électricité en produisant trop près du consommateur. En fait, on perd un utile « *effet de foisonnement* » en rapprochant la production du consommateur<sup>243</sup>. Cet effet de foisonnement permet non seulement une sécurité d'approvisionnement mais aussi une gestion équilibrée du réseau.

Enfin, il est possible de se demander si les performances en matière d'environnement et de rejets polluants d'un parc décentralisé ne sont pas fortement inférieures à celles d'un parc centralisé. Dans ce dernier cas, les techniques de dépollution sont probablement plus efficaces et les coûts correspondants plus faciles à assumer car répartis sur des volumes plus importants.

Telle est la réalité de l'évolution technique. Elle ne propose pas des moyens de production concurrents des moyens actuels. Elle offre des moyens de production complémentaires qui viendront compléter le parc en fonctionnement et non pas s'y substituer.

---

<sup>243</sup> P. Torrion, EDF, Colloque IRIS, Paris, 17 décembre 1998.

## **2.....EDF, premier électricien mondial**

EDF, premier électricien mondial, a réalisé en 1997 un chiffre d'affaires de 186,5 milliards de francs en assurant 94 % de la production et de la distribution d'électricité en France et en tirant parti d'une présence accrue à l'étranger.

En 1997, EDF a produit 457 TWh, dont 82 % d'origine nucléaire, 14 % d'origine hydraulique et 4 % d'origine thermique classique.

La puissance nucléaire installée d'EDF représentait 61 500 MW fin décembre 1997, pour un parc de 34 réacteurs REP de 900 MW, de 20 réacteurs de 1 300 MW et de 3 réacteurs de 1 450 MW. Les autres puissances installées s'élevaient à la même date à 17 700 MWe pour le thermique à flamme et 23 300 MW pour l'hydraulique.

Le parc électronucléaire d'EDF se caractérise par un taux de disponibilité de 82,6 %, avec un faible nombre d'incidents (1,2 par an), une maintenance préventive efficace et une faible exposition à la radioactivité de ses agents (dose individuelle moyenne de 2,7 mSv en 1997; 3,7 pour les travailleurs extérieurs).

Les effectifs d'EDF s'élevaient fin 1997 à 116 472 personnes, dont 61 229 appartenant à EDF GDF Services, 42 276 à l'ensemble Production Transport, 4 377 à la Direction de l'Équipement, 2 638 à la Direction des Etudes et Recherches et 5 942 à des organismes fonctionnels.

Le Contrat d'Entreprise 1997-2000 entre l'Etat et EDF constitue le cadre de son activité. Il contient trois objectifs stratégiques, à savoir la baisse et une certaine restructuration des tarifs, la diversification et le développement international.

- ***La baisse et l'évolution en structure des tarifs***

Le premier objectif inscrit dans le contrat concerne les tarifs. Une baisse de 14 % de leur niveau moyen est prévue en 4 ans. En avril 1997, une première baisse de 4,6 % du tarif moyen de l'électricité a été effectuée. En mai 1998, une nouvelle baisse de 2,5 % est intervenue, accompagnée d'une restructuration «hors saisonnière» destinée à refléter l'évolution des coûts relatifs des différentes filières de production. tarifaire pour mieux ajuster les tarifs aux coûts de production de l'entreprise. En 1999 et 2000, l'ajustement tiendra compte de l'ouverture du marché.

Sur l'ensemble de la période, l'économie pour les clients d'EDF devrait être de 56 milliards de francs, dont 20 pour les ménages, 9 pour les artisans commerçants, 20 pour les PMI/PME et 7 milliards pour les grandes industries. Le manque à gagner d'EDF devrait être compensé par le bon fonctionnement des centrales électriques, des gains de productivité, une gestion rigoureuse et une diminution des charges financières sinon des investissements.

Le deuxième objectif stratégique d'EDF est, dans le respect de ses valeurs de service public et de sa politique sociale innovante et solidaire, l'accélération de son développement international et sa préparation à l'ouverture de son marché à la concurrence.

A cet égard, les orientations fixées à l'entreprises dans le document de vision stratégique « *Vers le client, le compte à rebours européen* » sont d'imposer EDF comme le « *premier énergéticien d'Europe* ».

- ***La diversification***

En Europe, les concurrents d'EDF ont un chiffre d'affaires environ trois fois plus faible dans l'énergie mais sont souvent intégrés à de grands groupes. Ainsi, le groupe allemand Veba réalise un chiffre d'affaires total de 253 milliards de francs pour 55 seulement dans l'énergie. RWE réalise un chiffre d'affaires total de 245 milliards de francs dont 55 dans l'énergie.

Suez-Lyonnaise des Eaux, troisième groupe européen du secteur des services collectifs, présente un chiffre d'affaires d'environ 200 milliards de francs, dont le tiers dans l'énergie.

EDF fait le constat que l'offre d'un ensemble d'énergies est l'une des conditions du succès commercial dans les années à venir. Il s'agit donc de compléter son offre, pour mieux tirer parti à la fois de ses infrastructures existantes et des synergies entre les énergies, la plus marquante étant à l'heure actuelle celle existant entre l'électricité et le gaz.

- ***Le développement international***

Le solde des échanges d'électricité d'EDF avec ses partenaires européens, positif de 65,3 TWh, contribuait en 1997 pour 15,3 milliards de francs à la balance des échanges de la France et témoignait ainsi de la compétitivité de l'électricité produite par EDF.

Mais la présence d'EDF sur les marchés internationaux ne se résume pas à l'exportation d'électricité. En tant qu'architecte industriel, EDF a participé avec ses partenaires industriels Framatome et Alstom à la construction de centrales nucléaires, en particulier en Chine pour les centrales de Daya Bay et de Ling Ao. EDF est également présent sur d'autres marchés, par exemple celui, nouveau, des centrales à cycle combiné à gaz, au Mexique, sur la base d'un appel d'offres remporté en 1998. De même, EDF est le pivot du projet de construction d'une grande centrale à charbon en Inde.

Les prises de participation ou de contrôle de producteurs et distributeurs étrangers ont par ailleurs connu un moment fort en 1998.

Après avoir notamment pris 21 % du marché brésilien de la distribution de courant pour un montant de 1,39 milliard de livres (plus de 13 milliards de francs), EDF International a racheté 100 % du capital de London Electricity à l'américain Entergy. Cette acquisition correspond à 2 millions de clients dans l'agglomération londonienne, 150 000 clients pour le gaz, une présence dans la cogénération et les services associés, notamment dans les aéroports. EDF attend de cette opération sur London Electricity qu'elle soit un banc d'essai de la déréglementation pour EDF. Avec cette acquisition, 80 % des investissements d'EDF sont réalisés en Europe, contre 60 % auparavant.

Au total, EDF compte désormais 15 millions de clients à l'étranger.

- ***Le défi des investissements***

En 1997, le montant total des investissements d'EDF s'est élevé à 29 milliards de francs. C'est la distribution qui représentait la part la plus importante, avec 13,4 milliards de francs, suivie de la production à hauteur de 6,9 milliards de francs.

En dépit de la pression sur les recettes engendrée par l'ouverture de son marché, l'entreprise devrait conserver une capacité d'autofinancement élevée si la maîtrise des dépenses d'exploitation est sans défaut, ce qu'exige la multiplicité des investissements à pratiquer pour répondre au défi de la concurrence.

### **3. .... Suez-Lyonnaise des Eaux : un groupe de premier plan dans le monde de l'énergie**

Le groupe Suez-Lyonnaise des Eaux, avec son pôle énergie dont le chiffre d'affaires s'est élevé à 64 milliards en 1997, est le troisième producteur mondial indépendant du secteur et le premier groupe privé européen dans l'électricité<sup>244</sup>.

Suez-Lyonnaise des Eaux a réalisé 27 % de son résultat courant en 1997 dans le domaine de l'énergie. Ses autres pôles d'activité sont l'eau (29 %), les services financiers (31 %), et la propreté (7 %)<sup>245</sup>.

- ***Une expérience de premier plan dans la production d'électricité***

Dans le domaine de la production d'électricité, Suez-Lyonnaise possède une capacité totale de production de 37 000 MWe dont 15 000 MWe en Belgique et 5000 MWe additionnels en Europe, dont 300 MWe en France. Suez-Lyonnaise contrôle Tractebel, le troisième producteur européen d'électricité

---

<sup>244</sup> A égalité avec RWE (derrière EDF et le production italien publicEnel).

<sup>245</sup> G. Mestrallet, La Tribune, 28/9/1998.

Le tableau ci-après décrit les principales caractéristiques du parc électronucléaire de Tractebel.

Tableau : Caractéristiques du parc électronucléaire de Tractebel

site	puissance	date de mise en service industriel	technologie et constructeur
Doel 1	393	1975	REP-Acecowen
Doel 2	392	1975	REP-Acecowen
Doel 3	1 006	1982	REP-Framaceco
Doel 4	985	1985	REP-Acecowen
Tihange 1	962	1975	REP-Aceco-Framatome
Tihange 2	960	1983	REP-Framaceco
Tihange 3	1 015	1985	REP-Acecowen

Tractebel bénéficie d'un taux de disponibilité excellent de ses centrales nucléaires, avec des moyennes de 84 à 89 %.

Ces excellentes performances sont principalement dues au bon dimensionnement du parc nucléaire belge, qui permet aux centrales de tourner en continu à pleine puissance. Le parc nucléaire belge, avec une part de 55 % dans la production d'électricité en 1996, est en effet, selon Suez-Lyonnaise<sup>246</sup>, proche de l'optimum.

Une deuxième raison aux excellentes performances du parc électronucléaire de Tractebel est à trouver dans la bonne maîtrise et la rapidité des arrêts de tranches.

Par ailleurs, Suez-Lyonnaise se développe très vite dans la production d'électricité sur les marchés déréglementés de l'Europe du Nord et de l'Amérique<sup>247</sup>.

Par ailleurs, Suez-Lyonnaise dispose aussi avec Electrabel, filiale de Tractebel, d'un distributeur d'électricité privé et rentable, qui offre à ses grands clients des prix compétitifs. Electrabel a noué des alliances avec Iberdrola en Espagne et Scottish Power en Ecosse. Electrabel fournit du courant en Hollande et en produit au Luxembourg.

En France, Suez-Lyonnaise est avec Elyo, un opérateur de taille mondiale pour la fourniture de froid et de chaud. Elyo investit par ailleurs dans la cogénération au gaz.

- ***Un acteur d'importance mondiale dans la chaîne de transport du gaz***

Suez-Lyonnaise est aussi implantée dans le transport du gaz. Tractebel contrôle en particulier l'opérateur national gazier belge Distrigaz.

<sup>246</sup> Source : Suez-Lyonnaise des Eaux, audition du 19 janvier 1999.

<sup>247</sup> Le marché de l'énergie aux Etats-Unis est évalué à 300 milliards de dollars.

Suez-Lyonnaise gère une capacité de transport de gaz de 110 milliards de m<sup>3</sup> par an, répartie dans le monde.

La société possède des positions stratégiques dans ce domaine. En particulier, en Belgique, Suez possède un nœud de communication pour le gaz en provenance de la mer du Nord, des Pays-Bas et de l'Algérie. Suez gère l'ensemble du système gazier du Kazakhstan et gère ou réalise des gazoducs en Amérique latine.

Suez-Lyonnaise apprend enfin actuellement son futur métier de « *power marketer* » ou de vendeur d'électricité aux Etats-Unis. La société compte être un des fondateurs de la Bourse de l'Electricité qui devrait ouvrir ses portes prochainement à Amsterdam.

La complémentarité gaz-électricité est un des axes fondamentaux de développement de Suez-Lyonnaise des Eaux.

- ***Les projets de Suez-Lyonnaise des Eaux dans les autres énergies***

Suez-Lyonnaise est impliqué à hauteur de 300 MWe dans le développement de la production d'électricité à partir de déchets de bois, de riz et de coton aux Etats-Unis. De même, 300 MWe sont en construction pour l'incinération d'ordures ménagères à hauteur de 4,5 millions de tonnes. Sur certains sites, cette incinération est articulée avec une cogénération de chaleur pour réseaux de chauffage urbain.

Suez-Lyonnaise a dans son parc électrique, 3 MW d'éoliennes, avec un montant équivalent projeté.

Au total, Elyo exploite en France et dans le monde, des centrales produisant 650 MW à partir d'éoliennes, de micro-centrales hydrauliques, de biomasse, de centrales photovoltaïques ou d'unités d'incinération d'ordures ménagères.

#### **4. Vivendi : un acteur français sur le marché mondial de l'énergie**

Avec Sithe, producteur d'électricité et Dalkia, opérateur de services, Vivendi Energie dispose de deux pôles de compétences qui comprennent les principaux métiers de l'énergie<sup>248</sup>.

- ***Sithe: une position forte dans la production d'électricité indépendante en Amérique du Nord***

Créée il y a quatorze ans, la société Sithe est aujourd'hui le leader de la production indépendante d'énergie électrique dans le nord-est des Etats-Unis.

---

<sup>248</sup> Source : Vivendi, audition du 14 janvier 1999.



Sithe a notamment réalisé vingt trois centrales en Amérique du Nord, dont une usine de 1 000 MW (Independence) qui alimente la presqu'île de Manhattan dans l'Etat de New York. Depuis 1998, Sithe exploite les usines de production de Boston Edison Company dans le Massachusetts et vient d'acquérir les actifs de production hors nucléaire de General Public Utilities, soit 7 000 MW.

Sithe est également présent en Asie, notamment en Chine (centrale de 600 MW dans la province d'Hubei) et aux Philippines (centrale hydroélectrique de San Roque), ainsi qu'en Australie.

Sithe possède début 1999 un parc mondial de plus de cinquante centrales électriques pour une capacité de production de plus de 11 000 MW (10% de la puissance installée d'EDF). Avec l'ensemble de ses unités de production, Sithe assure la production d'électricité pour 70 millions d'habitants.

- ***Dalkia : le leader de la gestion déléguée des services dans l'énergie en France et en Europe***

Spécialiste de la gestion des installations climatiques, en particulier des réseaux de chaleur, Dalkia est devenu, au fil des années, le leader de cette activité.

Cette activité s'exerce au travers de contrats qui garantissent pour le client final le maintien d'une température fixe à un prix forfaitaire. Il est donc essentiel dans ce métier de pouvoir choisir l'énergie primaire la plus efficace et la plus économique, et d'améliorer les techniques de production ou de transport de chaleur afin d'obtenir, pour le client, le meilleur prix de la température garantie.

La puissance thermique installée de Dalkia en Europe représente plus de 55 000 MW, avec 45 000 installations (industries, logements, bâtiments commerciaux, écoles...) et une consommation d'énergie d'environ 3 millions de tonnes d'équivalent pétrole par an.

En Europe, Dalkia gère plus de 240 réseaux de chaleur. Dalkia est numéro un, en France et en Grande-Bretagne, dans la fourniture à l'industrie de vapeur, d'air comprimé et d'eau chaude. Dalkia assure la gestion de l'énergie pour plus de 30 000 industriels et collectivités et emploie plus de 19 000 personnes.

Pour répondre aux besoins de ses clients, Dalkia a étendu ses activités à la gestion déléguée de moyens de production d'électricité sur site. Avec la cogénération, il produit simultanément et économiquement de la chaleur et de l'électricité à partir d'un seul combustible.

Dalkia est ainsi devenu le premier producteur indépendant d'électricité en France avec une puissance électrique installée d'environ 2000 MW sur environ 500 sites industriels et collectifs.

Outre ces activités, le pôle « *propreté* » de Vivendi est, avec CGEA, un des leaders mondiaux de la valorisation énergétique des déchets qui le place d'une façon résolue dans la production d'énergie respectueuse de l'environnement. Six millions de tonnes par an sont ainsi traités dans 70 usines dans le monde - en France, en Europe, en Amérique du Sud et en Australie.

Constatant qu'elle n'est adossée ni à un monopole, ni à un type d'énergie primaire, Vivendi Energie se présente comme un véritable opérateur « *indépendant* ». Son ambition est de développer des solutions nouvelles, en ayant toujours pour objectif de mieux utiliser l'énergie primaire pour obtenir le meilleur coût et le meilleur service pour ses clients.

- *Conclusion*

Chaque type de filière de production d'électricité a des caractéristiques intrinsèques particulières. Le nucléaire est fait pour assurer la production d'électricité en base. Ceci veut dire qu'un réacteur nucléaire a vocation à fonctionner en continu, avec le moins possible de variations de puissance. Le nucléaire est incontournable, de par sa compétitivité en base à un risque moindre que le gaz, sa contribution à l'indépendance énergétique et son apport sans égal à la lutte contre l'effet de serre.

Le gaz a une plage d'utilisation optimale appelée la semi-base, c'est-à-dire 4000 à 7000 heures par an au lieu de 8000 pour le nucléaire. Le charbon a à peu près les mêmes caractéristiques.

Par ailleurs, à côté des sources de production d'électricité centralisées, apparaissent les moyens de production décentralisés, comme la cogénération et, bientôt les piles à combustibles, qui peuvent satisfaire des besoins locaux en résolvant par exemple des problèmes de réseau.

Des évaluations crédibles de coût de production de l'électricité existent pour l'avenir, établies par les exploitants mais aussi par l'administration.

Ces études donnent des résultats similaires et mettent toutes en évidence une convergence des performances des différentes filières.

Pour de nouvelles installations, ces évaluations montrent qu'il y a convergence des coûts pour les différentes filières.

La structure des coûts du kWh diffère d'une filière à l'autre. Le coût du combustible ne représente que 20 % environ du coût du kWh nucléaire. La part du combustible s'élève à 60 % au minimum pour le gaz. Le coût du kWh nucléaire présente donc l'avantage d'une plus grande robustesse par rapport aux variations du prix des combustibles.

Mais il y a des problèmes de méthode.

Le calcul des coûts du kWh fait appel à une méthode classique – l'actualisation – qui est en réalité difficile d'application. Le taux d'actualisation sur la durée de vie des installations doit refléter une réalité des marchés de capitaux difficile à anticiper. Les dépenses à très long terme sont elles aussi difficiles à estimer, le choix d'un taux d'actualisation intergénérationnel faisant l'objet de controverses. Par ailleurs, il est difficile de définir des périmètres de charges à imputer à la production d'électricité qui soient homogènes.

L'évaluation des charges du nucléaire à une dimension à la fois politique et technique difficile. Les charges sont-elle bien prises en compte? La réponse est oui.

En réalité, la question globale qui est posée est celle des externalités.

La démarche de calcul du coût du kWh doit ainsi prendre en compte les externalités dès lors qu'elles sont mesurables.

Il s'agit non seulement de calculer les coûts privés assumés par les exploitants mais aussi d'intégrer les coûts externes. A cet égard, il faut mesurer les effets sur la santé et l'environnement non seulement des radionucléides mais aussi des polluants classiques SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, poussières et du CO<sub>2</sub>.