

N° 1359

N° 195

ASSEMBLÉE NATIONALE

SÉNAT

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

ONZIÈME LÉGISLATURE

SESSION ORDINAIRE DE 1998-1999

Enregistré à la présidence de l'Assemblée nationale
le 2 février 1999

Annexe au procès-verbal de la séance du 3 février 1999

**OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION
DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES**

RAPPORT

SUR

L'AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE

par

MM. Christian BATAILLE et Robert GALLEY,

Députés

Tome II : Les coûts de production de l'électricité

Déposé sur le Bureau de l'Assemblée nationale
par M. Jean-Yves LE DÉAUT,
Vice-Président de l'Office.

Déposé sur le Bureau du Sénat
par M. Henri REVOL,
Président de l'Office

SOMMAIRE

Saisine.....	X
Avant propos par Christian BATAILLE.....	IX
CHAPITRE I : SOURCE D'AMÉLIORATION DE LA SECURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA COMPETITIVITÉ NATIONALE DEPUIS 30 ANS, LE PARC NUCLEAIRE ACTUEL CONSTITUE UN ATOUT MAJEUR DANS LA CONCURRENCE A VENIR.....	1
I. LE PARC FRANÇAIS DE CENTRALES NUCLEAIRES, UN PATRIMOINE INDUSTRIEL CONCURRENTIEL.....	3
A. <i>Un effort de recherche et développement dans le nucléaire cohérent et judicieux</i>	5
1. Un effort de recherche et développement de 54,6 milliards de francs courants hors Phénix	5
2. Un effort de l'ordre de grandeur de ceux effectués à l'étranger	6
3. Une allocation optimale des efforts de R & D	8
B. <i>Un effort d'investissement de 455 milliards de francs permettant de maîtriser la totalité de la filière</i>	11
1. La programmation et le montant de l'investissement	12
2. Un investissement de 281 milliards de francs dans les réacteurs à eau pressurisée	13
3. Un parc d'une homogénéité exceptionnelle	17
4. Une sûreté et des taux de disponibilité satisfaisants	19
5. Un investissement dans le cycle du combustible de 112 milliards de francs pris en charge pour moitié par les clients étrangers de Cogema	22
6. La question du suréquipement	23
II. LA CONTRIBUTION POSITIVE DE L'ELECTRONUCLEAIRE A LA COMPETITIVITE GLOBALE DE L'ECONOMIE FRANÇAISE	25
A. <i>L'électronucléaire en assurant 37,7 % de l'approvisionnement de l'énergie primaire a amélioré l'indépendance énergétique française</i>	26
B. <i>Une électricité bon marché pour l'industrie</i>	36
C. <i>Le solde fortement exportateur de la filière électronucléaire française</i>	39
D. <i>Un secteur à fort contenu en emplois qualifiés</i>	46
1. Un nombre d'emplois directs et indirects d'environ 120 000	46
2. L'électronucléaire davantage créateur d'emplois que les filières gaz ou charbon	48
E. <i>La contribution positive du nucléaire à l'économie française - l'analyse issue des modèles macroéconomiques</i>	51
1. Une contribution positive, selon le modèle économétrique Micro-Mélodie – la simulation rétrospective « La France sans nucléaire »	51
2. « La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985 » – Etude rétrospective avec un modèle d'équilibre général calculable	59
III. EN TERMES DE COÛTS D'EXPLOITATION, LE NUCLEAIRE ACTUEL EST SANS RIVAL.....	69
A. <i>Des coûts complets très compétitifs pour le nucléaire selon les chiffres de 1995</i>	69
1. Le coût complet de production du kWh nucléaire était de 19 cF en 1995	70
2. Les coûts complets de production des autres filières en 1995 sont supérieurs	74
B. <i>Les coûts d'exploitation hors amortissement en 1997, également favorables</i>	76
IV. LA MATURITE DU PARC, UN ATOUT A GERER CONFORMEMENT A L'INTERET NATIONAL .	79
A. <i>Les difficultés de l'abandon du nucléaire à l'étranger</i>	79
1. En Suède, un processus d'abandon qui piétine	79
2. En Suisse, des intentions non validées	80
B. <i>Quelle durée d'exploitation pour le parc nucléaire en Allemagne ?</i>	83
1. La situation énergétique allemande à la veille du retrait du nucléaire	83
2. L'accord de Gouvernement de la coalition SPD-Grünen	85
3. Le coût d'un éventuel abandon du nucléaire	86
4. Les autres évaluations du coût de sortie du nucléaire en Allemagne	88
C. <i>La rente nucléaire française et l'avenir d'EDF</i>	90
1. Le parc électronucléaire français bientôt amorti comptablement et économiquement	90
2. Les différentes affectations possibles pour les liquidités générées par les tranches amorties ..	91
3. Un investissement souhaitable, dans le lancement d'une tête de série EPR	92

4. La rente électronucléaire, une raison de plus pour que EDF reste une entreprise publique	94
---	----

PREMIERE SAISINE

ASSEMBLÉE NATIONALE

COMMISSION
DE LA
PRODUCTION ET DES ÉCHANGES

LE PRÉSIDENT

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

PARIS, LE 23 octobre 1996

Monsieur le Président,

Au cours de sa réunion du 23 octobre 1996, la Commission de la production et des échanges a décidé de saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur l'évolution des techniques et des coûts de production de l'électricité.

Elle a en effet estimé, qu'à un moment où la concurrence entre les énergies primaires s'exacerbe et à la veille de la libéralisation du secteur de l'électricité, ce problème devenait plus que jamais d'actualité.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

A - t - s :



François-Michel GONNOT
Député de l'Oise

Monsieur Robert GALLEY
Président de l'Office parlementaire
d'évaluation des choix scientifiques
et technologiques

DEUXIEME SAISINE

ASSEMBLÉE NATIONALE

COMMISSION
DE LA
PRODUCTION ET DES ÉCHANGES

LE PRÉSIDENT

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

LIBERTÉ - ÉGALITÉ - FRATERNITÉ

PARIS, LE 24 septembre 1997

Monsieur le Président,

Conformément aux dispositions de l'article 29 du règlement intérieur de l'Office que vous présidez, la commission de la production et des échanges, au cours de sa réunion du 24 septembre 1997, a décidé de vous confirmer trois des saisines transmises à l'Office au cours de la précédente législature.

Comme vous le suggérez, deux sont renouvelées à l'identique sur :

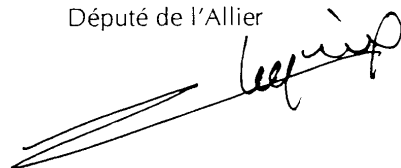
- les techniques de prévision et de prévention des risques naturels ;
- le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires.

La troisième saisine portant sur l'évolution des techniques et des coûts de production de l'électricité pourrait, conformément à votre souhait, être concentrée sur l'étude de l'aval du cycle nucléaire.

Enfin, la commission a, comme vous, considéré qu'il n'était pas utile de poursuivre l'étude sur les nouvelles techniques de télévision.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

André LAJOINIE
Député de l'Allier



Monsieur Jean-Yves LE DEAUT
Président de l'Office parlementaire d'évaluation
des choix scientifiques et technologiques

AVANT PROPOS

par Christian BATAILLE

Nous assistons à une percée remarquable de formes d'énergie autres que nucléaires, qui sont plus complémentaires que concurrentes.

Du fait de la baisse des cours du pétrole et du gaz et des progrès techniques considérables sur les turbines, les centrales à cycle combiné à gaz sont aujourd'hui des moyens de production d'électricité parmi les moins coûteux. En permettant des rendements de l'ordre de 80 %, la cogénération au gaz possède aussi un intérêt économique évident pour les applications associant électricité et vapeur. Les piles à combustibles offrent des perspectives prometteuses tandis que le charbon propre, avec les chaudières à lit fluidisé circulant, est appelé à trouver des applications importantes en Chine et en Inde.

Le programme électronucléaire français a été une bonne décision, puisqu'il a permis à l'industrie nucléaire française et à EDF d'exporter à hauteur de 25 milliards de francs par an et de diviser par 4 le poids de la facture énergétique dans le PIB.

A moins de 19 centimes dès 1995, le kWh nucléaire apparaît bien plus compétitif que toutes les autres formes d'énergie. A l'avenir, tout en incluant toutes les dépenses, il devrait, a priori, rester bon marché.

L'examen des provisions constituées par EDF montre que ses charges futures sont bien couvertes. Le récent rapport de la Cour des Comptes n'en contestait d'ailleurs pas le montant mais le mode de gestion.

Partiellement amorti, ce parc va entrer dans sa phase de plus grande rentabilité.

En effet, l'arrivée à maturité du parc va entraîner une augmentation considérable des gains d'EDF. La prolongation de dix années de la durée de vie au-delà des 30 envisagées initialement se traduira approximativement par des bénéfices supplémentaires pour EDF de 100 à 150 milliards de francs utilisables pour baisser les tarifs et, dans une certaine mesure se désendetter, préparer le parc électrique du futur et se développer.

Pour réfléchir sur les parts des différentes énergies dans le parc du futur, il faut avoir à l'esprit la complémentarité des rôles des différentes énergies : le nucléaire pour la production de base et les autres énergies pour l'ajustement et les consommations de pointe. En tout état de cause, le nucléaire garde sa prééminence de par sa compétitivité, sa contribution à l'indépendance énergétique et son apport sans égal à la lutte contre l'effet de serre.

Des évaluations crédibles des coûts de ces filières sont présentées dans ce rapport. Elles indiquent qu'il y a convergence des coûts de production tels qu'on peut les calculer actuellement.

Toutefois, des problèmes de méthode concernant la définition des périmètres de charges à imputer seront mis en évidence. L'utilité d'un nouvel effort d'analyse pour le nucléaire sera soulignée mais également la nécessité d'imputer des charges égales à toutes les filières en ce qui concerne l'aval du cycle.

En réalité, pour toutes les énergies, la question globale posée dans ce rapport est celle des externalités. Les effets sur la santé et l'environnement non seulement des radionucléides mais aussi des polluants classiques SO₂, NO_x, poussières et du CO₂ doivent être pris en compte.

A cet égard, on saluera l'émergence d'une méthodologie partagée en Europe et aux Etats-Unis, à travers l'étude ExternE réalisée sous la direction de la Commission européenne. Allant des émissions à l'évaluation des dommages, cette méthode fournit un cadre d'analyse cohérent et détaillé qu'il faut toutefois utiliser avec discernement, car certaines évaluations sont encore empreintes d'incertitudes importantes.

L'augmentation de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère crée un risque de réchauffement et peut-être de perturbation du climat aux conséquences immenses.

Les gouvernements se sont en conséquence engagés sur la base du protocole de Kyoto à maîtriser leurs émissions de CO₂. Cette maîtrise des émissions est appelée à avoir, dans les filières utilisant des combustibles fossiles, un coût de plusieurs centimes par kWh qu'il convient de prendre en compte.

Chaque énergie a ses avantages et ses inconvénients.

Le choix par la France de l'énergie nucléaire comme énergie de base, conserve toute sa validité. Par ailleurs, il est désormais pertinent de développer des énergies complémentaires.

Méthode de travail et sources d'information

Le présent rapport sur les coûts de production de l'électricité résulte d'une part de l'analyse approfondie des informations disponibles au début de l'étude, et, d'autre part, de la collecte et de l'étude de nombreuses informations complémentaires obtenues auprès des différents acteurs du secteur de la production d'électricité et d'organismes de recherche français ou étrangers.

Les Rapporteurs ont en premier lieu collecté et analysé en profondeur les informations disponibles au démarrage de l'enquête, comme celles de la Digec, de la DGEMP, de l'AEN-OCDE, du CEA ou d'EDF.

Des précisions ont alors été demandées à ces acteurs et ont été actualisées avec eux. Les responsables d'entreprises publiques – Framatome, Cogema, GDF, CDF-SNET – ont aussi été consultés. Les représentants des principaux groupes privés du secteur de l'énergie - Alstom, Vivendi, Suez - Lyonnaise des Eaux – ont été auditionnés.

Par ailleurs, les Rapporteurs ont analysé en profondeur les travaux coordonnés par la Direction Générale XII de la Commission européenne dans le cadre du projet ExternE. Les experts universitaires de l'IEPE de Grenoble et de l'IDEI de Toulouse ont également été longuement auditionnés.

Toutes les informations rassemblées ainsi que les méthodes d'évaluation et les problèmes méthodologiques afférents ont été longuement discutées au sein d'un groupe de travail animé par les Rapporteurs et par M. Raymond LEBAN, Professeur au CNAM.

Le rapport s'attache non seulement à préciser les sources d'information utilisées et les hypothèses des calculs dont les résultats ont été communiqués aux Rapporteurs mais également à apprécier l'incertitude attachée aux informations correspondantes

CHAPITRE I: SOURCE D'AMÉLIORATION DE LA SECURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA COMPETITIVITÉ NATIONALE DEPUIS 30 ANS. LE PARC NUCLEAIRE ACTUEL CONSTITUE UN ATOUT MAJEUR DANS LA CONCURRENCE A VENIR

En 1970, le prix de la tonne de brut importée est de 469 francs. Aucune nervosité particulière n'est décelable sur les marchés des hydrocarbures. Mais l'indépendance énergétique de la France n'est que de 29 %.

On estime à cette époque que la consommation d'électricité va doubler dans les huit prochaines années. Mathématiquement, l'indépendance énergétique devra encore baisser et la facture énergétique atteindre bientôt un niveau insupportable pour la balance du commerce extérieur de la France.

C'est dans cette circonstance qu'intervient la commission Peon ¹ qui va recommander un choix décisif pour la compétitivité de notre pays. La Commission Peon est composée d'une part de

¹ Commission PEON : Commission consultative pour la production d'électricité d'origine

représentants de l'administration - ministère de l'industrie, de l'environnement et de l'économie, de l'industrie, commissariat général du Plan, d'autre part de la recherche – CEA, et enfin de l'industrie – EDF, constructeurs. Cette commission recommande le lancement d'un programme de réacteurs nucléaires à eau légère.

Le Gouvernement adopte ce programme qui va se révéler d'un intérêt stratégique majeur. En 1981, le prix de la tonne de pétrole brut importée atteint 2780 francs, contre 470 francs dix années avant.

Ainsi dès 1970, le coup d'envoi du passage aux réacteurs à eau pressurisée est donné. Le plan Messmer accélère vigoureusement la construction des centrales dès 1973, c'est-à-dire après le premier choc pétrolier.

A partir de 1978 sont mis en service industriel les premiers réacteurs de Fessenheim et Bugey, avec 2 tranches par an. Simultanément, un programme intensif permet la mise en service industriel de 8 réacteurs en 1981.

La France est alors lancée dans un effort considérable de construction de réacteurs. Cinq sont mis en service industriel en 1982, 7 en 1983-1984, 10 en 1985- 1986, 6 en 1987 etc, jusqu'à ce que soit constitué le parc actuel de 57 réacteurs qui a produit 376 TWh en 1997, soit 78,2 % de notre électricité, pour une puissance installée de 61,5 GW.

De multiples questions sont posées aujourd'hui sur le programme électronucléaire d'EDF.

La principale est de déterminer si cet investissement a été rentable. La collectivité nationale a consenti un effort d'équipement considérable dont il s'agit d'apprécier l'efficacité.

Il s'agit aussi de savoir si les coûts actuels de production de l'électricité à partir du parc ainsi constitué sont à un niveau assurant la compétitivité et comment ces coûts peuvent évoluer à l'avenir.

Ce sont ces questions qui sont traitées dans les développements qui suivent.

I. LE PARC FRANCAIS DE CENTRALES NUCLEAIRES, UN PATRIMOINE INDUSTRIEL CONCURRENTIEL

Le cadre de la politique énergétique de la France est celui d'une dépendance extérieure qui n'a pour équivalent, parmi les grands pays industrialisés, que la dépendance du Japon et celle de l'Italie.

En raison de la pauvreté relative de son sous-sol en combustibles fossiles, la France a toujours fait appel à des importations d'énergie.

Entre les deux guerres, la France est le premier importateur mondial de charbon. En 1919, la France est dans une dépendance charbonnière majeure, sa production de 18,5 millions de tonnes ne couvrant que la moitié de sa consommation. Ultérieurement, la reconstruction des infrastructures du Nord-Pas-de-Calais² et l'apport des gisements de Lorraine et de la Sarre ne restaurent que partiellement l'indépendance nationale. Ainsi, en 1929, par exemple, les importations de charbon s'élèvent à 36 millions de tonnes, soit 40,4 % de sa consommation³. Pour autant les coûts de production, du fait des caractéristiques géologiques des gisements restent durablement supérieurs à ceux des autres pays d'Europe. L'hydroélectricité, suite aux importantes réalisations de l'entre-deux-guerres, fournit toutefois 50 % de la production électrique française en 1938.

Après la deuxième guerre mondiale, la production charbonnière s'élève de nouveau, avec l'extraction de 35 millions de tonnes en 1945 et de 45 à 55 millions de tonnes dans les années 1950. Le maximum historique de 60 millions de tonnes est atteint en 1958. L'équipement hydroélectrique continue d'être développé et contribue à hauteur de 56 % du total à la production d'électricité française, en 1960.

Pour autant, la vive croissance économique que connaît la France pendant les « 30 glorieuses » entraîne une augmentation de la consommation d'énergie plus rapide que celle des sources d'énergie primaire nationales, malgré une intensité énergétique⁴ plus faible que dans les autres pays. L'augmentation de la consommation d'électricité est plus rapide encore⁵.

En conséquence, l'indépendance énergétique passe de près de 60 % en 1950 à 22 % en 1973, à la veille du premier choc pétrolier.

S'agissant de la production d'électricité, la soumission aux évolutions de prix des combustibles fossiles est totale.

Bénéficiant d'une position dominante dans les années 1950, le charbon voit sa prééminence entamée par la décroissance considérable du prix de la thermie fioul, qui baisse de près de 50 % en francs courants de 1964 à 1969⁶. En conséquence, EDF construit des centrales thermiques au fioul et convertit à ce combustible certaines de ses centrales au charbon. La mise en exploitation du

² Du fait de l'invasion, la France a été privée de la production des gisements du Nord-Pas-de-Calais pendant la totalité de la première guerre mondiale.

³ La politique énergétique de la France au Xxe siècle : une construction historique, Annales des Mines, août 1998.

⁴ Intensité énergétique : rapport de la consommation d'énergie exprimée dans une même unité de compte (généralement Mtep) sur le produit intérieur brut exprimé à prix constants.

⁵ La consommation d'électricité double en première approximation tous les 8 ans durant les « 30 glorieuses ».

⁶ A. Charmant, J-G Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, la France sans nucléaire, Revue de l'énergie, n° 434, octobre 1991.

gisement de Lacq apparaît comme une divine surprise mais une surprise de taille insuffisante, avec une contribution de 6,3 millions de Tep en 1973.

Après le premier choc pétrolier, le charbon devient plus attrayant que le fioul. EDF fait le chemin inverse du précédent et convertit du fioul au charbon près de 4 GWe entre 1975 et 1982 .

En réalité, alors que la plupart des sites hydroélectriques rentable sont équipés, le nucléaire apparaît dès les années cinquante comme le seul moyen, , de desserrer la contrainte énergétique extérieure.

La mise au point de la filière uranium naturel – graphite - gaz (UNGG) est une réussite technique incontestable. Elle traduit par la construction entre 1955 et 1965 de 6 réacteurs. Mais la compétitivité du kWh produit est décevante. En 1969, la difficile décision d’opter pour la filière à eau légère sur la base de la technologie Westinghouse est prise. En 1970, les travaux de Fessenheim sont lancés.

Ainsi ce n’est pas lors du premier choc pétrolier que la France fait le choix du nucléaire. C’est dès les années cinquante, en raison d’une contrainte particulière et rémanente qui pèse sur notre pays, une pauvreté singulière de son sous-sol en combustibles fossiles compétitifs.

- ***le concept de sécurité énergétique***

Dicté par la volonté de desserrer la contrainte extérieure sur les approvisionnements en énergie de la France, le choix du nucléaire a d’autres dimensions.

Il s’agissait certes de sécuriser les volumes d’énergie primaire disponible. Mais l’objectif était aussi de maîtriser le prix de l’électricité. La part du combustible est en effet faible dans le prix du kWh nucléaire – 32 % en 1995 -. A titre d’exemple, pour le gaz, la part du combustible atteint les deux tiers.

Enfin, le nucléaire apparaît comme une énergie ne produisant pas de rejets de SO₂ et de NO_x, et bien entendu sans émissions de CO₂.

Ainsi, le nucléaire apparaît à la fin des années 1960 comme un choix d’avenir. Parce que ses coûts de production sont devenus compétitifs, il assure une sécurité énergétique accrue, d’une part en rendant moins probables et moins onéreux d’éventuels chocs d’approvisionnement, d’autre part en offrant des coûts de production maîtrisés et enfin en évitant des chocs environnementaux.

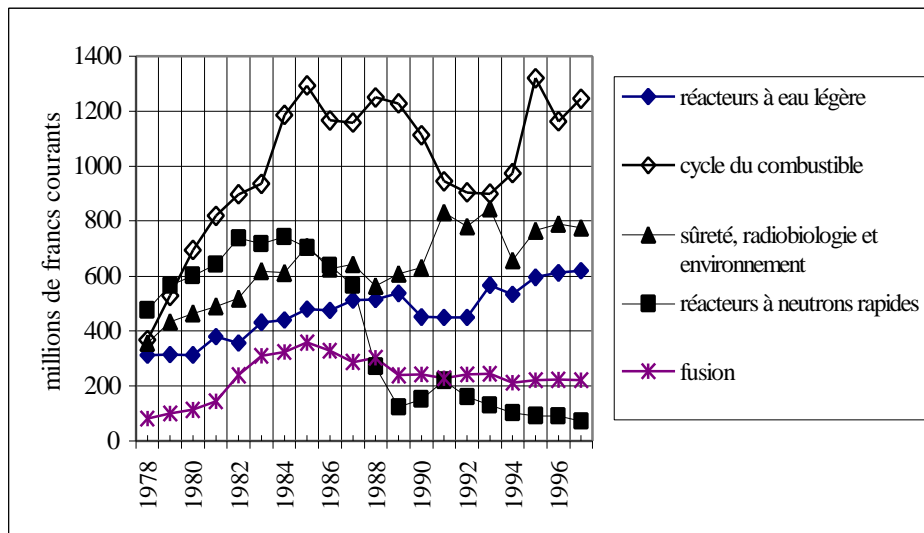
A. Un effort de recherche et développement dans le nucléaire cohérent et judicieux

La problématique de la recherche et développement (R & D) dans le domaine du nucléaire civil est double. La recherche dans ce domaine a bénéficié de subventions sous forme de crédits publics alloués au CEA. Les montants correspondants sont encore mal connus et méritent d'être détaillés. Mais une autre dimension du débat existe. Une priorité incontestable a été donnée au nucléaire dans le domaine de la recherche et développement sur l'énergie. Il convient de savoir si cette priorité a constitué une bonne décision, autrement dit si le point d'application des investissements consentis a été judicieusement choisi.

1. Un effort de recherche et développement de 54,6 milliards de francs courants hors Phénix

D'après les informations données aux Rapporteurs, le montant cumulé en francs courants des subventions au CEA pour la R & D sur le nucléaire civil s'élève à 54,6 milliards de francs courants.

Figure : Subvention d'Etat au CEA affectée à la recherche et au développement du nucléaire⁷



On trouvera ci-après la ventilation des crédits pour les recherches sur les réacteurs à eau légère, le cycle du combustible, la sûreté, la filière des réacteurs à neutrons rapides et la fusion.

⁷ Informations communiquées aux Rapporteurs, 15 janvier 1999.

Tableau : Subvention d'Etat affectée à la R&D nucléaire du CEA⁸

francs courants	réacteurs à eau légère	cycle du combustible	sûreté, radiobiologie, environnement	réacteurs à neutrons rapides	fusion	total
1978	313	367	356	477	83	1 596
1979	314	528	434	566	100	1 942
1980	313	695	465	602	113	2 188
1981	379	820	490	642	145	2 476
1982	357	898	518	739	239	2 751
1983	432	935	618	717	309	3 011
1984	440	1 187	612	743	324	3 306
1985	479	1 293	709	703	358	3 542
1986	475	1 167	626	639	328	3 235
1987	513	1 158	643	565	287	3 166
1988	515	1 250	563	271	303	2 902
1989	537	1 228	607	123	239	2 734
1990	451	1 113	630	152	242	2 588
1991	449	945	832	220	228	2 674
1992	450	905	780	160	242	2 537
1993	567	899	845	131	244	2 686
1994	533	975	657	102	212	2 479
1995	595	1 321	765	92	221	2 994
1996	611	1 163	790	90	223	2 877
1997	619	1 246	776	73	222	2 936
total	9342	20 093	12 716	7 807	4662	54 620

2. Un effort de l'ordre de grandeur de ceux effectués à l'étranger

L'examen comparatif des crédits alloués à la R & D en France et dans les autres pays semblent montrer que pour les dernières années, l'effort consenti dans notre pays est du même ordre de grandeur que ceux observés dans des pays d'importance comparable. Toutefois, cette comparaison n'est possible, faute d'informations, qu'à partir de 1978, au lieu de 1974 pour les autres pays.

- ***Les dépenses publiques de la France dans la R & D relative à l'énergie nucléaire civile semblent dans l'ordre de grandeur international***

Les dépenses publiques de recherche et développement consacrées à l'énergie nucléaire civile des principaux pays industrialisés ont été comparées récemment par l'Agence Internationale de l'Energie de l'OCDE.

Les statistiques de l'AIE-OCDE⁹ traitent de l'ensemble des pays membres. Certains pays, comme la France n'ont fourni leurs données qu'à partir de 1990, mais les Rapporteurs ont pu reconstituer les statistiques de la France jusqu'à l'année 1978.

Les données concernant certains pays, comme par exemple le Royaume Uni, ne semblent pas en concordance avec l'importance de leur parc nucléaire. Au demeurant, si des conclusions comparatives ne peuvent être définitives, les ordres de grandeur et les évolutions temporelles présentent une vraisemblance plus affirmée.

⁸ Informations communiquées aux Rapporteurs, 15 janvier 1999.

⁹ IEA Energy Technology R&D Statistics 1994-1995, OCDE, Paris, 1997.

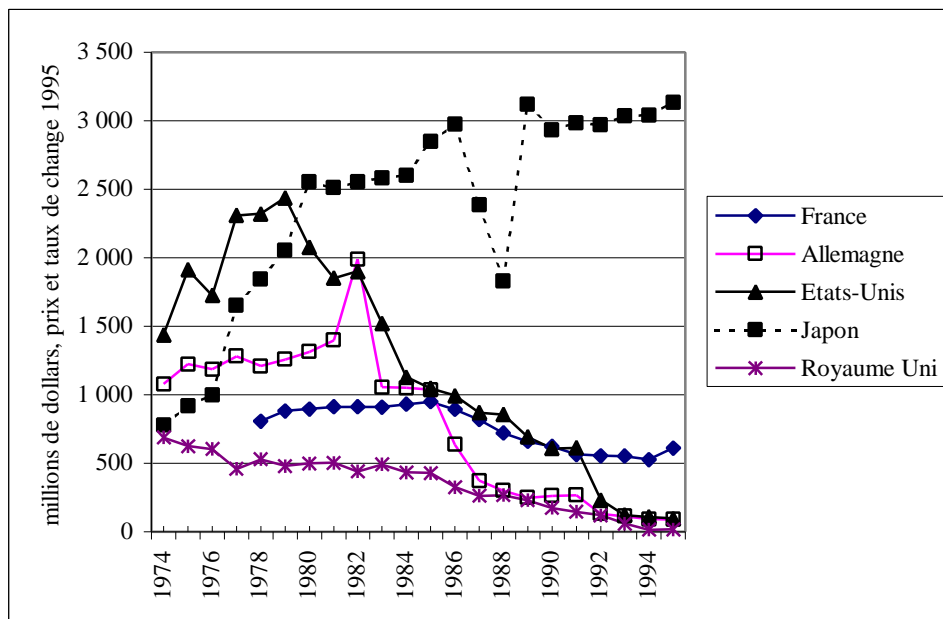
- ***L'importance des crédits publics pour la recherche et le développement dans le domaine du nucléaire, une orientation commune aux grands pays de l'OCDE***

Les investissements publics de recherche et développement dans le nucléaire ont été importants en France depuis le début des années 1970. Comme on l'a vu, l'urgence était de diminuer la dépendance extérieure de la France. La priorité a été donnée à la construction d'un parc nucléaire dont on attendait – et dont on a obtenu – une contribution massive et rapide à la production d'électricité.

La France n'a pas été la seule à faire ce choix. Les statistiques des dépenses publiques de recherche et développement consacrée à l'énergie le montrent clairement.

La période 1974-1983 est caractérisée, pour l'Allemagne, les Etats-Unis, le Japon et le Royaume Uni par une augmentation des dépenses à partir d'un montant annuel moyen de départ d'un milliard de dollars 1995. L'augmentation des dépenses est commune aux quatre pays considérés, ainsi que l'illustre la figure suivante, élaborée à partir des données de l'Agence Internationale de l'Energie.

Figure : Dépenses publiques de recherche & développement dans l'énergie nucléaire civile ^{10, 11}



La totalité des pays cités voient leurs dépenses de R&D sur le nucléaire diminuer à compter du milieu des années 1980. Le Japon constitue une notable exception qui doit être commentée.

Si le Japon continue – lui – sur sa lancée, ce ne sont pas ses investissements dans la filière des réacteurs à neutrons rapides qui sont les plus importants, contrairement à ce que l'on pourrait penser. En 1995, les dépenses publiques afférentes atteignaient 437 millions de dollars. Ce sont au contraire ses recherches dans les technologies liées au nucléaire – 1122 millions de dollars en 1995 – et celles relatives au cycle du combustible – 1095 millions de dollars la même année – qui l'entraînent à pérenniser ses efforts budgétaires.

- ***La priorité à la recherche sur le nucléaire, une orientation commune aux principaux pays industrialisés***

¹⁰ AIE-IEA, op. cit.

¹¹ DGEMP, Audition de M. Maillard, 21 janvier 1999.

La priorité au nucléaire a été partagée par les quatre grands pays industriels que sont les Etats-Unis, le Japon, l'Allemagne et le Royaume Uni.

Le tableau suivant détaille pour chacun des 5 grands pays, les dépenses publiques de recherche et développement sur l'énergie nucléaire.

Tableau : Dépenses publiques de R & D consacrées à l'énergie nucléaire, selon l'AIE-OCDE et la DGEMP

millions de dollars prix et taux de change 1995	France ¹²	Allemagne	Etats-Unis	Japon	Royaume Uni
1974	nc ¹³	1077,62	1437,61	778,02	686,74
1975	nc	1221,96	1911,80	918,54	622,72
1976	nc	1184,98	1723,47	997,77	602,47
1977	nc	1280,68	2307,83	1652,74	459,02
1978	806	1208,69	2320,36	1844,40	528,21
1979	880	1256,82	2437,95	2052,75	478,06
1980	894	1314,17	2075,87	2551,16	497,95
1981	912	1397,34	1850,86	2509,20	503,36
1982	911	1989,21	1900,66	2552,34	438,95
1983	909	1054,24	1522,08	2582,85	490,03
1984	931	1047,91	1128,44	2599,35	431,95
1985	948,01	1034,24	1047,74	2846,93	427,50
1986	893,51	635,68	993,98	2975,36	325,75
1987	817,44	370,74	868,94	2384,06	260,66
1988	718,62	299,79	855,08	1829,29	265,74
1989	657,81	246,64	691,56	3119,21	230,00
1990	621,21	260,72	607,42	2932,47	172,66
1991	564,03	266,23	611,49	2982,03	143,93
1992	554,60	130,12	231,69	2969,64	120,08
1993	550,66	111,02	121,45	3034,74	59,06
1994	525,73	91,47	107,05	3039,74	14,46
1995	609,62	89,57	94,90	3133,27	15,77

3. Une allocation optimale des efforts de R & D

- *Intérêt et limites des statistiques sur la recherche et développement*

L'établissement de statistiques sur les dépenses de recherche & développement est un exercice particulièrement difficile, que vient compliquer encore l'objectif de procéder à des comparaisons internationales.

En premier lieu, de nombreux problèmes méthodologiques se posent. Plusieurs frontières doivent être recherchées, entre les dépenses civiles et les dépenses militaires, entre la recherche

¹² 1978-1984 : données CEA ; 1985-1989 : données DGEMP ; au-delà : données AIE

¹³ nc : non communiqué par la France à l'AIE-OCDE à la date de l'impression de l'ouvrage IEA Energy Technology R&D Statistics, op. cit.

fondamentale et la recherche finalisée, entre le développement technologique général et la mise au point d'applications à usage particulier ou privatif.

En second lieu, la prise en compte des seules dépenses publiques ne résout pas définitivement les difficultés. En effet, se pose le problème de la définition du périmètre des institutions prises en compte – agences, universités, laboratoires privés bénéficiant de contrats, etc –. Enfin il ne faut pas mésestimer l'influence du procédé de collecte, en général la déclaration facultative, et celle de la volonté plus ou moins forte d'enjoliver ou de masquer une situation réelle.

C'est pourquoi les données publiées dans ce domaine doivent être considérées avec prudence. C'est en particulier le cas des statistiques publiées en 1997 par l'Agence internationale de l'énergie de l'OCDE, sur les dépenses publiques de recherche et développement dans le domaine des technologies de l'énergie.

Toutefois, même entachées d'erreurs relatives probablement non négligeables, ces statistiques permettent de replacer la situation de la France dans un contexte plus général et de mesurer si l'effort massif fait au profit du nucléaire dans notre pays reflète un particularisme hexagonal exceptionnel.

L'examen des mêmes statistiques, qui distinguent les dépenses faites dans les différentes filières, permet aussi de déterminer dans quelle mesure les efforts de recherche faits dans les différentes filières influent ou non sur les contributions de celles-ci à la production d'électricité.

• ***Les énergies renouvelables : leur faible contribution à la production est-elle due à une R & D insuffisante ?***

La part du nucléaire dans la production d'électricité est souvent décrite comme proportionnelle aux efforts de R & D qui lui ont été consacrés. A l'inverse, la faible part des énergies nouvelles renouvelables serait explicable par l'insuffisance des efforts de recherche et développement qui leur auraient été consacrés.

Les chiffres figurant au tableau suivant sont invoqués en démonstration de cette thèse.

Tableau : Comparaison des efforts cumulés de R & D dans le nucléaire et les énergies renouvelables avec leur part dans l'énergie primaire ¹⁴

1974-1995	nucléaire		énergies renouvelables <i>y compris l'hydroélectricité</i>	
	crédits publics de R & D sur la période 1974-1995 (millions de dollars prix et taux de change 95)	part dans l'énergie primaire en 1995 (en %)	crédits publics de R & D sur la période 1974-1995 (millions de dollars prix et taux de change 95)	part dans l'énergie primaire en 1995 (en %)
Etats-Unis	26 848	9	8 790	5
Allemagne	949	12	2 378	1
Japon	52 285	15	3 445	3
Royaume Uni	7 775	10	540	1

Le tableau précédent recense les efforts cumulés de R & D publics pour le nucléaire et pour les énergies renouvelables. Un rapport de proportionnalité suggéré par ce type de comparaison prouverait que si l'on avait dépensé 3 fois plus de crédits dans les renouvelables, par exemple aux Etats-Unis, leur contribution serait 3 fois élevée et dépasserait donc celle du nucléaire.

¹⁴ Source : AIE-OCDE, op. cit.

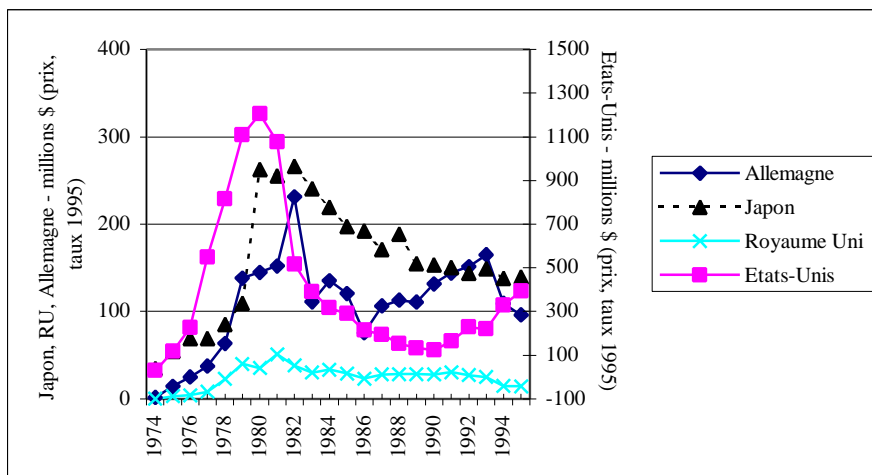
Plusieurs remarques doivent être faites sur les données du tableau précédent. La première est que les statistiques sur les énergies renouvelables comprennent généralement l'hydroélectricité qui en représente le plus souvent la plus grande part. La deuxième remarque est que les efforts publics de R & D sur les renouvelables ont été considérables dans certains pays, comme les Etats-Unis, ainsi que le montre le tableau suivant.

Tableau : Dépenses publiques de R & D consacrées aux énergies renouvelables, selon l'AIE-OCDE

millions de dollars prix et taux de change 1995	Allemagne	Etats-Unis	Japon	Royaume Uni
1974	1,56	28,84	34,88	0
1975	14,19	117,78	54,68	2,75
1976	24,78	225,02	69,17	4,07
1977	37,34	547,89	69,12	8,09
1978	63,3	817,04	85,39	22,69
1979	138,08	1108,59	109,08	39,8
1980	144,68	1205,12	262,33	35,22
1981	152,13	1077,27	255,41	51,06
1982	231,46	516,78	266,67	37,95
1983	111,22	389,75	240,79	29,98
1984	135,34	317,12	219,36	33,36
1985	120,79	289,67	197,1	28,88
1986	75,46	213,93	192,23	23,18
1987	106,18	194,22	170,95	27,75
1988	112,97	152,01	188,73	28,36
1989	110,82	133,46	154,8	28,27
1990	131,73	123,1	153,54	27,76
1991	144,14	163,52	150,14	30,29
1992	151,32	228,09	144,02	27,29
1993	165,14	219,03	149,39	24,89
1994	109,22	329,4	138,02	14,62
1995	96,21	393	139,42	14,27

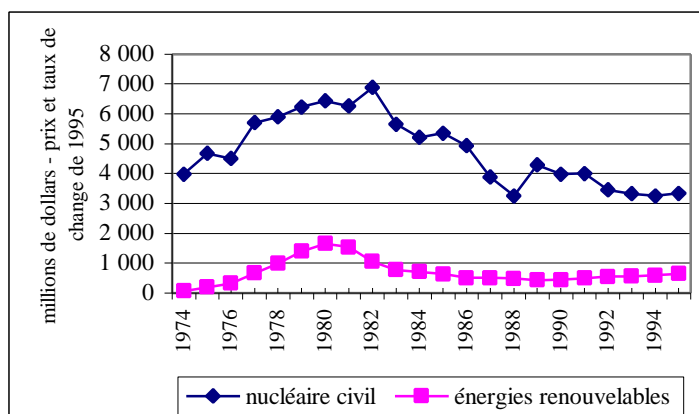
Les Etats-Unis se singularisent en effet en 1980 par un effort très important en faveur des énergies renouvelables, effort inférieur seulement de moitié aux dépenses en faveur du nucléaire civil. Cette manne budgétaire se tarit progressivement jusqu'au début des années 1990 où la croissance des dépenses reprend, à un rythme toutefois plus lent, ainsi que l'illustre le graphique suivant.

Figure : Evolution des dépenses publiques de R & D consacrées aux énergies renouvelables en Allemagne, au Japon, au Royaume Uni et aux Etats-Unis



D'une manière générale, il est vrai que, dans l'ensemble des grands pays industrialisés, les crédits publics de R & D ont privilégié le nucléaire. Toutefois, des efforts importants ont été consentis en faveur des énergies renouvelables aux Etats-Unis et au Japon.

Figure : Comparaison des dépenses publiques de R & D de l'ensemble Etats-Unis, Japon, Allemagne, Royaume Uni, consacrées au nucléaire civil et aux énergies renouvelables



Si l'écart d'investissement demeure au cours du temps, c'est évidemment en raison des différences de capacités contributives de chaque filière. Ce sont les lois de la physique qui font que les éoliennes ne peuvent fournir une électricité de puissance, quels que soient leur nombre et leur taille. Ce sont les lois de la physique qui font qu'une centrale nucléaire ne peut être remplacée par des hectares de cellules photovoltaïques. Mais chaque forme d'énergie a sa place et une forme d'utilisation optimale.

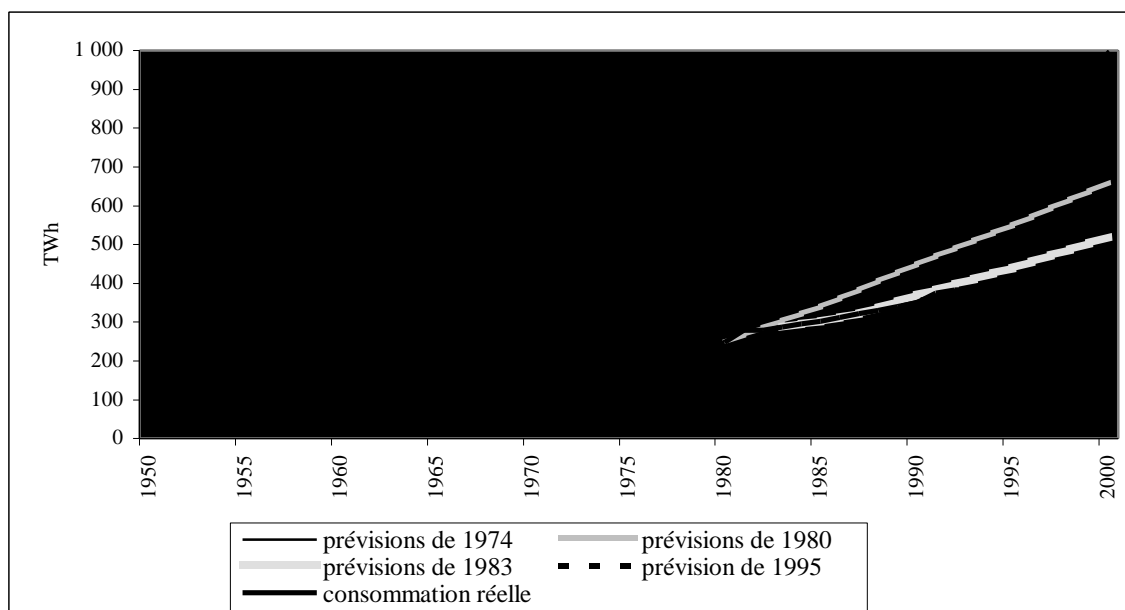
B. Un effort d'investissement de 455 milliards de francs permettant de maîtriser la totalité de la filière

Le nombre de réacteurs nucléaires à construire a été déterminé par les gouvernements successifs, en fonction des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité. Celles-ci se sont avérées difficiles à établir, ce qui a pu entraîner des incertitudes sur les besoins d'équipements.

1. La programmation et le montant de l'investissement

Le ralentissement de la croissance économique et l'amélioration de l'intensité énergétique ont régulièrement démenti les prévisions de consommation d'électricité. Le graphique ci-après le montre clairement.

Figure : Comparaison de la consommation intérieure d'électricité réalisée et des différentes prévisions effectuées en 1974, 1980, 1983 et 1995¹⁵



En conséquence, le programme d'équipement en centrales nucléaires d'EDF a été décéléré.

La première réorientation du programme électronucléaire date d'octobre 1981, à l'issue du débat sur le plan d'indépendance énergétique. Les conditions de poursuite du programme sont adaptées à la forte baisse anticipée de la consommation d'électricité.

Ultérieurement aux orientations arrêtées par le Conseil des ministres en 1984, le gouvernement autorise les engagements suivant le tableau ci-après.

Tableau : dates des dernières décisions de construction de réacteurs nucléaires

date de l'autorisation d'engagement	objet de l'autorisation	localisation
1986	1 réacteur de 1300 MW	Golfech 2
1987	1 réacteur de 1400 MW	Chooz B2
1991	1 réacteur de 1400 MW	Civaux 1
1992	1 réacteur de 1400 MW	Civaux 2

Le tableau suivant rappelle le calendrier de couplage des tranches nucléaires du parc d'EDF.

¹⁵ Source : EDF-DPS Faits marquants 1995

Tableau : calendrier de couplage des tranches nucléaires (REP)

année de couplage	palier 900 MW	palier 1300 MW	palier 1450 MW	nombre de tranches	puissance couplée	puissance cumulée (MW)
1977	2			2	1 800	1 800
1978	2			2	1 800	3 600
1979	2			2	1 800	5 400
1980	7			7	6 300	11 700
1981	8			8	7 200	18 900
1982	2			2	1 800	20 700
1983	4			4	3 600	24 300
1984	4	2		6	6 200	30 500
1985	1	3		4	4 800	35 300
1986	1	4		5	6 100	41 400
1987	1	3		4	4 800	46 200
1988		2		2	2 600	48 800
1989				0	0	48 800
1990		3		3	3 900	52 700
1991		1		1	1 300	54 000
1992		1		1	1 300	55 300
1993		1		1	1 300	56 600
1994				0	0	56 600
1995				0	0	56 600 ¹⁶
1996			1	1	1 450	58 050
1997			2	2	2 900	60 950
1998				0	0	60 950
1999			1	1	1 450	62 400 ¹⁷
Total				58		62 400

2. Un investissement de 281 milliards de francs dans les réacteurs à eau pressurisée

L'équipement de la France en réacteurs à eau pressurisée s'est réalisé en trois périodes. La décision de construction des réacteurs de Fessenheim et de Bugey intervient avant le premier choc pétrolier. La deuxième vague de décision correspond au Plan Messmer, avec une accélération forte rendue nécessaire par l'alourdissement de la facture énergétique. La troisième phase correspond à une décélération progressive nécessitée par le ralentissement de la croissance économique et une augmentation plus faible que prévue de la consommation d'électricité.

On trouvera ci-dessous la chronique de la mise en service industriel du parc nucléaire.

¹⁶ A ce total, il faut ajouter les 1200 MWe de Superphénix.

¹⁷ Il s'agit de la tranche de Civaux 2.

Figure : Chronique de la mise en service industriel des réacteurs à eau pressurisée du parc d'EDF

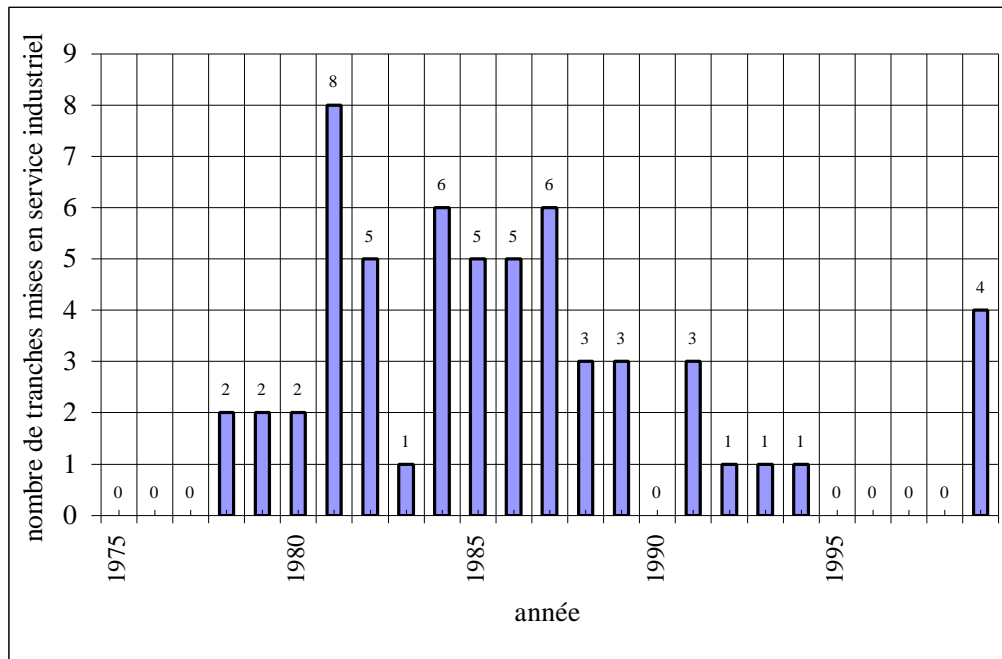


Figure : Chronique en termes de puissances installées de la mise en service industriel des réacteurs à eau pressurisée du parc d'EDF

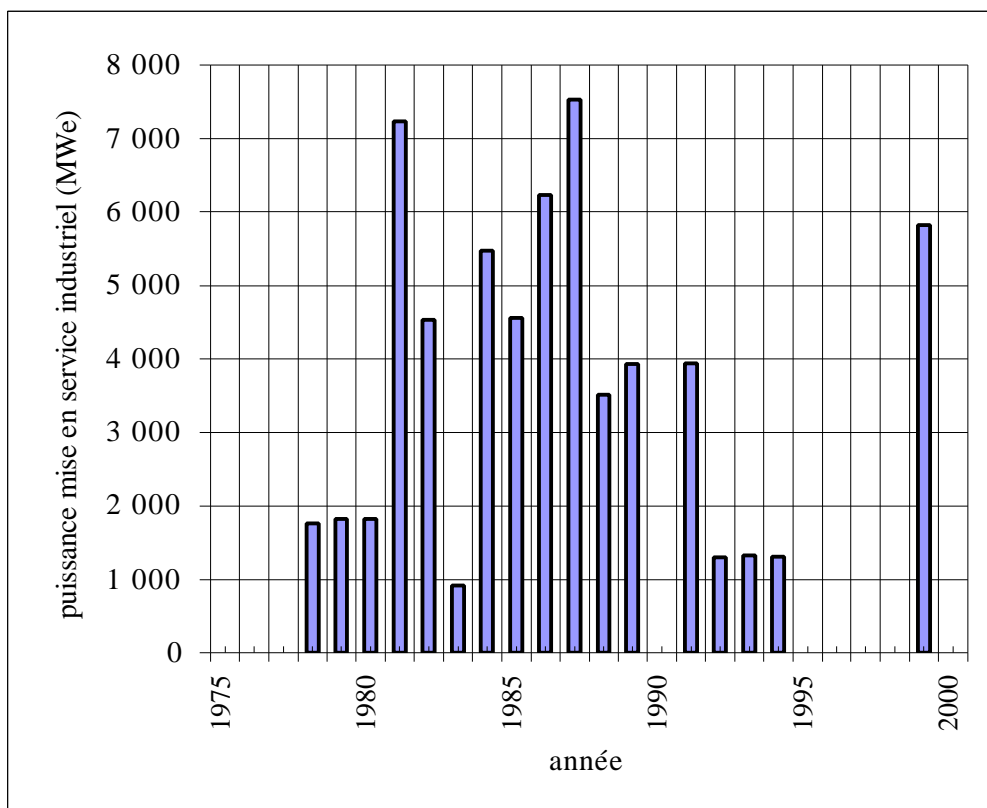


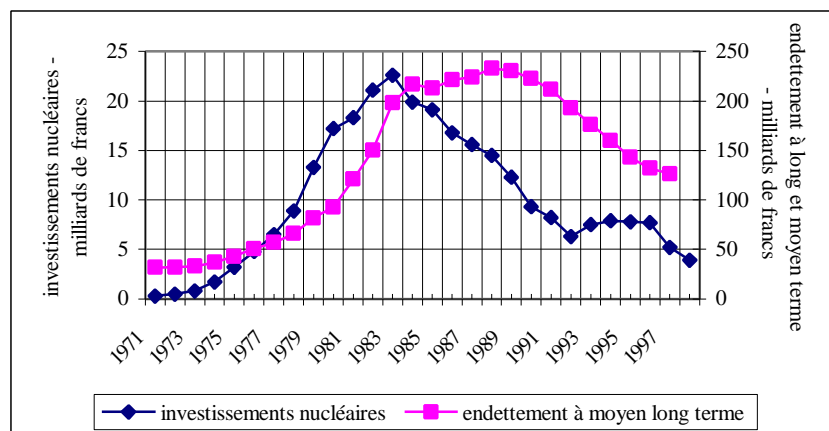
Tableau : Caractéristiques principales du parc électronucléaire d' EDF

Nom du réacteur	Année de mise en service industriel	Puissance (MWe)	Coefficient de production brute en 1997	Nom du réacteur	Année de mise en service industriel	Puissance (MWe)	Coefficient de production brute en 1997
Fessenheim-1	1978	880	75,3	Cruas-4	1985	915	74,9
Fessenheim-2	1978	880	74,9	Gravelines-C5	1985	910	80,8
Bugey-2	1979	910	69,6	Gravelines-C6	1986	910	57,4
Bugey-3	1979	910	70,6	Paluel-1	1986	1330	78,1
Bugey-4	1980	910	74,5	Paluel-2	1986	1330	70,5
Bugey-5	1980	910	73,9	Paluel-3	1986	1330	65,8
Gravelines-B1	1981	910	74,0	Saint Alban-1	1986	1335	61,3
Gravelines-B2	1981	910	83,7	Cattenom-1	1987	1300	76,6
Tricastin-1	1981	915	69,4	Chinon-B3	1987	905	73,4
Tricastin-2	1981	915	65,2	Paluel-4	1987	1330	74,4
Tricastin-3	1981	915	77,3	Saint Alban-2	1987	1335	69,9
Dampierre-1	1981	890	66,9	Flamanville-1	1987	1330	59,0
Dampierre-2	1981	890	64,1	Flamanville-2	1987	1330	74,1
Dampierre-3	1981	890	73,6	Cattenom-2	1988	1300	75,1
Blayais-1	1982	910	78,4	Chinon-B4	1988	905	80,4
Dampierre-4	1982	890	76,1	Nogent-1	1988	1310	75,2
Gravelines-B3	1982	910	72,6	Belleville-1	1989	1310	85,6
Gravelines-B4	1982	910	75,4	Belleville-2	1989	1310	74,5
Tricastin-4	1982	915	81	Nogent-2	1989	1310	78,2
Blayais-2	1983	910	85,2	Cattenom-3	1991	1300	83,9
Blayais-3	1984	910	83,3	Penly-1	1991	1330	73,2
Chinon-B1	1984	905	77,1	Golféech-1	1991	1310	80,5
Cruas-1	1984	915	66,2	Cattenom-4	1992	1300	76,6
St Laurent-B1	1984	915	65,1	Penly-2	1993	1330	69,8
St Laurent-B2	1984	915	75,1	Golféech-2	1994	1310	75,7
Blayais-4	1984	910	82,0	Chooz-B1	1999	1455	-
Chinon-B2	1985	905	83,8	Chooz-B2	1999	1455	-
Cruas-2	1985	915	65,0	Civaux-1	1999	1455	-
Cruas-3	1985	915	67,4	Civaux-2	1999	1455	-

L'investissement nucléaire d'EDF s'élève au total à 281 milliards de francs. Cet investissement a été financé principalement par l'endettement externe.

Le graphique et le tableau suivants présentent les chiffres annuels d'investissement nucléaire et le montant de l'endettement d'EDF.

Figure : Investissements dans le nucléaire et endettement à moyen et long terme d'EDF



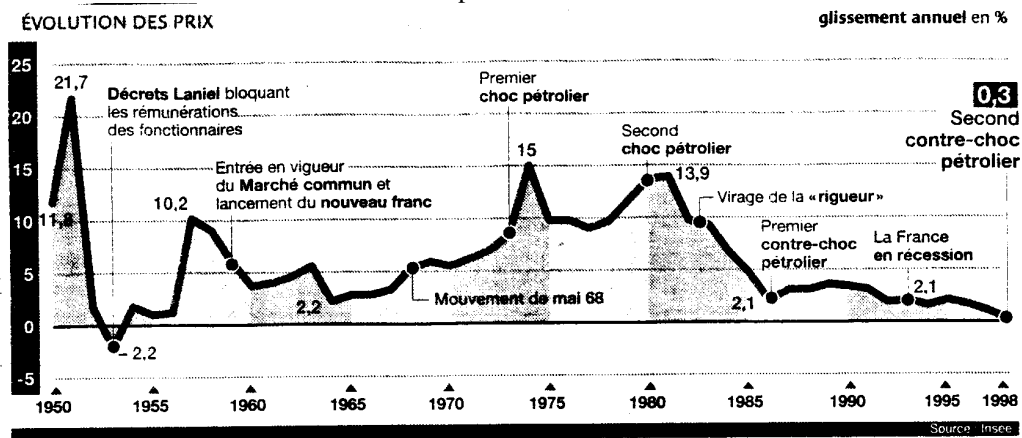
Les chiffres correspondant au graphique se trouvent ci-dessous.

Tableau : Investissements d'EDF dans le nucléaire et endettement à long et moyen terme

milliards de francs courants	investissements nucléaires	endettement à moyen long terme	milliards de francs courants	investissements nucléaires	endettement à moyen long terme
1971	0,3	31,7	1985	19,1	212,9
1972	0,5	32	1986	16,8	221,3
1973	0,8	33	1987	15,6	224,2
1974	1,7	37	1988	14,5	232,8
1975	3,2	43,1	1989	12,3	230,6
1976	4,8	50,7	1990	9,3	222,5
1977	6,5	56,9	1991	8,2	211,4
1978	8,9	66,1	1992	6,3	193
1979	13,3	81,8	1993	7,5	176,3
1980	17,2	92,8	1994	7,9	160,1
1981	18,3	121,1	1995	7,8	142,9
1982	21,1	150	1996	7,7	131,9
1983	22,6	197,9	1997	5,2	126,3
1984	19,9	217,1	1998	3,9	
			total	281,2	

Une remarque s'impose. Une part importante de cet investissement a été financée par l'endettement. Or la hausse des prix à la consommation tout au long des années 1970 et 1980 atteignait un niveau tel que les taux d'intérêt réels ont été négatifs pendant de nombreuses années.

Figure : Evolution de la hausse des prix à la consommation sur la période 1950-1998



La charge réelle de remboursement de la dette a été très inférieure à ce qu'elle serait aujourd'hui si un tel effort d'investissement devait être engagé.

3. Un parc d'une homogénéité exceptionnelle

Le tableau suivant donne la répartition du nombre de réacteurs par palier.

Tableau : Répartition du parc EDF par palier

palier	puissance	nombre de réacteurs	localisation
CP0 ¹⁸ décision d'engagement : de 1970 à 1973	900 MWe	6	Fessenheim 1, 2 Bugey 2, 3, 4, 5
CP1-CP2 décision d'engagement du palier CP1 (12 tranches) : 1974 et 1975	900 MWe	28	CP1 : Blayais 1, 2, 3, 4 Dampierre 1, 2, 3, 4 Gravelines 1, 2, 3, 4, 5, 6 Tricastin 1, 2, 3, 4 CP2 : Chinon B1, B2, B3, B4 Cruas Meysse 1, 2, 3, 4 Saint Laurent B1, B2
P4-P'4	1300 MWe	20	Paluel 1, 2, 3, 4 Flamanville 1, 2 Saint Alban 1, 2 Belleville 1, 2 Cattenom 1, 2, 3, 4 Golfech 1, 2 Nogent 1, 2 Penly 1, 2
N4	1450 MWe	4	Chooz B1, B2 Civaux 1, 2

La standardisation du parc nucléaire français est une des causes fondamentales de sa réussite. Elle a été décidée dès le départ par la Commission Peon. Comme prévu, des réductions de coûts ont été obtenues grâce à la courbe d'expérience et à l'effet de série.

¹⁸ CP0 : Contrat Programme 0

- ***Les difficultés du palier N4 ou le coût des écarts par rapport à la standardisation***

Le palier N4 connaît des difficultés de mise en route qui contrastent avec la facilité avec laquelle le programme P4-P'4 s'est déroulé.

Les deux premiers réacteurs 1455 MWe de Chooz B1 et B2 ont été couplés au réseau respectivement à la mi 1996 et à la mi 1997. La tranche 1 de Civaux a été couplée au réseau fin 1997. Depuis lors, plusieurs difficultés sont apparues. En mai 1998, ce même réacteur a été arrêté en raison d'une fuite d'eau dans le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), suivant un incident classé au niveau 1 puis réévalué au niveau 2. En tant que défaut pouvant être générique, les tranches de Chooz B1 et B2 ont été également arrêtées, le combustible de l'ensemble des réacteurs N4 devant être déchargé. Il semble qu'un défaut de conception du tracé du circuit soit en cause, avec la succession répétée de projections de fluide froid (40°C) et de fluide chaud (180°C) sur un coude du circuit.

Par ailleurs, de nouveaux problèmes métallurgiques sont apparus fin décembre 1998 avec la détection de micro fissures autour de soudures du même circuit. Enfin, suite à l'augmentation de puissance de 10 % du palier N4 par rapport au palier P4-P'4, il semble que certaines pièces déjà installées sur les corps haute et moyenne pression de la turbine doivent être renforcées.

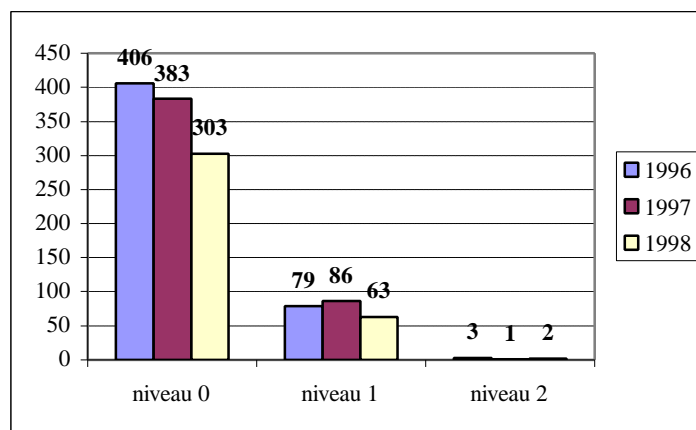
Dans une certaine mesure, ces difficultés apportent une démonstration supplémentaire –cette fois par l'absurde, des vertus de la standardisation.

4. Une sûreté et des taux de disponibilité satisfaisants

La sûreté d'exploitation du parc d'EDF est satisfaisante, à la fois selon les termes de l'Autorité de sûreté et selon ceux de l'inspection générale de la sûreté à EDF.

On peut constater sur la figure ci-après une diminution, au cours des trois dernières années, du nombre d'incidents pour chacun des niveaux 0,1 et 2 admissibles.

Figure : nombre d'incidents annuels dans le parc électronucléaire d'EDF, en référence à l'échelle de gravité INES¹⁹



On trouvera ci-après, à titre de référence, la définition de l'échelle de gravité INES utilisée pour classer et expliquer les incidents concernant la sûreté des réacteurs nucléaires.

¹⁹ Sources : 1996 et 1997 : Rapport annuel d'activité de la DSIN, Secrétariat d'Etat à l'industrie, Paris, 1998 ; 1998 : Jean-Paul Croizé, Le Figaro, 16/12/98

Tableau : Structure fondamentale de l'échelle INES (International Nuclear Event Scale)

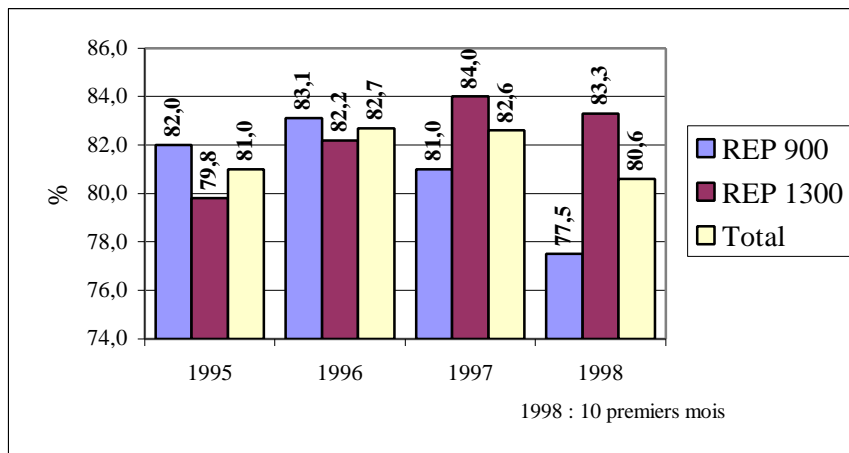
niveau	définition	conséquences à l'extérieur du site	conséquences à l'intérieur du site	dégradation de la défense en profondeur
7	Accident majeur	rejet majeur : effets étendus sur la santé et l'environnement		
6	Accident grave	Rejet important susceptible d'exiger l'application intégrale des contre-mesures prévues		
5	Accident	Rejet limité susceptible d'exiger l'application partielle des contre-mesures prévues	Endommagement grave du coeur du réacteur / des barrières radiologiques	
4	Accident	Rejet mineur : exposition du public de l'ordre des limites prescrites	Endommagement important du coeur du réacteur / des barrières radiologiques / exposition mortelle d'un travailleur	
3	Incident grave	Très faible rejet : exposition du public représentant une fraction des limites prescrites	Contamination grave / effets aigus sur la santé d'un travailleur	Accident évité de peu / perte des barrières
2	Incident		Contamination importante / surexposition d'un travailleur	Incidents assortis de défaillances importantes des dispositions de sécurité
1	Anomalie			Anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé
0	Ecart	Aucune importance du point de vue de la sûreté		
-	Evénements hors échelle	Aucune pertinence du point de vue de la sûreté		

Un autre paramètre clé de la compétitivité du parc est la disponibilité des réacteurs. Sur les quatre dernières années, on constate que la disponibilité du palier REP 1300 augmente, grâce à l'élimination des défauts de démarrage de ce palier à l'augmentation du temps de séjour en réacteur du combustible. En revanche, la disponibilité du palier REP 900 a plutôt tendance à stagner.

En 1997 l'indisponibilité de 17,4 % se décomposait en 12,3 % liés aux arrêts programmés pour renouvellement du combustible et travaux de maintenance effectués dans le cadre normal de l'exploitation et 5,1 % liés aux problèmes survenus sur les matériels ou aux retards dans les arrêts programmés²⁰.

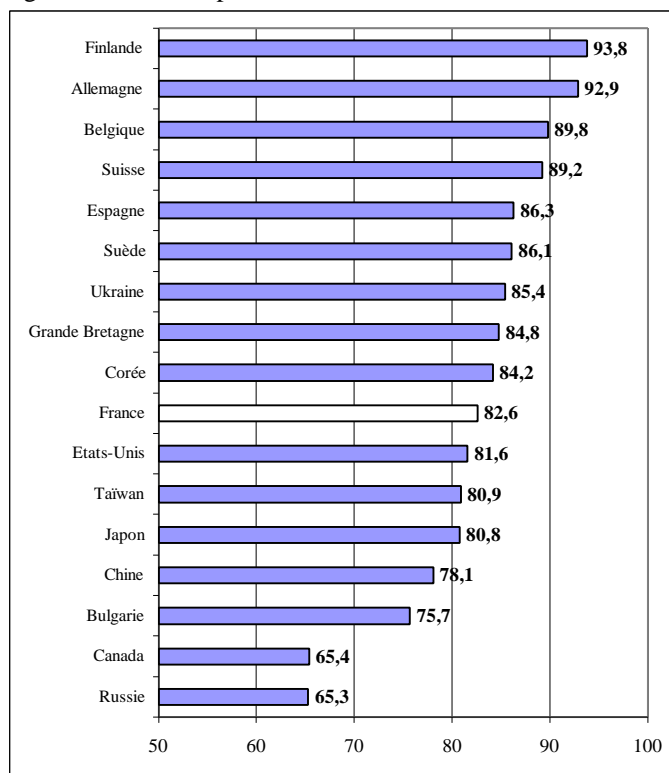
²⁰ Source : DGEMP, audition du 21 janvier 1999.

Figure : Taux de disponibilité des réacteurs nucléaires d'EDF



On trouvera ci-après la comparaison des taux de disponibilité des réacteurs français comparés en 1997 avec ceux des réacteurs étrangers. La France se situe à cet égard dans la moyenne.

Figure : Taux de disponibilité des centrales nucléaires en 1997 ²¹



Le taux de disponibilité d'un parc électronucléaire est fonction de plusieurs facteurs.

Le premier facteur est le mode de fonctionnement des réacteurs. La plupart des centrales d'EDF fonctionnent en suivi de charge, c'est-à-dire que des variations à la marge de la puissance sont imposées aux réacteurs, en fonction des besoins du réseau. Cette situation génère davantage de problèmes - au demeurant mineurs - qu'un fonctionnement continu à pleine puissance. Le suivi de

²¹ Source : Wano, cité par la DGEMP, audition du 21 janvier 1999.

charge génère également des volumes d'effluents supérieurs et probablement aussi un vieillissement plus rapide de certains composants.

Le deuxième facteur influant fortement sur la disponibilité est la politique de maintenance. A cet égard, des arrêts de maintenance courts et fréquents sont plus favorables à la disponibilité mais sont plus coûteux. L'allongement de la durée des campagnes des combustibles pour le palier REP 1300 devrait produire des effets positifs sur la disponibilité.

Le taux de disponibilité étant un paramètre clé de la compétitivité, un objectif de 90 % est assigné au réacteur du futur EPR.

5. Un investissement dans le cycle du combustible de 112 milliards de francs pris en charge pour moitié par les clients étrangers de Cogema

Les investissements déjà réalisés dans le cycle du combustible comportent deux catégories principales : l'enrichissement et le retraitement.

Selon les indications données par Cogema ²², l'investissement réalisé dans Eurodif s'élève à 19 milliards de francs courants. Il est à noter à cet égard, que trois des quatre tranches de Tricastin sont dédiées à l'approvisionnement en courant électrique de l'usine Eurodif. L'investissement dans ces réacteurs ne doit toutefois pas être rajouté à l'investissement d'Eurodif, dans la mesure où le coût des 3 réacteurs est compté dans les investissements d'EDF.

L'ensemble des installations de La Hague représente un montant de 60 milliards de francs, valeur de la fin des années 1980 - début des années 1990.

Au total, l'on arrive à un montant d'investissements en francs courants pour la période 1976-1997 de 112 milliards de francs courants.

Cet investissement correspond aux capacités d'enrichissement et de retraitement correspondant à un parc deux fois plus important celui d'EDF.

²² Audition de M. JL Ricaud, directeur de la branche combustibles et recyclage, Cogema, 7 janvier 1999.

Tableau : Investissements du groupe Cogema dont Eurodif en francs constants²³

millions de francs courants	Cogema	dont Eurodif
1976	4 089	2 179
1977	3 372	3 064
1978	4 137	3 624
1979	3 758	3 065
1980	4 214	3 149
1981	4 139	2 632
1982	2 924	797
1983	3 740	202
1984	4 337	175
1985	5 759	
1986	6 514	
1987	7 319	
1988	7 868	
1989	6 515	
1990	5 782	
1991	5 331	
1992	6 119	
1993	7 378	
1994	6 197	
1995	4 082	
1996	3 371	
1997	3 335	
1998	3 444	
total	112 040	

Cogema indique que cet investissement a été cofinancé à hauteur de la moitié par ses clients étrangers.

Au total, l'on arrive donc pour la France, à un investissement total de 455 milliards de francs pour la R & D, les réacteurs et le cycle du combustible.

6. La question du suréquipement

La question du suréquipement de la France en réacteurs nucléaires est une thèse fréquemment soutenue. Elle est notamment évoquée dans le rapport Energie 2010-2020 du Commissariat Général du Plan²⁴.

Cette thèse suppose que l'électricité n'est pas une énergie comme une autre qui ne pourrait donc s'exporter ou s'importer. En réalité, l'électricité s'exporte et s'importe. Les chiffres des exportations d'EDF figurent dans la partie suivante du présent rapport. L'Union européenne s'oriente d'ailleurs vers la libéralisation des marchés de l'électricité qui comprend bien entendu une dimension essentielle d'échanges entre les pays.

En fait, la capacité d'exportation de la France est limitée par deux phénomènes.

²³ Source : Cogema, audition du 7 janvier 1999.

²⁴ Rapport de l'Atelier Quelle politique pour la France ? Energie 2010-2020, Commissariat Général du Plan, septembre 1998.

Le premier est que les parcs électriques des autres pays de l'Union européenne sont pour certains surcapacitaires. Mais rien ne dit qu'ils le demeureront, à la suite des projets de réaménagements des capacités de production en Allemagne ou en Suède. Une marche forcée par ailleurs vers le respect du protocole de Kyoto pourrait tout aussi bien déclasser plus rapidement que prévu certaines centrales obsolètes.

Le deuxième obstacle aux exportations d'électricité est représenté par le nombre insuffisant de lignes à très haute tension reliant la France à l'étranger. Les capacités de ces lignes ne sont pas figées à jamais. Le progrès technique pourrait accroître les capacités de transport.

La position de la DGEMP, exposée à vos Rapporteurs, mérite à cet égard d'être présentée in extenso. A la question : « *la DGEMP considère-t-elle que le parc électronucléaire est actuellement surdimensionné ?* », la DGEMP répond de la manière suivante :

« Des prévisions optimistes sur l'évolution de la consommation d'électricité en France et une meilleure disponibilité du parc ont conduit au cours de la décennie précédente à l'engagement anticipé de tranches nucléaires.

« La surcapacité du parc nucléaire par rapport à la consommation intérieure française est de l'ordre de 5 à 6 GW, c'est-à-dire environ 4 tranches de 1400 MW.

« Néanmoins, le système électrique français n'est pas isolé: le continent européen est déjà le champ d'échanges importants d'énergie électrique au travers des réseaux interconnectés. Ainsi, EDF exporte chaque année environ 15 % de sa production d'électricité, et en importe également, avec un résultat excédentaire qui conforte la balance extérieure de la France.

« Le parc électrique français permet donc aujourd'hui de répondre à nos besoins, compte tenu notamment de l'évolution nucléaire de la consommation d'électricité dans notre pays.

« Le développement des autres producteurs (notamment dans le domaine de la cogénération et des énergies renouvelables) qui peut résulter de l'ouverture de la production prévue par la loi sur le développement et la modernisation du service public de l'électricité pourrait, à l'avenir modifier cet équilibre.

« L'évolution des besoins futurs en électricité en France et chez nos partenaires européens, mais également l'évolution de l'offre (marché, concurrence, modes de production alternatifs) et le prix des autres énergies peuvent en effet influencer dans un sens ou dans l'autre sur cet équilibre.

« Afin de maîtriser ces évolutions, le projet de loi sur la modernisation et le service public de l'électricité en cours d'examen propose de mettre en place des outils nécessaires à la mise en œuvre de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. »

II. LA CONTRIBUTION POSITIVE DE L'ELECTRONUCLEAIRE A LA COMPETITIVITE GLOBALE DE L'ECONOMIE FRANCAISE

Le parc électronucléaire français a produit en 1997 l'équivalent de 88 millions de pétrole. Ce montant représente la production de pétrole d'un émirat du Moyen Orient.

Si le programme électronucléaire n'avait pas été décidé, le montant supplémentaire cumulé des importations de gaz, de pétrole et de charbon se serait élevé à 600 milliards de francs courants entre 1974 et 1997 et les émissions cumulées supplémentaires de CO₂ auraient atteint 4,3 milliards de tonnes.

Le prix de l'électricité vendue en France aux consommateurs domestiques est dans la moyenne européenne. En revanche, l'électricité vendue aux industriels est la moins chère de l'Union européenne (après la Grèce).

Dans le monde, seuls les pays dotés de ressources hydroélectriques de grande ampleur comme le Canada ou la Suède ou d'importants gisements de combustibles fossiles comme l'Afrique du Sud ou la Norvège proposent des prix plus compétitifs à leur industrie.

La filière nucléaire française a non seulement permis d'éviter 600 milliards d'importations mais a dégagé un solde exportateur de 316 milliards de francs de 1976 à 1997, sous forme de ventes à l'étranger de réacteurs nucléaires, d'électricité, de combustibles et de services divers.

La construction hier et l'exploitation aujourd'hui des installations nucléaires françaises constituent un gisement d'emplois qualifiés de l'ordre de cent vingt mille postes de travail, en comptant les emplois directs et les emplois liés.

Le contenu en emploi du nucléaire, en considérant l'ensemble de la filière, est de 60 % supérieur à celui du gaz. Ainsi, un renouvellement continu du parc actuel par la construction d'une centrale par an générerait chaque année 1260 emplois avec le choix du nucléaire, contre 770 dans le cas du choix du gaz et 1155 avec l'option charbon.

Les simulations rétrospectives à l'aide d'un modèle néo-keynésien et d'un modèle d'équilibre général calculable mettent en évidence l'impact positif du nucléaire sur l'économie française

Un scénario intitulé « *la France sans nucléaire* » permet d'avoir une idée de ce qu'aurait été la situation économique de la France de 1970 à 2010 sans le choix nucléaire.

Le scénario d'un arrêt prématuré en 1985 du programme électronucléaire, qui a été étudié sur la période 1985-2015 par une équipe de l'IDEI de Toulouse avec un modèle d'équilibre général calculable, livre des enseignements comparables. Le scénario de référence correspond à la réalité de 1985 à 1995 et à un prolongement de la tendance de 1995 à 2015. En fin de période, l'écart de PIB est de - 0,8 %, l'écart de consommation de - 1,2 %. Les émissions de CO₂ sont quant à elles supérieures de 45 % par rapport à la référence.

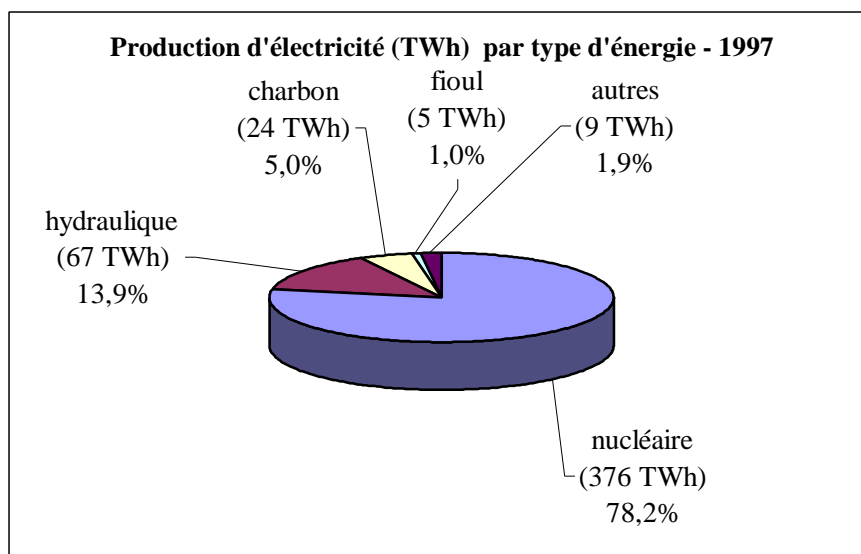
L'impact positif du nucléaire sur l'économie française dans son ensemble est donc mis en évidence à la fois par les études sectorielles et par les modèles macroéconomiques qui permettent une approche intégrée et cohérente.

A. L'électronucléaire en assurant 37,7 % de l'approvisionnement de l'énergie primaire a amélioré l'indépendance énergétique française

La part du nucléaire dans la production d'électricité a atteint en France 78,2% en 1997.

A titre de comparaison, la part du nucléaire, égale à 77 % en France en 1996, atteignait la même année 54,8 % en Belgique, 34 % en Allemagne et 30 % au Royaume Uni.

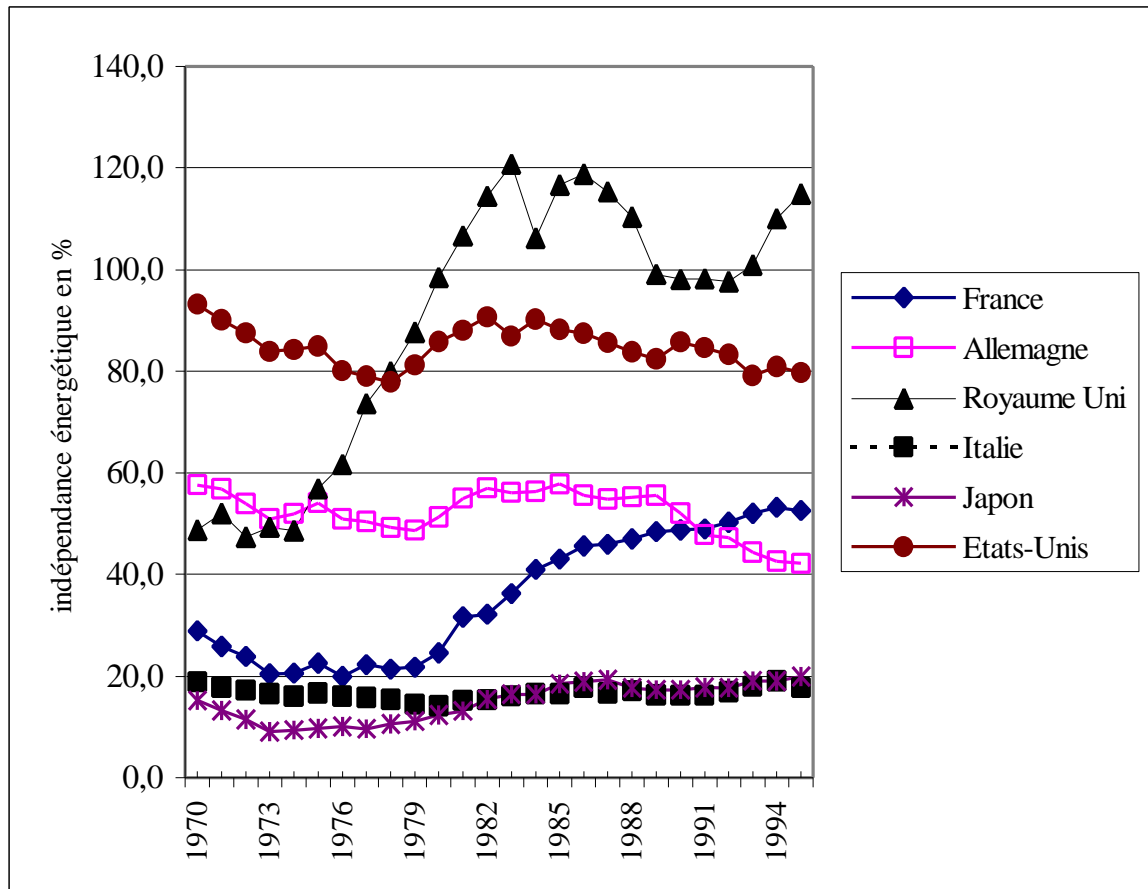
Figure : bilan 1997 de la production électrique en France ²⁵



Le nucléaire a permis de faire passer l'indépendance énergétique de 20,4 % en 1973 à 49,6 % en 1997 et de réduire la facture énergétique de 5,6 % du Pib en 1980 à 1,3 % en 1997.

²⁵ Source : Digec, DGEMP, cité par Enerpresse n° 7212, 2/12/1998.

Figure : Evolution du taux d'indépendance énergétique de la France et des principaux pays industrialisés^{26,27}



L'Italie qui a abandonné son projet nucléaire et le Japon qui n'a pas investi avec la même détermination que la France dans le nucléaire, n'ont pas réussi à améliorer leur taux d'indépendance.

²⁶ Source : CEA - DSE

²⁷ taux d'indépendance énergétique en % : production nationale d'énergie primaire / consommation nationale d'énergie primaire

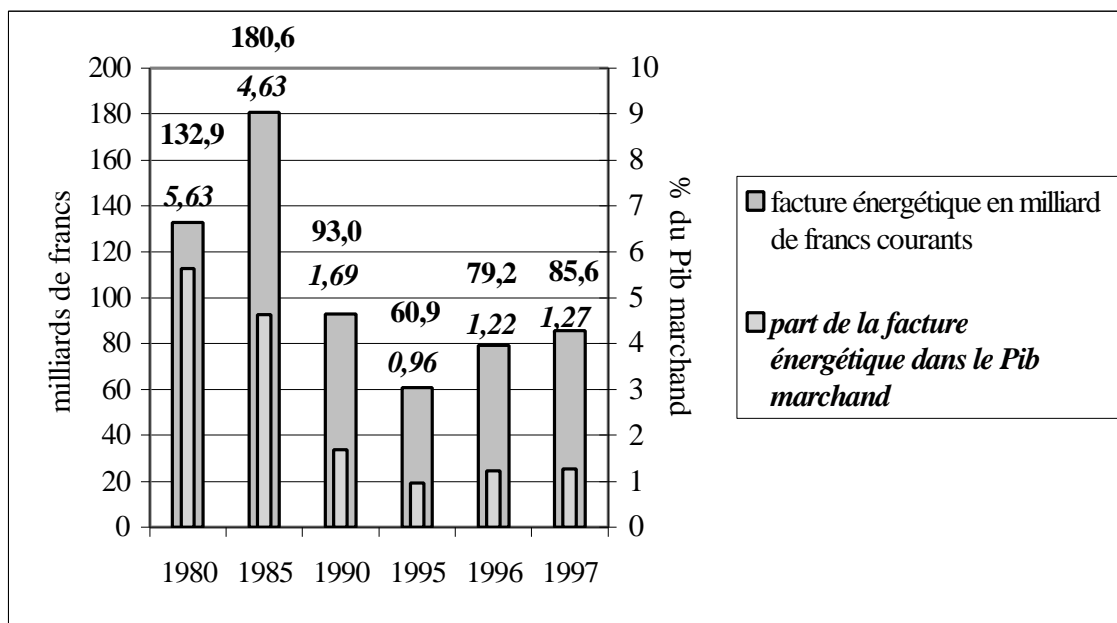
Tableau : indépendance énergétique en % de la France et des principaux pays industrialisés

	France	Allemagne	Royaume Uni	Italie	Japon	Etats-Unis	CEE12	UE
1970	28,9	57,6	48,8	18,8	15,2	93,2	41,4	40,3
1971	25,8	56,8	52,1	17,8	13,3	90,1	41,8	40,7
1972	23,9	53,9	47,4	17,2	11,5	87,5	39,9	39,0
1973	20,4	50,9	49,3	16,5	9,1	83,9	38,8	37,9
1974	20,6	52,0	48,6	16,0	9,4	84,2	40,0	39,1
1975	22,5	54,1	56,9	16,6	9,7	84,9	43,6	42,6
1976	19,9	50,9	61,7	16,0	10,1	80,1	42,6	41,5
1977	22,3	50,4	73,6	15,7	9,6	79,0	45,7	44,6
1978	21,4	49,2	79,9	15,4	10,6	77,9	44,9	44,0
1979	21,7	48,7	87,7	14,4	11,1	81,2	46,3	45,2
1980	24,6	51,3	98,5	14,1	12,4	85,8	49,0	47,9
1981	31,6	55,0	106,7	15,2	13,2	88,0	53,0	52,0
1982	32,2	57,0	114,5	15,3	15,5	90,7	55,7	54,7
1983	36,2	56,1	120,7	16,1	16,4	86,9	57,8	56,8
1984	41,0	56,3	106,2	16,5	16,4	90,2	56,3	55,5
1985	43,0	57,8	116,7	16,5	18,5	88,2	59,4	58,4
1986	45,6	55,6	118,8	17,7	18,9	87,4	59,5	58,5
1987	46,0	54,8	115,3	16,6	19,3	85,6	58,2	57,3
1988	47,0	55,2	110,4	17,1	17,7	83,8	57,0	56,3
1989	48,4	55,6	99,1	16,3	17,3	82,4	55,2	54,7
1990	48,8	52,1	98,1	16,2	17,3	85,7	53,8	53,5
1991	49,0	47,8	98,2	16,2	17,8	84,6	52,9	52,5
1992	50,3	47,2	97,7	16,9	17,7	83,3	52,9	52,7
1993	52,1	44,4	100,9	17,9	19,1	79,1	53,6	53,2
1994	53,2	42,6	110,0	19,0	19,0	80,9	54,6	54,1
1995	52,6	42,2	114,9	17,7	19,9	79,7	54,4	54,1

- ***Le nucléaire a permis une baisse de la facture énergétique de la France***

La facture énergétique française – combustibles minéraux solides, pétrole, produits raffinés, gaz naturel inclus – a connu une baisse de 35,6 % entre 1980 où elle atteignait 132,9 milliards de francs et 1997 où elle fut de 85,6 milliards de francs. Le poids correspondant de ces importations totales d'énergie sur le Pib marchand est dans le même temps passé de 5,63 % à 1,27 %.

Figure : Evolution de la facture énergétique de la France de 1980 à 1997 ²⁸



Trois facteurs majeurs sont intervenus dans cet allègement de la facture énergétique : l'intensité énergétique, l'évolution des produits pétroliers corrigée de l'évolution du cours du dollar et la production d'électricité nucléaire.

- ***La baisse de l'intensité énergétique de 20 % entre 1973 et 1997***

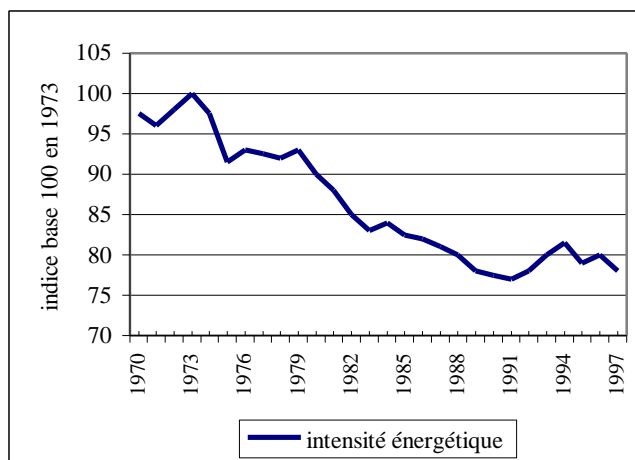
En premier lieu, l'intensité énergétique ²⁹ a baissé de 20 % environ entre 1973 et 1997. Cette baisse est à imputer aux économies d'énergie dans l'industrie principalement. Elle illustre l'impact important des efforts qui peuvent être faits dans la direction d'une croissance plus économe en énergie.

A cet égard, il faut toutefois noter que les rendements des investissements sont décroissants au fur et à mesure que ceux-ci sont déployés.

²⁸ Source : R. Lavergne et L. Meuric, Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Réalités industrielles, Annales des Mines, août 1998.

²⁹ Intensité énergétique : , rapport de la consommation d'énergie primaire corrigée du climat sur le PIB marchand en volume

Figure : Evolution de l'intensité énergétique de l'économie française ³⁰

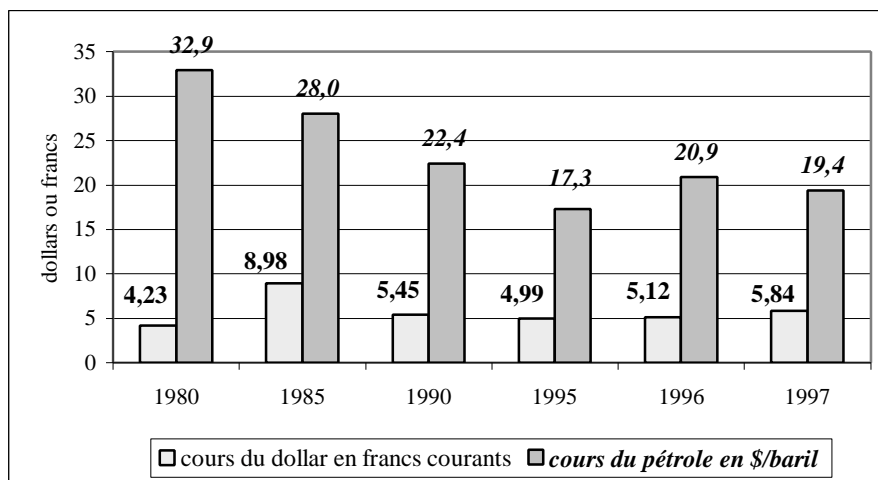


- **La baisse du prix du pétrole modulée par l'évolution du dollar**

La baisse des prix du pétrole, et corrélativement celle du prix du gaz, ainsi que l'évolution favorable des prix du charbon ont également allégé la facture énergétique.

Mais libellée en dollars, la facture énergétique est également sensible à l'évolution du cours du dollar. Le graphique suivant illustre le fait que, par rapport à 1980, l'évolution du dollar a modulé le montant des importations.

Figure : Evolution du cours du pétrole et du cours du dollar ³¹



Les graphiques suivants présentent l'évolution des cours des énergies depuis 1970, évolution très défavorable dans un premier temps puis satisfaisante ensuite.

³⁰ Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie.

³¹ Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie

Figure : Evolution des cours du pétrole et du gaz exprimés en francs constants³²

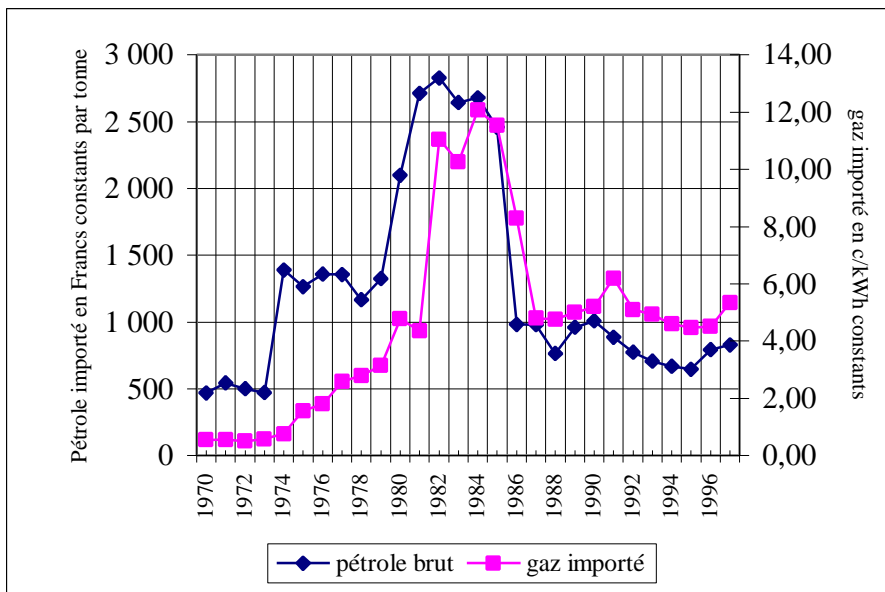
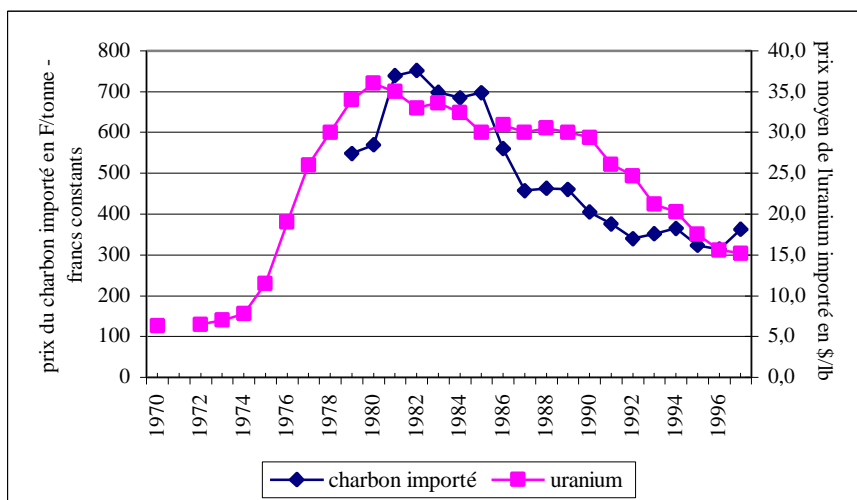


Figure : Evolution des cours du charbon et de l'uranium exprimés en francs constants³³



Le troisième facteur fondamental dans la diminution de la facture énergétique est la mise en production du parc électronucléaire qui permet à la fois une réduction des importations de combustibles fossiles destinés à la production d'électricité et aux ressources énergétiques nettes de la France d'augmenter fortement (voir tableau ci-après).

- ***Le nucléaire, une contribution équivalente à 87,8 millions de tonnes de pétrole en 1997***

Le charbon voit sa production réduite de 17,3 millions de tep en 1973 à 4,2 millions de tep en 1997.

³² Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie et CEA, DSE.

³³ Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie et CEA, DSE.

La production française de gaz naturel est diminuée par trois entre 1973 et 1997. Les importations nettes de pétrole passent de 134,9 millions de tonnes en 1973 à 89,76 en 1997.

Pour autant les ressources nettes énergétiques augmentent entre les mêmes dates de 25,7 %.

Tableau : Evolution de l'approvisionnement de la France en énergie primaire ³⁴

millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep)	1973	1980	1994	1995	1996	1997
Charbon et combustibles minéraux solides						
Production nationale	17,29	13,11	5,43	5,11	5,03	4,20
Importations - - Exportations	9,16	19,60	7,62	8,49	9,83	8,98
Ressources nettes	26,45	32,71	13,05	13,60	14,86	13,18
Gaz naturel						
Production nationale	6,26	6,29	2,87	2,78	2,39	2,10
Importations - - Exportations	7,52	16,07	26,10	27,36	29,47	29,23
Ressources nettes	13,78	22,36	28,97	30,14	31,86	31,33
Pétrole						
Production nationale	2,22	2,38	3,42	3,10	2,71	2,32
Importations - Exportations	134,92	113,56	76,54	78,02	83,72	87,44
Ressources nettes	137,14	115,94	79,96	81,12	86,43	89,76
Produits pétroliers raffinés						
Production nationale	-	-	-	-	-	-
Importations - Exportations	-6,53	-1,37	12,39	12,96	9,52	6,31
Ressources nettes	-6,53	-1,37	12,39	12,96	9,52	6,31
Electricité						
Production nationale d'électricité hydraulique (brute)	10,69	15,69	18,11	17,03	15,71	15,05
Production nationale d'électricité nucléaire (brute)	3,70	13,60	79,92	83,75	88,21	87,80
Importations - Exportations	-0,66	0,69	-14,02	-15,51	-15,28	-14,50
Ressources nettes en électricité	13,73	29,98	84,01	85,27	88,64	88,35
Energies renouvelables						
Production nationale	2,00	3,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Total des Ressources énergétiques nettes³⁵	185,45	197,77	222,63	227,48	236,50	233,10

³⁴ Source : Observatoire de l'Energie, DGEMP, Secrétariat d'Etat à l'Industrie

³⁵ Les variations nettes des stocks ne sont pas reportées dans ce tableau, ce qui entraîne un total des différentes sources primaires légèrement du total ici reporté.

En 1973, les premières centrales graphite-gaz fournissaient l'équivalent de 3,7 millions de tep. L'entrée en service des réacteurs à eau pressurisée fournit une contribution en énergie primaire équivalente à 13,6 millions de tep en 1980 et 87,8 millions de tep en 1997. L'expression de M. B. Barré, directeur des réacteurs nucléaires au CEA, « *le nucléaire en France, c'est l'équivalent de la production d'un émirat du Moyen-Orient* »³⁶ illustre bien la réalité.

- ***Une économie de 600 milliards de francs en importations de pétrole***

En faisant des hypothèses simples sur les importations de charbon et de pétrole que la France aurait du faire pour produire son électricité si le programme électronucléaire n'avait pas été décidé, il est possible de déterminer le montant total qu'il aurait fallu dépenser de 1974 à 1997. Ce montant s'élève à 600 milliards de francs.

En 1970, la production d'électricité était assurée par les centrales thermiques au charbon à hauteur de 45 % du total, par les centrales thermiques au gaz à hauteur de 8 % et au fioul à hauteur de 34 %. Le nucléaire ne représentait que 6 % et l'hydroélectricité 13 %.

Compte tenu des prix et des structures d'approvisionnement, il est vraisemblable de supposer que la France aurait choisi le charbon, au moins dans un premier temps (voir plus loin, l'analyse de l'étude « *la France sans nucléaire* »). Le scénario chiffré ci-après correspond à une situation où les capacités de production additionnelles nécessitées par l'augmentation de la production, sont fournies à 80 % par des centrales au charbon et à 20 % par le pétrole.

Sur la période considérée, soit 1973-1997, le prix du pétrole importé a subi l'influence de la variation des cours du baril en dollars et celle de la parité du franc. En moyenne, sur la période, le prix du baril de pétrole importé s'est situé à 32 dollars, correspondant à 1 119 F/tonne. Le prix du charbon s'est quant à lui situé à hauteur de 227 F/tonne, en moyenne.

En appliquant les hypothèses ci-dessus à la production d'électricité substituée et aux quantités de combustibles importées, le montant total des importations se situe à 606 milliards de francs. La France aurait dépensé 362 milliards de francs 1995 pour importer le charbon et 244 milliards de francs pour importer le fioul nécessaire à ses centrales électriques.

Tableau : Dépenses cumulées d'importation de combustibles fossiles en l'absence de programme électronucléaire

période 1973-1997	charbon	pétrole	total
production électrique substituée (TWh)	3 964	991	4 995
Energie substituée (Mtep)	872	218	1090
Quantités totales consommées (Mt)	1 308	218	-
Importations cumulées (milliards de francs 1995)	362	244	606

Un choix identique à celui de l'Italie, avec un parc électrique fonctionnant entièrement au fioul, aurait conduit à des importations cumulées de 1200 milliards de francs.

- ***4,3 milliards de tonnes de CO2 évitées sur la période 1973-1997***

Les émissions de CO2 représentaient en France en 1997 375 millions de tonnes. Un parc de centrales thermiques classiques répondant à la répartition indiquée plus haut et remplaçant le parc électronucléaire français actuel émettrait une quantité de CO2 du même ordre de grandeur.

³⁶ B. Barré, Colloque de l'IRIS, 17 décembre 1997.

Le scénario de montée en puissance sur les bases précédentes d'un parc classique à la place du parc électronucléaire actuel peut être chiffré en termes de rejets de CO2 additionnels.

La quantité cumulée de CO2 émis par ce parc, pendant la période 1973-1997 s'élève à 4,3 milliards de tonnes.

B. Une électricité bon marché pour l'industrie

La comparaison internationale des tarifs de l'électricité est un exercice particulièrement malaisé, en raison des particularités tarifaires des différents pays, des difficultés de conversion des monnaies et du nombre de cas de consommateurs à distinguer.

Les données publiées par EDF dans son rapport annuel montrent clairement que la France est mieux située en Europe pour la fourniture d'électricité à l'industrie qu'au secteur résidentiel. Les tableaux suivants indiquent que la France se situe au milieu du classement pour le prix de l'électricité vendue au secteur résidentiel.

Tableau : Prix de l'électricité dans le secteur résidentiel en Europe au 1^{er} juillet 1997 – France : indice base 100³⁷

1 ^{er} juillet 1997	secteur résidentiel forte consommation	secteur résidentiel faible consommation
prix TTC – corrigé des parités de pouvoir d'achat	consommation de 7500 kWh/an dont 2500 en heures creuses	consommation de 3500 kWh/an dont 1300 en heures creuses
Finlande	61	61
Suède	66	68
Irlande	86	87
Grèce	87	75
Royaume Uni	89	95
Luxembourg	90	90
Pays-Bas	99	100
France	100	100
Autriche	104	99
Danemark	108	112
Espagne	116	122
Allemagne	117	122
Belgique	119	126
Portugal	151	164
Italie	196	nd ³⁸

Une explication peut être donnée à cette situation. La France connaît une densité de population moindre que ses voisins et une disparité plus marquée dans la localisation des consommations. Les coûts de transport et de distribution du kWh ont donc tendance à être plus élevés. Le phénomène est particulièrement sensible pour les clients résidentiels parce que leur desserte suppose l'utilisation de tous les réseaux.

En revanche, les prix de vente à l'industrie, dont le positionnement est avant tout dicté par le niveau des coûts de production sont les plus bas – après la Grèce, comme le montre le tableau suivant.

³⁷ Source : Unipede / Eurostat 1997, cité dans EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

³⁸ nd : non disponible

Tableau : Prix de l'électricité dans l'industrie en Europe au 1^{er} juillet 1997 – France : indice base 100³⁹

1 ^{er} juillet 1997	Grande industrie	Petite industrie
hors TVA – taux de conversion : Ecu	puissance souscrite de 100 kW, consommation de 50 millions de kWh par an	puissance souscrite de 100 KW, consommation de 160 000 kWh par an
Grèce	96	90
France	100	100
Danemark	103	66
Luxembourg	106	122
Belgique	109	136
Pays-Bas	111	129
Portugal	116	112
Irlande	121	134
Espagne	124	96
Italie	138	137
Allemagne	140	131
Royaume Uni	146	129
Autriche	151	142
Finlande	nd	69
Suède	nd	nd

Afin d'améliorer la contribution des prix de l'électricité à la compétitivité de l'économie française, le contrat d'entreprise 1997-2000 d'EDF programme une diminution moyenne de 14 % en francs constants sur 3 ans des tarifs de l'électricité.

Le cas particulier de l'Allemagne mérite une explication. L'Allemagne se caractérise par un prix relatif élevé de l'électricité. Les coûts de production sont en effet grevés par le fait que les électriciens allemands achètent leur charbon aux producteurs nationaux dont les prix sont nettement supérieurs à ceux du marché international.

Une autre comparaison des tarifs de l'électricité a été publiée début 1998 par le National Utility Service (NUS)⁴⁰. Son intérêt est double : d'une part elle est plus récente et donc intègre les effets des premières baisses tarifaires intervenues en France et d'autre part elle porte sur des pays européens ou autres.

Les résultats sont basés sur des volumes clients de 1000 kW et 450 000 kWh par mois, correspondant à des usagers industriels et commerciaux.

Dans cette étude relative aux prix de l'électricité dans l'industrie, la situation de la France apparaît également favorable par rapport à celle de la plupart des autres pays européens. En réalité, selon National Utility Service, la France n'est devancée que par les pays dotés d'un potentiel hydroélectrique ou minier très important, comme la Norvège, la Suède, le Canada d'une part, et d'autre part l'Australie ou l'Afrique du Sud.

³⁹ Source : Unipede / Eurostat 1997, cité dans EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

⁴⁰ La France au milieu du palmarès mondial pour les tarifs de l'électricité, Enerpresse, n° 7130, 07/08/98

Tableau : Prix de vente de l'électricité industrielle selon NUS ⁴¹

pays - cF / kWh	avril 98	avril 97	% variations
Italie	54,2	53,3	1,7
Allemagne	45,4	49,9	-9,0
Espagne	45,0	49,2	-8,5
Belgique	44,9	43,9	2,3
Etats-Unis	44,1	44,4	-0,7
Irlande	40,2	39,9	0,8
Royaume Uni ⁴²	38,1	38,9	-2,1
Pays-Bas	37,9	37,6	0,8
Danemark	36,7	36,8	-0,3
France	34,9	36,9	-5,4
Finlande	25,2	26,9	-6,3
Norvège	25,0	25,9	-3,5
Canada	25,5	25,5	0,0
Suède	0,22	24,3	-9,5
Afrique du Sud	21,4	20,3	5,4
Australie	16,7	16,2	3,1

⁴¹ Dans ce cas de référence, le transformateur appartient au client.

⁴² Pour le Royaume Uni, il s'agit des prix moyens pratiqués par tous les fournisseurs affichant des tarifs nationaux et du prix de pool proposé aux consommateurs disposant d'un contrat d'un mégawatt.

C. Le solde fortement exportateur de la filière électronucléaire française

La contribution de la filière nucléaire au solde positif de la balance commerciale française ne se réduit pas à une économie d'importations de combustibles fossiles. Non seulement la production d'électricité est compétitive en France, mais l'industrie du cycle du combustible l'est aussi, sans oublier la construction de réacteurs nucléaires.

Si la vente de réacteurs nucléaires est une activité irrégulière, au demeurant de plus en plus difficile, l'exportation d'électricité et le cycle du combustible ont généré en 1997 un solde positif de 27,7 milliards de francs. Cette année 1997, à cet égard, ne constitue pas une année exceptionnelle.

• Les exportations de Framatome : 35 milliards de francs courants de 1970 à 1998

La francisation rapide par Framatome des technologies américaines des réacteurs à eau pressurisée est une réussite exemplaire de l'industrie française. D'utilisateur sous licence de technologies américaines, Framatome devient rapidement un fournisseur de technologies à son partenaire américain, exporte ses propres produits dès 1982 et cesse tout versement de redevances en 1992⁴³.

a) La francisation des chaudières nucléaires initialement sous licence Westinghouse

L'examen des relations entre Framatome et Westinghouse permet de constater qu'elles trouvent leur origine dans les accords que le Groupe Schneider entretenait avec Westinghouse depuis 1928. Lors de la création de Framatome le 1er décembre 1958, Westinghouse faisait partie des premiers actionnaires, avec 15 % du capital, aux côtés de Schneider, Merlin Gérin et du Groupe Empain. La participation de Westinghouse est ensuite montée à 45 % du capital de Framatome de 1972 à 1975, avant de redescendre, à la demande des pouvoirs publics, à 15 %, en janvier 1976, le CEA reprenant la participation cédée par Westinghouse. Les derniers 15 % détenus par Westinghouse ont été repris par Creusot-Loire en 1981, de sorte que depuis cette date, il n'y a plus de lien capitalistique entre Framatome et cette société américaine.

Sur un plan pratique, Westinghouse a concédé à Framatome en février 1959 une licence de fabrication de composants de chaudières nucléaires à eau pressurisée. Cette licence a été utilisée pour la réalisation de la centrale franco-belge de SENA (Chooz) dans les Ardennes.

Après cette réalisation, Westinghouse a commandé pour ses propres besoins plusieurs cuves de réacteurs aux ateliers du Creusot, avant qu'en 1969 Framatome reçoive les commandes des chaudières nucléaires de Tihange puis de Fessenheim. Tout en se faisant dans le cadre de la licence de 1959, ces réalisations marquent un début d'émancipation de Framatome qui réalise notamment l'étude des régimes transitoires de fonctionnement et la fabrication de l'instrumentation du cœur du réacteur de cette centrale.

En 1972, la licence de Westinghouse est étendue à l'ensemble des éléments permettant la conception du réacteur, ce qui permet à Framatome d'obtenir les informations lui permettant de maîtriser tous les aspects de la conception d'une chaudière nucléaire, et d'apporter de nombreuses améliorations, au cours de la réalisation du premier contrat-programme, grâce en particulier au retour d'expérience associé aux premières centrales en service.

Dès 1976, Framatome participe aux études de développement d'un nouveau modèle de centrale de 1300 MW qui sera mis en service aux Etats-Unis bien après les premières mises en service de centrales correspondantes en France. La situation se renverse progressivement. Les Etats-Unis commencent à se montrer intéressés par certains éléments apportés par la technologie française.

⁴³ Source : Framatome, communication aux Rapporteurs, 20/1/1999.

Aboutissement logique de ces relations, l'accord de licence de 1972 est remplacé en 1981 par un accord de coopération technique à long terme, appelé NTCA (Nuclear Technical Coopération Agreement).

Cet accord repose sur le respect par Westinghouse des compétences Framatome. Les redevances sont notablement diminuées. Les échanges se font dans les deux sens. Ce degré d'indépendance technique et commerciale de Framatome entraîne le retrait total de Westinghouse du capital de Framatome.

Avec l'appui d'EDF et du CEA, Framatome francise alors la technologie des réacteurs à eau pressurisée en lui faisant des apports essentiels. Le nouveau modèle de centrales de 1450 MWe de type N4, mises en place à Chooz B et à Civaux, les assemblages de combustible de type AFA, l'édition des Recueils de Conception et de Construction (RCC) des chaudières nucléaires sont des signes tangibles de cette indépendance.

Simultanément les accords de coopération technique quadripartites qui réunissaient EDF, le CEA, Framatome et Westinghouse et qui avaient commencé en 1976 perdent de leur substance, les apports de Westinghouse étant de plus en plus faibles.

En 1992, il est mis fin au NTCA entre Framatome et Westinghouse de sorte que la filière des réacteurs à eau pressurisée est totalement « francisée » et qu'il n'y a plus à verser de redevances.

On notera que cette francisation progressive des chaudières nucléaires initialement sous licence Westinghouse, a conduit au dépôt de plus de cent cinquante brevets et à la mise en place d'importants programmes de R & D. Les résultats ont été à la hauteur des espérances. La France est totalement autonome de ses décisions et elle est bien placée sur le marché mondial, comme le montre en particulier, sa capacité à développer ses relations dans ce domaine avec la Chine.

Par ailleurs, sans que cela soit directement lié aux relations avec Westinghouse, on notera que Framatome a pris en 1987 et en 1989 des participations dans les filiales de la Société Babcock et Wilcox, fabriquant de combustible nucléaire et réalisant des services aux centrales, avant d'en prendre en 1992 le contrôle total, en association avec COGEMA pour ce qui touche au combustible.

Fin 1995, le nom de « Framatome Technologies » remplace le nom de « Babcock et Wilcox Nuclear Technologies » qui couvraient ces participations américaines. Framatome dispose donc maintenant d'une base très solide aux Etats-Unis dans l'industrie nucléaire.

b) 28,5 milliards d'exportations réalisées par le Groupe Framatome dans le domaine nucléaire

Le chiffre d'affaires à l'exportation du Groupe Framatome dans le domaine nucléaire s'élève pour l'ensemble de la période 1970-1997 à 28,5 milliards de francs courants, dont 20,5 pour les chaudières et 8 pour le combustible.

Les commandes relatives à la centrale chinoise de Ling Ao ne sont pas encore prises en compte dans ces chiffres d'affaires. Elles représentent environ 5 milliards supplémentaires pour les chaudières et 0,5 milliard pour le combustible. Il convient d'ajouter en outre 0,3 milliard de francs pour la commande de composants pour la centrale chinoise de Quinchan.

Tableau : chiffres d'affaires relatifs aux centrales vendues à l'étranger par Framatome

centrales	chaudières	combustible ⁴⁴	dont achats et sous-traitance hors groupe	autres prestations depuis l'origine	remarques
Belgique					
Tihange 1 (MSI ⁴⁵ 1975	0,7		0,3		
Doel 3 (MSI 1982)	0,8		0,3		
		0,3		1,7	
Tihange 2 (MSI 1982)	0,8		0,3		
Afrique du Sud					
Koeberg 1 (MSI 1985)	1,6		0,6		autres fournisseurs : Spie, Cegelec, Alsthom, Thermatome
		0,7		1,8	
Koeberg 2 (MSI 1985)	2 ;2		0,8		
Corée					
Uljin (MSI 1988)	1,3		0,5		autres fournisseurs français : Alsthom, Cegelec, Thermatome
		0,2		0,7	
Uljin 2 (MSI 1989)	1,1		0,4		
Chine					
Daya Bay 1	3,4		1,1		Autres fournisseurs français : Alsthom, Spie, EDF
		0,5		1,5	
Daya Bay 2 (MSI 1994)	2,5		0,9		

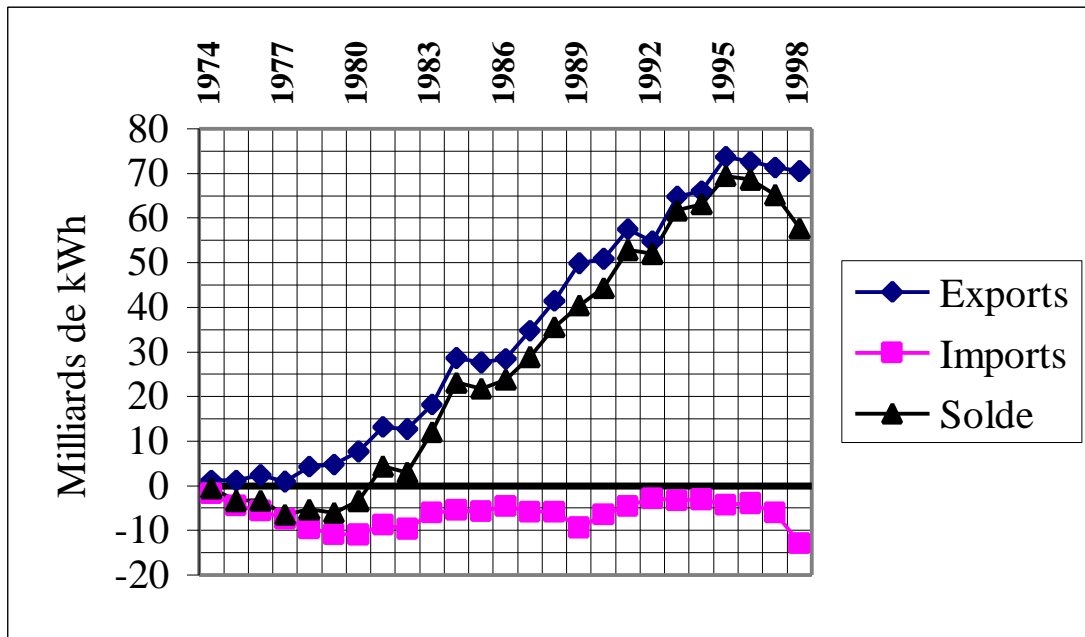
• **Le chiffre d'affaire net d'EDF à l'export : 149 milliards de francs, de 1974 à 1998**

C'est la mise en service industriel des premiers réacteurs nucléaires qui permet à EDF d'inverser sa position d'importateur net d'électricité en celle d'exportateur net d'électricité. Traditionnellement, les réseaux européens qui sont interconnectés échangent de l'électricité en fonction des besoins ponctuels d'approvisionnement. Comme on le voit sur la figure ci-après, c'est à partir de 1981 qu'EDF devient exportateur net d'électricité. Ce solde s'accroît régulièrement, au fur et à mesure du couplage au réseau des réacteurs nouvellement construits et atteint un maximum de 69, 6 TWh en 1995.

⁴⁴ Premier coeur et première recharge du réacteur.

⁴⁵ MSI : mise en service industriel

Figure : Evolution des ventes et achats d'électricité d'EDF en Europe de 1974 à 1998^{46, 47, 48}



Avec un solde net de 15,3 milliards de francs en 1997 et de 12,7 milliards de francs en 1998⁴⁹, la contribution des exportations aux résultats de l'entreprise représente actuellement environ 8 % du chiffre d'affaires total d'EDF. Le résultat des exportations en termes de marge bénéficiaire tend à diminuer actuellement. Pour s'adapter aux réalités du marché, EDF est en effet contrainte dans certains cas d'accepter de renégocier des contrats.

⁴⁶ Audition des représentants d'EDF du 7 janvier 1999.

⁴⁷ Source : EDF.

⁴⁸ Nota : les ventes de la filiale SENA sont exclues des résultats, celles liées à la filiale Nersa (Superphénix) sont intégrées aux exportations sur la période 1995-1997, suite aux négociations avec les partenaires étrangers liées au lancement du Programme d'Acquisition des Connaissances (transformation de la fonction de Superphénix, de centrale de production d'électricité en outil de recherche).

⁴⁹ La baisse des exportations d'électricité en 1998 par rapport à 1997 est principalement due aux arrêts imprévus des réacteurs de Belleville et de Chooz B, ainsi qu'au retard de mise en service des tranches de Civaux 1 et 2.

Tableau : Evolution des ventes et des achats d'électricité d'EDF en Europe de 1974 à 1998 en milliards de francs courants^{50, 51, 52}

milliards de francs courants	Exports	Imports	Solde
1974	0,1	-0,1	0
1975	0,1	-0,2	-0,1
1976	0,3	-0,5	-0,2
1977	0,2	-0,6	-0,4
1978	0,3	-0,9	-0,6
1979	0,5	-1,2	-0,8
1980	0,8	-1,4	-0,6
1981	2,1	-1,3	0,8
1982	2,3	-1,6	0,7
1983	3,4	-1,1	2,3
1984	5,6	-1,1	4,5
1985	5,3	-1,2	4,2
1986	5,1	-1	4
1987	6,1	-1,1	5
1988	6,4	-1,1	5,3
1989	8,1	-1,9	6,2
1990	9,5	-1,4	8,1
1991	11,9	-1	11
1992	12,1	-0,6	11,5
1993	14,5	-0,6	13,9
1994	15,2	-0,6	14,5
1995	17,4	-1,5	15,9
1996	16,7	-0,8	15,9
1997	16,4	-1,1	15,3
1998	15,1	-2,4	12,7
total	175,5	-26,3	149,1

EDF souligne que certains contrats à long terme de fourniture d'électricité ont, pour la moitié de la puissance exportable, une structure particulière adaptée aux besoins de financement de l'entreprise, lorsque son parc électronucléaire montait en puissance rapidement.

En effet ces contrats particuliers dans leur définition – mais pas dans leur volume, puisqu'ils représentent près de la moitié exportable – se sont traduits par une contribution de la part des sociétés clients à la puissance installée sous forme d'un versement en capital.

Compte tenu des règles comptables françaises, ces versements, qui ont représenté un total de 48 milliards de francs courant à la fin 1998, sont répartis sous la forme d'un amortissement linéaire sur la durée des contrats. Il en résulte un solde à amortir de 31 milliards de francs courants à la fin 1998.

⁵⁰ Source : EDF

⁵¹ Nota : les ventes de la filiale SENA sont exclues des résultats ; celles liées à la filiale Nersa sont intégrées aux exportations d'EDF sur la période 1995-1997, suite aux adaptations nées des négociations avec les partenaires étrangers.

⁵² Chiffres d'affaires à l'exportation et à l'importation donnés en francs courants pour leur valeur comptable.

Cette stratégie de participation des clients importants et réguliers à l'effort d'investissement – au demeurant équitable au plan économique – s'est avérée particulièrement opportune pour les comptes d'EDF. Les apports en capital correspondant ont participé au financement du parc électronucléaire français à une époque où EDF s'endettait fortement.

Au plan de l'analyse économique, la structure particulière des exportations d'EDF doit donc se traduire par l'addition aux exportations nettes d'électricité des charges financières que les apports en capital ont permis d'éviter.

En conséquence et à titre indicatif, le chiffre d'affaires économique des exportations brutes s'établit à 18,5 milliards de francs 1998, à comparer au chiffre d'affaires comptable de 15,1 milliards de francs ⁵³.

Les débouchés à l'extérieur d'EDF sont certes tributaires de sa capacité de production mais plus encore de la capacité du réseau d'interconnexion en Europe. L'opposition des populations à la construction de lignes additionnelles rend prioritaire l'objectif d'augmenter leur capacité de transport.

- ***Les exportations de Cogema de 1976 à 1997 : 137,1 milliards de francs***

Les exportations cumulées de Cogema s'élèvent à 137,1 milliards de francs courants pour la période 1976-1998. Il s'agit principalement de fabrication et de vente de combustibles nucléaires, de prestations de retraitement de combustibles usés et de service divers comme le transport de matières nucléaires. L'évolution de ces exportations est retracée dans le tableau ci-après.

⁵³ Dans ce calcul effectué par EDF, le capital est actualisé à 6 % en monnaie constante.

Tableau : Exportations de Cogema en milliards de francs courants⁵⁴

année	milliards de francs courants
1976	0,8
1977	1,3
1978	1,3
1979	1,2
1980	1,0
1981	1,1
1982	2,3
1983	2,6
1984	6,8
1985	8,8
1986	9,3
1987	8,7
1988	8,3
1989	7,9
1990	6,7
1991	6,7
1992	7,5
1993	9,0
1994	9,5
1995	11,2
1996	12,7
1997	12,4
total	137,1

Cogema souligne que ce chiffre d'affaires à l'export a un contenu très faible en importations. La contrepartie de ce chiffre d'affaires est constituée d'amortissements et de valeur ajoutée, les consommations intermédiaires ne comprenant que des achats nationaux.

Le fort contenu en valeur ajoutée, une valeur ajoutée au surplus nationale, constitue un cas d'espèce. Au demeurant, le ratio « *cash flow* » / chiffre d'affaires de Cogema est de l'ordre de 30 %, un montant exceptionnel dans l'industrie.

Au surplus, Cogema est une entreprise fortement bénéficiaire, dont l'activité génère une trésorerie abondante.

⁵⁴ Audition des représentants de Cogema, 7 janvier 1999.

D. Un secteur à fort contenu en emplois qualifiés

La filière électronucléaire présente, au plan de l'emploi, plusieurs caractéristiques spécifiques.

La première caractéristique est qu'il s'agit d'emplois fortement qualifiés. La recherche et développement en amont y joue un rôle important. L'exploitation des réacteurs nucléaires et des installations du cycle du combustible exige des personnels de niveaux de qualification élevés.

Par ailleurs, le contenu en emploi de cette filière est important. Ainsi, la construction des centrales exige des travaux de génie civil et de bâtiments importants, qui, eux-mêmes, requièrent une main d'œuvre abondante.

La troisième caractéristique est la mobilisation d'une main d'œuvre essentiellement nationale, le contenu en importations de la filière étant faible. On estime que l'industrie participe à hauteur de 85 % à la valeur ajoutée résultant de la construction de centrales nucléaires.

Le recensement des effectifs de la filière nucléaire permet d'illustrer ses caractéristiques au plan de l'emploi. La comparaison avec les autres filières de production de l'électricité permet de souligner sa spécificité.

1. Un nombre d'emplois directs et indirects d'environ 120 000

En 1987, alors que le programme nucléaire commençait à décélérer, environ 160 000 personnes travaillaient directement à ce programme, dont 70 000 pour la construction des centrales. Selon le CEA⁵⁵, si l'on ajoute les emplois indirects, le nombre total d'emplois s'élève à 300 000, soit environ 1,3% de la population active. Depuis cette date, les effectifs ont décliné mais représentent encore plus de cent mille emplois.

- ***Les effectifs du CEA***

Les effectifs du CEA en 1998 atteignaient 16 000 personnes, dont 70 % environ sont affectés aux activités civiles. Rappelons que le budget du CEA pour 1998 s'élevait à 18 milliards de francs en 1998, soit une diminution de 1,7 % par rapport à 1997. Sur ces 18 milliards, 7 correspondent aux activités militaires et 11 milliards aux activités civiles, dont 4 proviennent de contrats avec l'industrie.

Parmi les 11 200 salariés du CEA affectés aux activités civiles, près de 7 840 travaillent sur des programmes de recherche et développement relatifs au nucléaire civil⁵⁶. Les 3 360 emplois civils restant correspondent pour une moitié à des postes de recherche fondamentale et pour l'autre moitié à des postes de recherche technologique – l'autre moitié -.

- ***Les effectifs de l'Andra***

Les effectifs de l'ANDRA, Agence nationale de gestion des déchets radioactifs, étaient quant à eux de 370 personnes en 1998, contre 250 personnes en 1991.

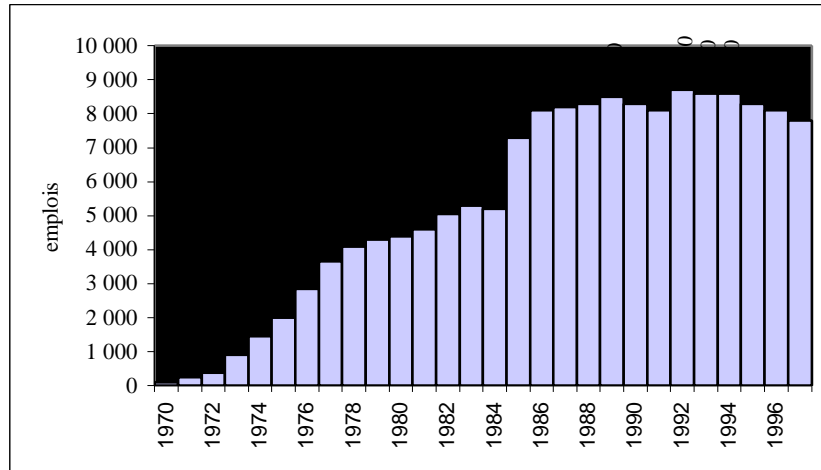
- ***Les effectifs de Framatome***

⁵⁵ A. Charmant, JG Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, la France sans nucléaire, Revue de l'Energie, n° 434, octobre 1991.

⁵⁶ Y. d'Escatha, TF1, 13/2/98.

L'évolution de l'emploi dans l'activité nucléaire de Framatome est présentée dans la figure ci-dessous⁵⁷. Les effectifs des filiales américaines de services aux centrales nucléaires et de combustible, qui ne travaillent pratiquement pas pour le programme nucléaire français n'ont pas été pris en compte.

Figure : Evolution des effectifs de Framatome



Il convient par ailleurs de noter que le périmètre des unités du groupe travaillant pour le programme français a évolué, avec notamment depuis 1992 dans le domaine du combustible, la prise de contrôle de différentes entreprises.

Outre les emplois créés dans l'ensemble de l'industrie, il convient de signaler l'effet d'entraînement que le programme nucléaire a eu sur le plan technique dans de nombreux secteurs qui ont valorisé les méthodes et le savoir-faire acquis à propos du programme nucléaire en dehors de celui-ci, et ont maintenu et développé l'emploi ailleurs que dans le nucléaire. On estime qu'un emploi dans Framatome s'est traduit, jusqu'en 1992, par 1,5 emploi en moyenne chez ses fournisseurs et sous-traitants⁵⁸.

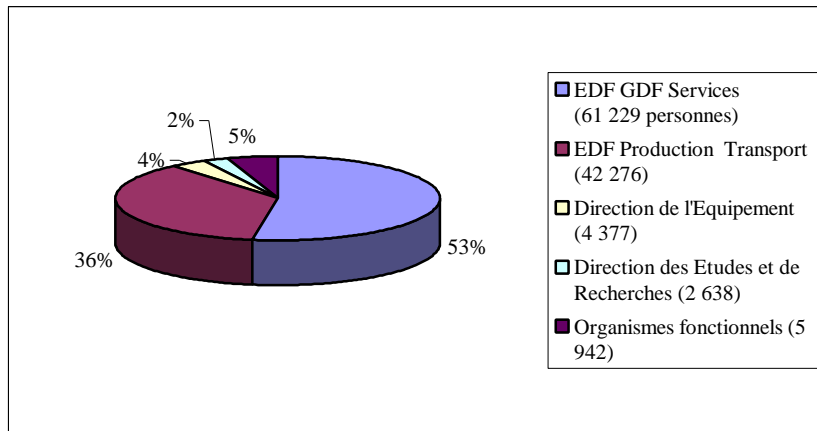
- **Les effectifs d'EDF**

Les effectifs totaux d'EDF étaient de 116 462 personnes en 1997, contre 116 918 en 1996, 116 805 en 1995, 117 507 en 1994 et 119 831 en 1990. La répartition des effectifs entre les grandes directions est représentée sur la figure suivante.

⁵⁷ B. Vieillard-Baron, Framatome, Communication aux Rapporteurs, 20 janvier 1999.

⁵⁸ Depuis cette date ce coefficient a diminué en raison de la reprise par Framatome d'entreprises qui travaillaient déjà pour le secteur nucléaire du groupe sans en faire partie.

Figure : répartition des effectifs d'EDF au 31/12/97⁵⁹



La majorité des emplois d'EDF correspondent aux services à la clientèle (61 229 postes). La deuxième secteur employeur d'EDF est la Production et le Transport, avec 36 % du total. Les emplois relatifs aux centrales nucléaires sont compris dans ce total de 42 276 postes et en représentent environ la moitié. A ce nombre d'environ 20 000 agents EDF, il convient d'ajouter les 15 000 emplois des prestataires de service auxquels EDF fait appel.

- **Les effectifs de Cogema**

Les effectifs de Cogema au 31/12/1997 s'élevaient à 18 629 personnes. L'usine de La Hague comptait à la même date 3 130 salariés. Sur ce seul centre, les effectifs des entreprises extérieures prestataires représentaient environ 4 000 personnes. Ainsi, l'activité des installations de La Hague génère un total d'environ 8 000 emplois, ce qui correspond à près de 20 % du bassin d'emploi du Nord Cotentin.

*

Au total, en prenant en compte non seulement les emplois directs liés aux activités nucléaires civiles du CEA, de Framatome, d'EDF, de Cogema et de l'Andra, mais aussi les emplois indirects liés à ces organismes ou entreprises, le nombre actuel d'emplois liés à la filière nucléaire semble être d'environ 120 000.

2. L'électronucléaire davantage créateur d'emplois que les filières gaz ou charbon

Une étude de l'emploi correspondant aux différentes filières de production de l'électricité nécessite en premier lieu une approche globale non seulement de l'activité de production proprement dite mais aussi de la réalisation des investissements préalables d'une part et de la fourniture du combustible d'autre part.

Il faut également prendre en compte non seulement les emplois directs mais aussi les emplois induits. Enfin, le cadre géographique doit être spécifié.

En tout état de cause, l'emploi associé à une filière comprend les trois catégories suivantes :

a) *l'emploi lié à l'investissement :*

⁵⁹ Source : EDF, Rapport annuel d'activité 1997.

La construction des centrales thermiques classiques ou nucléaires génère, dans les travaux de génie civil, de bâtiment, de mécanique, par exemple, des emplois dont le nombre diffère fortement suivant la technique considérée ; l'importance relative de la recherche et développement en amont creuse également les différences en termes d'emplois liés.

b) l'emploi lié à l'exploitation :

Le pilotage des centrales thermiques classiques ou nucléaire nécessite une main d'œuvre dont la composition et le nombre varient fortement d'une filière à une autre ; des différences de même ampleur s'observent pour les fournisseurs et les sous-traitants.

c) l'emploi lié au combustible :

La localisation des activités de production des combustibles ainsi que la maîtrise nationale ou non de ces activités définissent l'importance de l'emploi national associé. Ainsi l'extraction de l'uranium, la mise au point et la fabrication du combustible nucléaire et son retraitement impliquent des organismes nationaux comme le CEA, Cogema ou l'Andra. En revanche l'emploi relatif à l'approvisionnement en gaz ou en charbon dans la situation actuelle d'importation correspond principalement aux activités de transport.

Pour des raisons de disponibilité de sources statistiques, le cadre géographique des comparaisons de filières doit être limité à l'Europe, ce qui veut dire, par exemple, que les emplois liés au combustible sont pris en compte s'ils se trouvent en Europe et ne sont pas pris en compte s'ils se trouvent à l'extérieur de l'Europe.

• ***Les caractéristiques propres des trois filières nucléaire, charbon et gaz en termes d'emploi***

Le tableau suivant présente les caractéristiques de chacune des filières vis-à-vis des trois catégories d'emploi.

Tableau : Comparaison des emplois nationaux et étrangers liés à chacune des filières de production de l'électricité

filière	unité	nucléaire	charbon	gaz
combustible et exploitation	emplois / (TWh.an)	105	110	70-85
investissement	durée de construction	93 mois	36 mois	34 mois
	emplois / (GW PCN)	15 500	13 000	6 900
démantèlement	emplois / (GW PCN)	1400	non déterminé	non déterminé

Il apparaît clairement que la filière nucléaire est la plus riche en emplois. Elle est en effet fortement capitalistique, la construction mobilisant une main d'œuvre très nombreuse, l'exploitation et la maintenance étant également des activités riches en main d'œuvre.

Le charbon est proche du nucléaire, en raison de l'intensité en emplois des activités d'extraction et d'approvisionnement correspondantes.

La production d'électricité à partir de gaz est quant à elle pauvre en emplois, du fait que la valeur ajoutée est principalement liée à l'extraction du gaz largement automatisée.

Au total, le nucléaire est 60 % plus riche en emploi que le gaz et 9 % plus riche en emploi que le charbon, en faisant l'hypothèse que tous les emplois du cycle du combustible et de la production d'électricité sont nationaux.

A partir des données brutes précédentes, il est possible de construire une estimation globale, en considérant ensemble les trois catégories d'emploi de l'investissement, de l'exploitation et du combustible.

L'addition pure et simple des trois types d'emploi n'est pas possible. En effet, leur étalement dans le temps est très différent.

Les emplois liés à l'investissement disparaissent pour la plupart à la fin de la période de construction. Leur nombre est fonction en premier lieu de la puissance installée.

Les emplois d'exploitation et d'approvisionnement en combustible prennent alors le relais. Ils existent pendant toute la période d'exploitation. Leur nombre est principalement fonction de l'énergie distribuée qui dépend de la durée annuelle d'exploitation en base, semi-base ou pointe.

Pour surmonter ces phasages différents de l'investissement et de l'exploitation, il est possible d'adopter une approche marginaliste. On considère un régime stationnaire, dans lequel toute centrale arrivée en fin de vie est remplacée par une autre centrale identique, avec un âge des centrales uniformément échelonné dans le temps. On suppose aussi que la consommation d'électricité reste constante au cours du temps. Chaque année, une nouvelle centrale est donc mise en service pour remplacer la plus ancienne.

Dans cette approche, les emplois liés à l'investissement peuvent donc être considérés comme durables et assimilables aux emplois liés à l'exploitation et au combustible.

Le tableau suivant donne, sur ces bases, une estimation des emplois liés à chacune des filières et à l'ensemble des étapes investissement, exploitation et combustible.

Tableau : Intensité en emplois des filières de production de l'électricité à l'aide des centrales thermiques classiques ou nucléaires

filière	nucléaire	charbon	gaz
emplois / (TWh.an)	180	165	105-120

La filière gaz apparaît comme la plus pauvre en emploi, toutes étapes confondues.

Le nucléaire présente un contenu en emploi plus élevé de 60 % que le gaz. Le charbon est quant à lui 9 % moins riche en emploi que le nucléaire.

E. La contribution positive du nucléaire à l'économie française - l'analyse issue des modèles macroéconomiques

Le nucléaire, on l'a vu, apporte une contribution à l'économie française qui comporte plusieurs dimensions. Sur le plan du solde extérieur, le nucléaire permet non seulement une économie d'importations mais aussi génère des exportations d'électricité et de fournitures et de prestations de service concernant l'ensemble du cycle du combustible.

Mais l'évaluation de la contribution du nucléaire à l'économie française doit aussi prendre en compte l'impact favorable du faible niveau relatif du prix de l'électricité fournie en France aux industriels.

Une telle appréciation ne suffit pas non plus. En raison d'un contenu élevé en emplois nationaux, le nucléaire a aussi généré une activité supérieure à ce qu'aurait entraîné le choix d'une autre filière à fort contenu en importations.

Ces différentes approches sectorielles qui ont été retracées plus haut, ont un intérêt statistique certain. Mais il leur manque une mise en cohérence.

Pour avoir une approche globale, il faut recourir à des modèles de l'économie française et internationale qui seuls offrent la possibilité de procéder à une évaluation globale cohérente de l'ensemble des impacts positifs ou négatifs d'une mesure sur l'économie – en l'occurrence, le choix de la filière électronucléaire pour assurer près de 80 % de la production d'électricité française.

L'évaluation rétrospective de la contribution du nucléaire à la compétitivité de l'économie française a fait l'objet de deux études avec des modèles macro-économiques.

La première étude a été faite en 1991, avec le modèle économétrique néo-keynésien intitulé Micro-Mélodie développé au CEA. La deuxième a été réalisée en 1996 avec le modèle d'équilibre général calculable GEMINI –E3/96, développé par le CEA et le ministère de l'équipement.

On trouvera ci-après les résultats du premier exercice relatif à un scénario intitulé « *La France sans nucléaire* ».⁶⁰

1. Une contribution positive, selon le modèle économétrique Micro-Mélodie – la simulation rétrospective « *La France sans nucléaire* »

Pour évaluer en 1991 la contribution du nucléaire, les auteurs de l'étude intitulée « *la France sans le nucléaire* »⁶¹ bâtissent un scénario dans lequel la croissance de la production d'électricité est assurée non pas par le nucléaire mais par des centrales thermiques au charbon. L'impact de ce choix est simulé rétrospectivement à l'aide du modèle économétrique Micro-Mélodie.

- ***Et si la France, à la place du nucléaire, avait choisi le charbon ?***

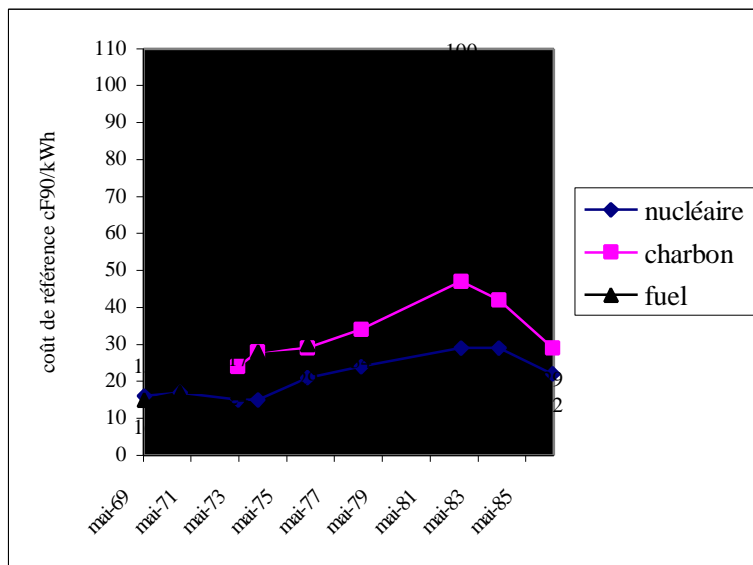
⁶⁰ Les résultats de la deuxième étude, relatifs à un scénario « *La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985* » sont présentés dans la sous-partie suivante.

⁶¹ A. Charmant, JG Devezeaux, N. Ladoux et M. Vielle, *La France sans nucléaire*, Revue de l'énergie, n° 434, octobre 1991.

Pour mesurer la contribution du nucléaire, les auteurs de l'étude bâtissent un scénario dans lequel la croissance de la production d'électricité est assurée non pas par le nucléaire mais par des centrales thermiques au charbon.

L'augmentation de la production électrique étant assurée par la construction de centrales thermiques au charbon, le scénario prévoit un accroissement d'une part de 5 millions de tonnes de la production de charbon en Lorraine et d'autre part une augmentation des importations en provenance d'Australie et des Etats-Unis en particulier. Afin de limiter les coûts de transport du charbon, les centrales thermiques classiques sont bâties à proximité du carreau des mines – 4 unités de 600 MW chacune en Lorraine –, en façade maritime ou le long des voies d'eau navigables.

Figure : Evolution du coût de référence du kWh thermique en France pour une production en base⁶²



Le scénario retient la solution technique des centrales de 600 puis de 900 MWe, équipées de foyer à grille, avec équipements de désulfuration par lavage des fumées dont l'efficacité atteint 90 %, à l'exception des centrales lorraines. Un recours progressif à la technologie du lit fluidisé intervient ensuite entre 2000 et 2005. L'hypothèse de durée de vie de ces centrales est de 40 ans. Les exportations de centrales thermiques au charbon sont supposées passer à 3 par an⁶³.

Dans le scénario la France sans nucléaire, les centrales UNGG continuent leur activité jusqu'à la fin de leur durée de vie. Dans ces conditions, la France est véritablement sans nucléaire à partir de 1994, date de l'arrêt de la dernière centrale construite, Bugey 1.

En réalité, dans ce scénario, les parts des différentes sources d'énergie primaire dans le scénario étudié sont proches de celle du Royaume Uni, ainsi que le montre le tableau suivant.

⁶² Source : Commission PEON jusqu'en 1979, DIGEC à partir de 1981, cité par A. Charmant et al. , op. cit.

⁶³ En contrepartie, les exportations des 6 îlots nucléaires de Framatome sur la période 1973-1990 sont annulées.

Tableau : Comparaison des structures de la production d'électricité du scénario « la France sans nucléaire avec celles des autres pays

1988	hydraulique	nucléaire	charbon	fioul, gaz et autres
France – réel	19,0	72,6	5,6	2,8
France sans nucléaire	26,0	2,2	68,5	3,3
RFA	4,8	33,7	49,2	12,3
Royaume Uni	2,3	19,8	70,8	7,1

• **Des investissements moins importants qu'avec le nucléaire**

Le tableau suivant résume les principales hypothèses du scénario. L'élément le plus important au plan macroéconomique est que les investissements sont plus faibles que dans le scénario de référence.

Tableau : Principales hypothèses du scénario de référence - nucléaire actuel - et du scénario étudié – la France sans nucléaire -

	nucléaire – réel	charbon – scénario la France sans nucléaire
coût d'investissement hors intérêt intercalaires (F1986)	N4-2 tranches 6 467 F/kWh	600 MWe – 2 tranches par an 5 220 F/kWh
Coût d'investissement retenu dans le scénario charbon – F86/kWh avant 1975 après 1975	-	4 854 5 689
Investissements dans le cycle du combustible <i>milliards de francs 1990</i>	mines : 3 conversion : 2 enrichissement : 31 fabrication : 2 retraitement : 62 total : 100	mines : 7 ports : 38 (flotte charbonnière : 80 ⁶⁴) total : 45
Investissements dans les centrales <i>milliards de francs 1990</i>	puissance installée : 60 MWe coût d'investissement : 360	puissance installée : 58 MWe ⁶⁵ coût d'investissement : 285
part du combustible dans le prix de revient du kWh et évolution du prix du combustible	<ul style="list-style-type: none"> part du combustible dans le coût du kWh : > 60 % prix du charbon : <ul style="list-style-type: none"> augmentation de 10 % du prix international du charbon de 1980 à 1986 ensuite : en \$1989/tonne 1989 : 46-46 1995 : 40-52 2000 : 40-56 2010 : 44-60 	<ul style="list-style-type: none"> part du combustible dans le coût du kWh : \approx 30 % prix de l'uranium : <ul style="list-style-type: none"> valeurs historiques de 1970 à 1990 ensuite hypothèse haute du GPE

• **La première conclusion : un écart du prix de l'électricité défavorable de 20 % au tout charbon**

⁶⁴ Non prise en compte dans le scénario la France sans le nucléaire

⁶⁵ Les 2 Mwe de différence entre la puissance installée réelle et celle du scénario représentent les 3 tranches de Tricastin approvisionnant Eurodif.

Les auteurs de l'étude « *la France sans le nucléaire* » analysent non seulement la variation du coût de production de l'électricité mais également celle du prix facturé aux ménages ou à l'industrie. Ils se fondent sur le mode de tarification d'EDF, fondé sur le coût marginal de développement où le consommateur paie une prime fixe correspondant à la puissance souscrite et une redevance variable proportionnelle à l'énergie utilisée. Constatant que les variations des coûts d'exploitation exercent l'influence principale sur la moyenne des tarifs, l'hypothèse est faite d'une tarification moyenne à endettement constant d'EDF.

La principale conclusion en est que les prix *moyens*⁶⁶ de l'électricité connaissent dans le scénario « *la France sans nucléaire* » des variations non négligeables et contrastées suivant la période considérée par rapport à la situation réelle.

Durant la fin des années 1970 et le début des années 1980, le prix de l'électricité est inférieur au prix historique. La principale explication avancée par les auteurs est que l'investissement en capital dans les centrales à charbon étant inférieur à celui du nucléaire, la charge financière pesant sur le prix du kWh est inférieure.

Cet avantage disparaît vers 1985 et en 1986 le prix dépasse le prix de référence. En 1990 et au delà, le prix du kWh du scénario « *la France sans le nucléaire* » est supérieur d'environ 15 % aux niveaux observés, avec une sensibilité très forte aux fluctuations du prix du charbon sur le marché international.

Ainsi, en 2000, avec un prix de 40 dollars par tonne, l'écart de prix de l'électricité par rapport à la situation prévue avec le nucléaire, serait de 16 %. Avec un prix de 56 dollars par tonne – soit une variation de 40 % –, l'écart de prix de l'électricité serait de 30 %.

Le système électrique à base de charbon, dans la situation française d'importations massives, encaisse de plein fouet les variations des cours internationaux (voir tableau suivant).

Tableau : Ecart de prix de l'électricité en l'an 2000 dans le scénario « La France sans nucléaire » par rapport à la situation de référence

prix du charbon dollar 1989/tonne	écart du prix du kWh ménages en %	prix du kWh entreprises en %
56	28 %	36 %
40	14 %	21 %

Comme on peut s'y attendre compte tenu de la structure des prix d'EDF, plus favorable à l'industrie qu'aux ménages, le prix de l'électricité vendue aux industriels est dans le scénario « *la France sans nucléaire* » moins favorable que dans la situation actuelle. En réalité, le prix simulé pour 1990 est de l'ordre de grandeur de celui pratiqué par le Royaume Uni, avec un écart de 20 % par rapport au prix historique français.

- ***Une consommation d'électricité en baisse de 13,7 % en 1989 et un solde exportateur d'électricité ramené à 0***

L'augmentation du prix du kWh dans le scénario « *la France sans nucléaire* » provoque un écart négatif de la consommation par rapport au scénario de référence et des substitutions en faveur d'autres formes d'énergie.

La branche énergie voit son intra-consommation revue à la baisse. Les pertes en lignes⁶⁷ sur le réseau sont réduites de 11,5 % en 1989. La non-existence dans le scénario de l'usine Eurodif se traduit par une baisse de 20 TWh de la consommation de la branche énergie. L'écart négatif de la

⁶⁶ Moyenne des prix de vente de l'électricité aux ménages et à l'industrie

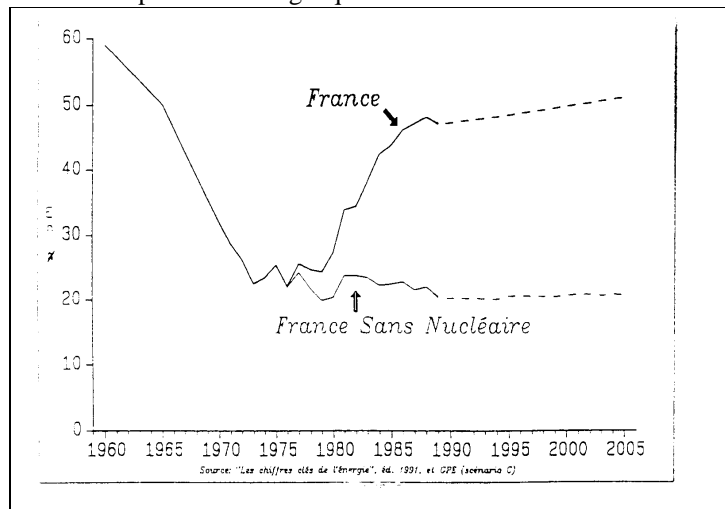
⁶⁷ Les pertes en ligne réelles ont atteint 26 TWh en 1989, soit 6,7 % de la production.

consommation d'électricité de l'industrie s'élève à 5,4 % en 1989. L'avantage compétitif de prix de l'électricité produite par EDF étant annulé, les exportations sont réduites à zéro.

La réduction de la consommation d'électricité dans le scénario « *la France sans nucléaire* » conduit à une baisse de la production de 23 % en 1989. Pour autant, l'écart à la baisse de la consommation finale d'énergie n'est pas aussi fort. Des effets de substitution viennent en effet renforcer la part du fioul dans l'industrie et du gaz dans le secteur résidentiel.

La consommation d'énergie fossile est supérieure de 55 Mtep en 1990 à sa valeur historique. Le taux d'indépendance énergétique diminue dans le scénario tout charbon jusqu'à 20 % en 1990, contre 48 % dans la réalité.

Figure : Le taux d'indépendance énergétique dans le scénario « *France sans nucléaire* »⁶⁸

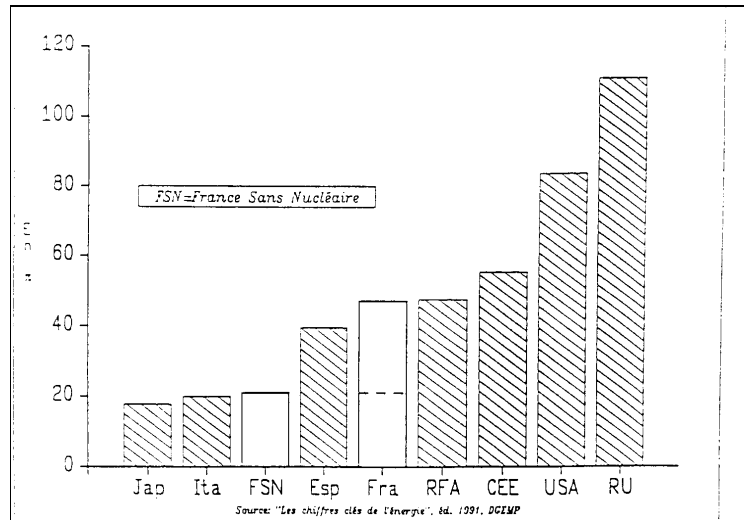


La contrainte extérieure continue de peser avec la même force sur toute la période.

Au total la situation de la France, en 1988, est voisine, en termes d'indépendance énergétique, de celle de l'Italie.

⁶⁸ A ; Charmant et al., op.cit.

Figure : un taux d'indépendance énergétique voisin de celui de l'Italie en 1988 dans le scénario tout charbon



• **Une autre conclusion fondamentale : le ralentissement de la croissance économique**

Compte tenu de l'importance de la production d'électricité dans l'économie nationale, le scénario « la France sans nucléaire » met en évidence des écarts importants par rapport à la situation de référence, sur le plan macroéconomique.

L'analyse de l'impact macroéconomique a posteriori d'une absence de programme des réacteurs à eau pressurisée est conduite par les auteurs de l'étude, avec un modèle économétrique néo-keynésien intitulé Micro-Mélodie, dont les caractéristiques sont retracées dans le tableau ci-après.

MICRO-MELODIE

- spécificités : *modèle de long terme avec prise en compte de l'énergie sous tous ses aspects, représentation fine de la production d'électricité*
- champ : *France*
- périodicité : *annuelle*
- période de fonctionnement : *1970-2010*
- mode d'utilisation : *simulation dynamique, soit en prévision, soit en variante*
- nombre de branches : *5 branches dont l'électricité et le combustible nucléaire*
- nombre d'agents économiques : *4, soit les entreprises, les ménages, les administrations et l'étranger*
- nombre d'équations : *150*
- principales variables calculées (endogènes) : *PIB, emploi, chômage, inflation, consommation et importation d'énergie, balance commerciale, déficit budgétaire, bilan énergétique, comptes d'EDF, émissions de polluants atmosphériques (CO₂, NO_x, SO₂)*
- principales variables de commande (exogènes) : *démographie, environnement économique international, politique économique, variables techniques*
- utilisations : *la France sans nucléaire, impact d'une taxe sur les énergies fossiles, impact du programme électronucléaire REP de 900 MWe*

Le tableau ci-après résume les différents écarts macroéconomiques par rapport à la situation de référence, du scénario « la France sans nucléaire ».

Tableau : Ecart du scénario « *la France sans nucléaire* » par rapport au scénario de référence⁶⁹

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
PIB (écart en %)	0	0	-0,4	-1,6	-1,3	-1,3	-1,3	-1,6	-1,6
Consommation des ménages (écart en %)	0	0,1	0,1	-0,9	-0,9	-1,1	-1,2	-1,4	-1,6
Investissement (écart en %)	0	-0,5	-1,9	-2,4	-1,3	-0,7	-0,5	-1,7	-1,3
Exportations (écart en %)	0	0	0,2	-0,2	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2
Importations (écart en %)	0	-0,1	0,1	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3
Prix à la consommation des ménages (écart en %)	0	-0,4	-0,4	0,9	0,4	0,7	0,7	0,8	1,0
Emploi total (milliers)	0	-4	-25	-75	-96	-91	-91	-114	-130
Facture énergétique (milliards de francs 90)	0	-1	9	38	32	45	54	67	87

Un écart négatif caractérise le scénario tout charbon, à la fois pour l'investissement (-1,6 %), la consommation (-1,2 %), et au final le PIB (-1,3%). La hausse des prix est quant à elle plus forte de 0,7 point en 2000. Logiquement, l'emploi total est inférieur de 90 000 postes au chiffre du scénario de base. Quant à la facture énergétique, elle est supérieure de 54 milliards de dollars en 2000. Le déficit supplémentaire cumulé atteint sur la période 1981-1990 100 milliards de francs.

En réalité, tout se passe comme si le recours au charbon à la place du nucléaire constituait un autre choc pétrolier avec une augmentation du prix du baril de 50 %.

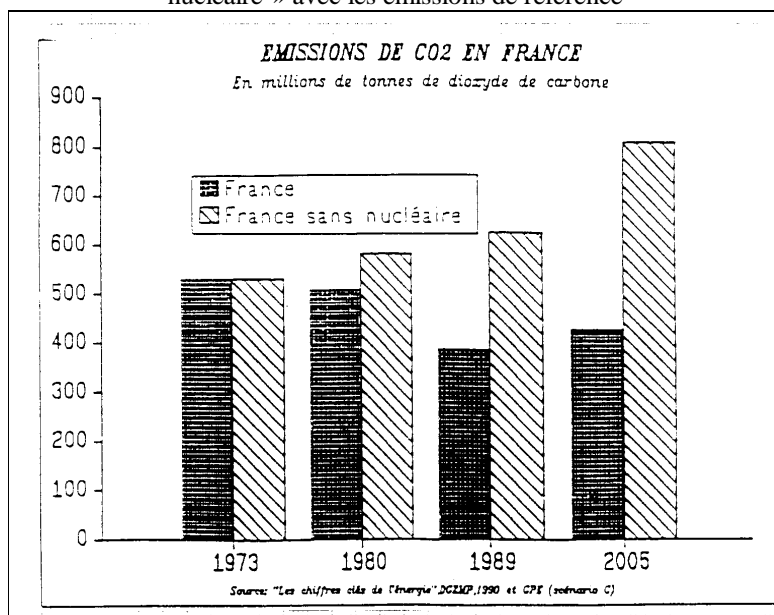
- ***Le choc environnemental correspondant au tout charbon***

Le modèle Micro-Mélodie permet aussi une analyse des émissions polluantes correspondant au scénario « *la France sans nucléaire* ».

En 2000, le niveau des émissions de SO₂ est dans ce scénario, supérieur de 220 à 250 000 tonnes par an à celui de référence. Elles sont limitées par l'hypothèse faite d'une désulfuration quasi intégrale des centrales au charbon construites. En 1990, les émissions d'oxydes d'azote sont de 510 000 tonnes par an, soit en augmentation de 29 %. Les émissions de CO₂ sont en hausse de 60 % en 1990.

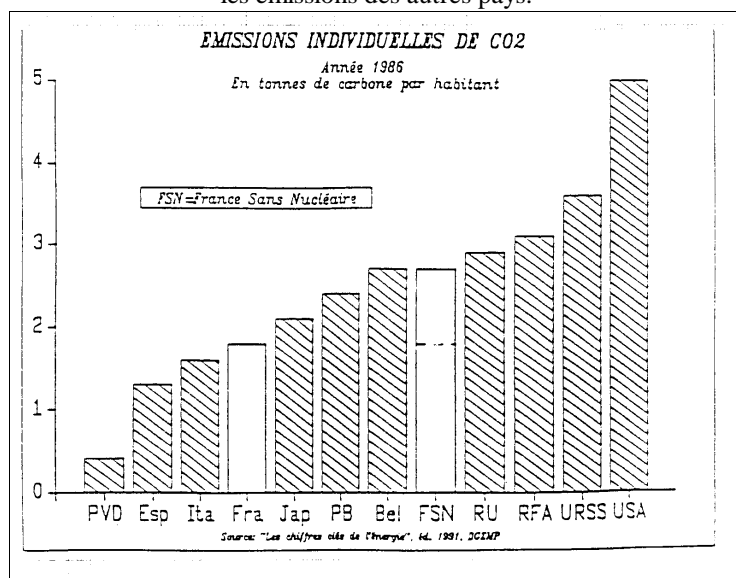
⁶⁹ Résultats pour l'hypothèse basse concernant l'évolution du prix du charbon

Tableau : Comparaison des émissions de CO2 correspondant au scénario « la France sans nucléaire » avec les émissions de référence



Le scénario tout charbon se traduit par un passage de 530 millions de tonnes de CO2 émises par la France en 1973 à 620 millions de tonnes en 1990. La réalité est que le niveau était de 387 millions de tonnes de CO2 émises en 1990. Le nucléaire non seulement a permis de limiter la croissance des émissions mais en fait de les réduire de plus de 27 % par rapport à 1973.

Figure : Comparaison des émissions de CO2 du scénario « la France sans nucléaire » en 1986 avec les émissions des autres pays.



- **Le scénario du recours au charbon est-il plausible ?**

L'étude « la France sans nucléaire » a le mérite de quantifier l'impact macroéconomique du choix du tout charbon au lieu du nucléaire.

La première limite de l'étude est précisément le choix d'un scénario tout charbon. Il est probable que l'acceptation de la contrainte extérieure aurait été contrebalancée par une diversification des sources d'énergie primaire, par souci de minimiser les risques mais aussi par volonté de tirer parti des évolutions à la baisse des cours du pétrole et du gaz intervenues dans la fin des années 1980.

Le deuxième type de limites provient de la nature même du modèle. En tant que modèle économétrique, Micro-Mélodie comprend des équations retraçant les comportements des agents en fonction des situations passées. L'hypothèse implicite de stabilité des comportements est sans doute la plus fragile alors que les auteurs de l'étude soulignent le fait que le choix du charbon aurait été l'équivalent d'un choc pétrolier. Or précisément, les comportements des agents économiques ont été modifiés en profondeur par le choc pétrolier de 1973, en vertu de la perception qu'ils ont eue de l'ébranlement des économies occidentales et en raison des mesures prises par les pouvoirs publics pour encourager les changements de comportement. A ce titre, on peut penser que les hypothèses de substituabilité entre les énergies sont assez fragiles.

Le troisième type de limitation correspond au caractère simplifié du modèle et à la limitation de son champ d'analyse que retrace le nombre relativement important de variables exogènes.

Il n'en demeure pas moins que l'étude « *la France sans nucléaire* » permet une prise de conscience de l'impact macroéconomique du programme électronucléaire français.

Les effets de la construction des réacteurs nucléaires d'EDF ne se sont pas limités au secteur de l'énergie. Bien au contraire, ce programme a apporté une contribution non négligeable à la croissance économique et à l'emploi.

2. « La France avec un programme nucléaire interrompu en 1985 » – Etude rétrospective avec un modèle d'équilibre général calculable

Les modèles macroéconomiques sont traditionnellement classés en deux catégories : les modèles économétriques et les modèles d'équilibre général.

La tradition française en matière de modélisation macroéconomique a accordé une grande place aux modèles économétriques. L'INSEE et la Direction de la Prévision ont, dans les années 1970, développé toute une série d'outils utilisés dans les travaux de planification, comme DMS ou Métric. Ces modèles ont d'une part été progressivement perfectionnés, les uns pour la prévision à long terme et les autres pour le court terme et d'autre part et surtout ont été élargis de manière à prendre en compte l'ouverture des économies nationales.

Aujourd'hui, les modèles économétriques ont largement diffusé et sont portés par les administrations mais aussi par des organismes de recherche publique comme l'OFCE, universitaire comme le GAMA ou privée comme le COE de la Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris.

Les modèles économétriques néo-keynésiens sont les plus courants. Ils mettent en œuvre une analyse keynésienne de l'équilibre économique dans le cadre de la comptabilité nationale et reposent sur des estimations économétriques des comportements des agents économiques, en matière de consommation, d'épargne et d'investissement.

Depuis le début des années 90 se développent en France les modèles d'équilibre général calculables. Encore peu nombreux dans notre pays, ils sont les plus largement répandus à l'étranger. Ce sont des institutions internationales comme la Banque Mondiale ou le Fonds Monétaire International qui ont soutenu le développement des modèles néo-classiques, pour des raisons théoriques (le déclin apparent des politiques keynésiennes, la montée des idées libérales et

l'ouverture croissante des économies nationales) et pour des raisons pratiques (les modèles d'équilibre nécessitent des bases statistiques moins détaillées).

Au demeurant, l'intérêt fondamental des modèles d'équilibre général calculable est d'être pertinents à long terme, alors que les modèles macro économétriques ne sont guère utilisables au delà des dix ans.

Le modèle GEMINI-E3/96 appartient à la catégorie des modèles macroéconomiques d'équilibre général calculable. Une de ses caractéristiques est de comporter une description détaillée du secteur énergétique.

Ce modèle a été utilisé pour réaliser un exercice de simulation rétrospective consistant à évaluer l'impact sur l'économie française qu'aurait eu « *l'arrêt en 1985 du programme électronucléaire française suivi d'une sortie totale du nucléaire en 2015*⁷⁰ ».

Pour produire l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'économie, ce scénario prévoit la construction de centrales thermiques au charbon jusqu'en 1995 et de centrales thermiques au gaz de 1995 à 2015.

- ***Le modèle GEMINI-E3/96 : un modèle d'équilibre général calculable***

Les modèles d'équilibre général calculable, développés depuis une quinzaine d'années permettent d'évaluer, selon une approche coût - bénéfice, des mesure de politique économique dans les pays développés, par exemple dans les domaines de la fiscalité, des échanges internationaux, de la finance, de la planification économique ou plus récemment de l'environnement.

Ces modèles sont fondés sur la théorie microéconomique de l'équilibre général qui décrit, pour chaque facteur de production et chaque produit, l'équilibre de l'offre et de la demande obtenu grâce au système de prix.

Une fois réglés sur une situation de départ, ils permettent de mettre en évidence l'impact sur l'équilibre économique général de variations de paramètres exogènes comme les ressources rares, le système fiscal ou toute mesure influant sur le système de prix.

⁷⁰ Le programme électronucléaire français : une évaluation avec un modèle d'équilibre général, A. BERNARD et M. VIELLE, Congrès de l'Association Internationale des Economistes de l'Energie, San Francisco, 1997.

Tableau 1 : Fiche signalétique du modèle GEMINI-E3/96 utilisé pour l'étude du programme nucléaire réduit

<p>GEMINI (General Equilibrium Model of International-National Interaction) – E3 (for Economy-Energy-Environment)</p> <ul style="list-style-type: none"> • période de fonctionnement : 1985-2015, avec pas annuel • représentation géographique : France, autres Pays d'Europe (11 pays membres de la Communauté européenne en 1992, avant son élargissement), Reste du monde • secteurs institutionnels : ménages (y compris administrations privées), entreprises, pouvoirs publics • produits et branches : 11 branches dont 4 pour l'énergie (charbon, gaz, pétrole et produits raffinés, électricité) • fonctions de production : module technologique pour l'énergie ; fonctions putty-putty pour les autres secteurs : les facteurs de production sont substituables ex ante et ex post en fonction des prix relatifs • fonctions de demande des ménages : dépenses linéaires par rapport au revenu pour une seule catégorie de ménages • fonctions d'importations : cohérentes avec l'hypothèse d'Armington, selon laquelle les biens nationaux et les biens étrangers ne sont pas complètement substituables ; équilibre des échanges extérieurs réalisé par les taux de change, en supposant pour tous les pays des balances commerciales équilibrées • représentation de la fiscalité indirecte et des cotisations sociales : en tout, 242 taxes différentes (taxes sur la production et l'importation, cotisations sociales et subventions, taxes sur les consommations intermédiaires, taxe sur la consommation finale, taxe sur les investissements) • couplage avec modèles nationaux ou régionaux : soit par l'intermédiaire de taux de change exogènes, soit par l'intermédiaire de taux de change endogènes résultant de contraintes de balances de paiement ou de différentiels de taux d'intérêt

Une des plus importantes spécificités du modèle GEMINI-E3/96 est de prendre en compte les échanges commerciaux avec l'Union européenne et le reste du monde.

• Un modèle plurinational

L'évaluation de la politique énergétique française pourrait certes être conduite avec un modèle strictement national en considérant comme variables exogènes les prix internationaux et la demande étrangère. Différents résultats montrent que la validité des résultats d'un modèle d'équilibre général calculable est alors fortement altérée.

Les auteurs de GEMINI-E3/96 ont pris l'heureux parti de modéliser les autres pays et les liens entre les économies correspondantes, de manière à pouvoir décrire valablement les termes de l'échange et leurs modifications.

Le modèle distingue donc trois aires géographiques : la France, les 11 partenaires européens de la France dans l'Europe des 12 et le reste du monde. Les liens entre ces trois régions sont d'une part les flux du commerce extérieur et d'autre part les taux de changes. C'est par ces canaux que se résorbent des déficits ou des surplus ex ante.

Il est bien connu que les modèles d'équilibre général sont, au regard des structures de consommation d'énergie, très sensibles aux élasticités de la demande. Il est moins tenu pour admis que ces mêmes modèles soient sensibles aux élasticités d'importation qui commandent les termes de l'échange⁷¹. En réalité dans un modèle d'équilibre général calculable, comme GEMINI-E3/96,

⁷¹ en cas de réévaluation, les termes de l'échange s'améliorent, en cas de dévaluation, ils se

seules sont prises en compte les élasticités d'importation, dans la mesure où il n'y a pas de fonction d'exportation : les exportations égalent la demande extérieure.

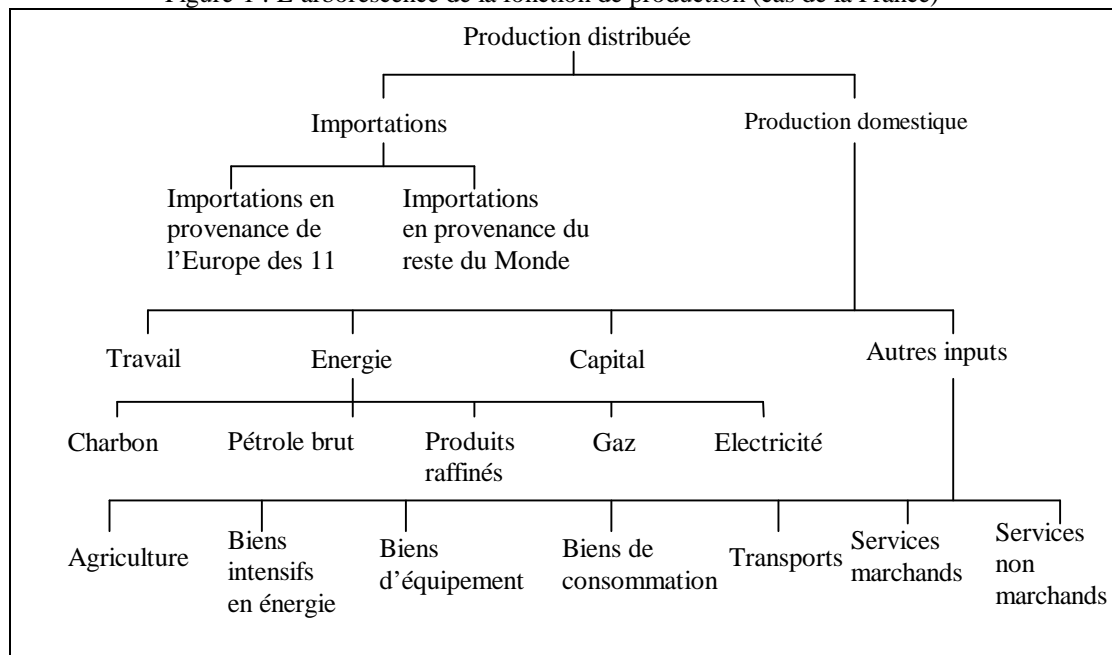
- ***Les fonctions de production***

Les quatre facteurs de production sélectionnés dans le modèle sont le travail, le capital, les matériaux et l'énergie. L'élasticité de substitution entre ces 4 facteurs est de 0,6. Les facteurs agrégés que sont l'énergie et les matériaux sont éclatés pour déterminer la demande de consommation intermédiaire en chacun des produits élémentaires.

Les fonctions de production reposent sur deux hypothèses fondamentales : des rendements d'échelle constants et la séparabilité des facteurs. L'hypothèse du rendement d'échelle constant signifie que les coûts de production ne varient pas avec le coût unitaire de production ?

La figure suivante présente l'arborescence de la fonction de production.

Figure 1 : L'arborescence de la fonction de production (cas de la France)



Les canaux par lesquels agissent les prix sont les élasticités prix directes et les relations de complémentarité ou de substituabilité entre facteurs de production.

- ***les fonctions de consommation***

La demande de travail et le comportement d'épargne sont supposés inélastiques. Le taux d'épargne et la demande d'emploi sont exogènes.

La fonction de demande des ménages répond à un modèle de dépenses linéaire par rapport au revenu et découle d'une fonction d'utilité. Le gain et la perte économique sont exprimés sous forme de surplus du consommateur.

- **La modélisation de l'énergie**

La demande d'énergie provient d'une part des ménages sous 4 produits : charbon, produits raffinés, gaz, électricité. Elle provient d'autre part de l'industrie. Celle-ci est modélisée en 7 secteurs : agriculture, produits à fort contenu énergétique, biens d'équipement, biens de consommation, transports, services marchands, services non marchands.

Les prix de l'énergie utilisés dans le modèle sont ceux observés pour la période 1985-1997. Pour la période 1998-2015, ce sont les prix utilisés par la Digec pour l'édition 1997 de son exercice « coûts de référence » de la production électrique⁷², le scénario sélectionné pour l'évolution du prix du gaz étant le scénario médian.

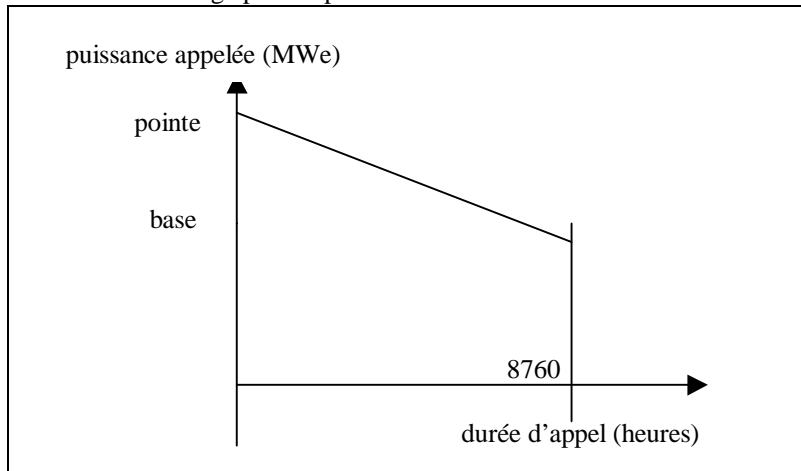
- **Le module de production de l'électricité**

Le modèle GEMINI-E3/96 différencie la production d'électricité en France selon les technologies disponibles.

L'hydroélectricité est considérée comme exogène, du fait que la quasi-totalité des sites économiquement viables sont déjà équipés. Les turbines à gaz, correspondant à la production en pointe, sont également considérées comme un moyen de production exogène.

La représentation de la demande d'électricité distingue les demandes en base, en semi-base et en pointe, selon la figure ci-après, en excluant l'hydroélectricité et les turbines à gaz.

Figure 2 : La courbe de charge pour la production d'électricité dans GEMINI-E3/96



Trois types de centrales sont prises en compte pour modéliser l'offre d'électricité : les centrales thermiques à charbon, les centrales thermiques classiques à gaz et les centrales nucléaires. Bien entendu, la courbe de charge est satisfaite en optimisant la contribution des différents types de centrale en fonction de leur ration coûts fixes / coûts variables. D'une manière générale, la production en base est assurée avec les moyens de production requérant les investissements les plus lourds en capital.

Pour des décisions à court terme concernant l'utilisation d'un parc existant, les centrales se caractérisant par les coûts variables les plus faibles sont utilisées en priorité pour la production en base.

⁷² Les « coûts de référence » 1997 de la production électrique, DIGEC-DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Paris, mai 1997.

S'agissant de décisions d'investissement, le principe consiste à faire converger la structure du parc vers la structure optimale à long terme, compte tenu de la structure des coûts des différentes filières.

- ***Le scénario de référence : la part du nucléaire égale à 72 % de l'électricité produite à l'horizon 2015***

L'évaluation rétrospective d'une politique commence par la définition d'un scénario de référence. En l'occurrence, il s'agit de reconstituer la réalité historique jusqu'à la date de l'étude, soit 1996, et d'imaginer l'évolution la plus probable de cette date jusqu'à la fin de la période considérée.

Les caractéristiques du scénario de référence qui sert de base à la simulation rétrospective sont indiquées dans le tableau ci-après.

Tableau : Caractéristiques principales du scénario de référence

	1985	1995	2005	2015
Consommation domestique d'électricité (TWh)	302	397	499	603
Exportations nettes d'électricité (TWh)	23	70	70	70
Capacités installées (GW)				
Nucléaire	37,4	58,6	58,5	66,3
Charbon	14,6	10,1	3,1	0
Gaz	0	0	18,8	31,7
Total	52,0	68,7	80,4	98,0
Part de chaque filière dans la production d'électricité (en %)				
Nucléaire ⁷³	65	78	75	72
Charbon	12	5	3	0
Gaz (cycle combiné)	0	0	8	16
Hydroélectricité	19	16	12	10
Autres	4	3	2	2
Total	100	100	100	100

Le scénario de référence se caractérise en particulier par une capacité installée de production de 98 GW en 2015, le nucléaire représentant 72 % du total.

Les prix de départ des combustibles fossiles sont ceux de la Digec 97⁷⁴. Le prix de départ du charbon est de 10,3 cF95/kWh, correspondant à 40 dollars par tonne. Le prix du gaz est de 16,1 cF/kWh, correspondant à 3,3 dollars par Mbtu. Le prix de l'uranium est supposé égal à 4,49 cF95/kWh. Pour la période 1995-2015, les prix sont supposés rester constants en francs constants.

- ***Les conséquences d'un programme électronucléaire interrompu en 1985 et de la construction de centrales de remplacement au charbon de 1985 à 1995 et au gaz de 1995 à 2015***

Le scénario étudié est celui d'un arrêt de l'équipement de la France en réacteurs nucléaires à compter de l'année 1985. Pour assurer l'approvisionnement de l'économie française en électricité, sont construites de 1985 à 1995 des centrales thermiques au charbon et de 1995 à 2015 des centrales à cycle combiné à gaz. En outre, le démantèlement des centrales nucléaires est effectué tout au long de la période 1985 – 2015, de sorte que la France se trouve à la fin de cette période

⁷³ Durée de vie de référence des réacteurs nucléaires : 30 ans

⁷⁴ Les coûts de référence de la production électrique, Digec, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Paris, 1997.

débarassée de l'ensemble de ses réacteurs nucléaires, le dernier démantèlement étant effectué en 2015.

On suppose par ailleurs, que les exportations d'électricité sont progressivement réduites, les exportations ne faisant qu'équilibrer exactement les importations.

Tableau : Impact de l'interruption en 1985 du programme électronucléaire sur le secteur de l'électricité

	1985	1995	2005	2015
Capacités de production installées (GW)				
Nucléaire	37,4	35,6	35,4	0
Charbon	14,6	23,2	16,2	13,2
Cycle combiné au gaz	0	0	16,8	67,6
Total	52,0	58,8	68,4	80,8
Part de chaque filière dans la production d'électricité (en %)				
Nucléaire	65	65	53	0
Charbon	12	16	21	18
Cycle combiné au gaz	0	0	9	68
Hydroélectricité	19	18	14	12
autres	4	1	3	2
Total	100	100	100	100
Variation du prix de l'électricité par rapport au scénario de référence (en %)	0	+ 4 %	+ 4 %	+ 8 %
Consommation domestique d'électricité (en TWh)	305	390	494	565

La première conséquence de l'arrêt du programme d'équipement est qu'en fin de période, le prix de l'électricité est supérieur de 8 % au prix du scénario de référence. En conséquence, la consommation d'électricité baisse de 6,3 % par rapport à la référence. Les capacités installées de production d'électricité sont inférieures de 17,6 % à celles du scénario de base.

Concernant la part de chaque filière, conformément aux spécifications du scénario, le cycle combiné détient en 2015 une place prédominante dans la production d'électricité, avec 68 % du total, le charbon assurant quant à lui 18 % du total. En conséquence, la consommation nationale de charbon augmente de 21 millions de Tep et celle de gaz de 43 millions de Tep en 2015, par rapport au scénario de référence.

Les conséquences de cette situation s'expriment, comme dans tous les modèles d'équilibre général, par les prix, internes ou externes.

S'agissant des prix internes, l'interruption en 1985 du programme électronucléaire et son remplacement par des investissements moins capitalistiques provoquent une baisse des taux d'intérêt.

Par ailleurs, par construction, le modèle utilisé suppose que la balance commerciale est équilibrée à chaque période. L'ajustement s'effectue donc par la dépréciation du franc par rapport au scénario de référence. Deux mécanismes sont à l'oeuvre : l'augmentation du coût de production de l'électricité et la détérioration des termes de l'échange du fait de l'augmentation des importations de charbon et de gaz naturel.

Le tableau suivant résume les évolutions entraînées par l'interruption prématurée du programme nucléaire en 1985, sur les taux d'intérêt et les taux de change.

Tableau : Impact sur les taux d'intérêt et la parité du franc de l'interruption en 1985 du programme électronucléaire

	1985	1995	2005	2015
Taux d'intérêt				
France (différence de points de %)	0	-1,3	-1,0	-1,7
Europe	0	0,4	0,0	0,0
Reste du Monde	0	0,2	0,2	0,6
Taux de change				
1 Ecu = x francs (différence en %)	0	2,1	1,9	4,4
1 dollar = y francs (différence en %)	0	1,6	1,4	4,3

L'interruption prématurée du programme électronucléaire entraîne une baisse du franc par rapport à l'Ecu et par rapport au dollar. A contrario, le modèle confirme l'impact positif de l'indépendance énergétique sur le taux de change du franc.

Tableau : Impact sur le Pib, la consommation et l'investissement français d'une interruption en 1985 du programme électronucléaire

Variations en volume et en % par rapport aux valeurs du scénario de référence	1985	1995	2005	2015
PIB	0	-0,1	-0,2	-0,8
Importations	0	-0,3	-0,2	-0,2
Exportations	0	1,0	1,0	3,8
Consommation	0	-0,4	-0,5	-1,2
Investissement	0	-0,7	-0,7	-4,0

Les variations sur les exportations mettent en évidence la nature du modèle. L'équilibre extérieur étant réalisé chaque année, les exportations doivent croître en volume pour équilibrer l'augmentation des importations de combustibles fossiles – charbon et gaz – et pour compenser la détérioration du taux de change. Au total, l'économie française doit dégager un surplus extérieur plus important, au détriment de l'investissement et de la consommation, pour payer ses importations accrues d'énergie.

Un indicateur de bien-être matériel, qui n'intègre pas les externalités, a été défini par les auteurs du modèle en utilisant la notion de surplus économique. On voit dans le tableau que le verdict d'un arrêt en 1985 des investissements dans le nucléaire est négatif en termes de surplus économique (voir tableau ci-après).

Tableau : Impact sur le surplus économique de l'interruption du programme électronucléaire en 1985

Variations en % par rapport à la consommation finale des ménages du scénario de référence	1985	1995	2005	2015
France	0	-0,4	-0,6	-1,7
Autres pays de l'Europe des 12	0	0,2	0,2	0,3
Reste du Monde	0	0	0	-0,1

Un effet négatif de l'arrêt du programme est ainsi détecté par le modèle sur la richesse entendue

comme un surplus de revenu des ménages français.

Les partenaires de la France ne bénéficient pas pour autant d'un transfert à due concurrence. Il y a bien un surplus pour les consommateurs étrangers en Europe. Mais l'Europe toute entière est perdante car l'un de ses membres, dans le cadre d'analyse du modèle, a renoncé à utiliser la technique de production d'électricité la plus efficace.

Le modèle GEMINI-E3/96 utilisé pour cette étude, fournit enfin des indications intéressantes sur les variations des émissions de CO₂ qui auraient résulté d'un arrêt des investissements dans le nucléaire en 1985. Le tableau suivant montre bien l'ampleur des menaces supplémentaires introduites par le scénario étudié.

Tableau : Impact sur les émissions de CO₂ de l'interruption du programme électronucléaire en 1985

	1985	1995	2005	2015
Variation des émissions de CO₂ en % par rapport au scénario de référence				
France	0	15	20	45
Autres pays de l'Europe des 12	0	2,5	2,6	2,2
Reste du monde	0	0	-0,1	-0,3
Monde entier	0	0,5	0,4	0,7
Variations des émissions des autres principaux polluants atmosphériques en % par rapport au scénario de référence				
SO ₂	0	29	38	36
Nox	0	12	28	50

Comme on peut s'y attendre, l'interruption prématurée du programme électronucléaire se traduit par une augmentation de 45 % en 2015 des émissions de CO₂. La principale explication vient de l'augmentation de l'utilisation de combustibles fossiles pour produire de l'électricité. Cet effet massif est modulé à la marge par la diminution de la consommation totale et de la consommation d'énergie en particulier, déjà mis en évidence.

Une augmentation des émissions de CO₂ est aussi observée dans les autres pays de l'Europe des 12, puisque ceux-ci réduisent leurs importations d'électricité en provenance de la France et les compensent par une production thermique classique accrue. Les résultats pour les autres polluants majeurs que sont le SO₂ et le NO_x sont comparables.

Il n'en demeure pas moins que le modèle GEMINI-E3/96, comme tous les modèles macroéconomiques, souffre d'imperfections qu'il est nécessaire d'analyser pour mieux apprécier la portée des résultats qu'il délivre.

• *Les limites du modèle GEMINI-E3/96*

Le premier type de limites du modèle GEMINI-E3/96 tient à sa nature de modèle d'équilibre général calculable.

Les hypothèses de l'équilibre général walraso-parétien sont bien connues. Elles correspondent rarement à l'économie réelle.

Comme tous les modèles de ce type, GEMINI-E3/96 suppose une représentation fiable des facteurs de production et des biens et services échangés, ainsi que de l'offre et de la demande. Il suppose aussi que les mécanismes de la formation des prix répondent à la seule confrontation de l'offre et de la demande sur les marchés. Le modèle suppose aussi que les prix s'ajustent de façon à réaliser l'équilibre. Cette hypothèse est sans doute la plus éloignée de la réalité.

La conséquence de ce choix théorique est que, par exemple, le modèle ne délivre aucun

enseignement en ce qui concerne le chômage, puisque ce dernier ne peut exister en vertu du fait que les salaires sont supposés s'ajuster à la baisse en cas de chômage pour diminuer le coût du travail pour les entreprises et favoriser l'embauche.

Une autre conséquence des hypothèses de construction du modèle est que ses résultats ne sont à prendre en considération que pour la fin de la période. Autrement dit, les indications intermédiaires données pour les années 1995 et 2005 sont à considérer avec prudence. Il s'agit là d'un trait commun à tous les modèles d'équilibre général calculable.

L'autre limite de GEMINI-E3/96, commune à tous les modèles macroéconomiques, est d'être une maquette : autres limites de GEMINI-E3 tiennent aux simplifications de la réalité, auxquelles il recourt comme tout modèle économique.

- ***L'importance du choix de la technique la plus efficace***

Avec les limites méthodologiques décrites plus haut, l'exercice réalisé par A. Bernard et M. Vielle avec le modèle GEMINI-E3/96 met toutefois en évidence un enseignement majeur en termes de politique énergétique.

Le programme électronucléaire français apparaît bien comme le choix pertinent de la technique de production d'électricité la plus efficace. L'arrêt prématuré du programme aurait été, en réalité, un renoncement coûteux à la technique la plus efficace.

Cette conclusion des simulations rétrospectives réalisées avec GEMINI-E3/96 confirme un intuition de bon sens.

Le choix des technologies les plus avancées et les plus efficaces économiquement est toujours payant dans tous les domaines, que ce soit pour la croissance, pour l'évolution du revenu des ménages, et pour la compétitivité internationale.

III. EN TERMES DE COÛTS D'EXPLOITATION, LE NUCLEAIRE ACTUEL EST SANS RIVAL

Le parc électronucléaire français représentait en 1998 54,6 % de la capacité de production installée et produisait 78,2 % de la production de l'électricité. Ceci veut dire que le nucléaire fournit la base de l'approvisionnement du pays en électricité.

La tableau suivant détaille la composition du parc de production électrique d'EDF en 1997.

Tableau : Parc de production d'électricité d'EDF en 1997⁷⁵

Type d'équipement	Puissance installée (GW)	Production 1997 (TWh)
Nucléaire		
REP 1450 MW	4,4	8,6
REP 1300 MW	26,4	169,3
REP 900 MW	30,7	198,1
Réacteurs à neutrons rapides	-	-
Total	61,5	376,0
Thermique classique		
Charbon	8,6	12,8
Fioul (≥ 250 MW)	7,2	0,8
Autres	1,9	2,9
Total	17,7	16,5
Hydraulique		
Fil de l'eau	6,2	28,6
Eclusée	3,9	11,0
Lac	8,9	16,0
Pompage pur	1,8	2,2
Pompage mixte	2,5	3,0
Total	23,3	60,8
Total		
Parc EDF	102,5	453,3

A. Des coûts complets très compétitifs pour le nucléaire selon les chiffres de 1995

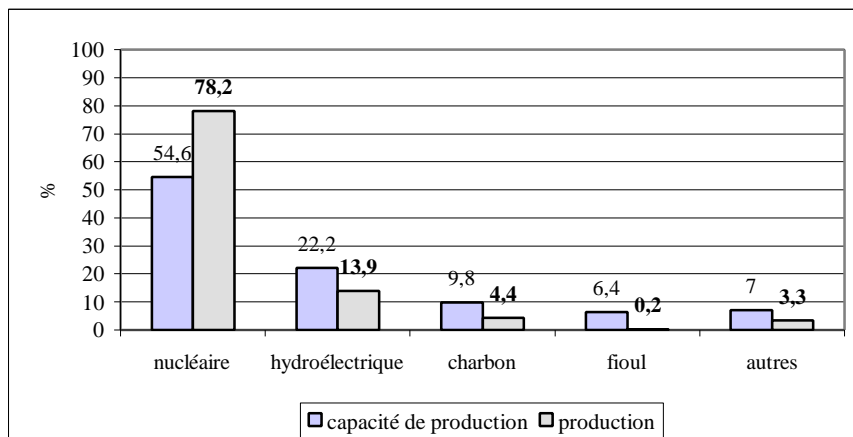
Avant d'examiner les statistiques disponibles, une remarque doit être faite.

Le parc électronucléaire représentait en 1997 avec 61,2 GWe installés 54,6 % de la capacité de production d'électricité française. Or, avec 376 TWh produit, l'électronucléaire a assuré 78,2 % de la production d'électricité. Cette mise à contribution plus que proportionnelle du nucléaire est une indication de sa compétitivité (voir figure suivante).

Figure : Capacité de production et production des différentes composantes du parc électrique d'EDF en 1997⁷⁶

⁷⁵ Audition des représentants d'EDF, 7 janvier 1999.

⁷⁶ JCLangrand, Séminaire EFE, Paris, novembre 1998.



Le coût de production complet du kWh nucléaire en 1995 est présenté dans la suite. Les données relatives aux années 1996 et 1997 sont ensuite détaillées.

1. Le coût complet de production du kWh nucléaire amortissement compris était de 19 cF⁷⁷ en 1995

En 1996, EDF constatant que la donne a changé en matière de production d'électricité avec un intérêt nouveau des énergies fossiles – gaz et charbon –, se livre à une première, la publication du coût du kWh produit par son parc électronucléaire et démontre chiffres détaillés à l'appui que son parc électronucléaire est compétitif.

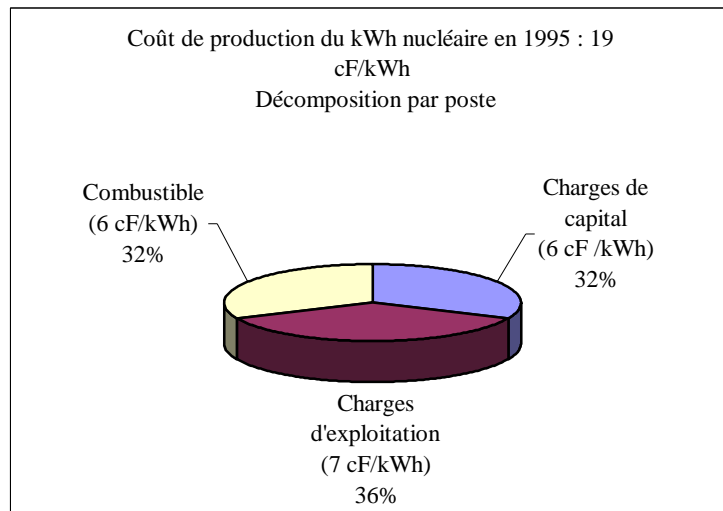
Le premier constat fait en 1996 par EDF est que les énergies fossiles ont vu leur prix baisser dans des proportions importantes : le prix du gaz a été divisé par deux en dix ans et semble devoir rester dix à quinze ans à ce niveau. Le deuxième constat est l'amélioration continue des machines thermiques classiques. Les cycles combinés à gaz et les centrales à charbon ont connu des progrès technologiques majeurs, conduisant à des augmentations de rendement considérables qui ajoutent leurs effets à ceux de la baisse des prix. Dès 1996, le rendement des cycles combinés à gaz dépasse les 50 %. Par ailleurs, les coûts relatifs des centrales de faible puissance diminuent fortement. Dès 1996, le coût d'une turbine à gaz de 5 MW ne coûte pas plus cher, rapporté au kW installé, qu'un cycle combiné de 600 MW.

EDF note en 1996 que l'avantage compétitif du nucléaire était de 30 % en 1993. S'il s'est amenuisé depuis, l'avantage compétitif du nucléaire demeure. Le coût de production du kWh nucléaire tous paliers confondus est de 19 centimes en 1995.

La décomposition de ce coût de production entre les postes combustible, exploitation et charges de capital est retracée dans la figure suivante.

⁷⁷ cF : centimes de franc

Figure : Coût de production complet du kWh nucléaire produit par EDF en 1995 ⁷⁸



- ***Des charges de capital représentant 6 cF/kWh – soit 32 % du total – mais devant baisser à l'avenir***

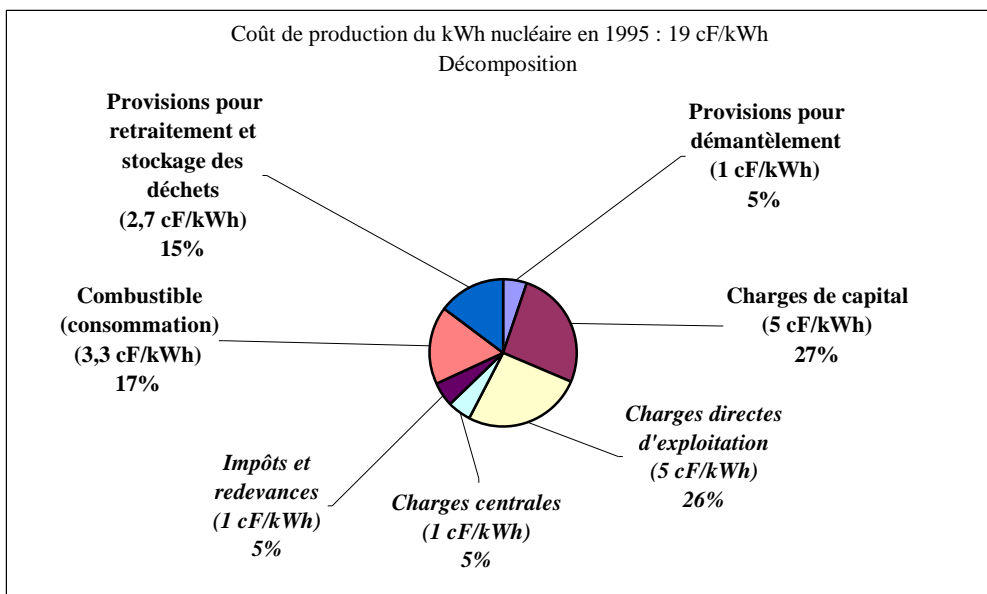
Les charges en capital s'élèvent à 6 cF par kW produit en 1995.

a) les charges en capital proprement dites – 5 cF/kWh –

Sur ce total de 6 centimes, les charges de capital proprement dites représentent l'essentiel, soit 5 centimes. EDF note qu'en 1996, le parc a un âge moyen de 12 ans et qu'il est à moitié amorti. C'est un amortissement dégressif qui s'applique aux réacteurs. Par ailleurs, la durée de vie espérée étant de 40 ans, une période d'exploitation après amortissement fiscal et économique se profile. En conséquence on peut prévoir une baisse rapide de ce poste au demeurant très lourd – 26,3 % du total –.

⁷⁸ La Lettre d'information du Parc nucléaire, n° 24, juillet/août 1996, EDF, Paris.

Figure : Ventilation détaillée du coût de production complet du kWh nucléaire produit par EDF en 1995⁷⁹



b) les charges de provision pour démantèlement – 1 cF/kWh –

L'autre partie des charges de capital est constituée par les provisions pour démantèlement. Le coût de celui-ci est estimé à 15 % du coût complet d'investissement. Ramenée au kWh produit, le coût du démantèlement représente 1 cF. Contrairement aux charges financières et d'amortissement, les charges de démantèlement, qui sont provisionnées chaque année, ne devraient pas diminuer à l'avenir.

- ***Des charges d'exploitation représentant 7 cF/kWh – soit 36 % du total – et dont la maîtrise, sans relâchement sur la sûreté, est importante pour l'avenir***

Les charges d'exploitation sont composées des charges directes occasionnées par le fonctionnement de la centrale elle-même et des charges indirectes

a) les charges directes d'exploitation – 5 cF/kWh –

Les charges directes d'exploitation représentent 5 cF/kWh soit 71,4 % du total des charges d'exploitation.

Les coûts de maintenance en constituent plus de la moitié. Les charges directes moyennes d'exploitation dépendent de la qualité du travail dans chacune des centrales. Une disponibilité accrue de chaque réacteur du parc permet de répartir ces charges sur un nombre plus grand de kWh et donc de faire diminuer ce poste, au demeurant important, comme cela est logique. La diminution du nombre d'incidents de fonctionnement et l'accélération des arrêts de tranche concourent à une meilleure productivité des équipements.

L'enjeu économique d'une bonne gestion des centrales est donc important. L'amélioration de la production par un meilleur taux de disponibilité ne peut pour autant se faire au détriment de la sûreté et de la radioprotection.

⁷⁹ La Lettre d'information du Parc nucléaire, n° 24, juillet/août 1996, EDF, Paris.

b) charges centrales et impôts et redevances – 2 cF/kWh –

Les charges indirectes d'exploitation sont de deux types : d'une part les impôts et redevances, d'autre part les charges centrales et les coûts de recherche et développement.

Les impôts et redevances représentent 1 cF/kWh.

Les charges centrales correspondent au coût des fonctions centrales de gestion d'EDF et sont imputées à hauteur de 0,2 cF/kWh.

Les coûts de recherche et développement sur la filière nucléaire sont logiquement imputés au coût du kWh. Ces coûts sont loin d'être négligeables puisqu'ils s'élèvent à 0,6 cF/kWh.

Le complément de 0,2 cF/kWh correspond à des charges centrales diverses.

• ***Des charges de combustible représentant 6 cF/kWh – soit 32 % du total – dont la diminution est possible à l'avenir***

Ce poste est constitué de deux éléments, d'une part le coût du combustible proprement dit et d'autre part les coûts de l'aval du cycle nucléaire.

a) le coût du combustible – 3,3 cF/kWh –

Le coût du combustible représente un montant de 3,3 cF/kWh. Plusieurs facteurs l'influencent. En premier lieu, figurent bien évidemment le coût de l'uranium mais aussi celui de la séparation isotopique qui permet de produire, à partir de l'uranium naturel, l'uranium enrichi à 3,5 % ou plus en isotope fissile 235 du combustible classique.

Le deuxième facteur fondamental est celui du taux de combustion. Plus longtemps les assemblages restent en réacteur à énergie produite constante et plus la charge financière correspondante s'allège.

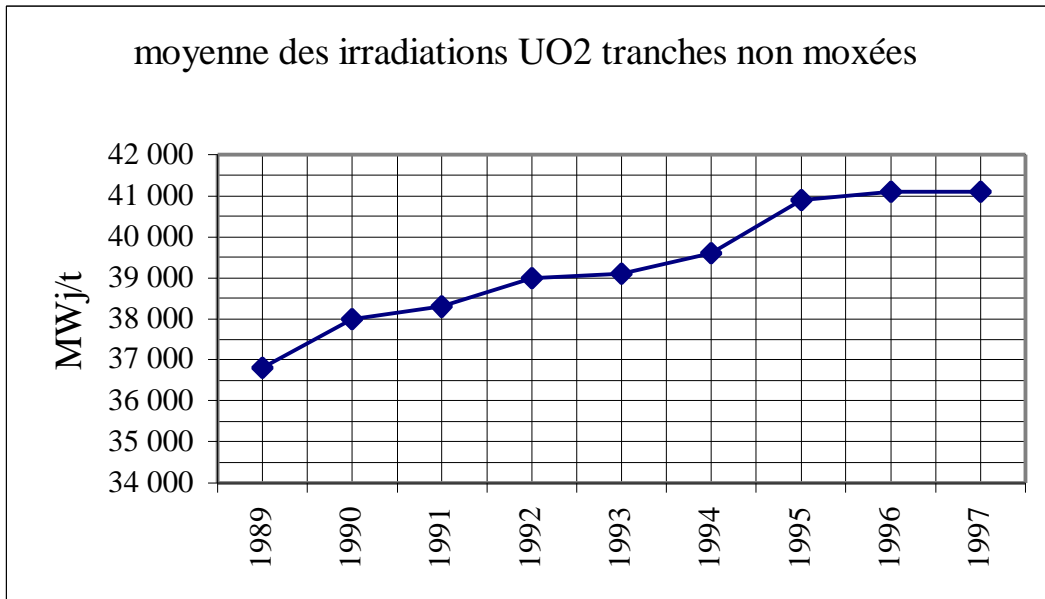
A cet égard, l'augmentation régulière des taux d'irradiation des combustibles UO₂, selon la figure ci-après contribue à l'amélioration de la rentabilité.

Une autre possibilité existe, celle qui consiste à remplacer le combustible standard par du Mox. Une économie d'uranium peut alors être alors faite. La question de la compétitivité du Mox est discutée dans le deuxième chapitre.

Figure : Evolution des taux de combustion des assemblages UO₂ classiques^{80,81}

⁸⁰ Audition des représentants d'EDF, 26 novembre 1998.

⁸¹ Assemblages classiques à l'UO₂, par opposition aux assemblages de Mox (Mixed Oxide Fuel)



b) les provisions pour retraitement et stockage des déchets – 2,7 cF/kWh –

Le choix du retraitement implique un coût qui est logiquement imputé sur le coût du kWh, en contrepartie de la séparation des radionucléides, de la réduction de volume et de la préparation de plutonium.

En réalité, le combustible irradié ne peut être retraité immédiatement. Les colis de verre contenant les déchets C et les conteneurs renfermant les déchets B sont eux-mêmes entreposés à court terme en vue d'un entreposage de longue durée ou un stockage définitif.

Des provisions sont donc passées pour financer les charges à venir correspondantes. Le détail des provisions passées par EDF est analysé dans le deuxième chapitre.

2. Les coûts complets de production des autres filières en 1995 sont supérieurs

Comparer les coûts de production des centrales nucléaires qui fonctionnent en base avec ceux des centrales au charbon qui fonctionnent en semi-base ou en pointe ou avec ceux des turbines à combustion utilisées exclusivement pour la pointe est un exercice difficile.

Néanmoins, la SNET a fourni des évaluations qui confirment la meilleure compétitivité du nucléaire par rapport au charbon en France en 1995.

Tableau : Comparaison des coûts du kWh en 1995

	charbon	nucléaire
référence	chaudière de 600 MW Charbon pulvérulent 7000 heures par an à PCN	valeurs moyennes pour le parc REP 900 et REP 1300
charges de capital	5 cF / kWh	6 cF / kWh
charges d'exploitation	4 cF / kWh	7 cF / kWh
charges de combustible	13 cF / kWh	6 cF / kWh
total	22 cF / kWh	19 cF / kWh
remarque	fonctionnement non désulfuré	

Aucun centrale au gaz ne fonctionnant en 1995 en France, la comparaison avec cette filière n'est pas possible sur la base de données nationales.

B. Les coûts d'exploitation hors amortissement en 1997, également favorables au nucléaire

Le coût complet de production du nucléaire en 1997 est considéré, à juste titre, comme un secret commercial par EDF.

Le tableau ci-après présente toutefois le coût de production hors amortissement du kWh selon le palier considéré.

Tableau : coût de production hors amortissement du kWh nucléaire en 1997 ⁸²

cF/kWh	REP 900	REP 1300
Exploitation (y compris charges complémentaires)	7,1	5,6
Combustible	6,1	5,6
Coût de production hors amortissement	13,2	11,2

Plusieurs enseignements. peuvent être tirés de ces résultats. Le premier est que le palier P4-P'4 (REP 1300) se caractérise bien, comme recherché, par une baisse des coûts d'exploitation grâce aux économies d'échelle et une baisse des coûts de combustible par un allongement du temps de présence en réacteur (voir tableau ci-après).

L'allongement du temps de présence en réacteur des assemblages est en effet un objectif essentiel pour EDF. Il permet en effet de tirer parti plus longtemps du potentiel du combustible et réduit la fréquence des arrêts de tranches, donc améliore la disponibilité du réacteur.

⁸² Audition des représentants d'EDF, 26 novembre 1998.

Tableau : modes de gestion du combustible dans les réacteurs du parc EDF⁸³

type de gestion	caractéristiques	durée de la campagne	nombre de réacteurs concernés
Standard 900 MWe paliers CP0, CP1 et CP2	rechargement par quart de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,7 % en uranium 235	12 mois	21
Hybride Mox 900 MW palier CP1 et CP2	rechargement par quart de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,7 M en uranium 235 et par tiers de coeur avec du combustible Mox	12 mois	13 -> 20
Standard 1300 MWe	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2 initialement enrichi à 3,1 % en uranium 235	12 mois	5
Campagnes allongées 1300 MWe (gestion Gemmes)	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2 initialement enrichi à 4 % en uranium 235	18 mois	15
Standard prévu pour le 1450 MWe	rechargement par tiers de coeur avec du combustible UO2, initialement enrichi à 3,4 % en uranium 235	12 mois	3

L'abaissement du coût du kWh produit avec le palier P4-P'4 par rapport aux paliers CP0-CP1-CP2 de 900 MWe provient d'une part de l'économie d'échelle apportée par l'augmentation de puissance et d'autre part de l'allongement à 18 mois des campagnes pour 75 % des réacteurs du palier P4-P'4.

Ces coûts hors amortissement peuvent être comparés avec ceux des centrales thermiques fonctionnant en France, en distinguant les régimes de fonctionnement. Le tableau ci-dessous détaille ces coûts fournis par la SNET.

⁸³ Rapport d'activité 1997, DSIN, Secrétariat d'Etat à l'industrie, Paris, 1998.

Tableau : Coûts de production de l'électricité dans les centrales au charbon dans les centrales actuellement exploitées par la SNET⁸⁴.

1998	Charbon pulvérisé		Lit fluidisé circulant
	330 MW	600 MW Huchet 6	250 MW
combustible FFEX (F/kW)	364	287	410
coût proportionnel (cF / kWh)	13,5	13,3	14,5
coût total hors amortissement :			
- 3500 h/an	23,9	21,3	26,2
- 7000 h/an	18,7	17,2	20,4
(cF/kWh à PCN)			

Le coût du nucléaire hors amortissement en 1997 s'élevait à 13,2 cF (REP 900) et 11,2 cF (REP1300).

La marge de compétitivité du nucléaire par rapport au charbon pulvérisé est donc, pour des fonctionnements en base de durées comparables, d'environ 4 centimes soit 30 %.

⁸⁴ SNET, audition du 21 janvier 1999.

IV. LA MATURITE DU PARC, UN ATOUT A GERER CONFORMEMENT A L'INTERET NATIONAL

A. Les difficultés de l'abandon du nucléaire à l'étranger

1. En Suède, un processus d'abandon qui piétine

L'énergie nucléaire fournit en Suède la moitié de l'électricité. Une fermeture rapide ne peut donc être envisagée. En réalité, la décision de retrait du nucléaire date de 1980 mais aucune fermeture concrète de réacteur n'est encore intervenue.

- ***12 réacteurs représentant une puissance installée de 10 040 MWe et fournissant 52,4 % de la production***

En janvier 1997, la part du nucléaire dans la production d'électricité en janvier 97 atteignait 52,4 %⁸⁵. Les caractéristiques du parc nucléaire suédois sont retracées dans le tableau ci-après.

Tableau : Composition du parc nucléaire suédois^{86,87, 88}

nom	exploitant	technologie	puissances nettes (MWe)	année de mise en service industriel	année de fermeture si 40 ans de durée de vie
Barseback 1	Skydraft	REB ⁸⁹	600	1975	2015
Barseback 2	Skydraft	REB ⁹⁰	600	1977	2017
Forsmark 1	Vattenfall	REB	970	1981	2011
Forsmark 2	Vattenfall	REB	970	1981	2011
Forsmark 3	Vattenfall	REB	1158	1985	2025
Oskarshamn 1	OKG	REB	440	1972	2012
Oskarshamn 2	OKG	REB	610	1975	2015
Oskarshamn 3	OKG	REB	1160	1985	2025
Ringhals 1	Vattenfall	REB	847	1976	2016
Ringhals 2	Vattenfall	REP	875	1975	2015
Ringhals 3	Vattenfall	REP	915	1981	2021
Ringhals 4	Vattenfall	REP	915	1983	2023
total	12	REB/REP	10 060	-	-

- ***Le référendum de 1980 d'abandon du nucléaire***

Un référendum a eu lieu en Suède en 1980 sur la sortie de la Suède de l'énergie nucléaire civile en 2010. Trois possibilités de réponse étaient données⁹¹:

- 1.....maintenir en fonctionnement les réacteurs
- 2.....les fermer
- 3.les fermer seulement si certaines conditions étaient réunies : parmi ces conditions, ne pas créer de rupture économique et ne pas obérer la compétitivité d'industries importantes.

Les options 2 et 3 ont obtenu la majorité. Depuis, le Riksdag a précisé la politique décidée par la nation et a fixé le terme de 2010 à la démarche d'abandon du nucléaire. Sur un plan politique, le Parti centriste est l'opposant le plus déterminé au nucléaire. Le programme de fermeture est

⁸⁵ AIEA Bulletin 1/9/98.

⁸⁶ Enerpresse 5/2/98.

⁸⁷ Bulletin de l'AEN-OCDE, 1/1/98.

⁸⁸ ElecNuc, Les centrales nucléaires dans le Monde, CEA, Paris, 1998.

⁸⁹ REB : réacteur à eau bouillant e

⁹⁰ REP : réacteur à eau pressurisée

⁹¹ Financial Times 14/4/98.

néanmoins le résultat d'un compromis entre le Parti social-démocrate et le Parti de Gauche (successeur du parti communiste suédois).

L'opinion publique, comme le révèlent les sondages sur plus d'une année, semble actuellement désormais favorable à ce que les réacteurs en fonctionnement aillent au bout de leur vie opérationnelle.

- ***Le retrait du nucléaire doit commencer par Skydraft, société privée***

Possédant les réacteurs parmi les plus anciens du parc électronucléaire, Le processus de fermeture doit commencer par les réacteurs de la société privée Skydraft implantés à Barseback.

En décembre 1997, le Riksdag, le Parlement suédois, a en effet adopté une loi donnant le feu vert au gouvernement pour la fermeture de Barseback 1, qui devait constituer la première phase du démantèlement d'ici à 2010 des 12 tranches nucléaires suédoises.

Skydraft est une société privée, contrôlée à hauteur de 17 % par la société allemande Preussen Elektra. La date de fermeture de la première tranche de 600 MWe de Barseback devait être le 1^{er} juillet 1998, et celle de la deuxième tranche le 1^{er} juillet 2001.

L'électricité produite par Barseback représente 6 % de l'électricité consommée en Suède et 60 % de l'électricité consommée en Scanie. La société Skydraft estime que la compagnie publique Vattenfall aurait dû être désignée comme la première à débiter le processus. Skydraft qui estime que la fermeture de Barseback lui coûterait 2,5 milliards de \$ a engagé des recours.

- ***Les retards supplémentaires dans la mise en oeuvre de la décision***

En mai 1998, la Cour administrative suprême ⁹² a demandé au gouvernement suédois de surseoir à la fermeture de la première tranche de la centrale nucléaire de Barseback, officiellement décidée pour juillet. La plus haute juridiction administrative du pays a en effet indiqué qu'elle avait accordé un sursis à exécution parce que son arrêt définitif ne serait pas prêt avant l'été. Les décisions de cette Cour ne sont pas susceptibles d'appel et le gouvernement n'a aucun moyen de s'y opposer.

Les élections de 1998 n'ont pas entraîné un changement de politique nucléaire en Suède. La décision de fermer les deux tranches BWR de Barseback ne sera pas remise en cause, non plus que les dix autres tranches.

En décembre 1998, la Cour administrative suprême suédoise, l'équivalent de notre Conseil d'Etat, a toutefois décidé de repousser d'un à deux mois de plus sa décision. Parallèlement aux recours en justice, des négociations sont en cours au sujet des compensations à fournir à Skydraft. Un accord pourrait être trouvé dans l'octroi à Skydraft d'une participation de 30 % dans la centrale de Ringhals, exploitée par l'électricien public Vattenfall⁹³.

2. En Suisse, des intentions non validées

La question de la place du nucléaire et de son avenir est posée en Suisse depuis l'adoption en 1990 d'un moratoire de 10 ans sur l'énergie nucléaire. A l'approche de l'expiration de ce délai de 10 ans, le débat sur le recours au nucléaire a repris en 1998, alors que la contribution du nucléaire à la production d'électricité reste à un niveau élevé.

- ***44,5 % de la production électrique assurée par 5 réacteurs nucléaires représentant une puissance installée de 3,1 GWe***

⁹² La Cour administrative suprême est l'équivalent du Conseil d'Etat en France.

⁹³ Enerpresse 29/12/98.

Début 1997, la part du nucléaire dans la production d'électricité représentait 44,5 %. En outre, la Suisse a importé en 1997 30 TWh dont les deux tiers provenaient des centrales nucléaires françaises

Tableau : Composition du parc nucléaire suisse ^{94,95}

nom	nombre de réacteurs	technologie	puissances nettes (MWe)	année de mise en service	année de fermeture si 40 ans de durée de vie
Beznau I	1	REP	380	1969	2009
Beznau II	1	REP	372	1971	2012
Mühlberg	1	REB	355	1971	2012
Gösgen	1	REP	970	1979	2019
Leibstadt	1	REB	1030	1984	2025
total	5	REP/REB	3,1 GWe	-	-

Sur les 5 réacteurs en fonctionnement en Suisse, 4 sont autorisés à fonctionner avec du combustible Mox et 3 réacteurs l'utilisent effectivement.

- ***Une politique complète concernant l'aval du cycle du combustible***

La Suisse achète une partie de son uranium aux Etats-Unis. Grâce à l'accord coopération de 1997 entre Euratom et les Etats-Unis, la Suisse peut faire retraiter ses combustibles usés dans l'Union européenne. De fait, la Suisse fait retraiter son combustible, en France par Cogema et au Royaume Uni par BNFL à Sellafield.

La Confédération rencontre des difficultés pour définir les moyens d'une gestion à long terme de l'aval du cycle, en particulier pour l'entreposage ou le stockage des combustibles. Pour le stockage des déchets de faible et moyenne activité, un site approprié a été sélectionné à Wellenberg pour le stockage des déchets de faible et moyenne activité. La faisabilité technique et la démonstration de sûreté ont été admises par les autorités fédérales. Mais actuellement la construction d'une galerie de sondage est bloquée pour des raisons politiques. La disponibilité de ce centre commence à revêtir un caractère d'urgence.

Par ailleurs pour le stockage des combustibles usés et des déchets radioactifs de haute activité, la Suisse conduit des recherches dans les laboratoires souterrains de Grimsel (roche cristalline) et au Mont Terri (argile à opalinum). Ces recherches sont ouvertes à la coopération internationale. Au terme d'études approfondies, ces régions ont été sélectionnées en accord avec les experts de la Confédération. La preuve de la qualification du site pour les déchets de haute activité et les combustibles usés doit encore être apportée. La mise en service d'un tel dépôt devra intervenir en 2030-2050.

Par ailleurs, un dépôt intermédiaire est en construction à Zwiilag. Ce centre permettra d'évacuer le combustible usé qui ne pourrait être entreposé dans les piscines des centrales et devrait permettre une poursuite de la durée d'exploitation pendant 50 à 60 ans.

- ***Un débat politique marqué par le réalisme***

L'approche de la fin du moratoire entraîne une reprise du débat sur le nucléaire dans la Confédération helvétique. Plusieurs questions sont posées, en plus de celles concernant les centres d'entreposage ou de stockage.

⁹⁴ Enerpresse 5/2/98.

⁹⁵ Bulletin de l'AEN-OCDE, 1/1/98.

Longtemps le retraitement est apparu comme la seule voie techniquement maîtrisée mais l'augmentation des coûts du retraitement et chute durable du prix de l'uranium naturel ont fait naître des interrogations dans certaines parties de la population.

L'autre question concerne l'exploitation des réacteurs nucléaires. A ce titre, il faut citer les initiatives populaires concernant un éventuel retrait du nucléaire ⁹⁶. La première initiative « *Sortir du nucléaire* » propose que les centrales de plus de 30 ans soient mises hors service. A ce titre, Mühleberg et Beznau 1 et 2 devraient être désaffectées dès 2003, Gösgen le serait en 2009 et Leibstadt en 2014. La deuxième initiative s'intitule « *Moratoire Plus* » propose la prolongation du moratoire de 10 ans sur la construction d'installations nucléaires. Les augmentations de puissance des centrales existantes ne seraient pas autorisées au cours des 10 ans à venir. Par ailleurs, l'autorisation d'exploitation d'une centrale devrait être soumise au référendum si la durée d'activité dépassait les 40 ans

Par ailleurs, le processus de concertation lancé par le Département fédéral de l'énergie n'a pas permis de trouver un terrain d'accord. Les exploitants des centrales nucléaires, les organisations écologistes, la Cedra et les autorités concernées ne sont pas parvenus à trouver un accord sur l'entreposage des déchets radioactifs au sein du groupe de travail constitué par le Département fédéral de l'énergie.

Ces initiatives et l'échec du processus de concertation sont intervenus alors que le Conseil fédéral examine une révision totale de la loi atomique, le transport et le retraitement des combustibles usés pouvant être concernés.

Les débats internes au Conseil fédéral ont été rapportés d'une manière telle qu'un arrêt accéléré du nucléaire entre 2012 et 2024 aurait été envisagé. En réalité, il semble que la Suisse n'envisage pas un abandon prématuré du nucléaire ⁹⁷. Des décisions récentes semblent le confirmer.

En effet, l'autorisation d'exploitation de Mühleberg est renouvelée jusqu'en 2012. La puissance de Leibstadt peut être augmentée de 15 %. Une consultation est lancée entre les ministres de l'énergie et de l'économie, d'une part, et les électriciens nucléaires, d'autre part, sur la durée de vie des centrales et la question des déchets. En cas de désaccord, le gouvernement trancherait lui-même. Par ailleurs, la construction de nouvelles centrales n'est pas exclue. Il apparaît en tout état de cause probable que les énergies renouvelables hors hydroélectricité ne pourraient dépasser 4 % de la production d'électricité en 2020 et 10 % en 2030.

⁹⁶ La Tribune de Genève 24/4/98

⁹⁷ Enerpresse n° 7225, 21/12/98.

B. Quelle durée d'exploitation pour le parc nucléaire en Allemagne ?

Le débat qui a lieu en Allemagne sur l'abandon du nucléaire révèle les deux dimensions politique mais aussi économique des questions énergétiques.

1. La situation énergétique allemande à la veille du retrait du nucléaire

• 19 réacteurs nucléaires assurant 32 % de la production d'électricité

Le nucléaire occupe en Allemagne une place importante dans la production d'électricité mais cette place est moindre qu'en Suisse, en Suède et bien sûr qu'en France. L'Allemagne possède actuellement 19 réacteurs, correspondant à une puissance nette cumulée de 21 GWe, dont la part dans la production d'électricité atteint 32 % du total en 1997.

Tableau : réacteurs à eau légère en fonctionnement en Allemagne

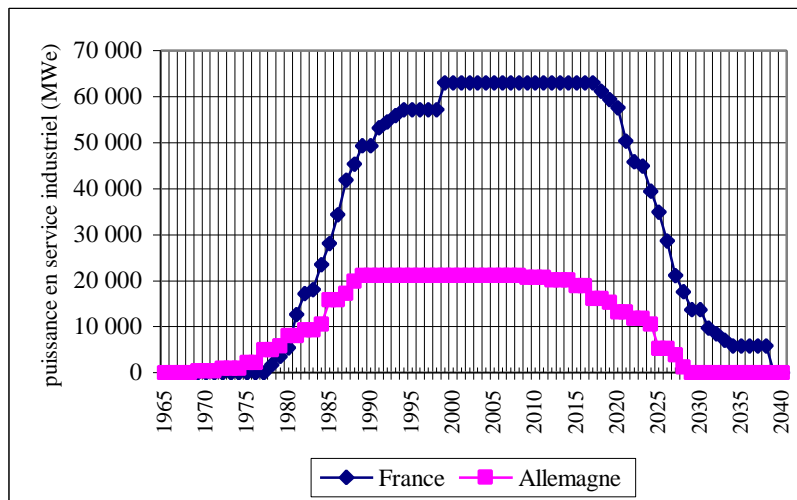
Réacteur	année de mise en service industriel	puissance (MWe)	technologie	coefficient de production brute en 1997 ⁹⁸
Obrigheim	1969	340	REP ⁹⁹	93,2
Stade	1972	640	REP	88,6
Biblis A	1975	1167	REP	79,4
Neckar-1	1976	785	REP	91,4
Brunsbüttel	1977	771	REB	75,5
Biblis B	1977	1240	REP	79,4
Isar-1 (OHU)	1979	870	REB	78,9
Unterweser	1979	1285	REP	88,5
Philippsburg-1	1980	890	REB	82,6
Graffenhainfeld	1982	1275	REP	90,7
Krummel	1984	1260	REB	83,9
Gundremmingen II-B	1984	1284	REB	82,5
Gundremmingen II-C	1985	1288	REB	80,4
Grohnde	1985	1360	REP	100
Philippsburg-2	1985	1358	REP	93,8
Brokdorf	1986	1370	REP	93,8
Mulheim Karlich	(1987)		REP	0
Emsland (Lingen-2)	1988	1290	REP	94,1
Isar-2 (OHU)	1988	1365	REP	91,5
Neckar-2	1989	1269	REP	90,4
Total		21107	-	-

Presque trois fois moins important que le parc électronucléaire français, le parc allemand est également en moyenne plus ancien que le parc français. La figure suivante présente la montée en puissance des parcs allemand et français, ainsi que leur décroissance dans l'hypothèse d'une durée de vie uniforme de 40 ans.

⁹⁸ coefficient de production brute = (production électrique brute de la période considérée)*100 / (puissance électrique brute) * (durée de la période considérée)

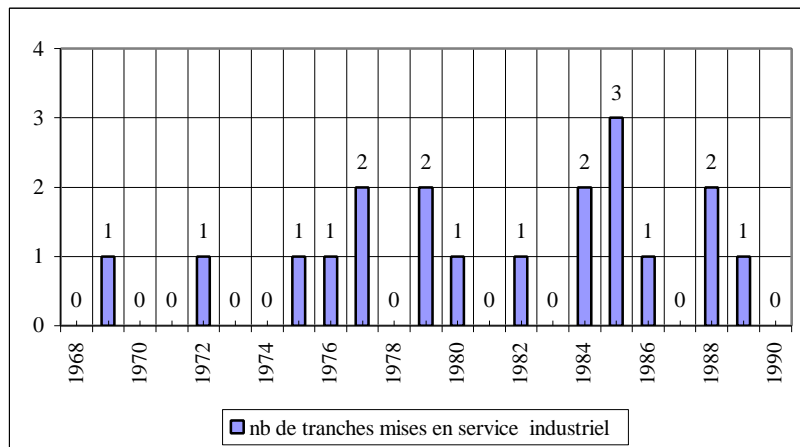
⁹⁹ REP : réacteur à eau pressurisée (PWR : Pressurised Water Reactor) ; REB : réacteur à eau bouillante (BWR : Boiling Water Reactor)

Figure : Les parcs nucléaires à eau légère français et allemands : montée en régime et prévision de décroissance dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans



L'effort d'équipement allemand ne comporte pas de brusque montée en régime telle que celle induite par le Plan Messmer en France, à partir de 1974 pour les décisions et de 1981 pour les mises en service industriel. La figure suivante présente l'évolution du nombre de tranches mises en services en Allemagne, de 1968 à 1990, date de la dernière étape du développement de l'électronucléaire en Allemagne.

Figure : montée en puissance du parc électronucléaire allemand en fonctionnement en 1999 (réacteurs à eau légère)



Le marché allemand de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence depuis le mois de mai 1998. On compte neuf grands producteurs et gestionnaires du réseau. Ce dernier est coordonné par un consortium. Les concessions de distribution sont provisoirement maintenues, mais les monopoles régionaux seront progressivement éliminés.

- *Une situation énergétique très différente de celle de la France*

La spécificité énergétique majeure de l'Allemagne est bien entendu sa production charbonnière.

Malgré les réductions déjà opérées, la production charbonnière allemande se maintient à un haut niveau : 47 millions de tonnes en 1997 contre 4,2 millions en France. En vertu du compromis sur

le charbon conclu en mars 1997, l'évolution de la production charbonnière sera la suivante ¹⁰⁰: 42 millions de Tec ¹⁰¹ ont été extraites en Allemagne en 1998 ; 30 millions tonnes de houille le seront en 2005, sur les sites de 10 ou 11 mines.

Les parts du gaz et du pétrole sont également plus importantes qu'en France. Au total la composition des ressources primaires de l'Allemagne et de la France sont très différentes.

Tableau : Comparaison de ressources en énergie primaire de la France et de l'Allemagne ¹⁰²

1995 en % du total	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucléaire	Energies renouvelables
Allemagne	27	41	19	12	1
France	6	35	12	40	7

2. L'accord de Gouvernement de la coalition SPD-Grünen

L'accord de gouvernement signé par la coalition SPD-Verts en octobre 1998 comprend un chapitre concernant l'énergie, intitulé « Une politique moderne de l'énergie » ¹⁰³.

Selon ce texte, « le gouvernement garantira une alimentation en énergie d'avenir, non polluante, à un coût équitable. Les énergies renouvelables et les économies d'énergie seront une priorité. C'est la raison pour laquelle le nouveau gouvernement entreprendra tout ce qui est en son pouvoir pour abandonner l'énergie nucléaire aussi vite que possible. Au cours de cette année même; le gouvernement organisera des discussions pour aboutir à un nouveau consensus sur l'énergie. En partenariat avec le secteur énergétique, des voies doivent être ouvertes pour trouver une nouvelle forme d'énergie mixte, une énergie d'avenir sans le nucléaire. Au cours de cette législature, l'abandon de l'énergie nucléaire sera réglé par la loi de manière globale et irréversible ».

En ce qui concerne l'élimination des déchets, les partis de la coalition sont tombés d'accord sur les points suivants . « La conception prévalant jusqu'ici pour l'élimination des déchets radioactifs a échoué. On élaborera un plan national pour l'élimination des déchets radioactifs existants. En principe, chaque exploitant d'une centrale nucléaire doit créer les capacités nécessaires à l'entrepôt sur le site même de la centrale ou à proximité. Les combustibles nucléaires irradiés ne peuvent être transportés que si la centrale ne possède pas de capacités de décharge autorisées. Les entrepôts ne seront pas utilisés pour une décharge définitive. »

• L'épineuse question des contrats de retraitement avec la France

Le retraitement des combustibles irradiés provenant des 19 centrales allemandes représente 20 % du chiffre d'affaires annuel de La Hague (13 milliards de francs en 1997). 40 % de la capacité de l'usine UP3 sont réservés aux électriciens allemands. Le flux de combustibles allemands retraités à La Hague atteint donc de 200 à 250 tonnes par an. Le total cumulé atteint 3 552 tonnes. La réexpédition des déchets de retraitement est lente. 84 fûts seulement ont été renvoyés en Allemagne entre 1995 et 1998 par Cogema, du fait de lenteurs administratives tant du côté allemand que du côté français.

Les contrats initiaux sont en voie d'achèvement. D'autres ont été signés en 1990. Les contrats initiaux, signés à la fin des années 70 ont été exécutés à 80 % et devraient s'achever à la mi-2000. D'autres contrats ont été signés en 1990 pour la période 2000-2010 prévoyant non seulement le

¹⁰⁰ Enerpresse n° 7201, 17/11/98

¹⁰¹ Tec : tonne équivalent charbon, unité permettant d'assimiler la production de lignite des Länder de l'Est à celle de charbon moyennant un coefficient de réduction.

¹⁰² AIE-OCDE, IEA Energy Technology R&D Statistics, 1974-1995, Paris, 1997.

¹⁰³ Le Monde 29/10/98.

retraitement de combustibles irradiés mais aussi la fourniture de Mox. Par ailleurs, les contrats ont été « sécurisés ». Par des accords bilatéraux, les gouvernements se sont engagés à « ne pas faire obstacle à l'accès des électriciens allemands aux capacités de retraitement de La Hague, ni au transport ni au retour des combustibles usés ».

- ***Les conséquences énergétiques d'un retrait rapide du nucléaire en Allemagne***

L'abandon du nucléaire sous de brefs délais en Allemagne est un objectif interne qui interfère avec la diminution d'un quart des émissions de CO₂ entre 1990 et 2005 à laquelle l'Allemagne s'est engagée à Kyoto.

L'Allemagne tire du nucléaire 12% de son approvisionnement en énergie primaire. Mais l'Allemagne est aussi le cinquième émetteur de CO₂ de la planète avec 0,9 milliard de tonnes en 1995, soit 10,96 tonnes par habitant¹⁰⁴. Il s'agit donc à la fois de remplacer le nucléaire et d'atteindre les objectifs de Kyoto.

On peut noter que s'agissant de la réduction de ses émissions de CO₂, l'Allemagne tira un bénéfice important du remplacement ou de la modernisation des usines des Länder de l'Est.

L'Institut allemand pour le climat, l'environnement et l'énergie a imaginé un ensemble de mesures contraignantes¹⁰⁵, pour atteindre l'objectif d'un retrait rapide du nucléaire. En voici la liste.

La production d'électricité devrait être diminuée de 15 % grâce à des économies massives. Il faudrait également construire des centrales à cycle combiné au gaz à hauteur d'une capacité installée de 10 000 MWe. Les éoliennes devraient progresser de 2 600 MWe à 8 330 MWe. Les centrales thermiques classiques utiliseraient une combinaison de charbon et de biomasse. Les autres énergies renouvelables devraient également être renforcées.

3. Le coût d'un éventuel abandon du nucléaire

- ***La rente électronucléaire des compagnies d'électricité allemande***

Parmi les obstacles à un abandon rapide du nucléaire en Allemagne, figurent bien évidemment les 40 000 emplois du secteur. A titre d'exemple, Siemens KWU emploie 4 500 personnes et a un chiffre d'affaires annuel de 2 milliards de marks, dont le nucléaire représente 20 %.

Selon les compagnies d'électricité, les installations les plus récentes datent de 1988 et 1989. Avec une durée de vie de 40 à 45 années, elles pourraient prétendre à vivre jusqu'en 2028.

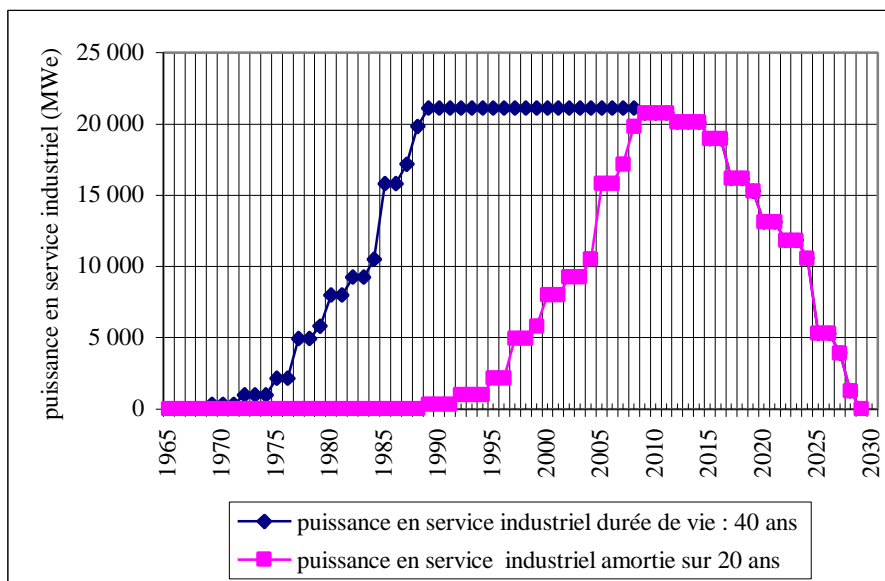
La figure suivante représente au cours du temps d'une part l'évolution de la puissance nucléaire installée en fonction d'une hypothèse de durée de vie de 40 ans et d'autre part l'évolution de la puissance nucléaire installée amortie, en prenant comme hypothèse une durée d'amortissement de 20 ans.

On voit bien que le parc électronucléaire allemand entre, en cette fin des années 1990, dans sa période de rentabilité maximale. L'abandon précipité du nucléaire priverait les compagnies d'électricité allemandes, au demeurant privées, d'une source de revenus considérables. Plus la date de sortie est proche et plus le manque à gagner pour ces sociétés est important.

¹⁰⁴ Par comparaison, les chiffres de la France sont les suivants : 0,4 milliard de tonnes de CO₂, soit 6,34 tonnes par habitant

¹⁰⁵ Süddeutsche Zeitung 27/10/98

Figure : Evolution de la puissance électronucléaire en service industriel en Allemagne (durée de vie : 40 ans) et des capacités amorties sur 20 ans



- **Une rente électronucléaire de plusieurs centaines de milliards de francs selon les hypothèses**

La question de la rapidité de sortie du nucléaire est une question stratégique sur le plan financier pour les compagnies d'électricité allemande.

Selon certaines sources, les compagnies d'électricité auraient proposé que d'ici à l'an 2020, le dernier réacteur allemand soit arrêté. L'industrie affirme pourtant maintenir sa position selon laquelle les centrales nucléaires pourront être exploitées pendant 40 ans, les temps de révision étant décomptés, ce qui veut dire que la date de la dernière mise hors service intervienne après 2030¹⁰⁶.

Dans les années à venir seuls les vieux réacteurs d'Obrigheim mis en service en 1969, de Stade, mis en service industriel en 1972 et de Biblis A mis en service en 1975 pourraient être arrêtés.

Connaissant les dates de mise en service des différentes tranches, il est possible de faire une estimation de la rentabilité du parc allemand considéré dans son ensemble. Le tableau ci-après montre le « *cash flow* » que ce parc peut dégager, pour plusieurs marges sur le kWh et plusieurs taux d'actualisation.

Tableau : cash flow en milliards de francs sur l'exploitation des 19 réacteurs allemands, dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans et d'un amortissement en 20 ans¹⁰⁷

taux d'actualisation	0 %	5 %	8 %	12 %
marge : 10 cF / kWh	297	179	141	108
marge : 15 cF / kWh	446	268	211	163

Les compagnies d'électricité ont par ailleurs estimé à 100-200 milliards de marks le coût d'un renoncement précipité au nucléaire. On voit que cette estimation est parfaitement justifiée et ne procède pas d'une simple posture de négociation.

¹⁰⁶ Süddeutsche Zeitung 22/12/98

¹⁰⁷ Hypothèses : durée annuelle de fonctionnement : 6 000 heures ; durée de vie : 40 ans ; durée d'amortissement : 20 ans

C'est tout le fruit de l'investissement réalisé sur vingt années, de 1969 à 1989, qui pourrait être annulé par une sortie rapide du nucléaire.

- ***5 ans pour les Verts, plus de 30 ans pour les industriels : 20 ans pour le Chancelier Schröder ?***

Greenpeace Allemagne estime que l'abandon du nucléaire pourrait être réalisé en 5 à 6 ans, sans manque d'électricité, grâce à la construction dans l'intervalle d'autres centrales non-nucléaires. Les Verts quant à eux estiment possible d'en avoir fini avec l'atome d'ici à 2004.

Les industriels seraient prêts au compromis à condition qu'on les laisse exploiter leurs centrales encore rentables pendant une quarantaine d'années, faute de quoi ils demanderaient une indemnisation.

Le chancelier Schröder pourrait quant à lui consentir un délai supérieur à 20 ans, à condition que les industriels fassent une croix sur toute demande de dédommagement ¹⁰⁸.

Les enjeux économiques sont énormes. C'est en réalité l'avantage de parvenir à un parc amorti qui est en cause.

4..... Les autres évaluations du coût de sortie du nucléaire en Allemagne

Selon une étude publiée en décembre 1998 et réalisée pour le compte de l'industrie ¹⁰⁹, un abandon précipité du nucléaire, c'est-à-dire dans les 5 années à venir, coûterait 88 milliards de marks aux exploitants ¹¹⁰ et 150 000 emplois, sans parler de l'envolée des émissions de CO₂, ni du coût des énergies de substitution.

Le surcoût de 88 milliards de marks s'étalerait jusqu'en 2030. 150 000 emplois disparaîtraient entre 2017 et 2026 à cause du renchérissement du prix de l'énergie mais de nouveaux emplois se créeraient par la suite.

Ce surcoût est calculé par rapport à un scénario de référence dans lequel le parc nucléaire serait non seulement entretenu mais aussi, selon les besoins, renouvelé. En fait ce surcoût est nettement plus important jusqu'en 2023 : 122 milliards de marks (409 milliards de francs). Entre 2024 et 2030, le scénario de référence coûterait plus cher (441 milliards de marks soit 1477 milliards de francs) que l'abandon du nucléaire (407 milliards de marks soit 1360 milliards de francs). Après cette date, quelque 34 milliards de marks pourraient toutefois être récupérés sur 7 ans, à la suite notamment de l'abandon de nouvelles tranches nucléaires.

Les émissions de CO₂ passeraient à 1,85 milliard de tonnes de CO₂ par an, soit le double des niveaux actuels d'ici à 2004. Les émissions de CO₂ augmenteraient ensuite de 35 % entre 2005 et 2010.

En tout état de cause, un court délai de 5 ans imposerait de recourir aux énergies fossiles, en construisant des installations dont la durée de vie sera de 30 à 40 ans. La situation serait dès lors gelée, gênant le développement des énergies alternatives

Un chiffrage complet du coût de l'abandon du nucléaire en Allemagne semble rester à faire. Il s'agit non seulement d'intégrer l'indemnisation éventuelle des compagnies d'électricité mais aussi

¹⁰⁸ * selon la Frankfurter Allgemeine Zeitung du 21/12, G

¹⁰⁹ Etude réalisée par un économiste de Brême, W. Pfaffenberger, et citée par AFP 16/12/98, Les Echos et La Tribune 17/12/98.

¹¹⁰ Soit 295 milliards de francs au cours de 1DM = 3,35 F

de tenir compte du coût des investissements de remplacement, des coûts sociaux et des éventuels coûts additionnels sur l'environnement.

C. La rente nucléaire française et l'avenir d'EDF

Dans son document d'octobre 1998 exposant sa stratégie pour EDF, document intitulé « *Vers le client, le compte à rebours européen* », le Président d'EDF, M. F. Roussely indiquait que la production d'électricité nucléaire représente près de la moitié de la valeur ajoutée de l'entreprise et les trois quarts de sa capacité d'autofinancement. Cela « *constitue pour deux décennies notre principal avantage. Patrimoine essentiel d'EDF, il l'est aussi pour la Nation* ».

Actif industriel de quelques 280 milliards de francs, le parc nucléaire n'est pas seulement un patrimoine. Les réacteurs nucléaires en service en France vont devenir dans les années qui viennent, une source de bénéfices importants.

D'ores et déjà, il est possible d'en estimer l'ordre de grandeur et utile d'examiner les utilisations possibles au service de la Nation.

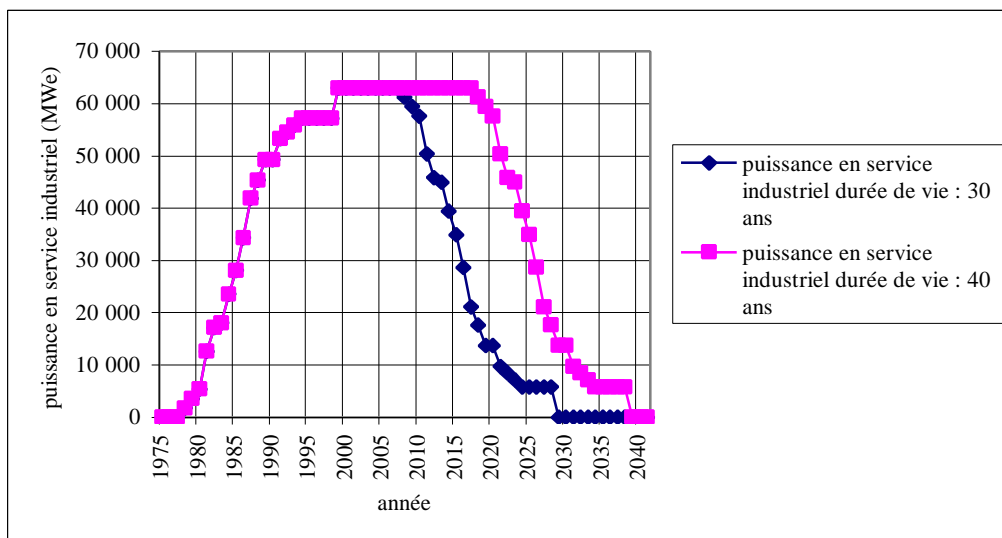
1. Le parc électronucléaire français bientôt amorti comptablement et économiquement

En 25 ans, la France a su construire un parc électronucléaire de 63 GWe capable de lui apporter plus du tiers de son approvisionnement en énergie primaire. Dans le même intervalle de temps, le pays perdra cet source en cas de non renouvellement du parc, en temps et en heure.

- **la disparition possible en 25 ans de 37,7 % des ressources en énergie primaire**

La figure suivante décrit la montée en puissance du parc et sa future décroissance, selon que sa durée de vie sera de 30 ou de 40 ans. Selon la doctrine de la DSIN, chaque réacteur fera l'objet d'autorisations spécifiques de prolongation de la durée de vie nominale de 30 ans. La courbe réelle sera donc probablement entre les deux extrêmes représentés sur le graphique ci-après, le choix entre trente et quarante ans jouant un rôle crucial.

Figure : montée en régime et décroissance du parc électronucléaire français actuel



- **La prolongation de la vie des réacteurs : un enjeu considérable**

De nombreux réacteurs américains mis en service plus tôt qu'en France, ont dépassé les 30 ans d'activité. De nombreux autres pays envisagent des durées de vie largement supérieures. Ainsi le Japon envisage des durées de vie de 60 ans pour certains de ses réacteurs en fonctionnement. La Suisse vient de prolonger de 15 ans la vie de certains de ses réacteurs qui commencent à arriver dans la zone des 30 à 40 ans.

EDF essaie actuellement de mettre au point des méthodes d'analyse des cuves de ses réacteurs à eau pressurisée. L'objectif est d'en démontrer la sûreté à l'horizon d'une cinquantaine d'années de fonctionnement¹¹¹. Les difficultés à surmonter seront nombreuses : il faut pratiquer des analyses in situ, non destructrices et suffisamment fines pour détecter des micro-fissures pouvant apparaître dans le métal du fait de la fluence des neutrons. Mais grâce à l'optimisation de l'architecture des cœurs et de la gestion des combustibles, la fluence réelle est très largement inférieure aux spécifications ($7,3 \cdot 10^9$ neutrons par cm^2).

La probabilité d'une durée de vie allant jusqu'à 40 ans, en respectant toutes les conditions de sûreté imposée par l'autorité de sûreté, est donc forte. Un enjeu financier important est attaché à cet allongement.

L'âge moyen des réacteurs EDF étant de l'ordre de 14 ans, les premiers d'entre eux commencent à dégager un « *cash flow* » substantiel, du fait d'un amortissement dégressif sur 30 ans

Le cash flow engendré par l'ensemble du parc des réacteurs nucléaires sera considérablement accru si la durée de vie atteint 40 ans. Dix années de vie supplémentaires du parc représentent un « *cash flow* » cumulé compris entre 100 et 150 milliards de francs suivant les hypothèses de calcul

Au demeurant, c'est la Nation toute entière qui a vocation à bénéficier de la rente dégagée par un parc électronucléaire en voie d'amortissement dans lequel elle a investi.

2. Les différentes affectations possibles pour les liquidités générées par les tranches amorties

La première utilisation de l'accroissement de la marge d'exploitation provenant de la fin de l'amortissement est la diminution de l'endettement. La dette financière d'EDF s'élevait au 31 décembre 1997 à 136,9 milliards de francs, contre 144,2 fin 1996 et 159,5 fin 1995.

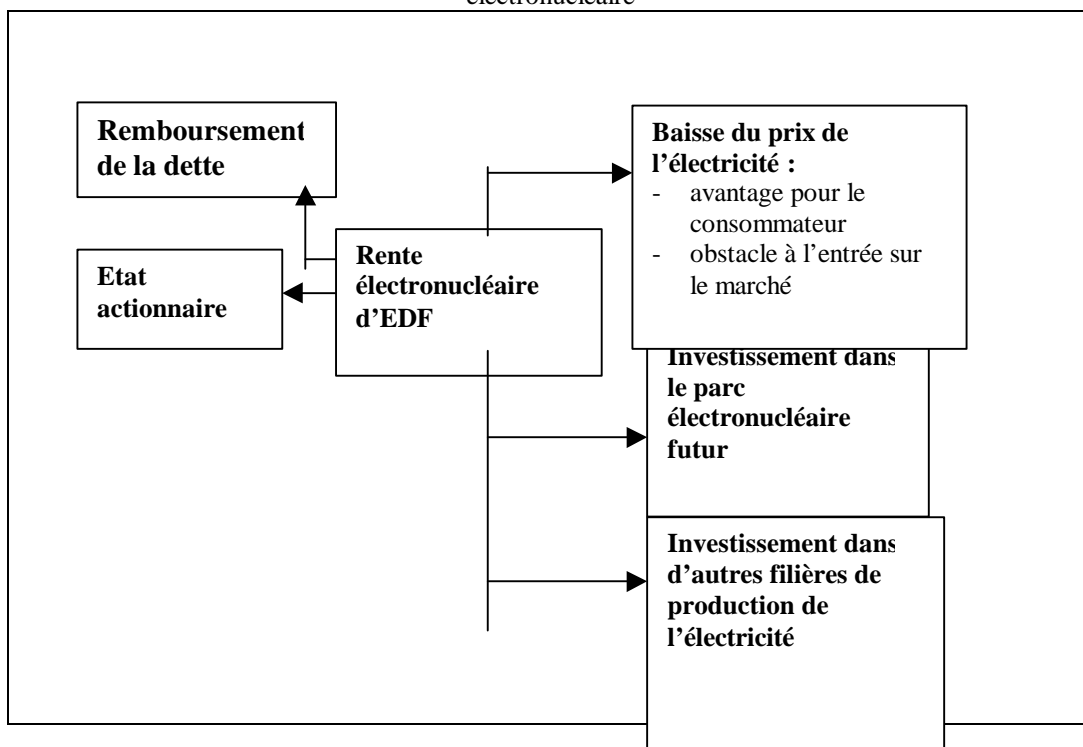
Le remboursement de la dette a permis un allègement sensible des charges financières et d'exploitation, qui ne représentaient plus que 3,31 milliards de francs, fin 1997, contre 9,19 milliards de francs fin 1993 et 25,84 fin 1985.

Le même mouvement sera profitable à l'avenir et pourra être accéléré.

La deuxième utilisation possible de l'amélioration de la capacité d'autofinancement pourra bien entendu être la rémunération de l'Etat actionnaire. Toutefois, les dividendes versés à l'Etat ne devront pas compromettre le renouvellement du parc.

¹¹¹ Nucleonics Week, n°39-40, 1/10/98.

Figure : Catégories d'utilisation des bénéfices cumulés provenant de l'exploitation du parc électronucléaire



La troisième utilisation a trait à la constitution de fonds destinés à permettre la couverture de charges futures fatales.

La quatrième utilisation est celle du financement des investissements.

3. Un investissement souhaitable, dans le lancement d'une tête de série EPR

Le tableau de financement d'EDF en 1997 décrit ci-après, montre que les investissements ont représenté 54 % des ressources.

Figure : Tableau de financement d'EDF - Emplois

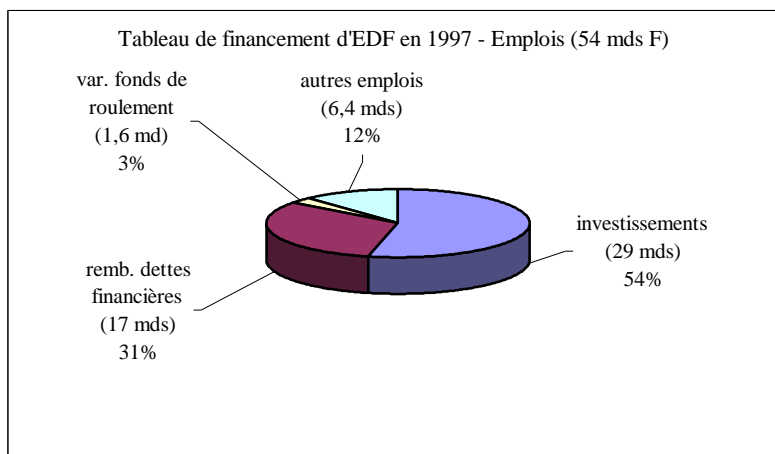
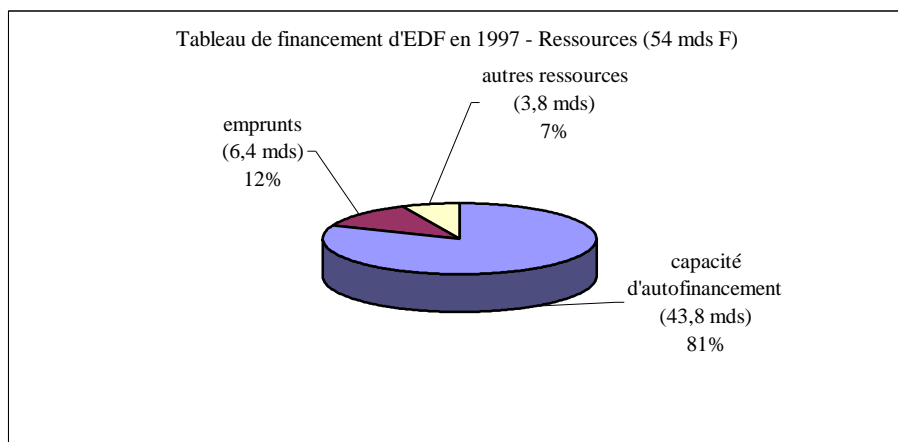


Figure : Tableau de financement d'EDF - Ressources



Le tableau retraçant la répartition de ces investissements depuis 1993 montre que la part du parc électronucléaire n'est pas prépondérante.

Tableau : Evolution des investissements d'EDF depuis 1993 ¹¹²

milliards de francs courants hors taxe	1993	1994	1995	1996	1997
parc électronucléaire de production d'électricité	7,5	7,9	7,7	7,7	5,2
autres moyens de production d'électricité	2,2	1,8	2,0	1,9	1,7
réseau de transport haute tension	6,5	5,9	5,2	5,7	4,7
réseau de distribution	15,6	15,4	15,3	14,1	13,4
autres	1,1	4,1	5,3	6,7	4,0
total	32,9	35,1	35,5	36,1	29,0

Les investissements dans le parc de production d'électricité – au total 6,9 milliards de francs en 1997, soit 23,8 % du total – apparaissent peser nettement moins sur les comptes de l'entreprise que ceux dans le réseau de transport et de distribution – au total 18,1 milliards de francs en 1997, soit 62,4 % du total.

S'agissant du parc électronucléaire, la tendance est à une diminution rapide des investissements, le programme de construction de réacteurs du palier N4 touchant à sa fin avec la mise en service des tranches de Civaux.

Pour être possible le moment venu, le renouvellement de ce parc par du nucléaire doit être préparé.

A cet effet, c'est la construction d'une tête de série du réacteur du futur EPR qui doit désormais être inscrite à l'ordre du jour d'EDF.

Même si l'introduction de la concurrence crée une incertitude notable sur les recettes, la capacité d'autofinancement d'EDF – 43,8 milliards de francs en 1997 – paraît appelée à augmenter fortement dans les années à venir. Il paraît donc possible et souhaitable pour peu que l'Etat n'accroisse pas sa rémunération d'actionnaire et accorde une aide limitée, EDF investisse dans la construction d'un prototype du réacteur du futur EPR.

¹¹² Rapport d'activité 1997 d'EDF.

4. La rente électronucléaire, une raison de plus pour que EDF reste une entreprise publique

Le jargon financier qualifie les investissements amortis et dont l'exploitation est rentable de « *vache à lait* ». C'est exactement ce que va devenir le parc électronucléaire français dans les années à venir.

La Suède depuis 1980 et l'Allemagne depuis 1998 mesurent la difficulté d'abandonner un outil de production payé, rentable, et permettant de fournir de l'électricité à un prix compétitif, avec une stabilité des prix à long terme et une sécurité d'approvisionnement quasiment totale.

Il importe que la France touche les dividendes de sa politique d'équipement des années 1980 en optimisant ses réacteurs nucléaires sur tous les plans – régularité de fonctionnement, extension de la durée de vie, sûreté d'exploitation, limitation des rejets dans l'environnement –.

Il importe aussi que ce soit la collectivité qui bénéficie des retombées de cet investissement. Collectivité nationale entendue comme la Nation et non pas comme la collectivité des actionnaires français ou étrangers.

En conséquence, la privatisation d'EDF ne peut en aucun cas être envisagée, dans les prochaines années aussi bien qu'à l'horizon des années 2020-2030.

C'est la Nation qui doit tirer les bénéfices de la rente électronucléaire pour toute la durée de vie du parc électronucléaire et non une catégorie sociale particulière, celle des détenteurs d'actions en l'occurrence, et ce quels qu'ils soient, groupes privés ou fonds de pension français ou étrangers.

CHAPITRE II : POUR DE NOUVELLES INSTALLATIONS, LES ANALYSES TRADITIONNELLES CONCLUENT A LA CONVERGENCE DES COÛTS DES DIFFERENTES FILIERES MAIS AVEC DES BIAIS METHODOLOGIQUES..... 111

I. LA CONVERGENCE DES COMPETITIVITES SELON LES ETUDES RECENTES DE L'ADIGEC, DE L'AEN-OCDE ET D'EDF	113
A. <i>Le convergence des coûts des nouveaux équipements selon la Digec</i>	114
B. <i>Les principaux résultats de l'étude de l'AEN/AIE-OCDE</i>	118
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
C. <i>Les évaluations d'EDF</i>	133
II. LES DIFFICULTES METHODOLOGIQUES DE LA COMPARAISON DES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	139
A. <i>La question centrale du taux d'actualisation</i>	141
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. <i>Les biais méthodologiques résultant des inégalités de contrainte réglementaire pesant sur les différentes filières, en particulier sur l'aval du cycle</i>	151
C. <i>La myopie des méthodes de choix d'investissement</i>	153
III. LES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE : REEXAMEN DES COÛTS ET PERSPECTIVES.....	155
A. <i>Le nucléaire : des coûts correctement évalués et des perspectives encourageantes</i>	161
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. <i>Les turbines et les cycles combinés à gaz</i>	190
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
C. <i>La cogénération</i>	202
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
D. <i>Les piles à combustible</i>	215
E. <i>Le charbon propre, une technologie d'avenir pour les pays producteurs</i>	221
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
F. <i>L'hydraulique</i>	239
G. <i>Les énergies nouvelles renouvelables, bientôt compétitives dans certaines niches</i>	240
1. L'éolien	240

- III -

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 ¹¹⁵. 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.

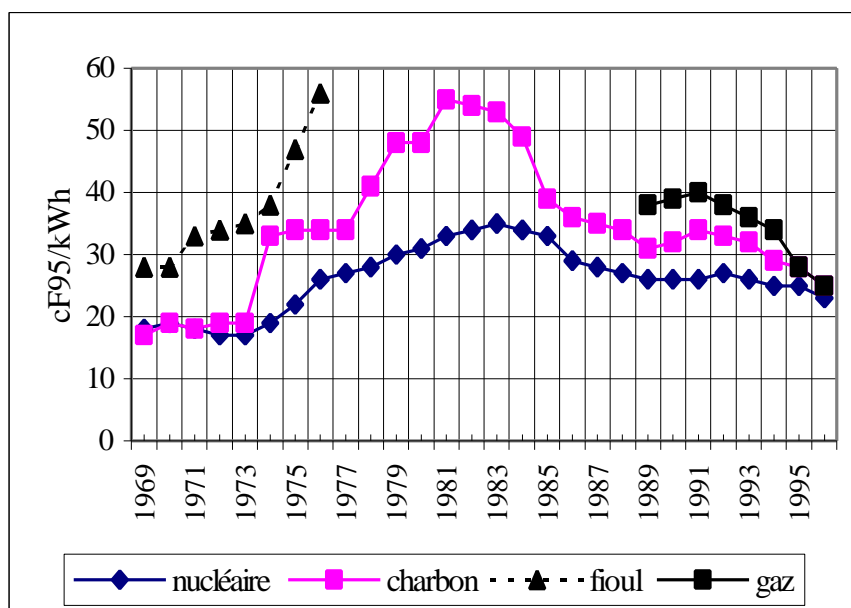
¹¹⁵ Dans l'hypothèse où les temps d'arrêt pour maintenance et révision ne seraient pas décomptés.

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 – ¹¹⁶



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.

¹¹⁶ 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.

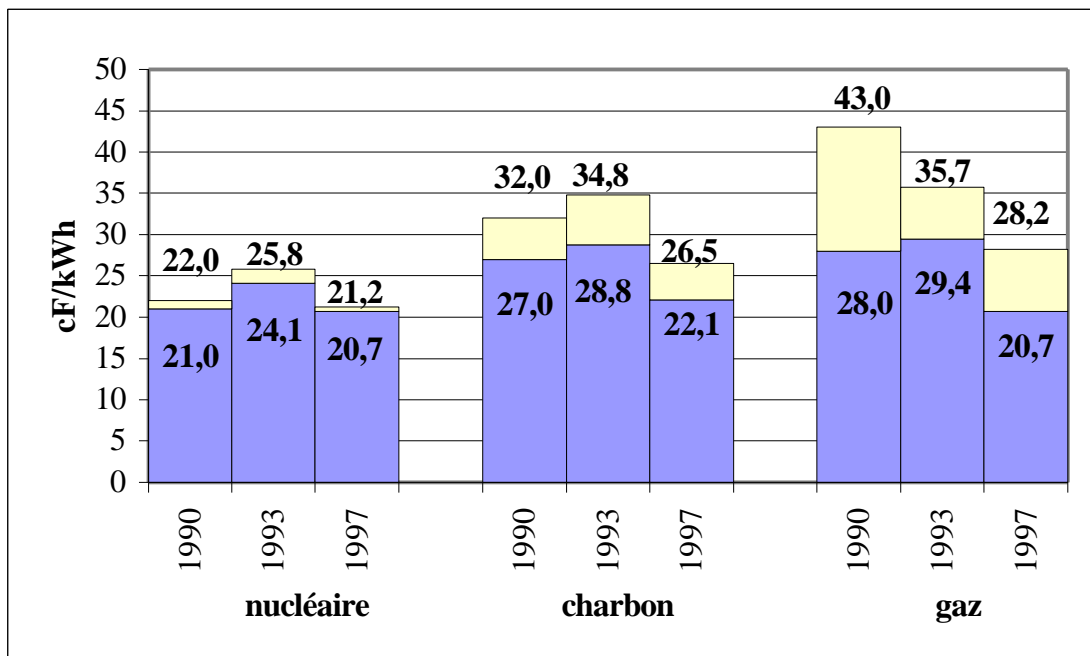
Ce document, qui a été publié également en 1990 et 1993, permet de vérifier sur des bases très précises la convergence des coûts de production du kWh.

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 base¹¹⁷



¹¹⁷ 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
scénario haut	1 US\$ = 6,5 F	<ul style="list-style-type: none"> hausse jusqu'à 30 US\$/bl en 2010 stabilité au-delà 	<ul style="list-style-type: none"> hausse jusqu'à 3,9 US\$/MBtu en 2019 stabilité au-delà 	50 US\$/t CIF
scénario médian		<ul style="list-style-type: none"> hausse jusqu'à 24 US\$/bl en 2005 stabilité au-delà 	<ul style="list-style-type: none"> hausse jusqu'à 3,3 US\$/MBtu en 2005 stabilité au-delà 	
scénario bas	1 US\$ = 5 F	<ul style="list-style-type: none"> stabilité à 17 US\$/bl (hypothèse la plus probable) 	<ul style="list-style-type: none"> stabilité à 2,7 US\$/Mbtu scénario « bulle gazière » : <ul style="list-style-type: none"> déconnexion des prix du gaz /prix du pétrole baisse du prix à 2 US\$/MBtu en 2000 stabilité à ce prix jusqu'en 2010 ensuite remontée à 3,3 US\$/MBtu en 2015 et stabilité au-delà 	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 ¹¹⁸
fabrication	2000 F/kg Uenrichi

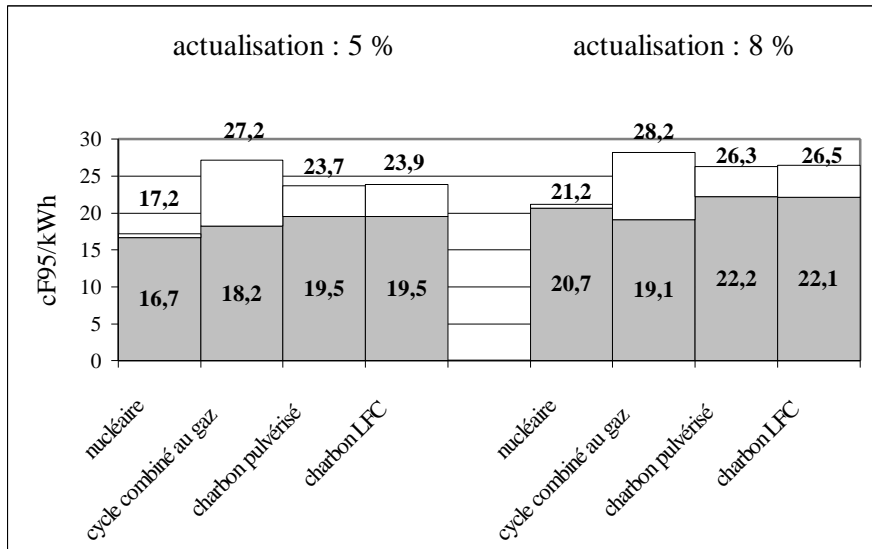
• **Les coûts de production pour de nouveaux équipements**

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.

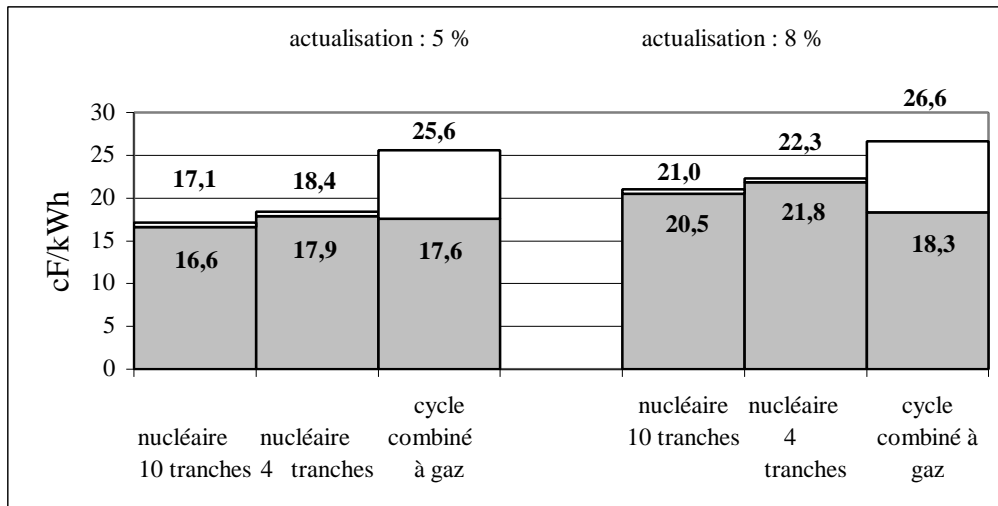
¹¹⁸ UTS :unité de travail de séparation isotopique

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 ¹¹⁹
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"> • nucléaire : ± 20-50 % • gaz : ± 3 % • charbon : ± 11 % 	<ul style="list-style-type: none"> • uranium (± 5 US\$/lb U3 O8) : ± 0,2 – 0,26 • enrichissement (± 100 F /UTS) : ± 0,2 • fabrication (1 000 F/kg U) : ± 0,2 	<ul style="list-style-type: none"> • prix frontière du gaz (± 0,1 US\$/MBtu) : ± 0,40-0,50 	<ul style="list-style-type: none"> • prix CIF du charbon (± 5 US\$/t) : ± 0,8-1,1

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.

¹¹⁹ 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^{120, 121}.

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 %.

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

¹²¹ 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 suivant¹²².

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.

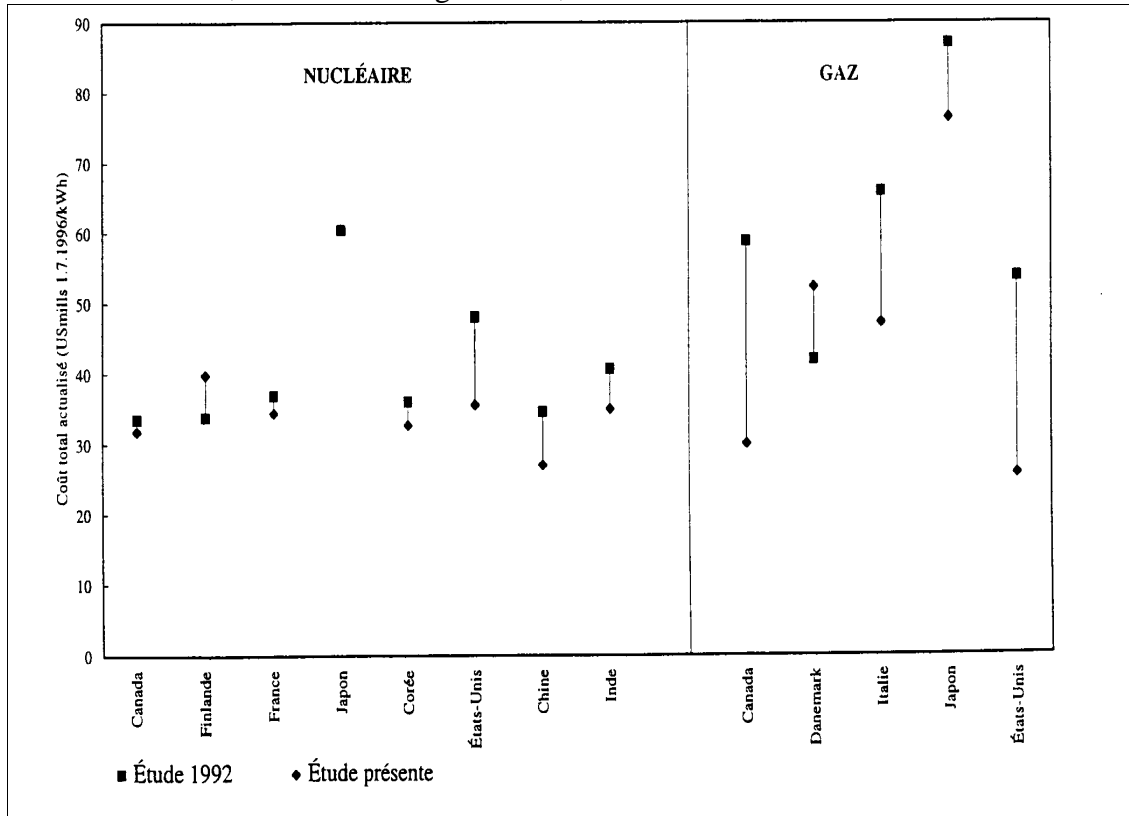
Des progrès de compétitivité sont enregistrés par tous les pays et pour toutes les filières, deux exceptions près. Il s'agit du nucléaire pour la Finlande et du gaz pour le Danemark. Ces exceptions sont liées à l'évolution de la réglementation.

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 %.

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

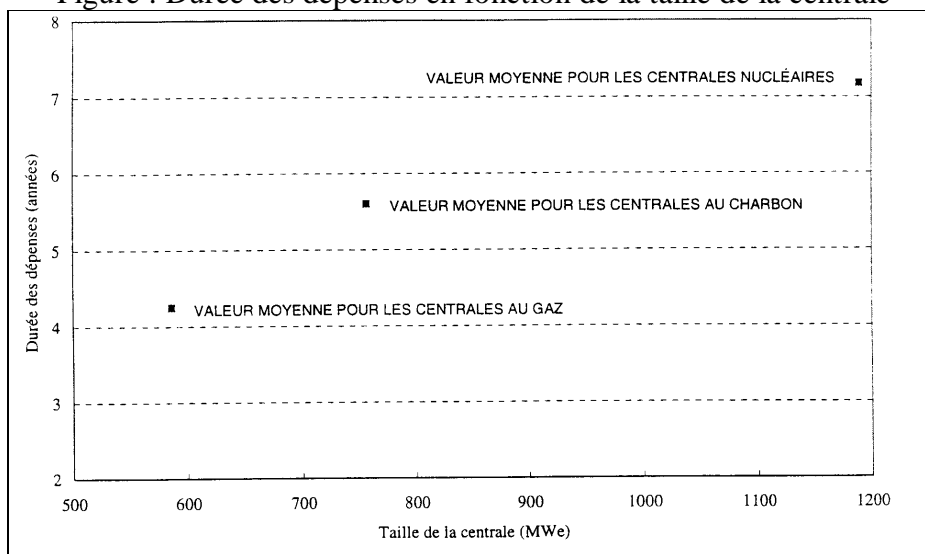
Figure : Evolution à la baisse entre 1992 et 1997 des coûts prévisionnels de la production d'électricité à partir de nucléaire ou de gaz – taux d'actualisation : 5 %, facteur de charge : 75 %, durée de vie : 30 ans¹²³



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.

¹²³ 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 toutefois 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^{er} 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 ₂ 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^{er} 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 an¹²⁴

	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.

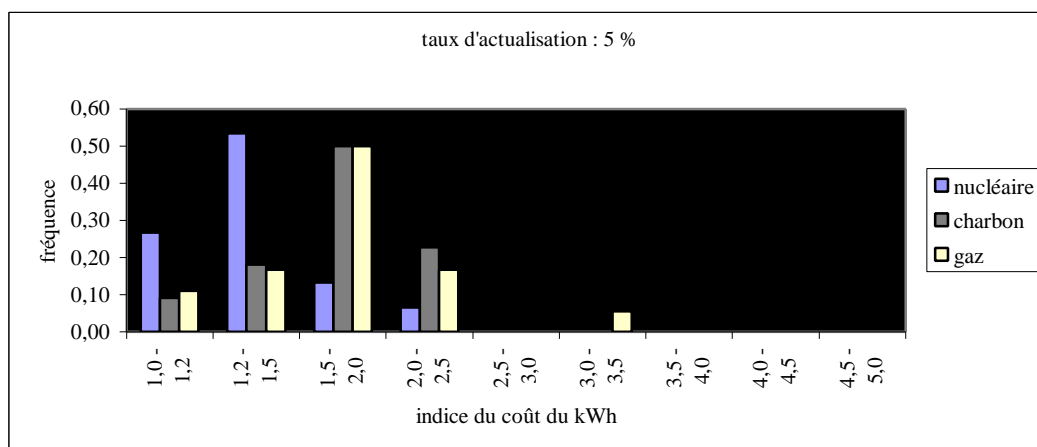
¹²⁴ millièmes de dollar du 1/7/1996 / kWh – 1 dollar = 5,1526 Francs français

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 kWh¹²⁵ 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.

¹²⁵ 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 an¹²⁶

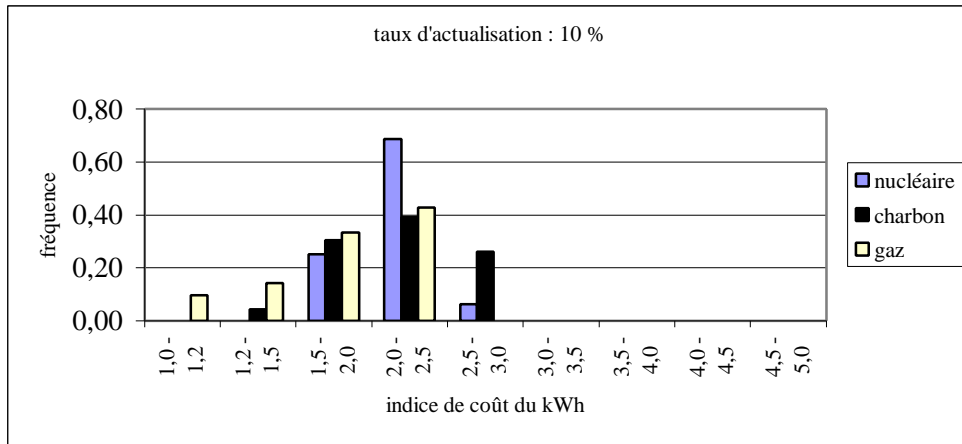
	nucléaire	charbon	gaz
1,0 ≤ <1,2			Etats-Unis US-G2 (23,60) : 1,01 Etats-Unis US-G1 (27,37) : 1,18
1,2 ≤ <1,5		Etats-Unis US-C1 (34,71) : 1,49	Brésil BR-G1 (32,73) : 1,41 Canada (33,04) : 1,42 Turquie (33,94) : 1,46
1,5 ≤ <2,0	Chine CN-N1 (39,01) : 1,68 Canada CA-N2 (39,56) : 1,70 Chine CN-N3 (44,37) : 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.

¹²⁶ 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 an¹²⁷

	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.

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

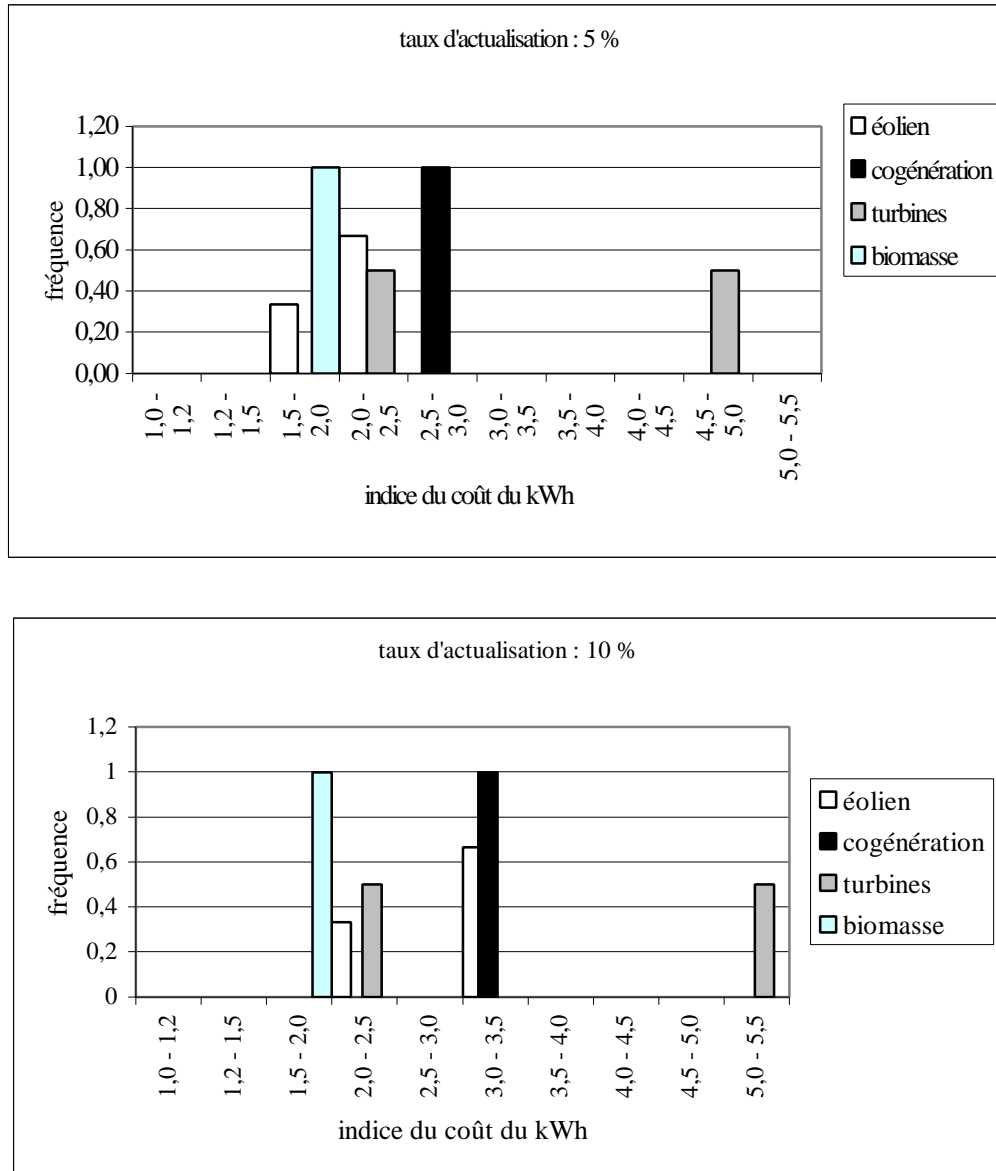
Tableau : Coûts prévisionnels de production du kWh calculés avec des hypothèses
génériques au taux d'actualisation de 10 % par an¹²⁸

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

¹²⁸ 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 capitalistiques 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.

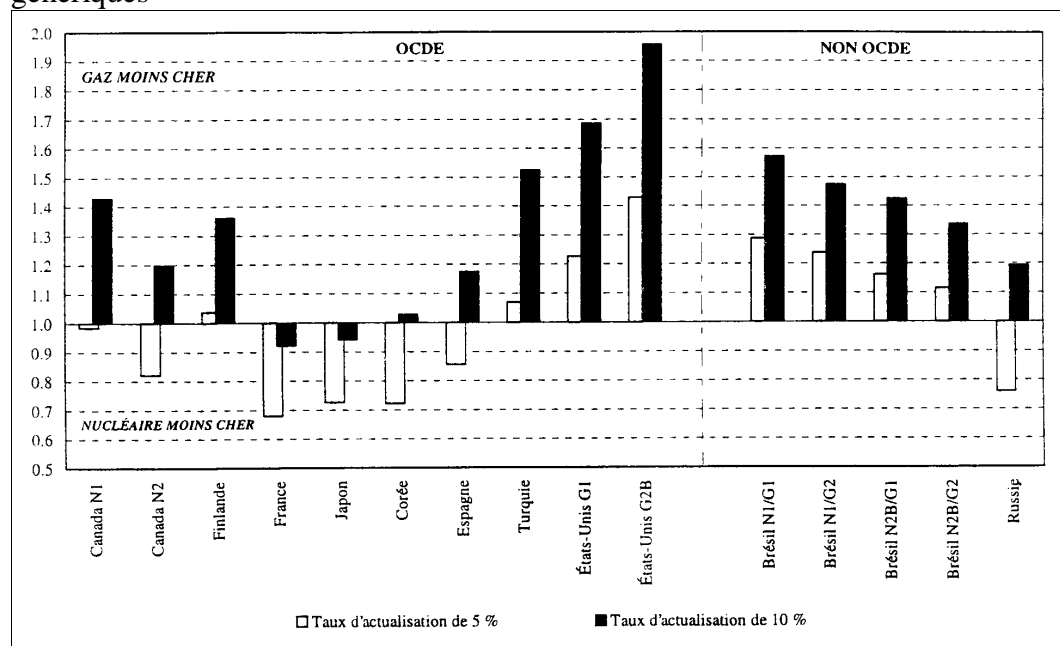
• *Le nucléaire compétitif avec un taux d'actualisation de 5 %*

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.

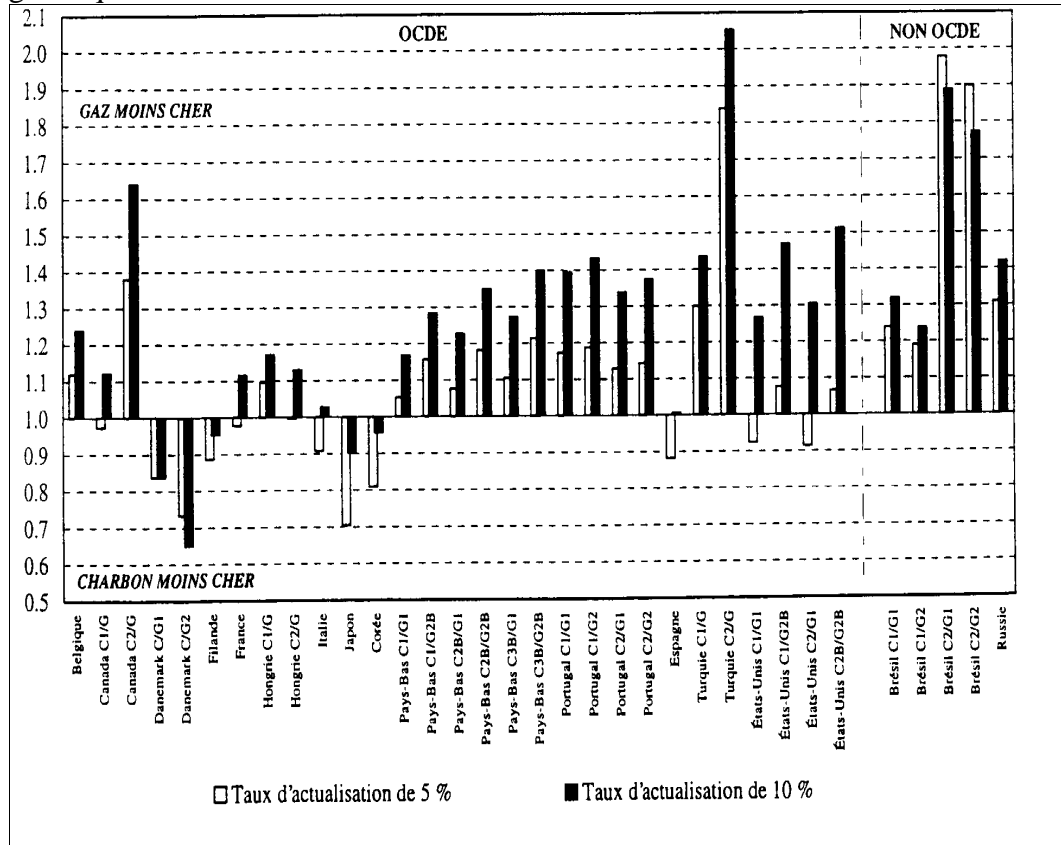
La figure suivante illustre ces résultats sur la base d'un ratio de coût de production nucléaire/gaz appliqué aux situations connues.

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



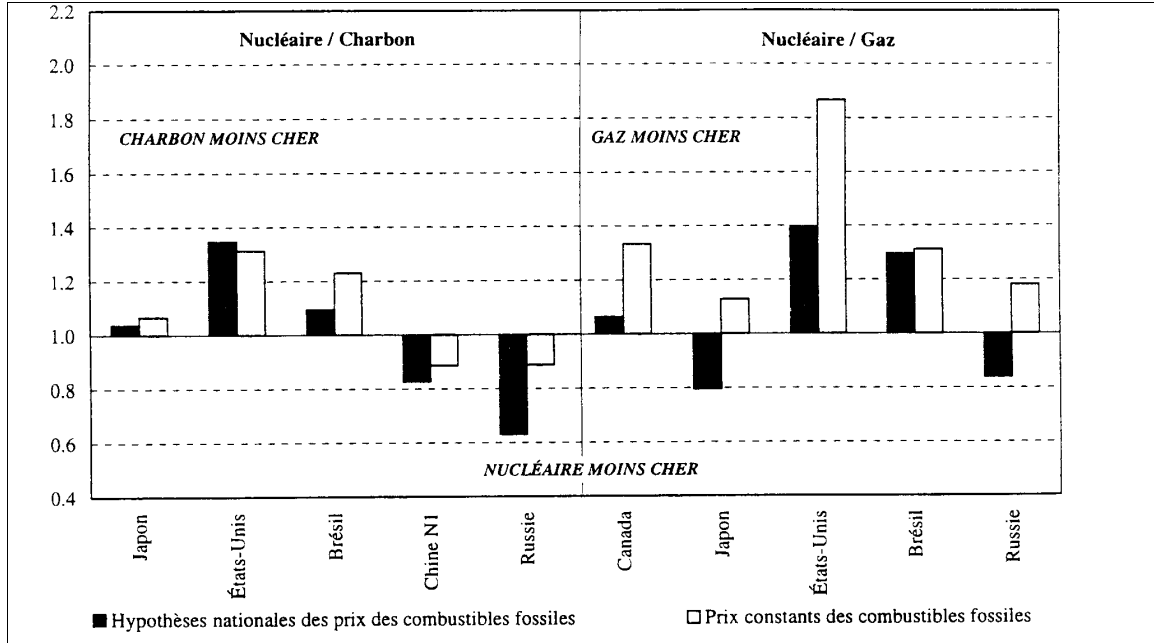
L'AEN/AIE-OCDE a également étudié la sensibilité des résultats obtenus aux hypothèses d'évolution du prix des combustibles fossiles. Ces hypothèses sont posées par les pays eux-mêmes.

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 %¹²⁹

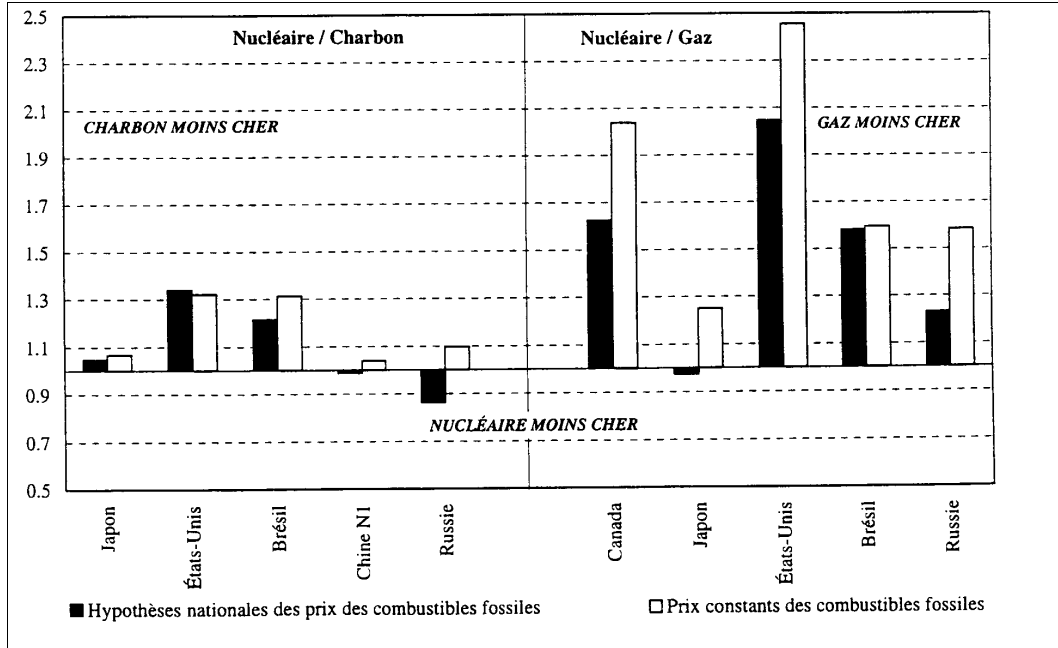


Avec un taux d'actualisation de 10 %, l'hypothèse de stabilité des prix du charbon efface l'avantage relatif du nucléaire en Russie et au Japon.

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.

¹²⁹ 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 %¹³⁰



- *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.

¹³⁰ 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

	EPR fin APD¹³¹ série de 10 tranches	Charbon	Cycle combiné à gaz nouveau
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 un 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.

¹³¹ 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 2000¹³².

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 Vivendi¹³³.

¹³² Enerpresse n° 7221, 15/12/98.

¹³³ 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 delà¹³⁴.

- ***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.

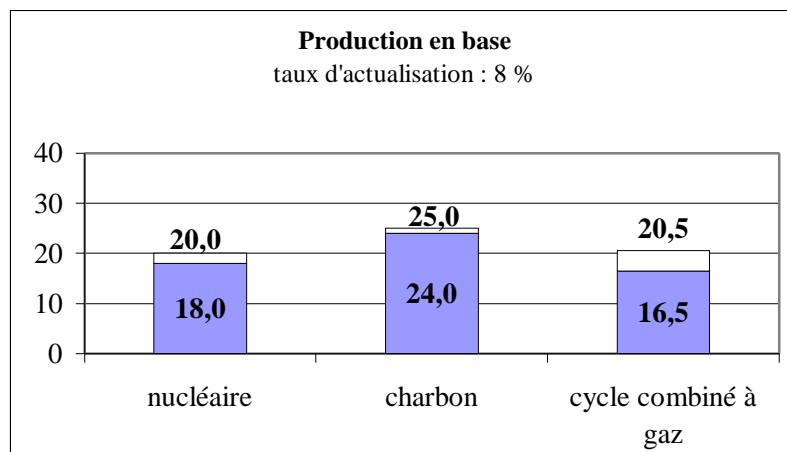
Tableau : Estimations par EDF des coûts du kWh pour de nouvelles installations en service industriel en 2005

2005	nucléaire		charbon		cycle combiné à gaz	
cF 1999 / kWh	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.

¹³⁴ 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 base¹³⁵ en 2005

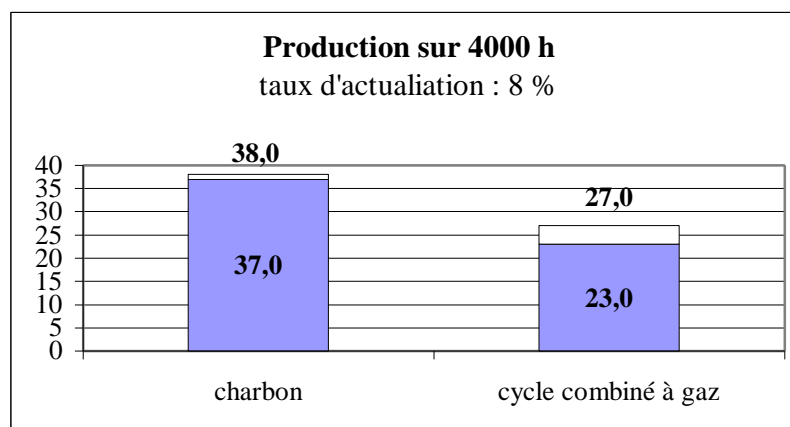


Dans le cas du fonctionnement en semi-base, le nucléaire est disqualifié d'office, compte tenu de l'importance des coûts d'investissement qu'il faut répartir sur un nombre de kWh le plus important possible.

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 base¹³⁶ en 2005



¹³⁵ Audition des représentants d'EDF 7 janvier 1999.

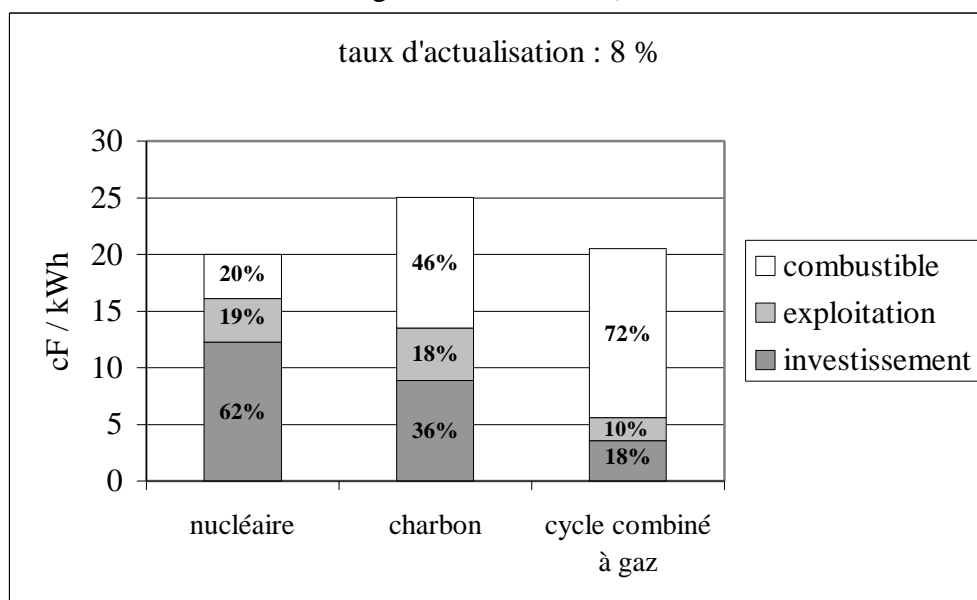
¹³⁶ Audition des représentants d'EDF 7 janvier 1999.

- *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 Digec 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 Rapporteurs¹³⁷, 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 clairs 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 ?

¹³⁷ EDF, audition 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 :

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

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 ans¹³⁸. Celle d'une centrale à cycle combiné au gaz est de 3 ans¹³⁹. Ceci veut dire que la centrale au gaz commence à produire dès la 4^{ème} année. Il faut attendre au contraire la 7^{ème} 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.

¹³⁸ 69 mois dans l'étude Digec 1997 pour le palier N4 2^{ème} train 1450 MWe.

¹³⁹ 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-OCDE¹⁴⁰, 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* »¹⁴¹.

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

¹⁴¹ 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'électricité¹⁴²

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.

¹⁴² 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

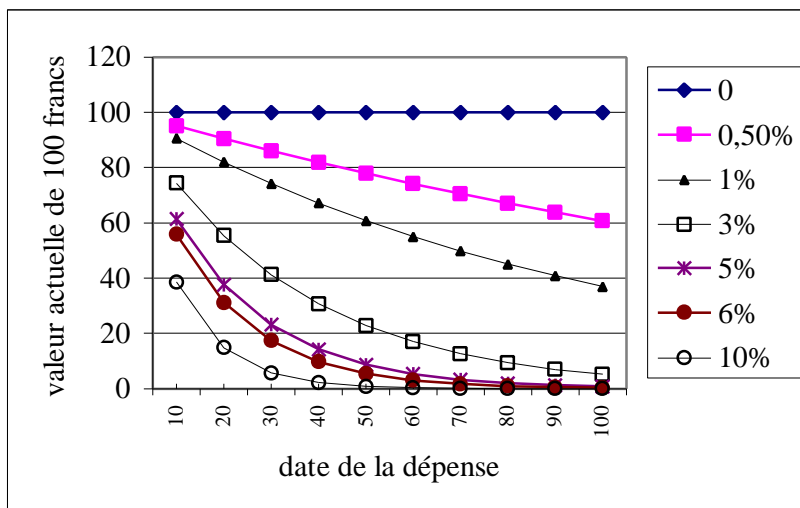


Tableau : Valeurs actuelles de dépenses à très long terme pour plusieurs taux d'actualisation

		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.¹⁴³

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

¹⁴³ 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 montant¹⁴⁴.

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 net r_{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

¹⁴⁴ 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 considérée 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 cancer¹⁴⁵. 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 :

¹⁴⁵ 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_{act} , est peu différent de r_{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_{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^{ème} 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 SO₂ ou les NO_x ne sont pas imputés au coût du kWh produit dans les centrales thermiques fonctionnant au charbon ou au gaz.

Les émissions de CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂ 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

catégorie	nucléaire	charbon	gaz
dépenses de recherche et développement	<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
coûts de l'aval du cycle	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 ₂ , NO _x et CO ₂ - cendres de charbon <i>non pris en compte</i>	coûts externes des rejets de NO _x et de CO ₂ : <i>non pris en compte</i>
démantèlement	- 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>
externalités positives	<ul style="list-style-type: none"> • impact sur la balance commerciale non pris en compte • impact sur l'emploi non pris en compte • impact sur la croissance économique et la compétitivité globale non pris en compte 		

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.

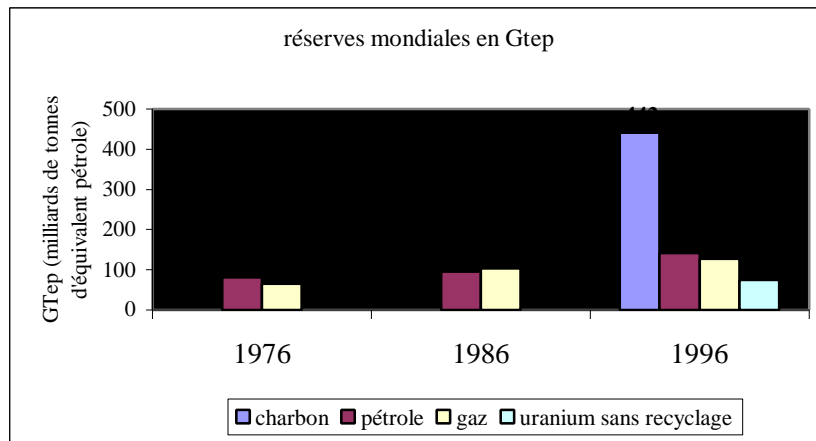
III. LES DIFFERENTES FILIERES DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE : REEXAMEN DES COÛTS ET PERSPECTIVES

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 1976¹⁴⁶



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

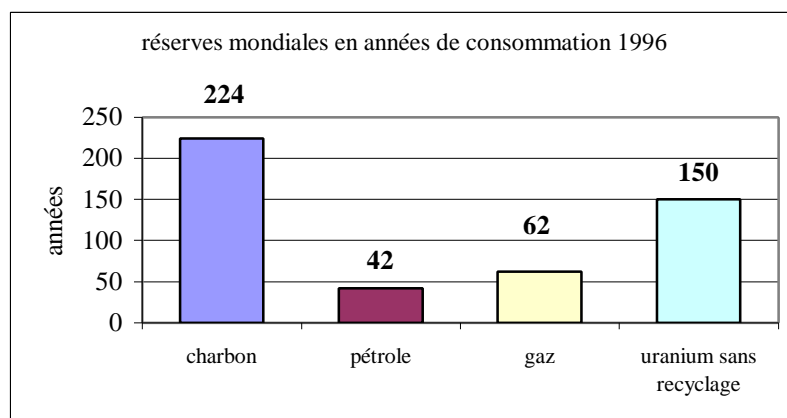
¹⁴⁶ Source : BP.

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^{147, 148}

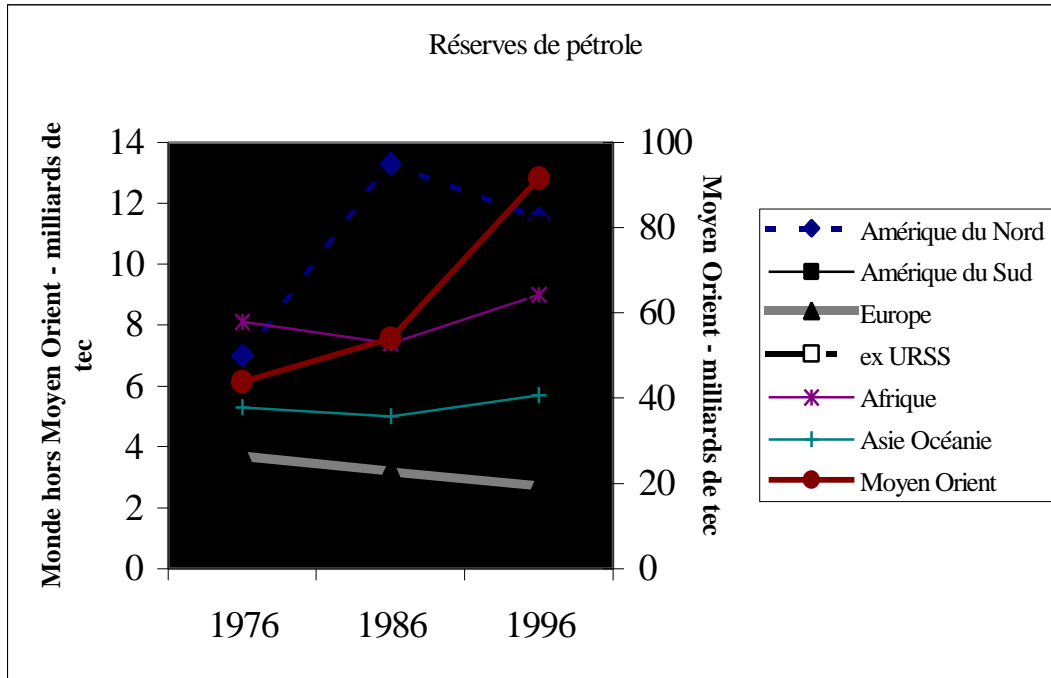


Dans cette prospective sur les ressources énergétiques à long terme, l'Union européenne n'apparaît pas bien placée. Le rythme de découverte des réserves d'hydrocarbures en Europe est en effet plus lent que celui de la consommation.

¹⁴⁷ Source : AIE-OCDE

¹⁴⁸ Source : CEA, SEE-DSE, janvier 1999

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

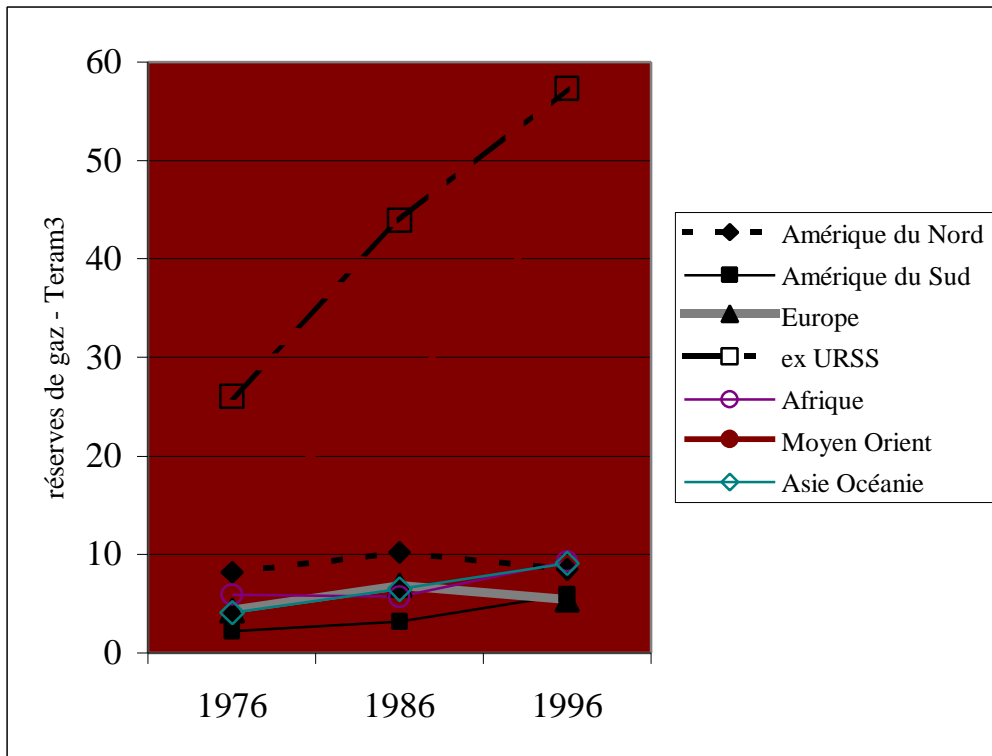


La position du Moyen Orient était en 1976 prédominante pour les réserves pétrolières, avec 54 % des réserves mondiales. Cette position s'est renforcée, puisque la part du Moyen Orient est passée à 65 % en 1996.

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.

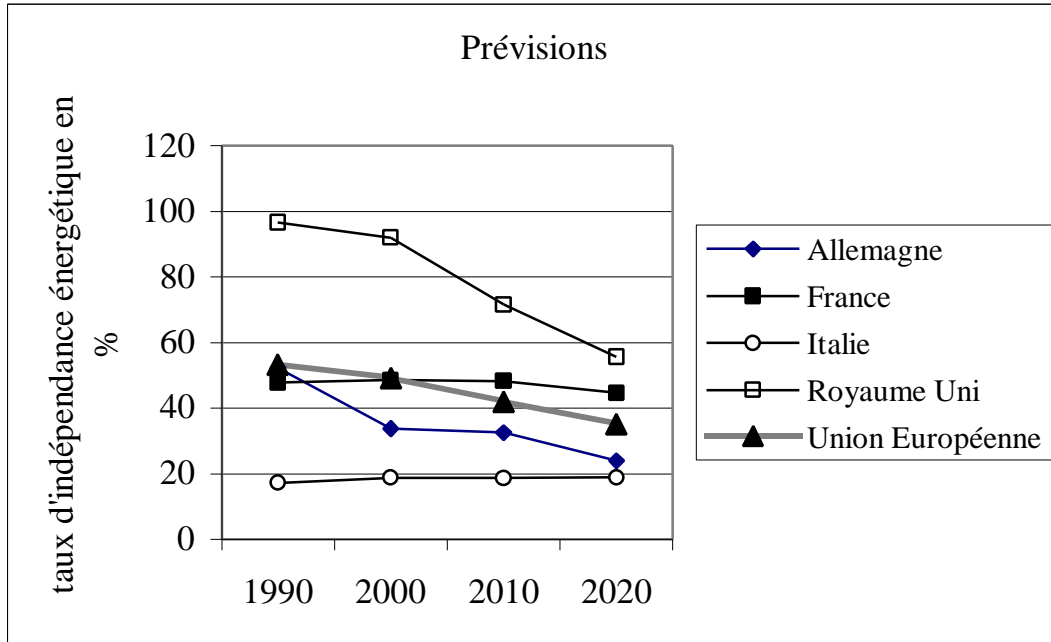
L'épuisement au début du siècle prochain des gisements de gaz de la mer du Nord contraindra l'Europe à se tourner vers des approvisionnements extérieurs.

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^{149, 150, 151, 152}



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.

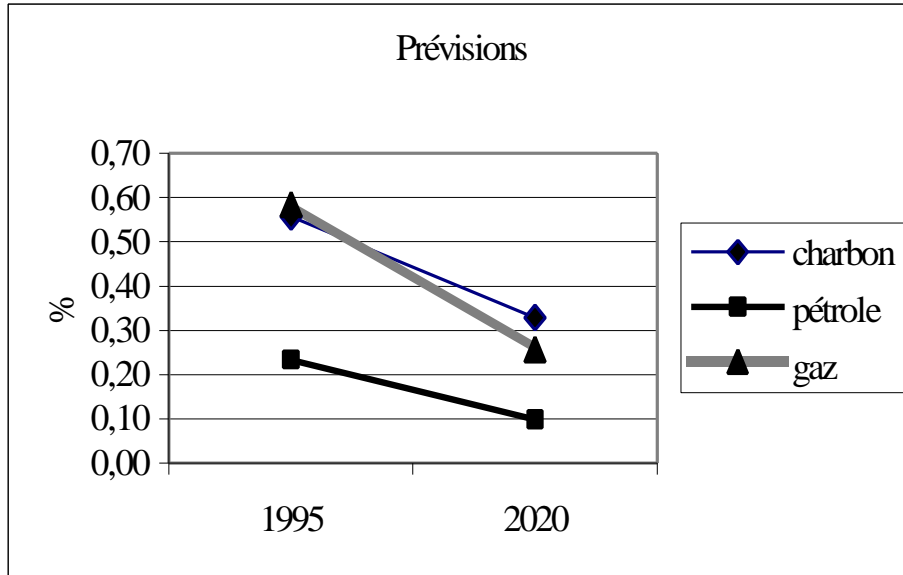
¹⁴⁹ Le taux d'indépendance énergétique est le rapport de la production à la consommation d'énergie

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

¹⁵¹ Allemagne : pour 1990, y compris l'ex-RDA

¹⁵² 1990 : année de référence

Figure : Préviction de l'évolution du taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne entre 1995 et 2020, pour les différents combustibles fossiles¹⁵³, ¹⁵⁴



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.

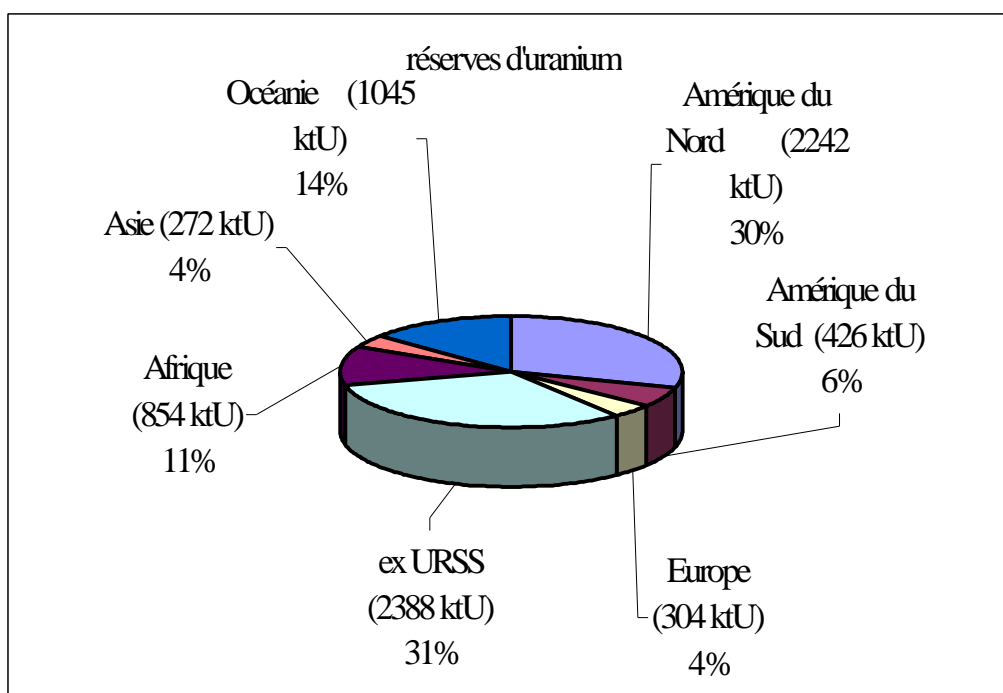
¹⁵³ taux d'indépendance énergétiques : rapport production / consommation

¹⁵⁴ 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^{155, 156}

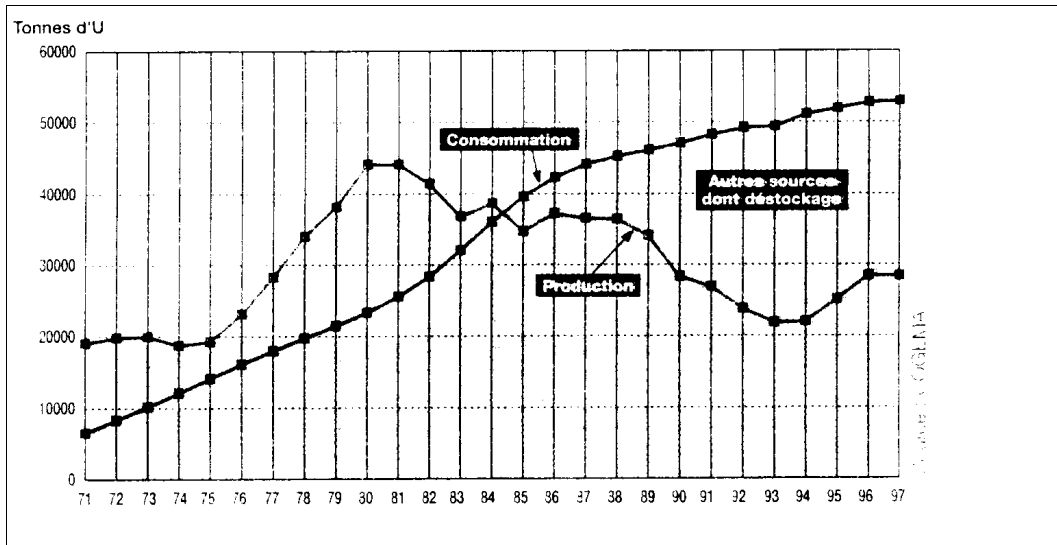


L'évolution des prix est également satisfaisante, grâce à l'existence d'importants stocks.

¹⁵⁵ 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)

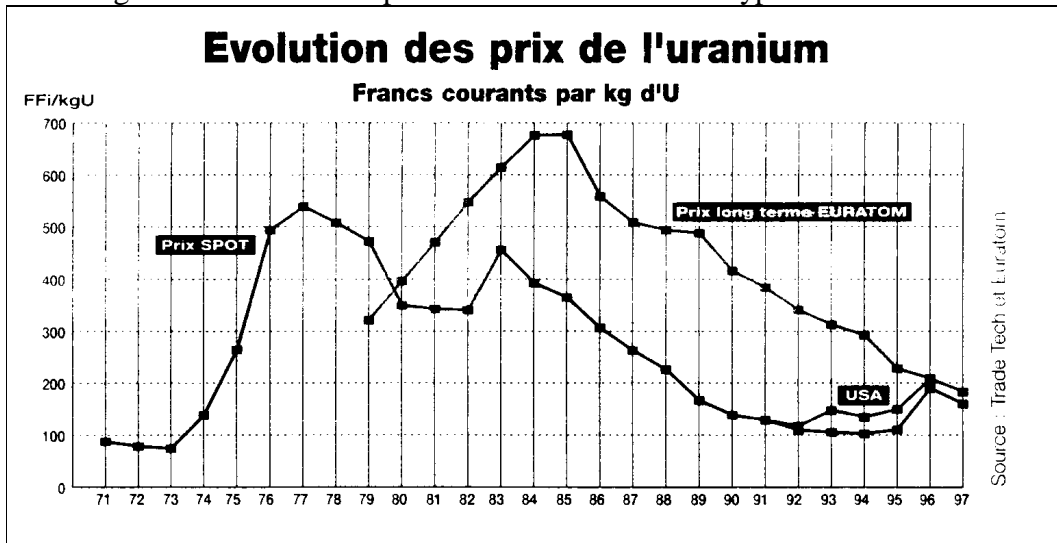
¹⁵⁶ Source : AEN-OCDE, cité dans Le contexte énergétique, CEA-SEE/DSE, janvier 1999.

Figure : Production et consommation d'uranium naturel dans le monde à économie de marché¹⁵⁷



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

Figure : Evolution des prix de l'uranium selon les types de contrats¹⁵⁸



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.

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

¹⁵⁸ 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.

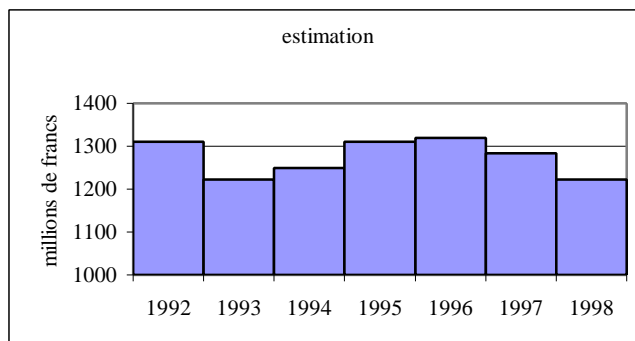
Tableau : Comptabilisation des dépenses de R & D d'EDF

Dépenses de R & D sur les REP <i>incluses au titre de la R & D dans les coûts de référence Digec 1997</i>	interne (DER)	800 millions de F
	externe (accord tripartite EDF / CEA / Framatome)	345 millions de F
	autre	120 millions de F
	total	1265 millions de F
	rapporté à 350 TWh	0,36 cF / kWh
Dépenses de R & D incluses dans charges d'exploitation <i>incluses au titre des charges d'exploitation dans les coûts de référence Digec 1997</i>	R & D facturée en interne	nd ¹⁵⁹
	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

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.

¹⁵⁹ 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 recoupent 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 1998¹⁶⁰

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

¹⁶⁰ CEA, Dcom, l'atome de la recherche à l'industrie, 1997.

Tableau : Budget du CEA – Emplois 1998

	millions de francs	
Défense	7 376	
R & D civile	10 895	
<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	18 271	

- ***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 ¹⁶¹
Projets HAVL, études de concept de stockage et expérimentation ¹⁶²	225	199
Projet MOLS conception, réalisation et exploitation des laboratoires	94	71
Communication ¹⁶³	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.

¹⁶¹ Chiffres provisoires.

¹⁶² y compris la qualification de sites

¹⁶³ 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 Digec. 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 monde¹⁶⁴

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 1994¹⁶⁵.

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/

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

¹⁶⁵ 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 citée¹⁶⁶, 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

¹⁶⁶ 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

Mox « 900 »	Mox « EPR »	100 % Mox	MIX
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 UO₂.

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 UO₂ doit, lui, avoir une teneur en U²³⁵ 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 coeur et le temps de présence en réacteur, diffèrent pour les assemblages Mox et pour les assemblages UO₂. 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 UO₂ 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 longue¹⁶⁷. 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

¹⁶⁷ 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 durée¹⁶⁸.

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.

¹⁶⁸ 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'entreposage¹⁶⁹

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)¹⁷⁰

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 lourd¹⁷¹

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 m³. On peut donc en déduire un coût d'investissement de 0,2 à 0,35 million de francs par m³ pour les colis de verre.

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

¹⁷⁰ Source : CEA, avril 1998.

¹⁷¹ 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'oeuvre 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 1980¹⁷². 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.

¹⁷² 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 possibles¹⁷³. 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

¹⁷³ 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 ^{ème} 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'UP1*

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'UP1 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 francs¹⁷⁴. 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 Comptes¹⁷⁵, Cogema devrait financer 10 % des travaux correspondants. La divergence entre l'évaluation du coût de la reprise des déchets d'UP1 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.

¹⁷⁴ Source : Cogema, audition du 7 janvier 1999.

¹⁷⁵ 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 Cogema¹⁷⁶

milliards de francs courants	charges futures	provisions au 31/12/1997
démantèlement et déclassement d'installations du cycle du combustible	20,22	9,96
reprise et conditionnement des déchets	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'EDF¹⁷⁷

milliards de francs courants	charges futures	provisions au 31/12/1997
1. parc électronucléaire RPE		
démantèlement des centrales nucléaires	102	40,80
aval du cycle des combustibles nucléaires	nc ¹⁷⁸	98,18
démantèlement d'installations propriétés des tiers	nc	4,02
total	-	143,07
2. Superphénix		
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

¹⁷⁶ Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.

¹⁷⁷ Le rapport public 1998, Cour des Comptes, Paris, 7 janvier 1999.

¹⁷⁸ 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 CEA¹⁷⁹

milliards de francs courants	au 31/12/1997
<i>1. provisions</i>	
démantèlement	0,16
traitement des déchets	0,16
total	0,32
<i>2. engagements hors bilan</i>	
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.

¹⁷⁹ 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
1. charges générées au fur et à mesure de l'exploitation						
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
2. charges liées à la fin de l'exploitation						
démantèlement centrales	23 121	26 452	31 350	33 899	37 327	40 802
démantèlement installations tiers				4 913	4 623	4 021
total des provisions (1 + 2)	104 637	122 650	134 274	143 269	145 395	150 749
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 ^{ème} 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 Digec, 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^{ème} train mise en service industriel en 2000		N4 amélioré mise en service industriel en 2005	
scénario et parité dollar / franc	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
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 2005-2010¹⁸⁰.

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.

¹⁸⁰ 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 10ème 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.

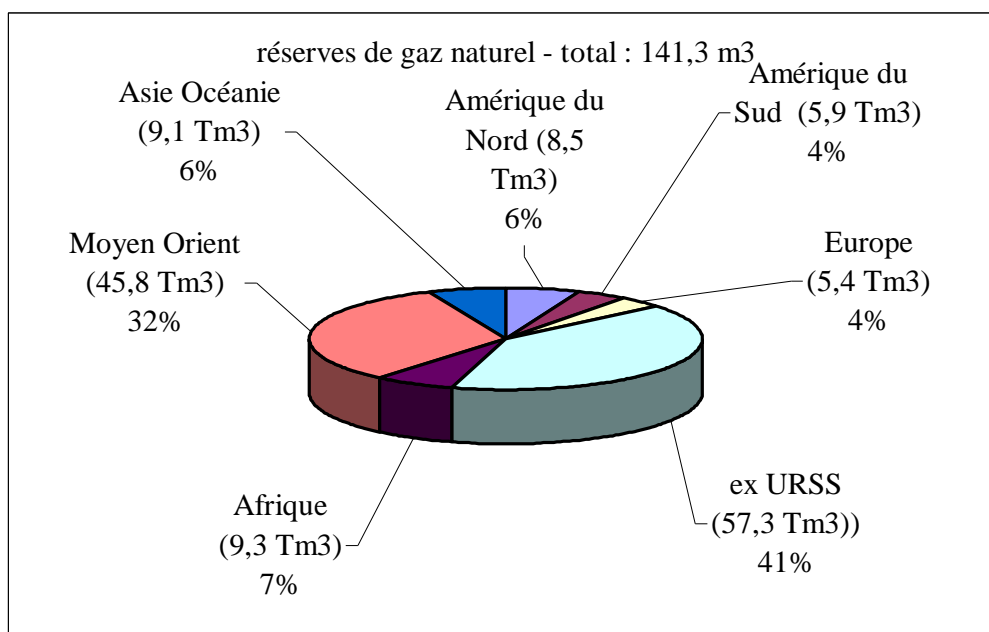
B. Les turbines et les cycles combinés à gaz

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 Tm³ sur la période 1976-1996, alors que la consommation cumulée atteignait 34 Tm³.

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.

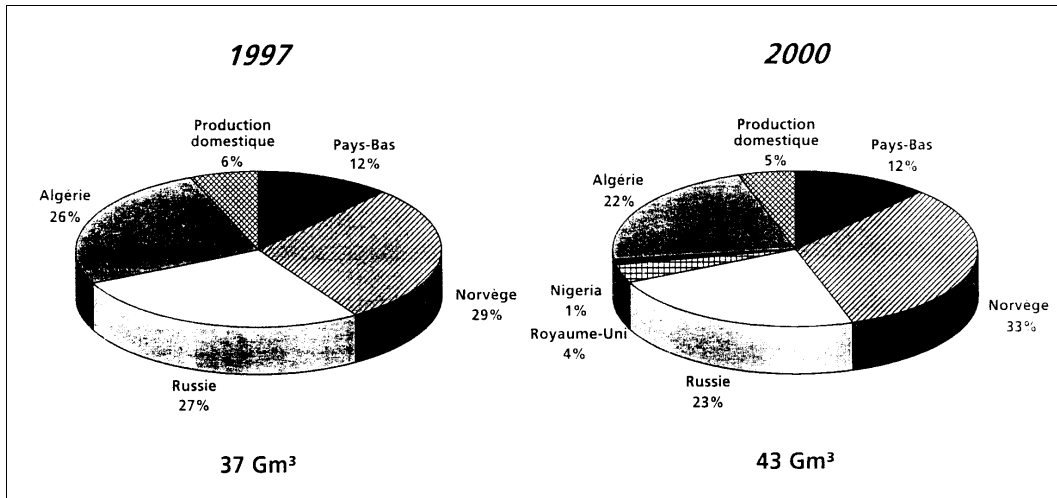
Figure : Répartition géographique des réserves mondiales de gaz – estimations de 1996 – Tm³¹⁸¹



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 %.

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

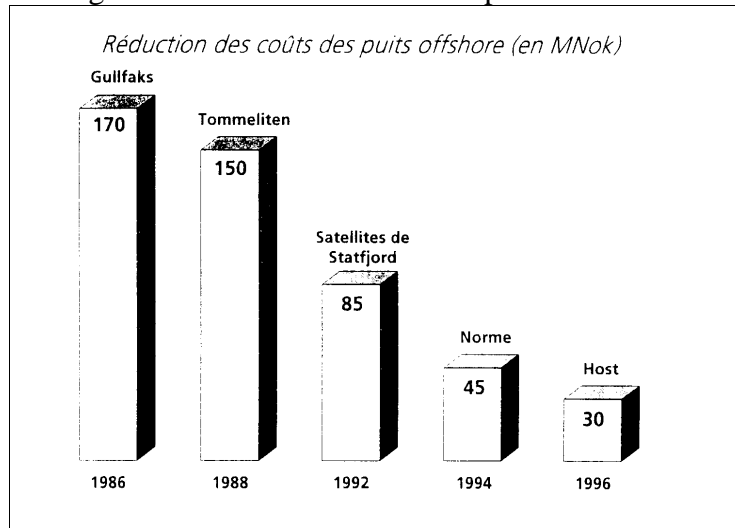
Figure : Origine géographique des approvisionnements de la France en gaz naturel¹⁸²



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 %¹⁸³.

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 offshore¹⁸⁴



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

¹⁸² Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

¹⁸³ Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

¹⁸⁴ Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

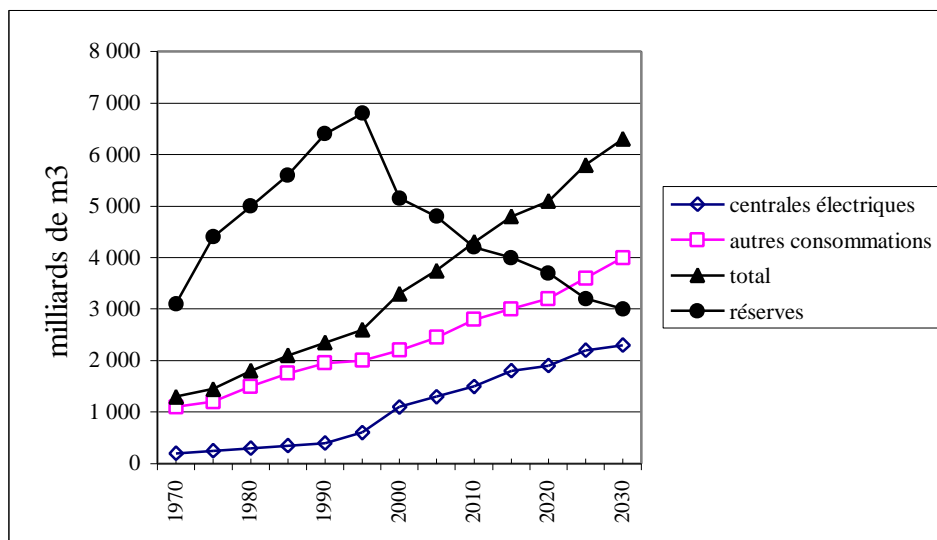
hausse, le prix du gaz resterait bas, aux alentours de 2 dollars/Mbtu au moins jusqu'en 2010.

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 réserves¹⁸⁵



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 -.

¹⁸⁵ Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

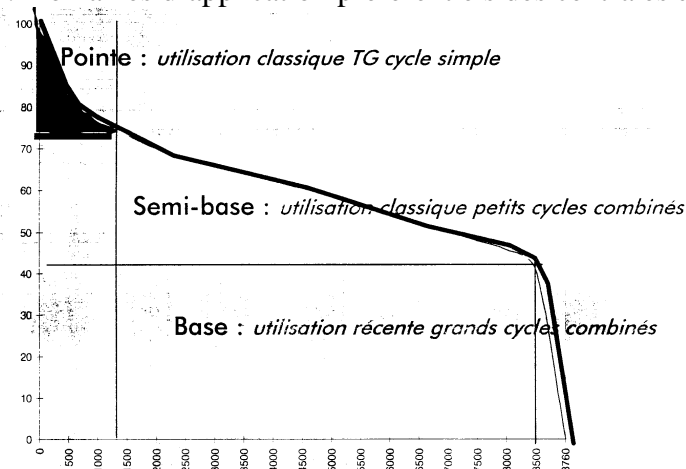
Fait remarquable, ces progrès de rendement concernent aussi bien les turbines de grande puissance pour les cycles combinés qui atteignent des puissances unitaires de 380 MWe que les petites turbines. Dès lors, les débouchés du gaz pour la production d'électricité semblent se multiplier.

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 gaz¹⁸⁶



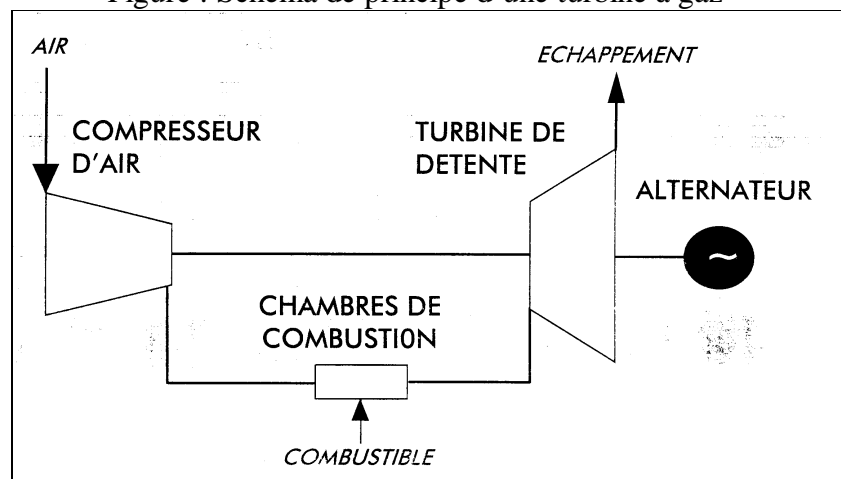
• Les progrès technologiques sur les turbines à gaz

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

¹⁸⁶ 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 gaz¹⁸⁷



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 applications¹⁸⁸, 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

¹⁸⁷ Source : Alstom : audition du 21 janvier 1999.

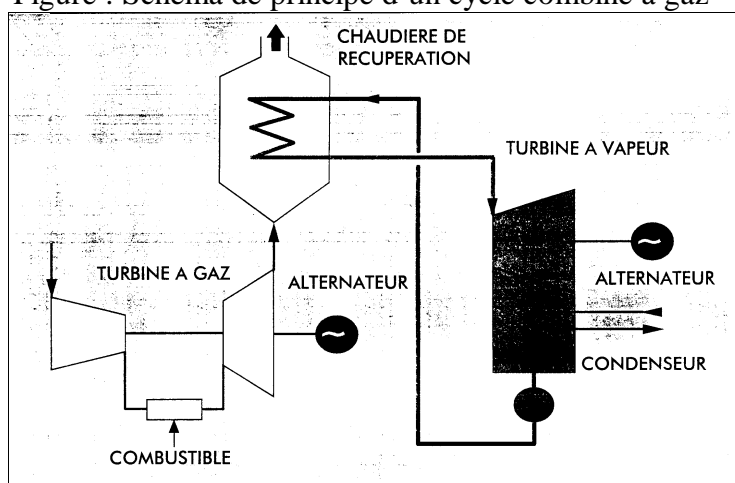
¹⁸⁸ En l'occurrence, le marché de la petite cogénération.

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

- *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 gaz¹⁹⁰



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 température¹⁹¹.

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

¹⁸⁹ 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).

¹⁹⁰ Source : Alstom : audition du 21 janvier 1999.

¹⁹¹ Voir plus loin, les développements sur les piles à combustible.

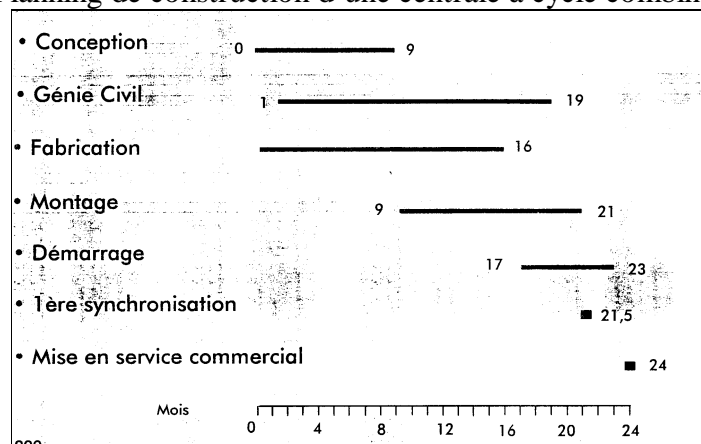
tenu des températures élevées en entrée de turbine, la durée de vie annoncée de 30 ans est peut-être optimiste. Une durée de vie de 25 ans apparaît plus probable.

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 Alstom¹⁹².

Figure : Planning de construction d'une centrale à cycle combiné au gaz¹⁹³



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 CO₂, le SO₂, que les NO_x. Par ailleurs, grâce à leurs rendements élevés, les cycles combinés minimisent encore les rejets.

Les moyens de lutte contre les émissions de NO_x sont moins coûteux avec le gaz naturel qu'avec les autres combustibles fossiles :

¹⁹² Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

¹⁹³ Source : Alstom, audition du 21 janvier 1999.

Les rejets d'oxyde d'azote sont passés de 200 ppm dans les années 70 à 100 ppm à la fin des années 80, puis à moins de 10 ppm 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 France¹⁹⁴, 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.

¹⁹⁴ 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 CO₂ s'élèveraient à 140 Mt, soit un accroissement de 37% de l'ensemble des émissions françaises de CO₂ (bilan en totale contradiction avec les engagements de stabilisation de ces émissions contractés par la France)¹⁹⁵.

La demande annuelle de gaz naturel, actuellement de l'ordre de 37 milliards de m³, passerait à 105 milliards de m³, soit un quasi triplement¹⁹⁶, 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

¹⁹⁵ Source : GDF, audition du 17 décembre 1998.

¹⁹⁶ Le marché de l'Union Européenne est actuellement de 330 milliards de m³.

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 Digec

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, 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 Digec 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 suffisantes¹⁹⁷. 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.

¹⁹⁷ 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 :

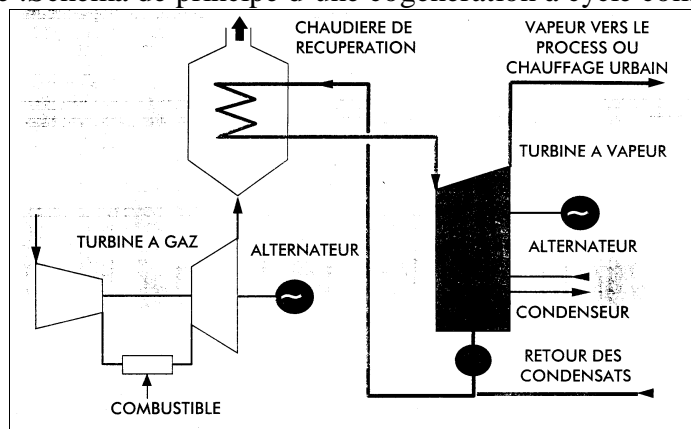
- a) le rendement énergétique global de l'installation doit être supérieur ou égal à 65%
- b) le rapport chaleur / force (rapport entre la chaleur utile produite et l'électricité) doit être supérieur ou égal à 0,5.

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 combiné¹⁹⁸



¹⁹⁸ 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 2 cF/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 SO₂, de NO_x et de CO₂.

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 CO₂.

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 MWe¹⁹⁹.

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.

¹⁹⁹ 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'Orcher²⁰⁰. 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.

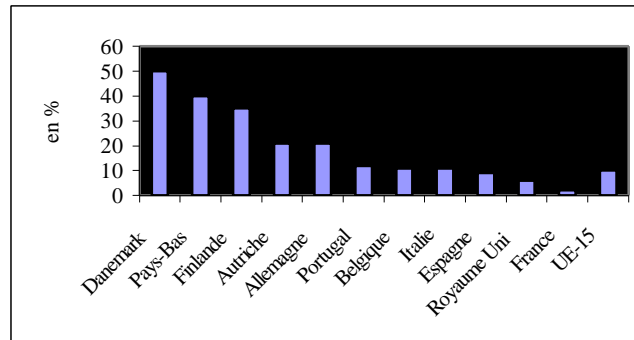
3. Le marché de la cogénération en Europe

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.

²⁰⁰ La Tribune, 21/8/1998.

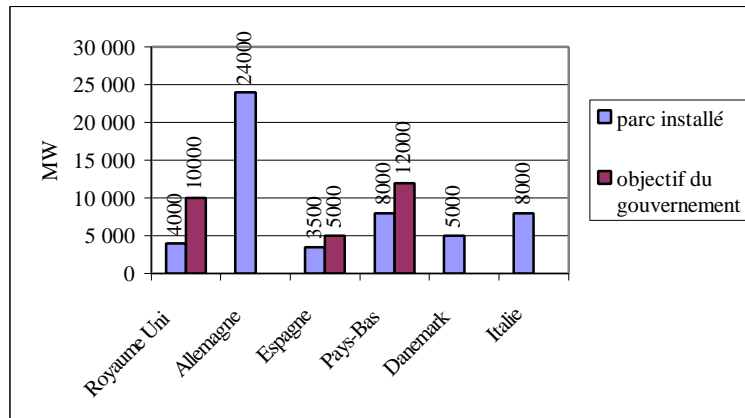
Figure : Part de la cogénération en 1995 dans la production d'électricité dans l'Union européenne²⁰¹



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 cogénération²⁰²



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

²⁰¹ Source : Cogen Europe - Unipede

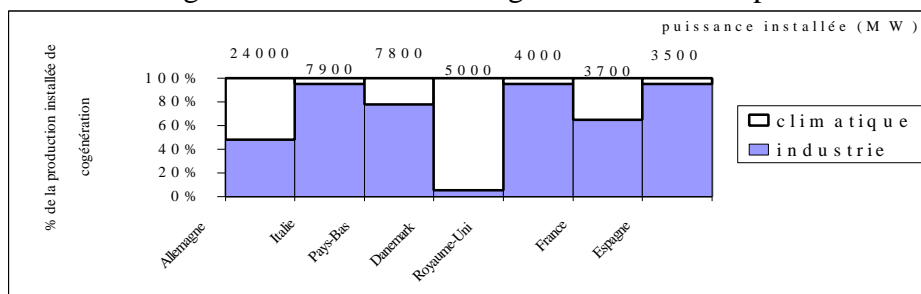
²⁰² Source : Vivendi, audition du 14 janvier 1999.

Tableau : Politiques européennes en matière de cogénération²⁰³

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			
Grande-Bretagne	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
Espagne	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
Allemagne	21 %	25 % 28 300 MW	pas d'autorisation administrative si < 10 MW	- réduction de taxe - aide au chauffage urbain	accord entre professionnels
Pays-Bas	376 %	50 % 12 000 MW	procédures d'autorisation allégées	- exonération de taxe sur le gaz - incitations fiscales	obligation d'achat
Danemark	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.

²⁰³ 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.

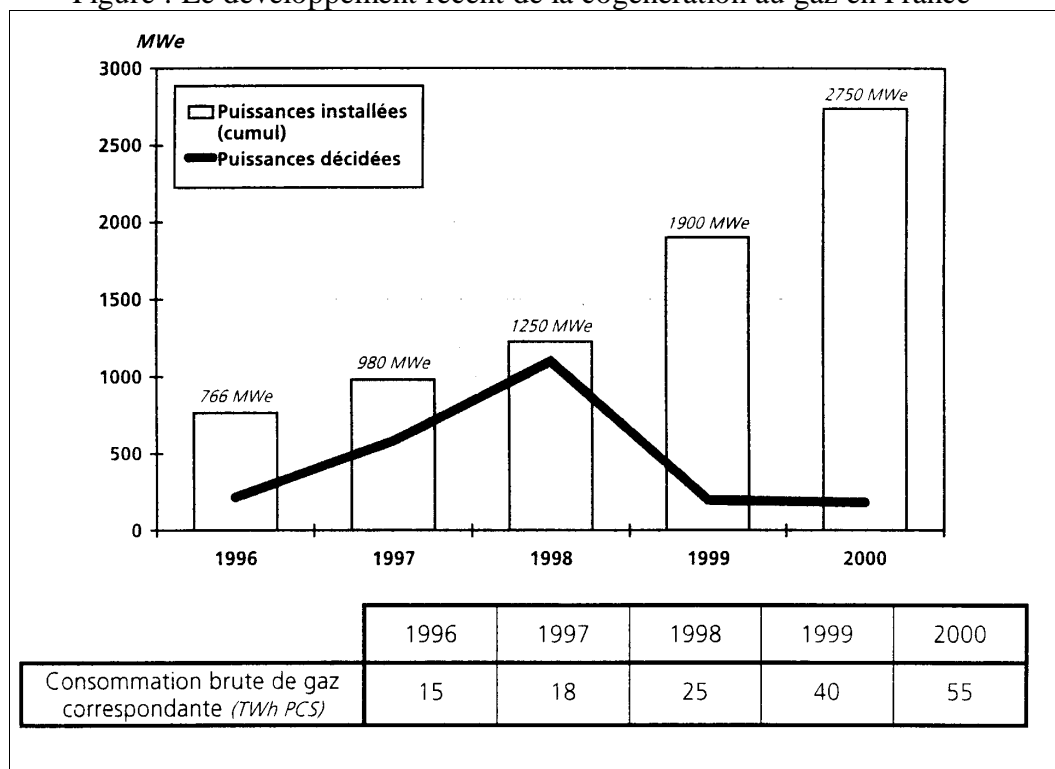
Tableau : Principaux marchés de la petite cogénération en Allemagne et en Grande-Bretagne²⁰⁴

	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 France²⁰⁵



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

²⁰⁵ 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 1991²⁰⁶, 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.

²⁰⁶ 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

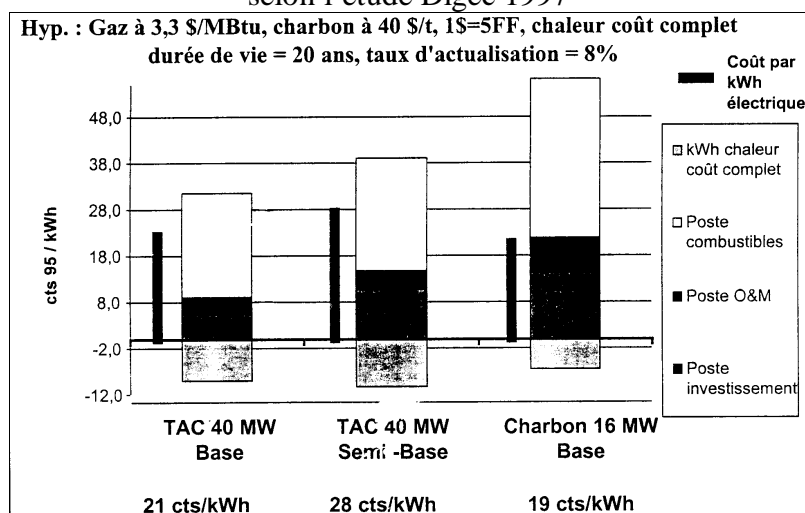
Dans la méthode de la chaudière équivalente, la valorisation de la chaleur se fait au coût évité, par une chaudière indépendante utilisant le même combustible et dont le rendement conventionnel est de 90 % PCI²⁰⁷. On peut alors valoriser la chaleur au coût proportionnel, ce qui inclut le seul coût du 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



²⁰⁷ 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 MW²⁰⁸.

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

²⁰⁸ 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.

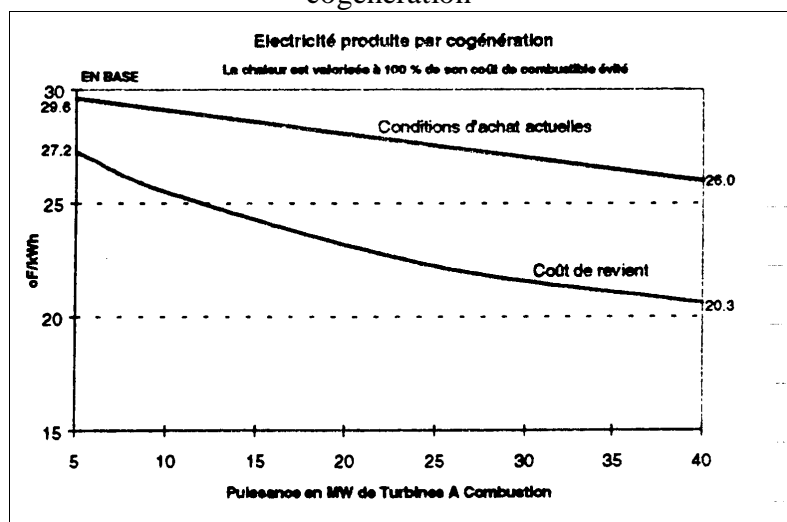
- ***La thèse d'EDF : les conditions de mars 97 sont une charge trop lourde***

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/kW²⁰⁹. 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 EDF²¹⁰, 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 cogénération²¹¹

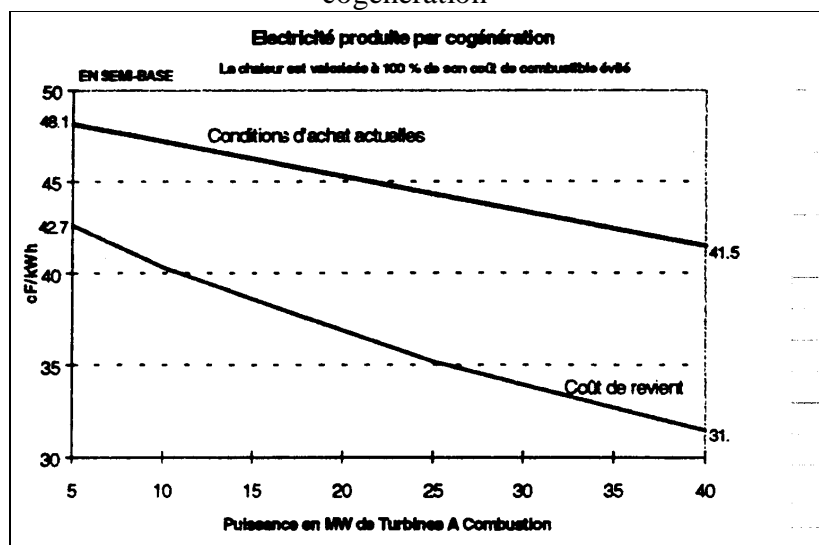


²⁰⁹ Cas de la turbine LM 6000 de General Electric, d'une puissance de 40 MW.

²¹⁰ F. Falgarone, Le point de vue d'EDF : quel avenir, quelles solutions, quelle évolution ? Colloque Cogénération, ATEE, Paris, 3 et 4 février 1998.

²¹¹ 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 cogénération²¹²



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.

²¹² 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

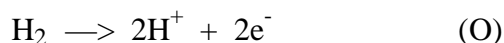
L'une des vedettes du derniers Congrès Mondial de l'Energie de Houston, en septembre 1998, a été la pile à combustible de General Electric, Plug Power 7000. Cette pile est alimentée en méthane, propane ou gaz naturel. Un dispositif permet la dissociation de ces gaz en hydrogène et la cogénération d'électricité 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.

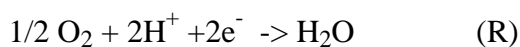
- ***Le principe de la pile à combustible***

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 combustible²¹³.

Tableau : Caractéristiques techniques des principaux types de piles à combustible

type	électrolyte	température	combustible	rendement électrique
PEM (Proton Exchange Membrane)	polymère	≅ 100 °C	H ₂	40 %
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	acide phosphorique	≅ 200 °C	H ₂	40 %
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Li/K carbonates	≅ 650 °C	H ₂	≅ 50 %
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	Zirconium	800 – 1000 °C	CH ₄	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.

²¹³ 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'électricité²¹⁴.

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 Alstom²¹⁵

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/m² 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/m² 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_xH_y sont oxydés en présence d'eau pour donner H₂, CO₂ et CO. L'élimination du CO doit être réalisée, en

²¹⁴ 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

²¹⁵ 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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂.

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 Dresde²¹⁶. 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.

²¹⁶ 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.

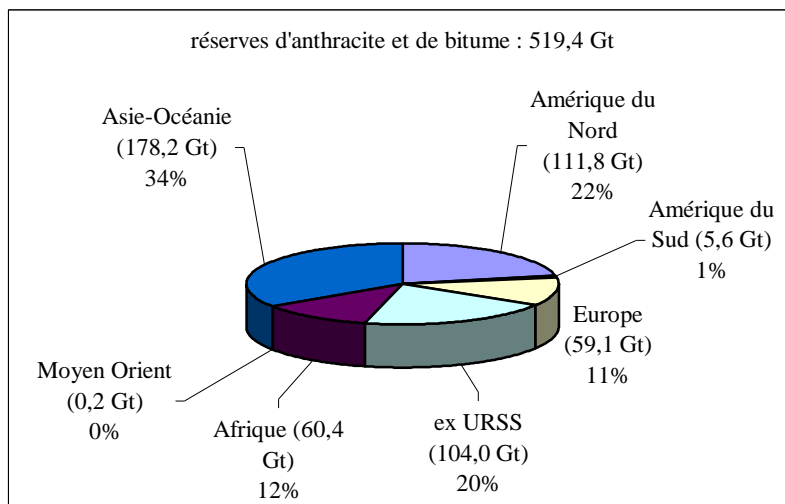
1. Des réserves quasiment inépuisables, situées dans les pays en développement à forts besoins énergétiques

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.

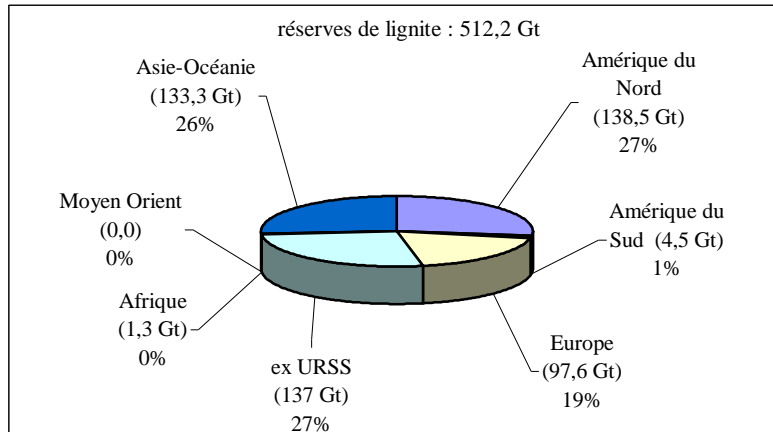
Les réserves de l'Inde sont estimées à 70 milliards de tonnes, et celles de l'Indonésie à environ 30 milliards de tonnes. Les réserves australiennes sont évaluées à 90 milliards de tonnes. Celles d'Afrique du Sud sont également supérieures à 50 milliards de tonnes. Les mines européennes, souterraines, vieillissantes et en voie d'épuisement, sont surclassées par les mines à ciel ouvert des pays neufs.

Figure : Réserves mondiales d'anthracite et de bitume en milliards de tonnes – Estimations de 1996²¹⁷



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 1996²¹⁸



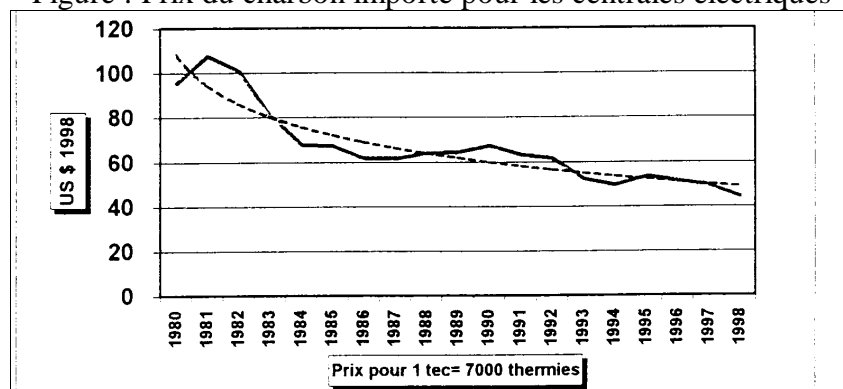
• *Un marché mondial souple et sûr*

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.

²¹⁷ Source : BP, cité dans Le contexte énergétique, CEA-DSE/SEE, janvier 1999.

²¹⁸ 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 gaz²¹⁹. 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 1960²²⁰. 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.

²¹⁹ C. Jullien, SNET, séminaire EFE, 27 novembre 1998.

²²⁰ 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 SO₂ de l'ordre de 2000 à 3000 mg/Nm³ pour un charbon ayant une teneur en soufre de 1 à 1,5 % et des rejets de NO_x de l'ordre de 1000 mg/Nm³.

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 ₂ mg / Nm ³	NO _x mg / Nm ³
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))²²¹.

- ***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.

²²¹ Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

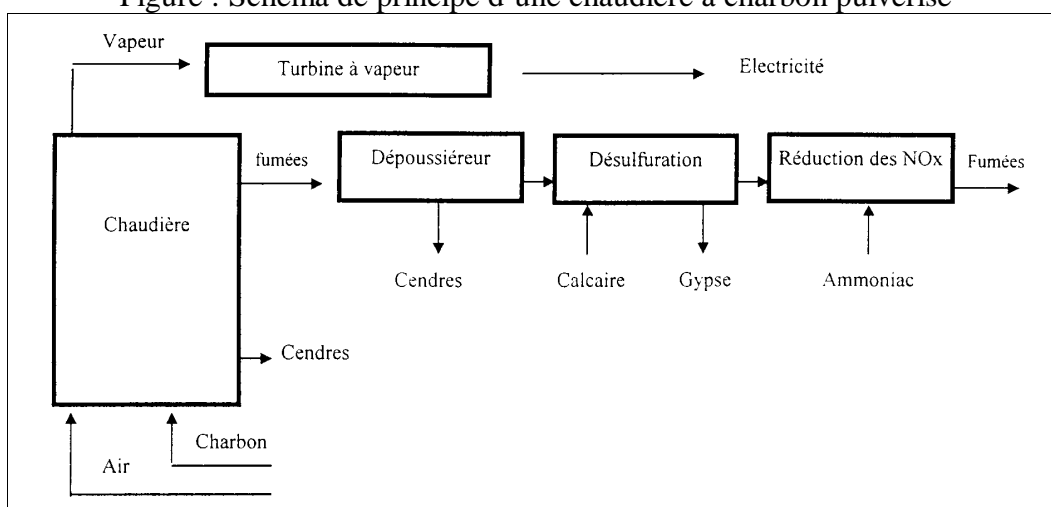
Les centrales fonctionnant au charbon pulvérisé sont actuellement nombreuses dans le monde. Leurs rendements varient de 30 à 38 %. Les objectifs de développement technologique sont d'une part l'amélioration du cycle vapeur et d'autre part l'accroissement des performances de dépollution.

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 SO₂, 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 NO_x 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 NO_x, 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 %.

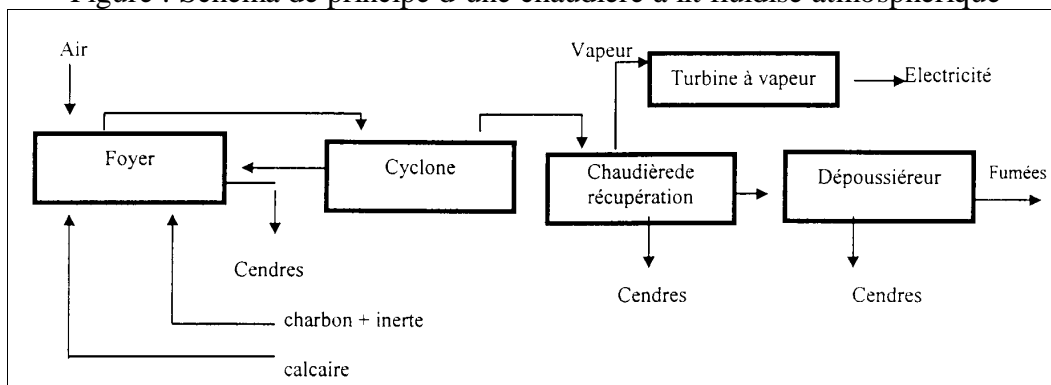
Le marché des équipements de dépollution des centrales à charbon pulvérisé est vaste à lui seul. Il s'agit d'une part de mettre à niveau les centrales existantes et d'autre part d'équiper les nouvelles centrales dont de nombreux experts estiment qu'elles seront en majorité des centrales à charbon pulvérisé, 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 atmosphérique²²²

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/Nm³, 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

²²² 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.

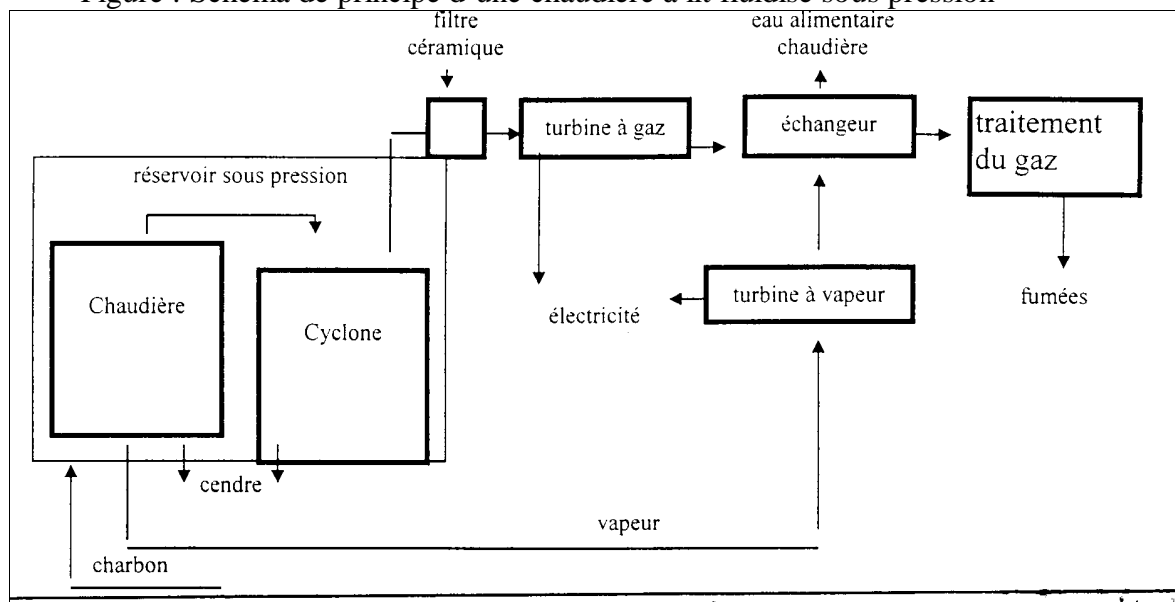
Tableau : Démonstrateurs de chaudière à lit fluidisé dense²²³

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 par 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 %.

²²³ 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/Nm³, les émissions de poussières étant inférieures à 50 mg / Nm³.

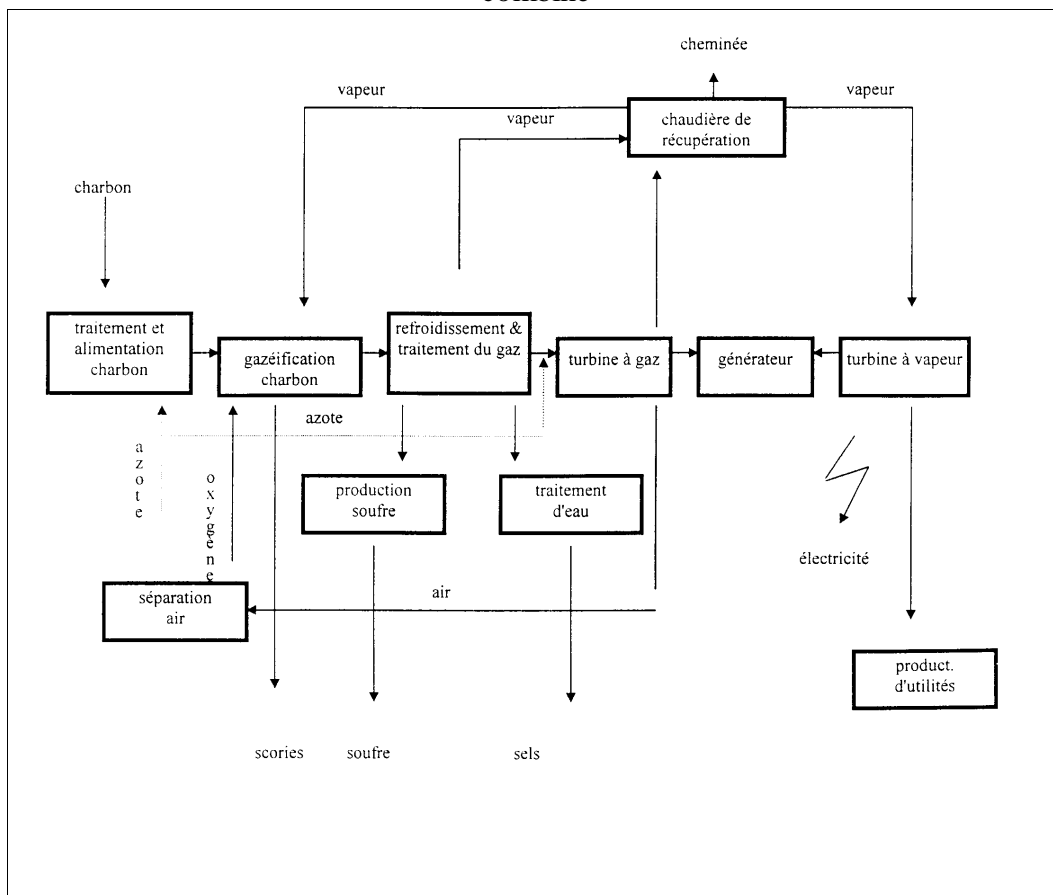
- ***La gazéification intégrée du charbon à cycle combiné***

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 H₂ et oxyde de carbone CO. Ce mélange est dépoussiéré, débarrassé des impuretés (HCl, HF, H₂S), et utilisé comme combustible dans une turbine à gaz²²⁴.

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.

²²⁴ 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)²²⁵

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 NO_x sont de 150 mg/Nm³. Les émissions de poussières atteignent 10 mg/Nm³.

²²⁵ 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 ^{ème} 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - le gypse formé (CaSO₄) 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 : <ul style="list-style-type: none"> - 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 ₂)		200	0,2	5 500	<ul style="list-style-type: none"> - 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 charbon²²⁶

	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				British 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 SO₂ et NO_x). Il s'agit de préparer le renouvellement du parc de production à l'horizon 2005-2010.

²²⁶ 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 ₂ : ≤ 200 mg/Nm ³ Nox : ≤ 200 mg/Nm ³ poussières : ≤ 50 mg/Nm ³ CO ₂ : 236 g/kWhe total annuel CO ₂ : 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 35 F/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 ²²⁷ - taux de cendre : 7-14 %	

Le coût du kWh produit avec une centrale au charbon est, selon la Digec, 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 Digec, 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 Digec 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 familles²²⁸.

²²⁷ 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 33 200 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.

²²⁸ Source : Snet, audition du 21 janvier 1999.

Tableau : Exemples des coûts de démantèlement d'une centrale au charbon²²⁹

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.

²²⁹ 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 envisagé²³⁰. 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 française²³¹. Les barrages sont aujourd'hui amortis. Le coût complet du courant produit est très bas : 8 centimes par kWh.

²³⁰ Légendes d'un siècle : cent ans de politique hydroélectrique française, D. Varaschin, Annales des Mines, août 1998.

²³¹ 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 économique²³².

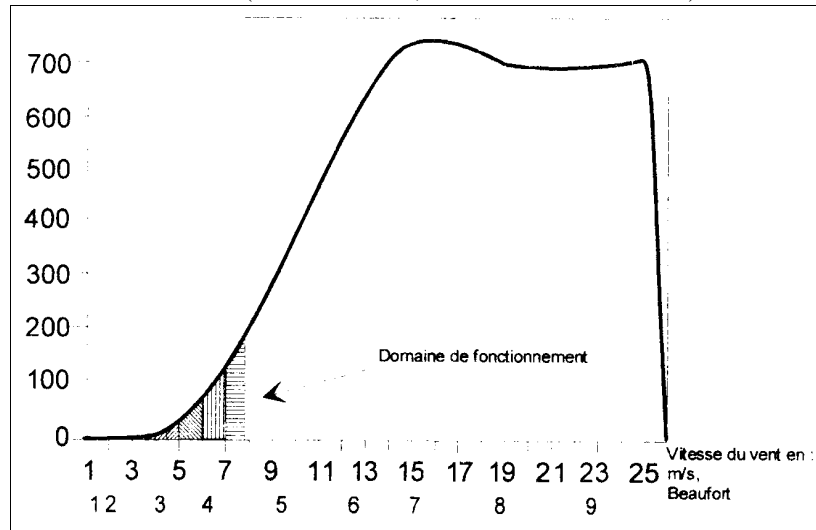
- ***Une puissance spécifique faible qui oblige à multiplier le nombre des éoliennes***

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.

²³² Enerpresse, 29/10/1998.

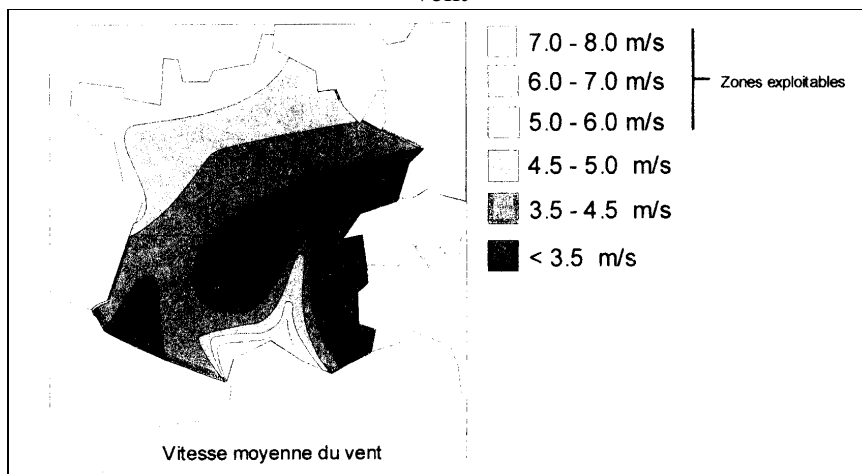
Figure : Courbe de puissance d'une éolienne de 740 kW en fonction de la vitesse du vent (hauteur : 55 m ; diamètre du rotor : 43 m)



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'électricité²³³. 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 optimales 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 le monde et dans différents pays, ainsi que les prévisions pour les prochaines années.

²³³ Source : Bureau national de l'énergie du Danemark.

Tableau : Estimations des puissances installées en éoliennes et prévisions et objectifs à moyen terme²³⁴

	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.

²³⁴ 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 MWe²³⁵.

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 2005²³⁶.

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.

²³⁵ A. Jemain, L'Usine Nouvelle, 23/04/1998.

²³⁶ 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/m2	1341 kW/an/m2
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 compensatrices²³⁷.

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 m² de capteurs sont actuellement installés en Europe. Le coût d'installation s'étage de 2 000 à 6 000 francs par m² 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.

²³⁷ 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 voie²³⁸. 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

²³⁸ 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 100 000 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 MWc²³⁹.

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 m²)²⁴⁰. Les installations françaises se trouvent dans les bassins sédimentaires parisiens et aquitains. 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.

²³⁹ MWc : puissance électrique de crête.

²⁴⁰ 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 européenne²⁴¹. 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 °C, 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.

²⁴¹ 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 CO₂.

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'ADEME²⁴².

²⁴² 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 consommateur²⁴³. 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.

²⁴³ P. Torrión, 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'électricité²⁴⁴.

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 propriété (7 %)²⁴⁵.

- ***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

²⁴⁴ A égalité avec RWE (derrière EDF et le production italien public Enel).

²⁴⁵ 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-Lyonnaise²⁴⁶, 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'Amérique²⁴⁷.

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 .

²⁴⁶ Source : Suez-Lyonnaise des Eaux, audition du 19 janvier 1999.

²⁴⁷ 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 m³ 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'énergie²⁴⁸.

- ***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.

²⁴⁸ 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 SO₂, NO_x, poussières et du CO₂.

Chapitre III :	LORSQUE l'on prend en compte les couts externes des differentes filieres, le nucleairE apparait comme l'un des moyens de production incontournables pour l'avenir	265
I.	L'EFFET DE SERRE ET L'ESTIMATION DE SON COÛT.....	267
A.	<i>Certitudes et interrogations sur le changement climatique</i>	268
1.	Les interrogations sur le réchauffement planétaire	268
2.	Les certitudes sur la modification de la composition de l'atmosphère	270
3.	La prise de conscience internationale : lenteurs et acquis	282
B.	<i>L'estimation du coût du CO2 par le coût de séquestration</i>	286
1.	Les procédés de captation du CO2 produit par les centrales thermiques	286
2.	Les différents procédés envisagés pour le stockage du CO2	288
3.	L'augmentation des rendements des centrales thermiques classiques	289
4.	La diminution des émissions plutôt que la séquestration du CO2	290
C.	<i>L'estimation par les dommages</i>	291
D.	<i>L'estimation d'une « valeur du carbone » par le calcul des coûts de réduction</i>	294
1.	Le modèle POLES 2 de l'IEPE-CNRS de Grenoble.....	294
2.	Un coût d'environ 170 dollars par tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, en l'absence de tout échange de permis d'émission	299
3.	Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 70 dollars avec des permis négociables dans les pays de l'annexe B	300
4.	Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 24 dollars avec des permis négociables dans le monde entier	301
5.	Le nucléaire favorable à la réduction des émissions et à la diminution des coûts	303
6.	Les résultats d'autres travaux	305
E.	<i>Récapitulation des estimations du coût du CO2</i>	308
II.	LE NUCLÉAIRE ET L'ESTIMATION DE SES COÛTS EXTERNES.....	310
A.	<i>Rejets et radioactivité naturelle</i>	312
1.	L'exposition d'origine naturelle	312
2.	L'exposition d'origine artificielle	314
B.	<i>L'estimation des effets sanitaires des rejets radioactifs</i>	315
1.	La question des rejets à prendre en compte	315
2.	L'action sur la santé humaine des radionucléides rejetés dans l'environnement	319
3.	La courbe dose-réponse.....	328
C.	<i>La question des accidents graves</i>	331
1.	L'évaluation probabiliste des risques	331
2.	L'approche par les utilités	334
III.	LA SYNTHÈSE PAR LE CALCUL DES EXTERNALITÉS AVEC EXTERNÉ : UNE PERCEE METHODOLOGIQUE QUI CONFIRME L'INTERET ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL DU NUCLEAIRE.....	339
A.	<i>Les principes de la méthode des externalités développée par l'étude ExternE</i>	342
1.	L'objectif de l'étude : le chiffrage des coûts environnementaux des différentes filières de production de l'électricité	342
2.	Le cadre méthodologique d'ExternE	345
3.	L'approche par les chemins d'impact	347
4.	Une question difficile : la valeur statistique de la vie humaine	351
5.	Les questions connexes : les aspects qualitatifs	355
B.	<i>Les coûts externes de la production d'électricité dans l'Union européenne, selon les résultats de 1995</i>	357
1.	Principales hypothèses	357
2.	Les résultats de 1995 hors effet de serre.....	357
3.	Les résultats de 1995 pour l'effet de serre.....	360
C.	<i>Les résultats d'ExternE 1998</i>	361
1.	Nouvelles méthodes et hypothèses	362
2.	Les résultats d'ExternE 1998 pour le Royaume Uni	362
3.	Les résultats d'ExternE 1998 pour la France	364
D.	<i>L'évaluation monétaire des conséquences d'un accident grave</i>	368
1.	L'évaluation du coût d'un accident résultant de l'approche par les risques	368
2.	Les nouvelles approches par l'aversion pour le risque	369
3.	Les limites de l'évaluation du coût d'un accident	370

<i>E. Des incertitudes chiffrées</i>	372
1. La portée théorique du problème.....	372
2. Les incertitudes sur les coûts externes des polluants classiques	373
3. Les incertitudes des coûts externes du CO2.....	377
4. Les incertitudes concernant les coûts externes des énergies renouvelables	378
5. Le cas du nucléaire	379
Conclusion par Robert GALLEY	383
Recommandations.....	387
Adoption du rapport par l'Office.....	389
Personnalités auditionnées	393

**CHAPITRE III: LORSQUE L'ON PREND EN COMPTE LES
COUTS EXTERNES DES DIFFERENTES
FILIERES. LE NUCLEAIRE APPARAÎT
COMME L'UN DES MOYENS DE PRODUCTION
INCONTOURNABLES POUR L'AVENIR**

L'évaluation des coûts des filières par les méthodes traditionnelles a montré que certains effets externes étaient pris en compte pour le nucléaire. Cette approche doit être étendue à toutes les technologies de production de l'électricité.

Les effets sur la santé et sur l'environnement de tous les polluants émis par les centrales électriques peuvent faire l'objet d'estimations. L'étude ExternE de la Commission européenne est à cet égard d'une grande utilité de par la méthode claire qu'elle propose.

Il convient aussi de s'intéresser à l'évaluation des coûts externes du CO₂ pour trois raisons au moins.

L'augmentation rapide de la concentration en CO₂ de l'atmosphère risque en effet d'induire des changements climatiques dont personne n'est capable de prédire la portée. Ainsi que le protocole de Kyoto l'a souligné, il n'est plus possible de ne pas lutter contre les rejets de CO₂ dans l'atmosphère.

Les émissions de CO₂ liées à la production électrique viennent en deuxième rang après le transport et la consommation d'électricité du monde en développement est appelée à croître rapidement.

Les émissions de CO₂ par centrale sont très différentes d'une filière à l'autre. En incluant l'ensemble du cycle du combustible, elles sont en effet 40 fois plus fortes pour le gaz que pour le nucléaire et 2 fois plus élevées pour le charbon que pour le gaz.

L'évaluation du coût à imputer au kWh du fait des émissions de CO₂ peut se faire par trois méthodes d'intérêts respectifs très inégaux.

La première méthode revient à calculer le coût de séquestration du CO₂. Les techniques correspondantes consisteraient à capturer le CO₂ dans les gaz rejetés par les turbines ou les chaudières et à l'injecter pour stockage dans le sol, par exemple dans les gisements d'hydrocarbures épuisés. Avec des incertitudes très grandes, compte tenu de l'immaturation des techniques, le coût de séquestration du CO₂ pourrait être de l'ordre de 300 dollars par tonne de carbone.

La seconde méthode est celle de l'évaluation des dommages causés par le CO₂. On suppose dans ce cas qu'il y a réchauffement climatique et que l'augmentation du CO₂ dans l'atmosphère en est la cause. Cette approche exige une analyse fine et exhaustive des conséquences d'une augmentation de la température. Ses résultats dépendent étroitement de la valeur statistique de la vie humaine dans les pays en développement notamment. Les dernières estimations font état d'un coût de 190 dollars par tonne de carbone.

La troisième méthode d'évaluation du coût du CO₂ est celle qui consiste à calculer la valorisation de la tonne de carbone rejetée de manière qu'une réduction des émissions se produise dans les proportions souhaitées aux termes des engagements politiques pris.

Les évaluations correspondantes mettent en jeu des modèles énergétiques et éventuellement des modèles macroéconomiques. Les valeurs trouvées dans la troisième approche en utilisant le modèle POLES 2 dépendent logiquement des conditions politiques de la mise en oeuvre du protocole de Kyoto et en particulier de la mise en place d'un marché de permis d'émission négociables.

Ce sont ces questions qui sont abordées dans la suite, à commencer par la plus critique pour l'avenir, celle de l'effet de serre.

I. L'EFFET DE SERRE ET L'ESTIMATION DE SON COÛT

Le grand enjeu planétaire actuel en matière de la protection de l'environnement, c'est la lutte contre l'effet de serre. Cette question est extrêmement simple, en dépit des incertitudes scientifiques.

Premier constat : l'évolution de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, nous savons la déterminer avec précision et elle est impressionnante. Cette concentration était de 200 ppm au moment du dernier maximum glaciaire. Elle était de 280 ppmv en 1750, à l'aube de la première révolution industrielle. Elle est passée à 315 ppmv en 1958 et 358 ppmv en 1998.

Si les émissions de CO₂ se maintiennent à leur niveau de 1994, la concentration de CO₂ s'élèvera de façon pratiquement constante pendant 200 ans, atteignant 500 ppmv à la fin du XXI^e siècle.

Deuxième constat : ainsi que le disait récemment Jean-Claude Duplessis, l'un de nos plus grands climatologues, *« depuis le début du XX^e siècle, le réchauffement atteint environ 1°C. Il est indéniable. D'ailleurs, les 20 dernières années rassemblent à elles seules les 6 ou 7 années les plus chaudes du siècle. Dans l'état actuel des recherches, nous sommes incapables de dire dans quelle proportion exacte intervient l'activité humaine avec ses émissions de gaz à effet de serre et de poussière et dans quelle proportion pèsent les phénomènes naturels »*.

L'augmentation rapide de la concentration en CO₂ de l'atmosphère risque d'induire des changements climatiques dont personne n'est capable de prédire la portée. Il est donc indispensable d'agir.

Mais comment agir alors que les pays industrialisés peinent à mettre en oeuvre leur engagement de Kyoto se traduisant par une diminution de 5,2 % de leurs rejets de gaz à effet de serre en 2010 par rapport à 1990 ?

Comment ne pas s'inquiéter du fait que cet effort si difficile ne concerne que les pays responsables certes de 57 % des émissions de CO₂ actuelles mais qui ne seront responsables que de seulement 25 % de l'augmentation des émissions des 20 prochaines années, les pays d'Asie et d'Amérique latine devant être les plus importants émetteurs de CO₂ à l'avenir ?

A. Certitudes et interrogations sur le changement climatique

1. Les interrogations sur le réchauffement planétaire

Au cours du XXe siècle, la température moyenne globale de l'air en surface a augmenté d'une valeur comprise entre 0,3 et 0,6 °C selon certains auteurs et de 1°C selon d'autres. Parallèlement, on observe que le niveau moyen des océans a monté, quant à lui, de 10 à 25 cm²⁴⁹. Dans certaines régions, des modifications dans la variabilité et les extrêmes climatiques sont également intervenues.

Il est probable que l'Homme a une part appréciable dans ces modifications climatiques. Mais tout changement dû aux activités humaines est en effet probablement superposé à des variations d'origine naturelle.

Si cette évolution devrait se prolonger, selon l'IPCC²⁵⁰, à la fin du XXIe siècle, la température moyenne de surface aura augmenté de 2 °C et le niveau moyen des océans de 50 cm, ce qui provoquera des catastrophes aux conséquences incalculables dans certains pays.

- ***Le réchauffement planétaire, un phénomène démontré mais délicat à analyser***

Il y a 20 000 ans lors du dernier maximum glaciaire, la Terre était recouverte de deux fois plus de glace qu'aujourd'hui mais la température n'était inférieure que de 4 à 5 °C. L'équateur était recouvert de glaces et les pôles étaient sous une chaleur tropicale lors de deux ères géologiques (2,4-2,2 milliards d'années ; 820-550 millions d'années)²⁵¹. La Terre en réalité subit une alternance de périodes froides et de périodes chaudes tous les 100 000 ans environ. Il est probable que nous connaissions actuellement une période chaude.

Le premier enjeu scientifique est donc d'inscrire les observations des dernières années dans une évolution de longue période.

Les mesures actuelles sont faites par environ un millier de stations au sol et complétées par des mesures satellitaires des températures océaniques. De grands progrès restent toutefois à faire dans la mesure du phénomène. Il reste à développer un réseau de surveillance de l'océan lui-même, en surface et en profondeur, jugé aujourd'hui très insuffisant par les experts, pour évaluer les interférences entre océans et climat.

²⁴⁹ Professeur A. Berger, Université catholique de Louvain, Enerpresse, n°7203, 19/11/98.

²⁵⁰ IPCC : International Panel on Climate Change – GIEC en français

²⁵¹ F. Node-Langlois, le Figaro, 31/12/98.

C'est l'objet du récent programme lancé par l'Unesco. Ce programme est baptisé CLIVAR (Climate Variability et Predictability). Il durera 15 ans et a comme objectif d'étendre le champ et d'améliorer la prévision climatique. Grâce à un vaste réseau de satellites et de capteurs au sol, des observations systématiques à long terme sur l'atmosphère, la terre, les océans et les régions couvertes par les glaces pourront être faites et analysées²⁵².

Parmi les points qui sont à approfondir sur la variabilité du climat, on peut citer :

- le rôle des océans dans la thermodynamique de la planète
- le rôle de réservoir de chaleur que jouent les océans au voisinage des tropiques et l'influence des courants tels que le Gulf Stream dans l'Atlantique et le Kuro-Shio dans le Pacifique
- l'influence des nuages et des aérosols sur le climat de la Terre ²⁵³
- l'influence des particules cosmiques émises par les étoiles lointaines sur le climat en général et sur la formation des nuages
- l'éventuelle modification de l'inclinaison de l'axe de rotation de la Terre par rapport à l'écliptique et ses conséquences sur le climat
- la capture de CO₂ par les océans et les échanges de CO₂ entre les océans et l'atmosphère.

• ***Le lien probable entre les gaz à effet de serre et le changement climatique***

A l'échelle géologique, les variations de concentration de gaz à effet de serre (GES) sont parallèles à celle de la température. A l'échelle du siècle, la relation est plus délicate à mettre en évidence.

Compte tenu des caractéristiques physiques des gaz à effet de serre, différents modèles ont étudié les conséquences d'une augmentation de leur concentration sur la température moyenne du globe.

Les modèles du bilan radiatif global prévoient une augmentation de 1°C pour un doublement de la concentration du CO₂ dans l'air. Selon le modèle du Haldey Centre, d'ici à 2050 le climat se réchaufferait de 0,2 °C par décennie. Selon le modèle du Max-Planck-Institut für Meteorologie (Allemagne) et du Hadley Center (Royaume-Uni), qui intègre les effets des GES et ceux des poussières anthropiques, la probabilité que le réchauffement observé soit dû uniquement à des causes naturelles serait inférieure à 5%.

Le GIEC²⁵⁴ a également réalisé des simulations de l'évolution de la température au cours des prochaines années. En adoptant la valeur la plus probable pour la

²⁵² AFP 2/12/98.

²⁵³ Le CNES et la NASA sont associés pour la mise au point d'un satellite permettant d'établir un bilan radiatif de la Terre, avec une imagerie infrarouge et un laser embarqué pour mesurer la distribution verticale des nuages et des aérosols. Le coût de cette mission, intitulée Picasso-Cena, est estimé à 971 millions de francs. AFP 23/12/1998.

sensibilité du climat et en prenant en compte des effets des aérosols, l'augmentation de la température moyenne à la surface du globe serait de 2°C entre 1990 et 2100 et, comme indiqué plus haut, le niveau de la mer s'élèverait de 50 cm.

Dans tous les cas, la rapidité du réchauffement serait probablement plus élevée qu'elle ne l'a été à toute autre période depuis 10 000 ans. A l'échelle de 10 ans et suivant les régions, la variabilité pourrait être grande. Par ailleurs le cycle naturel du carbone pourrait être modifié par une évolution rapide du climat.

En conclusion de ses travaux, le GIEC a récemment affirmé : « *le bilan des observations suggère qu'il existe une influence des activités humaines sur le climat. Le climat devrait continuer de changer à l'avenir* »^{255,256}.

- ***Le danger potentiel du changement climatique***

Le réchauffement du climat est une donnée qui est aujourd'hui admise, en dépit des marges d'erreur qui existent encore pour le caractériser.

Cette élévation de la température moyenne du globe a sans doute plusieurs causes, naturelles ou anthropiques. Ces causes restent certes à préciser. Il reste également, tâche immense, à pondérer les influences des différents facteurs.

Mais il est un facteur incontestable. C'est la modification de la composition de l'atmosphère. Celle-ci connaît un accroissement de la concentration du CO₂, un gaz renforçant l'effet de serre qui peut jouer un rôle dans la modification du climat.

2. Les certitudes sur la modification de la composition de l'atmosphère

Les gaz à effets de serre absorbent une partie de la dissipation de la chaleur de la terre. Ils exercent un effet similaire à celui des vitres d'une serre, qui si elles laissent passer la lumière visible du soleil, retiennent de l'intérieur le rayonnement thermique. Sans les gaz à effet de serre, la température moyenne à la surface de la terre serait de -18 °C au lieu de +15 °C. La vapeur d'eau et le CO₂ sont les premiers responsables de cette différence de température.

C'est en 1896 qu'Arrhenius établit la notion d'effet de serre artificiel dû à une concentration anormale de CO₂ créée par l'homme. Les activités humaines ont modifié la composition de l'atmosphère depuis le début de la révolution

²⁵⁴ GIEC :Groupe intergouvernemental d'évaluation du climat ; en anglais IPCC : International Panel on Climate Change

²⁵⁵ « *The balance of evidence suggests a discernable human influence on global climate* ». « *The climate is expected to continue to change in the future* ».

²⁵⁶ Pr. Berger, Enerpresse, n° 7203, 19/11/1998.

industrielle, et en particulier ont conduit à une augmentation de la concentration du CO₂.

Les preuves de l'origine anthropique de cette augmentation sont nombreuses : d'une part, une diminution de la concentration en oxygène de l'air, de 0,03 ppmv par an) et d'autre part les analyses de la composition isotopique du gaz carbonique (carbone 14).

- ***L'évolution de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère***

A l'époque du dernier maximum glaciaire, cette concentration moyenne était de 200 ppmv^{257,258}. Elle est aujourd'hui de 358 ppmv. Le tableau suivant montre l'évolution de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère.

Tableau : évolution de la concentration de l'atmosphère en CO₂

ppmv	dernier maximum glaciaire	1750	1958	1998
concentration du CO ₂ dans l'atmosphère	200	280	315	358

Ainsi, pendant les deux cents dernières années la concentration en CO₂ dans l'air a augmenté de 80 ppmv. Cet accroissement s'est produit à une vitesse cent fois plus rapide que celle de l'évolution enregistrée au cours des 20 000 dernières années, période au cours de laquelle l'augmentation naturelle avait aussi atteint 80 ppmv.

A l'heure actuelle, la concentration du CO₂ augmente de 1,5 ppmv par an.

- ***Un renforcement mutuel possible de l'effet de serre et de la disparition de la couche d'ozone***

L'effet de serre se traduit par une augmentation de la température de la troposphère et une diminution de la température de la stratosphère.

En réalité, il faut aussi distinguer la basse stratosphère et la haute stratosphère. Dans la partie basse de la stratosphère, la diminution de température permet une augmentation de la concentration d'ozone car les réactions de destruction de l'ozone dépendent de la température. On sait par ailleurs que dans la partie haute de la stratosphère, la concentration de l'ozone diminue en particulier du fait des CFC.

²⁵⁷ ppmv : partie par million en volume.

²⁵⁸ L'analyse des bulles d'air emprisonnées dans la glace permet d'établir ces concentrations.

De nouveaux travaux²⁵⁹ démontrent que la baisse de la température dans la proche stratosphère introduit des changements dans la circulation atmosphérique qui conduisent à une baisse de la concentration d'ozone dans les hautes latitudes.

L'effet de serre pourrait donc renforcer la destruction de la couche d'ozone

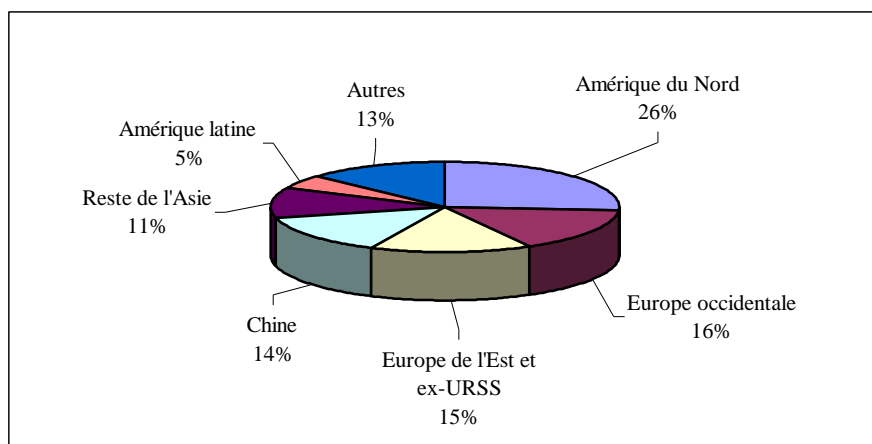
- ***L'augmentation de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère : rythme et origine***

Les émissions annuelles de CO₂ résultent de l'utilisation de combustibles fossiles, dans les transports, le résidentiel et la production d'électricité. Ces émissions s'élevaient à 6,3 milliards de tonnes de carbone, soit 23 milliards de tonnes de CO₂²⁶⁰ en 1996. La déforestation, autre activité humaine, conduit à diminuer la masse végétale, ce qui équivaut annuellement à l'émission de 3 à 4 milliards de tonnes de CO₂

A titre de référence, l'atmosphère contient actuellement 750 milliards de tonnes de carbone sous forme de CO₂. Il est à noter par ailleurs qu'une quantité très importante de CO₂ se trouve dissoute dans les océans.

Les émissions de CO₂ proviennent principalement des pays industrialisés. Ainsi, à titre d'exemple, les Etats-Unis ont, en 1996, émis 5,3 milliards de tonnes soit 23 % du total. La figure suivante donne les répartitions géographiques des émissions de CO₂.

Figure : Répartition des émissions de CO₂ en 1996



Deux types de classement sont généralement faits en matière d'émissions de CO₂ : d'une part un classement par quantités totales de CO₂ rejetées et d'autre part selon les quantités par habitant.

²⁵⁹ Nature, n° 392, 9/4/1998.

²⁶⁰ une tonne de C correspond à 3,7 tonnes de CO₂ ; une tonne de CO₂ correspond à 0,27 tonne de C.

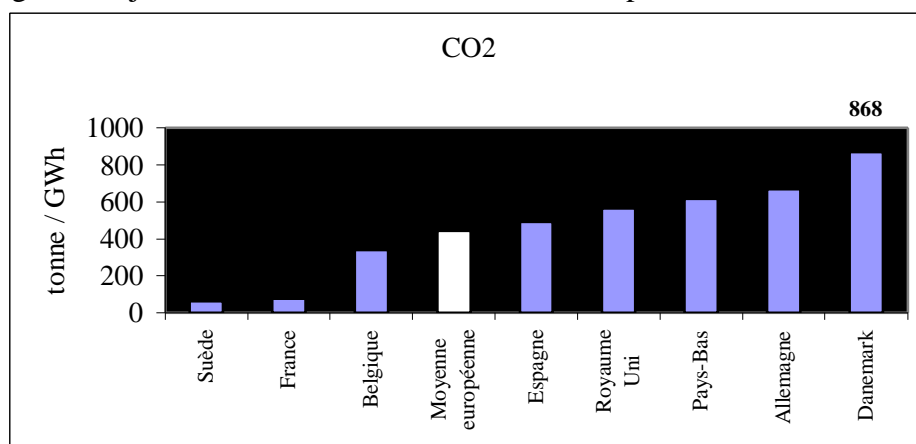
Les Etats-Unis sont le principal émetteur mondial de CO₂. La Chine occupe la deuxième place, suivie de la Russie.

Tableau : Principaux pays émetteurs de CO₂ en 1995 ²⁶¹

Classement selon les volumes des émissions	milliards de tonnes de CO ₂ (1995)
1. Etats-Unis	5,2
2. Chine	3,0
3. Russie	1,6
4. Japon	1,1
5. Allemagne	0,9
6. Inde	0,8
7. Royaume-Uni	0,6
8. Ukraine	0,4
9. Canada	0,4
10. Italie	0,4
11. France	0,4
12. Corée du Sud	0,3
13. Mexique	0,3
14. Brésil	0,3
15. Australie	0,3
16. Espagne	0,2
17. Pays-Bas	0,2
18. Belgique	0,1

S'agissant des émissions rapportées au nombre d'habitants, on retrouve en tête de classement non seulement les pays développés mais aussi les pays utilisant les combustibles fossiles en grande quantité sans avoir une réglementation de protection de l'environnement comparable à celle des pays industrialisés.

Figure : Rejets de CO₂ en 1995 dans l'Union européenne en tonne/GWh ²⁶²



²⁶¹ AFP, 4/11/98.

²⁶² Source : Commission européenne, DGXVII, 1995.

Tableau : Principaux pays émetteurs de CO2 par habitant en 1995 ²⁶³

Classement selon les émissions / habitant	tonnes / habitant
1. Etats-Unis :	19,13
2. Canada :	14,99
3. Russie :	14,11
4. Ukraine :	11,72
5. Allemagne :	10,96
6. Royaume-Uni	9,78
7. Japon :	8,79
8. Italie :	7,03
9. Corée du Sud :	6,56
10. France :	6,34
11. Mexique	3,77
12. Chine :	2,27
13. Inde :	0,88

Les émissions de CO2 des pays en développement sont certes en augmentation sensible sous l'action de plusieurs facteurs concordants : utilisation des combustibles fossiles accessibles, intensité énergétique insuffisante, décollage économique.

Il n'en reste pas moins que ce sont les pays développés qui portent la responsabilité la plus forte en matière d'émissions de CO2, ainsi que l'illustre la tableau suivant.

Tableau : Répartition des émissions de CO2 entre pays développés et pays en développement ²⁶⁴

1995	Monde	OCDE
population (milliards d'habitants)	5,54	1,00
PIB (milliers de milliards de dollars US)	23,3	18,4
consommation d'énergie (milliards de tep)	9,1	4,6
consommation d'électricité (TWh)	12,1	7,6
émissions de CO2 (milliards de tonnes par an)	22,0	11,1

Les dernières statistiques sur les rejets de CO2 publiées par l'OCDE et l'AEN sont alarmantes à cet égard. En effet les émissions ont progressé de 7 % entre 1990 et 1996, suivant le tableau ci-après.

²⁶³ H. Kempf ; Le Monde, 2/11/1998.

²⁶⁴ OCDE, cité dans The E7 Observer, n°15, 1998.

Tableau : Evolution des émissions de CO2 de 1996 par rapport à celles de 1990

pays	variation des émissions de 1996 par rapport à celles de 1990
Corée	+ 75 %
Inde	+ 44 %
Chine	+ 33 %
Japon	+ 11 %
Etats-Unis	+ 9 %
Monde	+ 7 %
Pologne	+ 5 %
Italie	+ 3 %
France	+ 1,6 %
Allemagne	- 8 %
Grande-Bretagne	- 0,4 %

La progression des rejets de CO2 par les pays d'Europe de l'Est est soutenue. La Russie doit être mise à part. La crise persistante dans ce pays a en effet ralenti son activité économique et diminué les émissions de CO2. La progression des émissions de l'Inde et de la Chine est en revanche massive.

- ***Les Etats-Unis de 1990 à 1996, une préfiguration des évolutions spontanées possibles en Europe***

Le cas des Etats-Unis mérite d'être analysé en détail, compte tenu de l'importance de leurs émissions de CO2 dans le total mondial et en raison de leur valeur de contre-exemple.

La consommation d'énergie a augmenté aux Etats-Unis en moyenne de 1,7 % par an depuis 1990. La consommation d'électricité s'est également élevée de 2,0 % par an depuis la même date, soit un rythme conforme à la tendance de longue période dans les pays industrialisés.

La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre (82 %) correspond au CO2. Elle est donc imputable aux combustibles fossiles.

Dans la période récente, ce sont les transports et la production d'électricité qui sont aux Etats-Unis principalement responsables des augmentations des rejets de CO2. Au cours de la période considérée, plusieurs centrales nucléaires ont été arrêtées. Par ailleurs, le prix du gaz a augmenté sur la période.

En conséquence la part du charbon s'est accrue dans la production d'électricité, avec, comme résultat, l'augmentation des émissions de 9 % sur la période 1990-1996.

La combinaison d'une croissance lente mais réelle de la consommation d'électricité et d'une baisse de la part du nucléaire dans la production de celle-ci, a produit mécaniquement une augmentation importante des émissions de CO2.

A contrario, le nucléaire dans l'Union européenne permet d'éviter l'émission de 700 millions de tonnes de gaz carbonique par an. Ce total correspond à l'ensemble des émissions de CO₂ du parc automobile de l'Union européenne²⁶⁵. Autrement dit, « *pour obtenir la même économie de CO₂, il faudrait supprimer toutes les voitures particulières de l'Union européenne* ».

- ***La croissance mondiale de la consommation d'énergie***

La consommation mondiale d'énergie devrait croître à l'avenir à un rythme moyen de 2 à 3 %.

Dans de nombreux pays, en Europe de l'Est, en Chine, en Amérique du Nord, la consommation spécifique d'énergie en pourcentage du PIB est le double ou le triple de celle de l'Europe ou du Japon.

Pour restreindre les émissions de CO₂, une première solution existe, celle de diminuer l'intensité énergétique grâce à une augmentation des rendements énergétiques et aux économies d'énergie.

Mais l'augmentation de la consommation d'électricité accompagne toujours le développement économique.

Sans compter la part des émissions dues aux transports, il est certain que la production d'électricité, par son augmentation, va contribuer à la croissance des rejets de CO₂, dans des proportions qui dépendent évidemment de la composition du parc électrique futur des pays considérés.

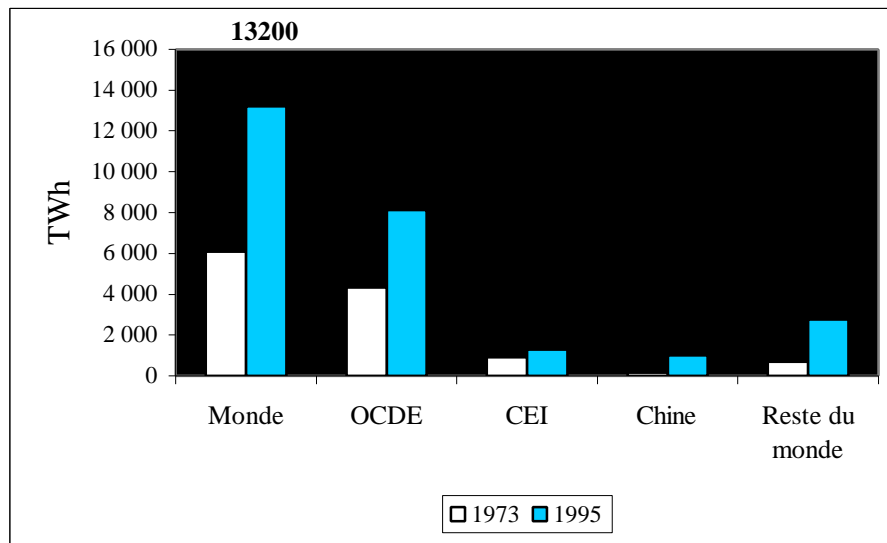
- ***La croissance de la consommation d'électricité***

La croissance de la consommation d'électricité accompagne toujours le développement économique.

Le graphique suivant illustre ce phénomène. Il représente l'évolution entre 1973 et 1995 de la production d'électricité dans différents ensembles de pays et en Chine.

²⁶⁵ J. Syrota, La Tribune, 20/4/1998.

Figure : Croissance de la production annuelle d'électricité entre 1973 et 1995²⁶⁶



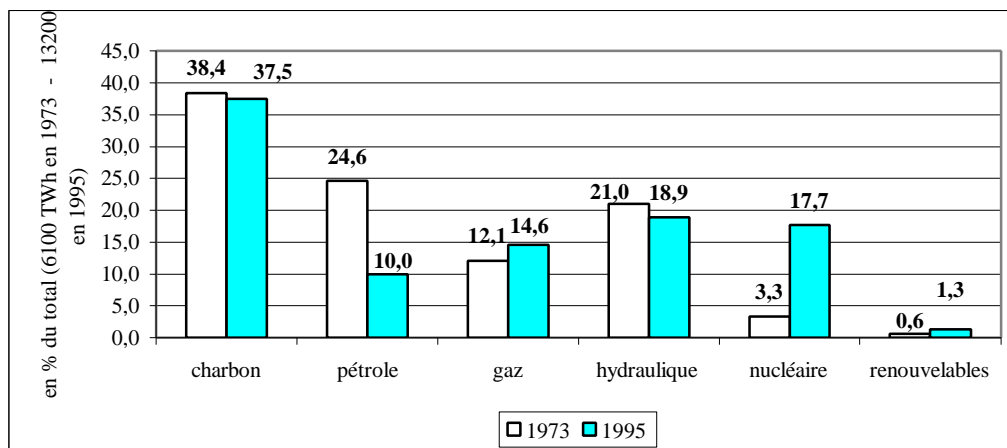
Les différentiels de croissance de la consommation d'électricité selon les pays sont très importants. Ainsi, dans l'OCDE, la consommation d'électricité a été multipliée par 1,9 entre 1973 et 1995. En Chine, elle a été multipliée par 6,1. Le reste du monde qui regroupe les autres pays en développement a vu, quant à lui, sa consommation d'électricité multipliée par 4.

Il est clair que l'augmentation de la consommation d'électricité va continuer à se produire dans l'ensemble du monde, mais à une allure beaucoup plus rapide dans le monde en développement.

On souligne souvent le rôle important du transport dans l'augmentation des émissions de CO₂. Le choix des filières de production de l'électricité ne l'est pas moins. La question des parts respectives du nucléaire, du charbon et du gaz dans la production d'électricité à l'avenir est donc d'une très grande importance, compte tenu de leurs performances très inégales en matière d'émissions de CO₂.

²⁶⁶ The E7 Observer, n° 15, numéro spécial 1998 .

Figure : Evolution de la part des différentes filières de production d'électricité dans la production mondiale ²⁶⁷



- ***L'importance critique du choix de la filière de production d'électricité pour les émissions de CO2***

Des calculs précis ont été effectués par l'Institut Paul-Sherrer et le Laboratoire des systèmes énergétiques de l'EPF de Zürich sur les contributions des différentes filières à l'effet de serre ²⁶⁸.

Les unités utilisées sont l'équivalent CO2 et le gramme d'équivalent CO2 par kWh. Une telle comparaison scientifique des émissions de gaz à effet de serre des divers systèmes de production d'électricité prend en considération tous les processus de l'aval à l'amont.

Ainsi pour le nucléaire, sont examinées toutes les étapes : extraction du minerai, enrichissement en uranium fissile 235, construction, exploitation et démantèlement des centrales nucléaires, transport et retraitement des combustibles usés, stockage des déchets radioactifs.

Tableau : Emissions de CO2 par kWh produit, selon le type de centrale

	émissions (g éqCO2/kWh)	remarque
cycle combiné à gaz	400	avec fuites de gaz sur des transports à longue distance réduites. Si pertes de 1 à 2 % de méthane, niveau identique au charbon
centrales au charbon	800-1000	
nucléaire	10	étape concernée : fabrication du combustible
hydroélectricité	3	

²⁶⁷ The E7 Observer, n°15, numéro spécial 1998.

²⁶⁸ Enerpresse n°7107, 3/7/98.

Le passage du charbon au cycle combiné à gaz permet de réduire de moitié les émissions de CO₂.

En revanche, le cycle combiné à gaz émet 40 fois plus de CO₂ que le nucléaire.

• *Les autres gaz à effet de serre*

Le gaz carbonique n'est pas le seul des gaz à modifier le bilan radiatif de la planète. Le tableau suivant présente les caractéristiques des autres gaz à effet de serre (GES).

Tableau : Principales caractéristiques des gaz à effet de serre²⁶⁹

nom	formule	« nocivité » / CO ₂	origine	évolution de la concentration
dioxyde de carbone	CO ₂	1	combustibles fossiles	1,5 ppmv / an
méthane	CH ₄	20 à 30	décomposition des matières organiques à l'abri de l'air ; agriculture, traitement des déchets, extraction d'hydrocarbures fossiles, fuites des réseaux de gaz	niveau de 1994 : 1,72 ppmv ²⁷⁰ augmentation de + 0,010 ppbm / an émissions nettes : 535 millions de tonnes / an
oxyde nitreux ou protoxyde d'azote	N ₂ O	300	combustion du pétrole, process industriels dont fabrication des engrais	niveau de 1994 : 0,312 ppmv
CO ₂ , CH ₄ et N ₂ O représentent 95 % du forçage radiatif				
hydrofluorocarbone	HFC	200 à 10 000	gaz porteurs pour aérosols, réfrigération, électronique	CFC-11 et 12 : + 4 % / an jusqu'en 1988 ; diminution de 0,2 à 0,3 % en 1993 HCFC-22 : +77 % / an HFC : + 100 % / an
polyfluorocarbones	PFC	7000	fonte de l'aluminium et enrichissement de l'uranium	
hexafluorure de soufre	SF ₆	24 000	équipement électrique	augmentations de concentration limitées

D'une manière générale, la plupart des gaz à effet de serre résident pendant plus d'une décennie dans l'atmosphère. Leurs concentrations sont donc homogénéisées par les mouvements atmosphériques. Ils affectent donc le bilan radiatif à l'échelle globale.

²⁶⁹ La vapeur d'eau joue un rôle fondamental de rétroaction dans le changement climatique mais sa concentration est très peu affectée de manière directe par les activités humaines.

²⁷⁰ ppbv : partie par billion en volume (billion = milliard)

- *L'inertie de la croissance de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère*

Dans l'état actuel des connaissances du cycle du carbone, un freinage modéré des émissions conduirait à une augmentation inéluctable de la concentration du CO₂. Ainsi, à supposer que l'on mette un siècle et demi pour revenir au niveau d'émissions de 1990, la stabilisation de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère se produirait à hauteur de 650 ppmv.

En réalité, la teneur en CO₂ ne pourrait se stabiliser autour de 450 ppmv que si les émissions de CO₂ revenaient au niveau de 1990 d'ici 40 ans et si elles diminuaient nettement par la suite.

Un accord semble se faire entre les experts en matière de concentrations admissibles de CO₂ dans l'atmosphère, à savoir une concentration en CO₂ stabilisée au niveau de 550 ppmv en 2350, soit environ le double de la concentration de l'ère préindustrielle. Toutes les discussions internationales prennent comme limite le doublement de la concentration de CO₂ par rapport à la période préindustrielle.

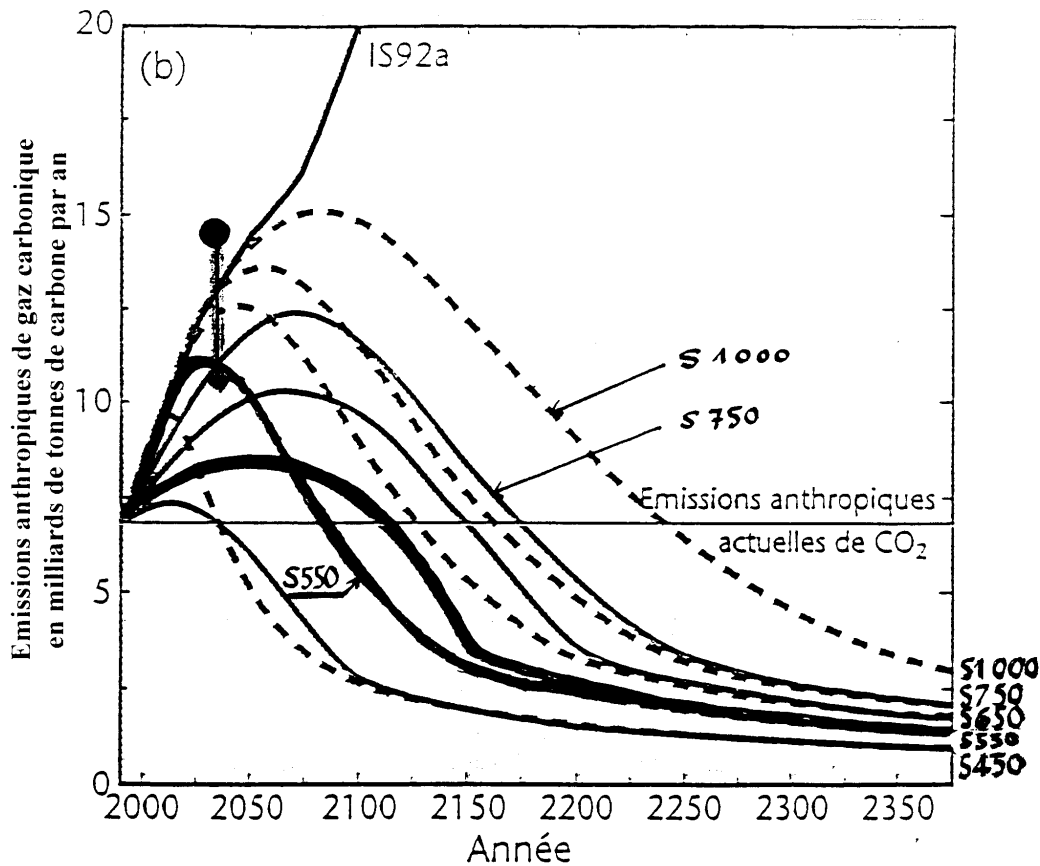
Les émissions actuelles sont d'environ 6 milliards de tonnes de carbone par an. En raison de la croissance de la consommation d'énergie résultant elle-même de la croissance économique, ces émissions de carbone vont continuer à croître.

A court terme, les décisions de plafonnement auront des effets insignifiants. L'augmentation de la température d'un ou deux degrés est, selon certains experts, inéluctable²⁷¹. En cas d'augmentation forte de la concentration du CO₂, il pourrait alors se produire un phénomène d'auto-amplification du réchauffement planétaire.

Le graphique ci-après montre l'ampleur du problème. Les ordonnées correspondent aux émissions de CO₂ en milliards de tonnes de carbone. En abscisse, figurent les années. Chacune des courbes correspond, pour une concentration finale en CO₂, au maximum des rejets de carbone qu'il faut respecter, année après année, pour stabiliser la concentration de l'atmosphère à une valeur particulière de CO₂ à l'horizon 2350.

²⁷¹ C. Philibert, PNUE, Libération, 14/11/1998.

Figure 1 : Les conditions, selon le GIEC, d'une stabilisation de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère



On voit bien à la lumière de ce graphique que tout le problème est d'abord d'arriver à contenir les émissions, en vue d'arriver à une stabilisation. Le plus difficile sera ensuite de les faire diminuer. Le scénario 550 ppmv est éclairant à cet égard. Pour parvenir à cette concentration à long terme, il faudrait ralentir la croissance des émissions et commencer à les réduire en 2025 pour progressivement les faire tendre vers un niveau de 2 milliards de tonnes de carbone.

Or la mise en oeuvre du protocole de Kyoto est délicate. Pourtant, l'objectif est modeste : il s'agit de parvenir en 2008-2012 à une réduction globale de 5,2 % des émissions de CO₂ des 38 pays de l'annexe 1 par rapport aux niveaux de 1990.

Ces contraintes, pour aussi difficiles qu'elles soient à formaliser et à mettre en oeuvre, ne sont que le tout début du chemin à parcourir.

Il faudra en effet à la fin du XXI^e siècle, non seulement avoir réussi à stabiliser les émissions mondiales mais aussi avoir commencé à les réduire. Cette décroissance sera indispensable pour ne pas dépasser à un horizon de trois siècles la concentration limite de 550 ppmv.

L'étude des mesures à prendre pour parvenir à un tel objectif, situé à un horizon de temps aussi éloigné, est impossible dans l'état actuel des instruments dont on dispose. L'état des technologies disponibles à cette date est impossible à établir. Aucun modèle économique ne se hasarde aussi à explorer de telles périodes.

Mais il est indispensable de commencer la réflexion pour l'après Kyoto. A cet égard, l'horizon 2030 doit être examiné. Pour ce faire, différents outils sont disponibles, par exemple le modèle POLES de l'IEPE-CNRS, présenté dans la suite pour l'évaluation du coût du CO₂.

3. La prise de conscience internationale : lenteurs et acquis

- ***Le précédent de la protection de la couche d'ozone***

Le protocole de Montréal, relatif à la protection de la couche d'ozone est le premier protocole à l'échelle mondiale concernant l'environnement. Il est entré en vigueur le 1er janvier 1989. Il est actuellement ratifié par 160 pays.

Ce protocole prévoit une réduction de moitié en 10 ans de la consommation des substances dangereuses, avec une période de grâce de 10 ans pour les pays en voie de développement. Depuis janvier 1996, les pays développés n'ont plus le droit de produire de CFC.

Quelle est la situation de la couche d'ozone actuellement ?

La couche d'ozone se situe dans la stratosphère, entre 12 et 27 km d'altitude. Sa concentration est maximale entre 19 et 23 km d'altitude.

Actuellement, grâce au protocole de Montréal, la concentration cumulée des substances nocives diminue lentement après un maximum atteint en 1994, celle du brome augmentant toutefois dans la troposphère (entre le sol et 18 km).

Aux latitudes moyennes dans les deux hémisphères, l'appauvrissement de la couche d'ozone s'est atténué par rapport à la précédente évaluation de 1994.

Mais aux latitudes polaires de l'hémisphère nord, la concentration d'ozone a diminué de 25 % par rapport aux années 60 durant six des neuf dernières années hivernales. Dans l'Antarctique, le trou d'ozone a continué de se former durant le printemps austral.

Dans le domaine des phénomènes atmosphériques, une tendance est donc longue à inverser, du fait de l'accumulation de gaz nocifs résultant de vitesses d'émission et de transport supérieures aux vitesses de disparition. Avec une interdiction plus

rapide des CFC, sans doute aurait-on gagné plus de temps encore : « *si on avait décidé par précaution d'arrêter les émissions de CFC dès 1985 à Montréal, on n'aurait peut-être jamais atteint de seuil aussi grave. En agissant dix ans plus tôt, on n'aurait pas perdu cinquante ans* »²⁷².

• ***La chronologie de la prise de conscience de l'effet de serre***

Près de quarante ans se sont écoulés entre les premiers programmes de recherche sur l'effet de serre et l'élaboration d'un protocole d'accord.

- **1958 :** installation à Hawaï d'une base de mesure de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère
- **1963 :** démonstration du fait que l'activité humaine perturbe le cycle naturel du CO₂ atmosphérique
- **1986 :** création du groupe consultatif pour les gaz à effet de serre (AGGG) par le PNUE, l'OMM et le Conseil international des Unions scientifiques (CIUS)
- **1988 :** création par l'Assemblée générale de l'ONU du Groupe intergouvernemental d'évaluation du climat (GIEC/IPCC ²⁷³), panel de plus de 3000 scientifiques de 60 pays
- **1989 :** Noordwijk - 1ère conférence ministérielle sur les changements climatiques
- **1990 :** avril, Washington : conférence sur le réchauffement de la planète
- **1990 :** 1er rapport du GIEC ; conclusion principale : il faudrait réduire de plus de 60 % les émissions de CO₂ et de CH₄ pour parvenir à réduire la concentration de CO₂ dans l'atmosphère
- **1990 :** deuxième conférence ministérielle sur le climat à Genève
- **1992 :** juin, sommet de la Terre, Rio ; adoption d'une convention mondiale sur les changements climatiques qui prévoit de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre, puis de les ramener en l'an 2000 à leur niveau de 1990
- **1995 :** avril, Berlin : un mandat est adopté avec l'objectif d'une réduction des émissions de CO₂ des seuls pays industrialisés au delà de l'an 2000

²⁷² C. Philibert, PNUE, Libération, 14/11/98.

²⁷³ IPCC : International Panel on Climate Change.

- **1996 :** juillet, Genève : conférence internationale sur les changements climatiques ; la déclaration de Genève précise que les pays industrialisés doivent prendre des engagements juridiquement contraignants dans un protocole de la convention climat pour limiter les émissions des CO₂ et autres gaz à effet de serre (GES)
- **1997 :** 11 décembre, Kyoto : adoption d'un protocole à la Convention sur le climat, imposant des réductions « *juridiquement contraignantes* » de 5,2 % en moyenne des émissions de GES aux pays industrialisés en 2008-2012
- **1998 :** Buenos Aires, 14 novembre : adoption d'un plan d'action (de discussion en fait) pour concrétiser les dispositions du protocole de Kyoto

Tableau 1 : Pays de l'annexe I du protocole de Kyoto et engagement contracté (niveaux d'émission autorisés à l'horizon 2008-2012 en pourcentage par rapport à ceux de 1990)^{274,275}

pays	appartenance	objectif
Allemagne	UE & OCDE	92
Autriche	UE & OCDE	92
Belgique	UE & OCDE	92
Danemark	UE & OCDE	92
Espagne	UE & OCDE	92
Finlande	UE & OCDE	92
France (+ Monaco)	UE & OCDE	92
Grèce	UE & OCDE	92
Irlande	UE & OCDE	92
Italie	UE & OCDE	92
Luxembourg	UE & OCDE	92
Pays Bas	UE & OCDE	92
Portugal	UE & OCDE	92
Royaume Uni	UE & OCDE	92
Suède	UE & OCDE	92
Australie	OCDE	108
Canada	OCDE	94
Etats-Unis	OCDE	93
Hongrie	OCDE	94
Islande	OCDE	110
Japon	OCDE	94
Norvège	OCDE	101
Nouvelle Zélande	OCDE	100
République tchèque	OCDE	92
Suisse	OCDE	92
Bulgarie		92
Croatie		95
Estonie		92
Fédération russe		100
Lettonie		92
Liechtenstein		92
Lituanie		92
Pologne		94
Roumanie		92
Slovaquie		92
Slovénie		92
Ukraine		100

²⁷⁴ A. Bernard et M. Vielle, Modalités d'application de l'accord de Kyoto et coût économique dans la perspective du sommet de Buenos Aires, Revue de l'Energie, n°, 500, octobre 1998.

²⁷⁵ Certains pays industrialisés sont exclus de l'obligation de réduction des émissions et sont inscrits sur la liste B de l'annexe I ; la Turquie fait par exemple partie de la liste B souvent désignée par abus de langage annexe B.

B. L'estimation du coût du CO₂ par le coût de séquestration

La captation et le stockage du CO₂ produit par les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles est une des solutions envisagées pour répondre au défi que représente l'accroissement de la concentration du gaz carbonique dans l'atmosphère.

Ce type de procédé est souvent décrit sous le terme de séquestration du CO₂. En tout état de cause, deux étapes successives sont à considérer, chacune nécessitant des technologies différenciées et non encore stabilisées et générant des coûts difficiles encore à apprécier.

1. Les procédés de captation du CO₂ produit par les centrales thermiques

Différents procédés de captation du CO₂ sont disponibles. Ceux-ci sont fortement influencés par la concentration ou la pression partielle du gaz qui doit être capturé.

Le tableau ci-après illustre quelques résultats de différentes alternatives pour la capture du CO₂ dans le cas d'une unité à charbon pulvérisé équipée d'une désulfuration des gaz.

Il montre les liens entre les coûts du CO₂ évité et ceux pour le capturer. Ces valeurs sont valables uniquement pour l'exemple qui est pris en considération.

Tableau : Estimation du coût de captation du CO₂ émis par une centrale thermique fonctionnant au charbon pulvérisé, selon les différentes technologies disponibles²⁷⁶

type	rendement efficacité (%)	coût de l'énergie dollars / kWh	coût du CO ₂ évité dollars / tonne	taux de CO ₂ émis (gCO ₂ /kWh)
référence				
charbon pulvérisé et désulfuration des fumées	40	0,049	-	829
dispositif additionnel de captation du CO₂				
technologie membrane	31	0,0776	45	194
technologie absorption (MEA)	29	0,074	35	116
technologies membrane + absorption (MEA)	30	0,0747	42,3	222
technologie cryogénie	nd	nd	nd	nd
technologie adsorption (PSA)	28	0,114	84	57
technologie adsorption (TSA)	29	0,179	264	335

²⁷⁶ Source : SNET, audition du 21 janvier 1999.

L'énergie à dépenser pour capter le CO₂ fait baisser le rendement d'une centrale à charbon pulvérisé de l'ordre de 10 %. La conséquence sur le prix de l'électricité produite est donc majeure.

Les conclusions des études des différents procédés de captation montrent que les technologies actuellement disponibles ne sont pas encore au point ²⁷⁷.

- ***Les procédés à membrane***

Les membranes sont déjà utilisées commercialement, par exemple pour la séparation de l'hydrogène mais un développement complémentaire serait nécessaire avant qu'elles soient utilisables à une échelle significative pour la capture du CO₂.

Les perspectives pour une réduction des coûts importants actuels ne sont pas évidentes. Quoi qu'il en soit, de nombreux systèmes semblent prometteurs. Un atout important des membranes est qu'elles consomment un peu moins d'énergie que les autres méthodes de captation.

- ***La cryogénie***

L'utilisation de procédés à basse température (cryogénie) est seulement à prendre en considération lorsqu'il y a des hautes concentrations de CO₂ dans les fumées, en raison de son coût.

La cryogénie pourrait recevoir une application avec la nouvelle technologie de la gazéification intégrée du charbon à cycle combiné.

Les procédés cryogéniques ont l'avantage de produire du CO₂ sous forme liquide prêt à être transporté sur le lieu de stockage.

- ***L'absorption du CO₂ et ses limites***

L'absorption du CO₂ peut être réalisée par voie chimique ou par voie physique. Pour des faibles concentrations de CO₂ dans les fumées, un solvant chimique tel que le monoéthanolamine peut convenir. Pour des concentrations plus fortes de CO₂, un procédé physique est préférable.

En raison aussi des capacités limitées et d'une sélectivité faible, les procédés par absorption ne peuvent donc pas être retenus pour les centrales thermiques.

Dans chaque cas, des procédés additionnels sont nécessaires s'il y a présence de SO₂ dans les fumées pour éviter une perte excessive de solvant.

²⁷⁷ Source : AIE-OCDE, novembre 1998.

- *L'adsorption du CO₂*

L'adsorption du CO₂ consiste en sa fixation sur un support, une étape de re-largage étant ensuite prévue. Il semble que cette technique ne soit pas adaptée aux volumes de CO₂ générés par une centrale électrique.

La capture par adsorption sur tamis moléculaire (membrane) est en effet plus efficace quand la concentration dans les fumées du gaz à capter se situe entre 400 ppm et 15 000 ppm. Or ces valeurs sont nettement plus faibles que celles rencontrées dans les fumées des centrales thermiques.

2. Les différents procédés envisagés pour le stockage du CO₂

Préalablement à l'étape du stockage, la question du transport doit être résolue. Une centrale thermique fonctionnant au charbon produit 12 500 tonnes de CO₂ en 24 heures. A titre indicatif, pour évacuer un tel tonnage, il faut quotidiennement 625 camions de 20 tonnes ou 6 trains de 2 200 tonnes. Le transport en conduite du CO₂ supercritique est donc probablement la seule voie envisageable.

Différents procédés de stockage du CO₂ sont envisagés. Parmi ceux-ci, le seul à avoir été appliqué est celui du stockage dans un gisement sous-marin.

a) le stockage dans les gisements sous-marins

La première version de ce procédé consiste à utiliser les gisements pétroliers ou gaziers sous-marins une fois qu'ils sont épuisés. La Norvège a testé cette possibilité en vraie grandeur sur le champ gazier de Sleipner. Il s'agissait d'épurer, avant utilisation, un gaz naturel chargé en CO₂. Le gaz carbonique était récupéré par le procédé d'absorption chimique, puis réinjecté dans le gisement d'Utsira, à 800 mètres sous le niveau de la mer.

La deuxième version de ce procédé correspond à l'injection du CO₂ dans des gisements en activité. Dans ce cas, le débit du gisement peut en être augmenté grâce à l'augmentation de pression ou au déplacement du gaz ou du pétrole par le gaz carbonique.

b) le stockage en profondeur dans les océans

Un autre procédé de stockage dans les océans consiste à tirer parti du fait que le gaz carbonique liquide est plus dense que l'eau, à condition que sa pression soit supérieure à 300 bar. Une telle pression est atteinte à 3000 m sous le niveau de la mer.

Le principe de ce mode de stockage est en conséquence d'injecter par une conduite de grande longueur le CO₂ liquide dans les eaux profondes des océans.

Le CO₂ est alors censé rester sous la forme de nappes plaquées sur les fonds sous-marins.

Bien entendu, la démonstration reste à faire que le CO₂ supposé reposer en grande quantité sur les fonds sous-marins n'est pas susceptible d'une part de modifier les éco-systèmes marins et les échanges océan-atmosphère et d'autre part d'être dispersés par les courants sous-marins.

c) le stockage dans des cavités terrestres

Le stockage terrestre dans des cavités est également une solution, que celles-ci correspondent ou non à des gisements d'hydrocarbures. Les mêmes effets d'augmentation des rendements sont attendus dans le cas des gisements en activité.

d) l'utilisation du CO₂ comme matière première

Une autre voie pourrait être celle de l'utilisation du CO₂ comme matière première de la chimie organique. Ceci supposerait la mise en place de toute une chaîne de récupération et de distribution pour l'industrie.

Une autre voie consisterait en l'utilisation du CO₂ pour forcer la croissance de végétaux terrestres ou sous-marins. Il ne semble pas toutefois que les quantités utilisables dans ce type de procédé soient à la hauteur des volumes de CO₂ générés par les centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles. A titre indicatif, une surface de 2 000 km² de forêt serait nécessaire pour absorber le CO₂ produit durant la vie d'une unité de 500 MW au charbon.

En tout état de cause, selon certains experts, les coûts de transport et de stockage seraient moins élevés que ceux correspondant à la capture du CO₂.

3. L'augmentation des rendements des centrales thermiques classiques

La production combinée d'électricité et de chaleur - la cogénération – constitue la première façon d'augmenter le rendement global d'une installation fonctionnant au gaz ou au charbon.

La deuxième piste consiste en l'augmentation du rendement de la production d'électricité. Des marges d'amélioration existent encore sur le cycle de Rankine (turbines à vapeur) et sur le cycle de Brayton (turbines à gaz) et même sur la combinaison des deux cycles (cycle combiné gaz-vapeur). Les progrès sont réguliers tant pour les turbines à gaz que pour les centrales électriques à base de charbon.

Pour les centrales à charbon, l'introduction des cycles supercritiques sur les chaudières à charbon pulvérisé (C.P.) ou sur la filière à Lit Fluidisé Circulant (LFC) permet d'augmenter de plus de 4 points le rendement net. De 40 %, il peut monter à près de 45 %. Le rendement actuel de la filière IGCC charbon par gazéification et cycle combiné est de l'ordre de 43 %. Il pourrait atteindre 47 % en 2010 et 50 % en 2020 selon l'AIE.

Un gain de rendement du cycle de 5 points pour une tranche de 600 MW permet de diminuer les émissions de CO₂ de l'ordre de 11 %.

En portant l'efficacité de la production d'électricité de 30 % actuellement en moyenne mondiale à 45 % entre 2020 et 2050, la réduction des émissions de CO₂ serait de l'ordre de 35 %. Certaines centrales chinoises ou des pays en transition ont en effet actuellement des rendements de l'ordre de 20 %.

Enfin, la reforestation et la sylviculture couplées à des investissements en centrales à charbon de nouvelle génération est à envisager dans le cadre d'opérations « *d'application conjointe élargie* » dans le cadre du protocole de Kyoto.

4.....La diminution des émissions plutôt que la séquestration du CO₂

La séquestration du CO₂, quelle que soit la filière retenue, reste à mettre au point industriellement.

Compte tenu du coût des différentes filières possibles, sa mise en oeuvre ne paraît pas économiquement admissible.

Le seul moyen crédible et efficace pour réduire les émissions de CO₂ dans la production d'électricité à partir du charbon consiste à améliorer le rendement énergétique des installations.

Le coût de séquestration du CO₂ pourrait en effet atteindre 350 dollars par tonne, ce qui représente un coût prohibitif.

C. L'estimation par les dommages

L'estimation du coût du CO₂ par la méthode de l'évaluation des dommages est extrêmement délicate. Les différentes estimations disponibles présentent toutes des limites.

- *Les premières estimations du coût des dommages entraînés par le CO₂*

Les premiers travaux réalisés en 1992 pour le cas des Etats-Unis sont relativement concordants, ainsi que le montre le tableau suivant.

Tableau : Evaluation des dommages encourus par les Etats-Unis, à la suite d'un doublement de la concentration de l'atmosphère en CO₂

milliards de dollars	Estimation de Fankhauser (1992)	Estimation de Cline (1992)	Estimation de Nordhaus (1991)
défense des côtes	0,2	1,0	7,5
perte de terres sèches	2,1	1,5	3,2
perte de terres humides	8,4	3,6	ε
perte d'espèces biologiques	6,4	3,5	ε
agriculture	7,4	15,2	1,0
sylviculture	-1,8	2,9	-
pêcherie	-	-	-
énergie	-	9,0	1,0
eau	13,7	6,1	ε
autres secteurs	-	1,5	ε
aménités	6,8	-	ε
mortalité/morbidité	16,6	> 5.0	ε
pollution atmosphérique	6,4	> 3.0	ε
migration	0,5	0,4	ε
risques naturels	0,2	0,7	ε
total	64,1	53,5	48,6
total en % du PIB 1988	1,3	1,1	1,0

Ainsi, le coût du réchauffement planétaire pour les Etats-Unis était estimé en 1992 à environ 1 % du PIB 1988.

Dans la même veine, des études ont été réalisées pour d'autres régions du monde. On en trouvera les résultats essentiels dans le tableau ci-après.

Tableau : dommages causés par un doublement du CO2 dans diverses régions du monde, selon Fankhauser (1992)

milliards de dollars	CE	Etats-Unis	URSS	Chine	Non-OCDE	OCDE	Monde
défense des côtes	0,1	0,2	0,0	0,0	0,9	0,5	1,4
perte de terres sèches	0,3	2,1	1,2	0,0	5,9	8,1	14,0
perte de terres humides	4,9	5,6	1,2	0,6	15,7	15,9	31,6
perte d'espèces biologiques	7,1	6,4	2,6	1,5	10,9	17,3	28,2
agriculture	9,7	7,4	6,2	7,8	16,0	23,1	39,1
sylviculture	-4,1	-1,8	-2,9	1,1	-0,8	-10,0	-10,8
énergie	-	-	-	-	-	-	-
eau	14,1	13,7	3,0	1,6	11,9	34,8	46,7
autres secteurs	-	-	-	-	-	-	-
aménités	7,0	6,8	-0,7	0,7	3,0	20,1	23,1
mortalité	22,0	16,6	3,9	7,3	32,0	57,3	89,3
pollution atmosphérique	3,5	6,4	2,1	0,2	3,5	11,9	15,4
migration	1,0	0,5	0,2	0,6	2,3	2,0	4,3
risques naturels	0,0	0,2	0,0	0,2	2,1	1,1	3,2
total (milliards de dollars)	65,6	64,1	16,8	21,6	103,1	182,1	285,2
en % du PNB	1,5	1,3	0,7	6,1	1,8	1,4	1,5

- *Les travaux réalisés dans le cadre de l'étude ExternE de la Commission européenne*

Dans le cadre de l'étude ExternE réalisée par la Commission européenne sur les externalités dans la production d'électricité²⁷⁸, un groupe de chercheurs a examiné en détail la question du chiffrage du coût du CO2 par la méthode des dommages et proposé des résultats sur la base d'une méthodologie précise.

Tableau : Estimation du coût en francs des dommages du CO2 selon ExternE

Gaz à effet de serre	unité	Fund		Open Framework	
		1%	3%	1%	3%
CO2	F / tC	1 115	459	1 049	485
	F / tCO2	302	118	289	131
CH4	F / tCH4	3 476	2 296	2 624	2 492
N2O	F / tN2O	111 503	41 978	170 534	72 149

²⁷⁸ ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DGXII, Science, Recherche, Développement, EUR 16520 EN, 1995

Tableau : Estimation du coût en dollars des dommages des gaz à effet de serre selon ExternE

	unité	Fund		Open Framework	
		1%	3%	1%	3%
CO2	dollar / tC	199	82	187	87
	dollar / tCO2	54	22	52	23
CH4	dollar / tCH4	621	410	469	445
N2O	dollar / tN2O	19 911	7 496	30 453	12 884

D'après ExternE, le coût du CO2 est donc de 300 F par tonne de CO2 ou de 190 dollars / tonne de carbone, en retenant le taux d'actualisation à très long terme de 1 %, qui semble le plus indiqué.

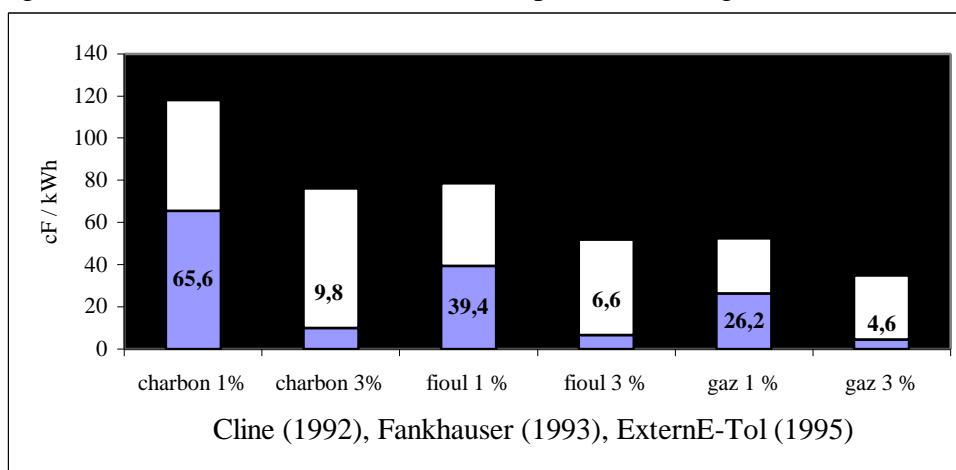
Les coûts donnés précédemment ont été rapportés par la DG XII²⁷⁹, au kWh produit par chacune des filières et comparés aux études précédentes du début des années 1990.

Tableau : coût des dommages du CO2 rapporté au kWh

	cF/kWh	charbon		fioul (CC)		gaz	
	taux d'actualisation	1%	3%	1%	3%	1%	3%
1992	Cline	98,4	14,4	65,6	9,8	39,4	6,6
1993	Fankhauser	65,6	9,8	39,4	6,6	26,2	4,6
1995	ExternE (Tol)	118,1	76,7	78,7	51,8	52,5	34,8

Ainsi, les évaluations par les dommages varient dans des proportions importantes. La figure suivante rend compte de ces disparités.

Figure : Valeurs extrêmes des estimations par les dommages du coût du CO2



L'influence du taux d'actualisation est évidemment majeure. Mais ce n'est pas la seule. Pour le charbon, les chiffres varient d'un facteur égal à 1,8 pour un taux d'actualisation de 1% et d'un facteur de 7,8 pour un taux de 3 %. Pour le gaz, les facteurs de variation sont respectivement de 2,0 et 7,6.

²⁷⁹ P. Valette, DGXII, Commission européenne, audition du 19/11/98.

D. L'estimation d'une « valeur du carbone » par le calcul des coûts de réduction

La troisième méthode d'évaluation du coût du CO₂ est celle qui consiste à calculer la valorisation de la tonne de carbone rejetée pour qu'une réduction des émissions se produise dans les proportions souhaitées.

Deux types de modèles sont disponibles pour traiter ce type de problèmes. Les modèles énergétiques peuvent apporter un début de réponse en mettant en lumière les impacts sur la demande et les effets de substitution entre sources d'énergie. C'est ce que permet le modèle POLES 2 développé à l'Institut d'Economie et de Politique de l'Energie (IEPE-CNRS) de Grenoble.

Les modèles énergétiques permettent d'estimer les coûts sectoriels des politiques de réduction en se fondant sur une analyse fine de la technologie. Ils ne prennent toutefois pas en compte les impacts macroéconomiques des politiques suivies. Leur usage devrait donc être prolongé par celui des modèles énergie-économie ou des modèles d'équilibre général appliqués qui prennent en compte les interactions énergie-économie.

Les applications du modèle POLES sont toutefois variées. Il peut servir à évaluer le montant de la taxe sur le CO₂ qu'il faudrait instaurer pour permettre d'atteindre les objectifs de Kyoto. Il permet également d'apprécier les avantages et les inconvénients des permis d'émission négociables et d'estimer leurs prix dans différentes configurations. Enfin, ce modèle permet aussi d'examiner les conséquences d'évolutions technologiques différenciées des filières ²⁸⁰.

Après avoir présenté le modèle POLES 2, on aborde ces différents points dans la perspective de mieux cerner les coûts de réduction du CO₂.

1. Le modèle POLES 2 de l'IEPE-CNRS de Grenoble

Le modèle POLES 2 développé à l'IEPE-CNRS de Grenoble est un modèle sectoriel simulant le système énergétique mondial à l'horizon 2030.

Les évolutions démographiques et économiques pour chacun des grands pays ou régions du monde sont considérées comme exogènes. Toutefois, les évolutions des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix de l'énergie sont endogènes au modèle.

²⁸⁰ P. Criqui, IEPE-CNRS, audition du 3/12/98.

- *Structure du modèle*

Le modèle POLES 2 est construit selon une structure hiérarchisée de modules qui sont interconnectés au niveau national, régional et mondial.

Le plan national intègre les modules de consommation, d'énergies nouvelles, de conversion en électricité et de production d'énergies fossiles pour chaque région. Les plans régionaux ou mondiaux intègrent les flux d'échanges énergétiques et les modules de prix internationaux, pour les trois grandes énergies faisant l'objet d'un large commerce international (pétrole, gaz et charbon) ²⁸¹.

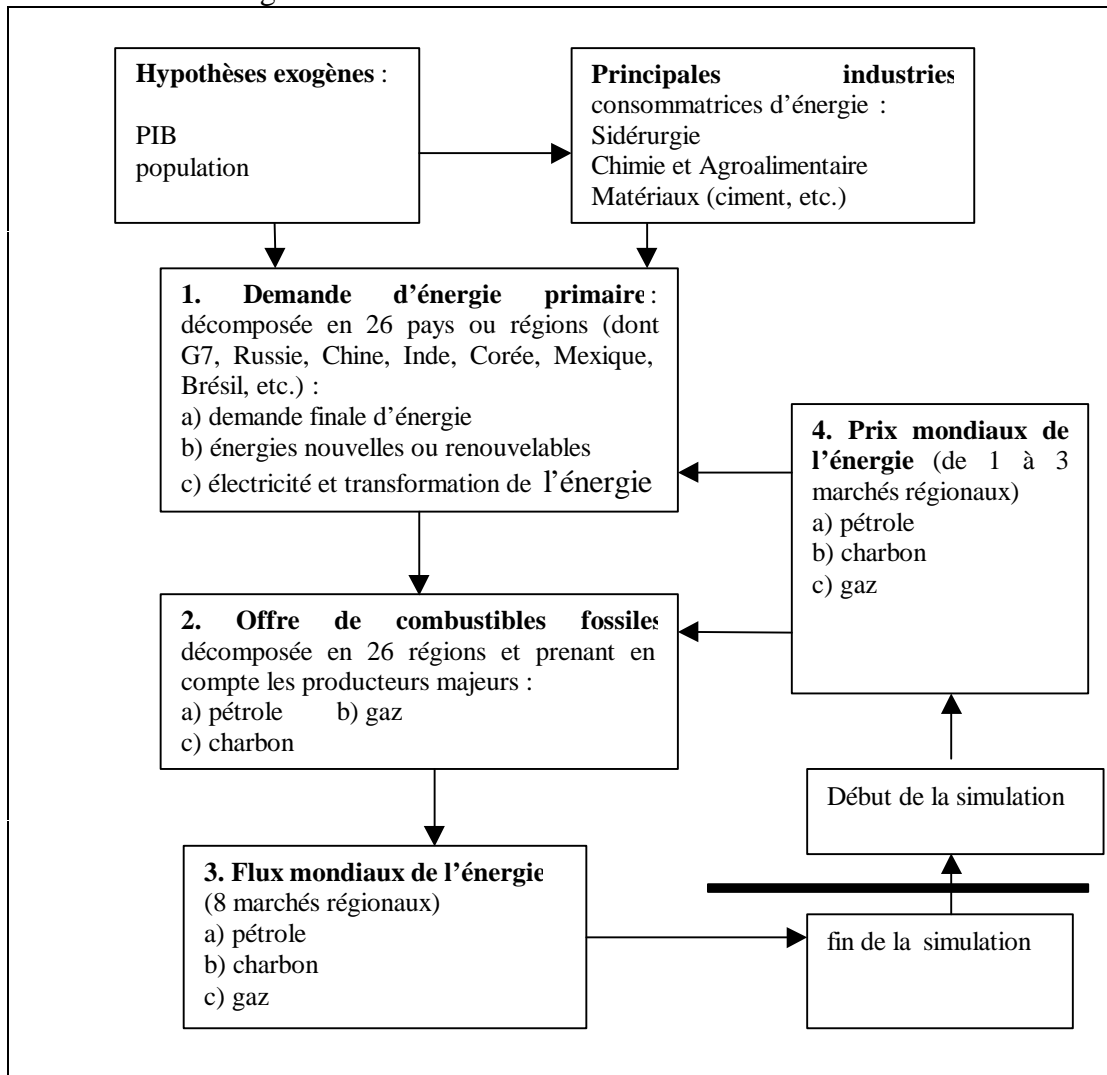
Dans sa désagrégation géographique actuelle, le modèle distingue 26 régions qui permettent de reconstituer divers schémas, en particulier celui en 11 zones utilisé par la plupart des études énergétiques mondiales : Europe de l'Ouest, Europe centrale, CEI, Amérique du Nord, Amérique latine, Afrique du Nord et Moyen Orient, Afrique sub-saharienne, Asie du Sud, Asie du Sud-Est, Asie continentale, Pacifique OCDE.

Par ailleurs, au sein de chaque région, les pays du G7 et les pays en développement rapides que sont la Chine, l'Inde, la Corée du Sud, le Brésil et le Mexique sont identifiés et traités par des modèles détaillés.

Le schéma suivant présente la structure générale du modèle.

²⁸¹ IEPE, Le modèle POLES : structure d'ensemble, représentation des énergies fossiles et analyse des impacts des contraintes d'émission de CO₂, IEPE, novembre 1998.

Figure : Les différents blocs du modèle POLES 2



Le modèle POLES 2 est un modèle de simulation récursive. La dynamique est donnée, à partir du point initial puis d'année en année, par les ajustements progressifs des variables d'offre et de demande, d'une part et de prix d'autre part.

L'horizon prospectif est volontairement limité à une quarantaine d'années, dans le souci de conserver dans le modèle des technologies « *explicites* » et non « *génériques* ». L'hypothèse est donc faite que les technologies qui pourront avoir un impact quantitatif significatif en 2030 doivent au moins être identifiées aujourd'hui.

- **Les grandes originalités du modèle POLES 2**

POLES 2 modélise la demande d'énergie par secteur consommateur, le secteur de la production d'électricité et le développement de nouvelles technologies de l'énergie. Il offre aussi une description détaillée du processus de découverte et de

mise en production des énergies fossiles qui tient compte des contraintes de ressources qui pèsent sur le développement à long terme du pétrole et du gaz, mais aussi de l'impact du progrès technique dans l'élargissement progressif de cette base de ressources.

La deuxième originalité de ce modèle est qu'il confronte l'offre et la demande d'énergie et donc qu'il conduit à une estimation des prix. C'est ainsi qu'une tension progressive sur les approvisionnements en pétrole est mise en évidence par le modèle à l'horizon 2010-2020, alors que l'évolution actuelle du marché du pétrole, avec un prix du baril à moins de 10 dollars et des stocks importants, porte à croire qu'une telle situation est très improbable.

Une autre grande originalité du modèle POLES 2 est de représenter les approvisionnements en énergie primaire. Une estimation des réserves disponibles est incluse dans le modèle, ainsi que l'évolution probable du progrès technique dans le domaine de l'énergie. Grâce à ces mécanismes, la cohérence entre les flux et les stocks d'énergie fossile est donc vérifiée.

Concrètement, la résolution du modèle se fait année après année. Elle conduit à une description du prix de l'énergie. Inversement, il est possible de tester l'impact de l'intégration d'une valeur du carbone dans les prix, ce qui rend possible l'étude des conditions auxquelles une réduction des émissions de CO₂ pourrait se produire.

La description du secteur énergétique est très détaillée. La production d'électricité est elle-même décrite selon douze types de centrales, selon le tableau suivant.

Tableau : Les 12 types de centrales électriques intégrées à POLES 2

hydroélectricité	nucléaire	charbon	lignite	gaz	fioul
1. barrages conventionnels de grande taille	1. réacteur à eau légère de technologie actuelle 2. réacteur de nouvelle génération (évolutionnaire)	1. centrale thermique conventionnelle 2. centrale à lit fluidisé sous pression 3. centrale à gaséification du charbon et à cycle combiné 4. centrale à cycle thermodynamique avancé	1. centrale thermique conventionnelle	1. centrale thermique conventionnelle 2. turbine à gaz à cycle combiné	1. centrale thermique conventionnelle 2. centrale thermique à cycle combiné

Le modèle POLES 2 prend en compte deux technologies nucléaires. La première correspond aux centrales à eau légère bouillante ou pressurisée actuellement en fonctionnement.

La deuxième correspond aux futurs réacteurs évolutionnaires qui seront opérationnels au plus tard en 2010-2020 et qui pourraient, sous certaines conditions

de « *percée technologique* », présenter des coûts de production de l'électricité diminués de 30 % par rapport aux coûts actuels.

Il pourrait donc s'agir d'un réacteur EPR optimisé. La filière RNR modernisée ne peut déboucher sur des performances de ce type, à l'horizon 2010-2020.

S'agissant des nouvelles technologies, le modèle POLES inclut en particulier la cogénération et les piles à combustibles. Un ensemble de 10 technologies centrées sur les énergies renouvelables sont également intégrées au modèle. Il reste que la modélisation de systèmes décentralisés de production d'électricité s'avère délicate.

Tableau 2 : Les 12 technologies nouvelles ou renouvelables intégrées à POLES 2

hydroélectricité	cogénération	éolien	solaire	biomasse	pile à combustible
1. centrale hydroélectrique de petite taille (<10 MWe)	1. production combinée de chaleur et d'électricité (petite et moyenne cogénération dans l'industrie)	1. centrale éolienne de puissance raccordée au réseau	1. centrale thermique solaire de puissance raccordée au réseau 2. système photovoltaïque intégré aux bâtiments et connecté à un réseau local 3. système photovoltaïque pour l'électrification rurale dans les pays en développement 4. système solaire à basse température pour le résidentiel	1. bio-combustibles pour technologies classiques (bois, déchets, biocarburants) 2. gazéification de la biomasse pour la production d'électricité	1. pile à membrane échangeuse de protons pour véhicules 2. pile à membrane échangeuse de protons pour usage fixe 3. pile à oxyde pour la cogénération

Les études conduites par l'IEPE-CNRS avec le modèle POLES 2 sont nombreuses et variées.

En particulier, différentes hypothèses relatives au progrès technologique dans les différentes filières de production de l'électricité peuvent être testées quant à leur impact sur les parts de marché de ces dernières.

Mais, les conséquences d'une taxe sur l'énergie ou sur les émissions de CO₂ peuvent également être examinées. Il s'agit alors d'une approche consistant à déterminer le coût marginal de la tonne de CO₂ permettant d'atteindre un objectif spécifique.

La production par le modèle des courbes de coûts marginaux de réduction rend également possible l'analyse des conséquences de l'introduction de permis d'émission de CO₂ négociables.

- ***La simulation des politiques de réduction des émissions de CO₂***

A partir de la projection de référence qui exclut la mise en oeuvre du protocole de Kyoto, l'internalisation d'une « *valeur du carbone* » dans les différents modules permet d'évaluer pour chaque région et pour des objectifs de réduction donnés, les émissions par tête ou par unité de PIB en 2010 par rapport à 1990, les courbes des coûts marginaux de réduction en 2010, les échanges de permis en volume et valeur pour différentes configurations de marchés d'échange de permis.

Le dispositif est basé sur l'utilisation des résultats du modèle concernant le volume des émissions par région pour un large spectre de « *valeurs du carbone* ».

Le modèle permet d'analyser les marchés où il y aurait une égalisation des coûts marginaux de réduction des émissions et donc une minimisation du coût total par échange de permis d'émission.

2. Un coût d'environ 170 dollars par tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, en l'absence de tout échange de permis d'émission

L'instauration d'une taxe sur le CO₂ est l'un des moyens utilisable pour réduire les émissions de ce gaz à effet de serre. Dans le domaine de la production d'électricité, la taxe a pour effet d'inciter à augmenter les rendements ou d'encourager le remplacement des combustibles fossiles par le nucléaire ou par les énergies nouvelles renouvelables qui n'émettent ni l'un ni les autres de CO₂.

Le premier résultat intéressant des simulations effectuées avec POLES 2 est que le coût marginal qu'il est nécessaire d'affecter à la tonne de carbone pour respecter les objectifs de Kyoto, varie considérablement selon le pays considéré.

Ainsi pour atteindre leurs objectifs, les Etats-Unis doivent instaurer une taxe de 149 dollars par tonne de carbone, et le Japon une taxe de 194 dollars par tonne de carbone. L'Union européenne, quant à elle, doit fixer la taxe à 149 dollars par tonne.

Tableau : Montant des taxes sur le carbone en l'absence de permis négociables

	émissions de CO2 (millions de tonnes de carbone)			coût marginal (dollar/tonne de carbone)	coût de la réduction des émissions (% du PIB de la zone)
	référence de 2010 (absence de mesures)	objectifs de Kyoto pour 2010	réduction par rapport à la référence		
Union européenne	1 038	822	216	193	0,200
Etats-Unis	1 753	1 243	510	149	0,365
Japon	398	279	59	194	0,155
Total Annexe B	4 187	3 591	596	-	0,250
Reste du Monde	4 088	4 088		-	-
Monde	8 275	7 679	596	-	-

Le coût de l'introduction d'une taxe sur le carbone est loin d'être négligeable. Il atteint 0,104 % du PIB mondial de 2010. Les Etats-Unis sont particulièrement pénalisés, avec une baisse de 0,365 % de leur PIB en 2010.

3. Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 70 dollars avec des permis négociables dans les pays de l'annexe B

L'intérêt majeur des permis d'émission négociables est de permettre d'effectuer les efforts de réduction des émissions de CO2 là où c'est le plus facile et le moins coûteux.

Les pays ne voulant pas réduire leurs émissions se procurent des droits à polluer auprès de ceux qui en disposent au sein du groupe des pays de l'annexe B. Les pays de l'ex-URSS dont les émissions réelles ont baissé depuis 1990, année de référence, en raison du ralentissement de leur économie, constituent la source principale de permis d'émission négociables.

Le tableau ci-après explicite la façon dont, pour chaque pays, l'objectif de réduction est atteint par la combinaison d'une taxe sur le CO2 et d'achats ou de ventes de permis d'émission négociables.

Tableau : les échanges de droits d'émission entre les pays de l'Annexe B au prix d'équilibre de 70 dollars par tonne de carbone

prix d'équilibre : 70 dollars par tonne de carbone	émissions (millions de tonne de carbone)		échanges en milliards de dollars			
	objectif de réduction	échanges	coût de réduction interne	coût total	gain par rapport à l'absence de marché	% du PIB
Union européenne	216	-115,5	3 248	11 293	6 564	0,130
Etats-Unis	510	-221	9 645	24 398	7 783	0,277
Japon	59	-32,3	896	3 148	1 861	0,097
Ex-URSS B	-297	389	2 946	-24 144 ²⁸²	24 144	-1,720
Annexe B	596	(395)	19 279	19 279	41 635	0,079

Ainsi, l'Union européenne acquiert des permis d'émission pour un montant de 115 millions de tonnes de carbone auprès de la Russie par exemple. Pour atteindre son objectif, il lui appartient toutefois de mettre aussi en oeuvre une taxe sur le carbone dont le montant est égal à 70 dollars par tonne de carbone.

Les Etats-Unis font de même. Ils mettent en place une taxe sur le carbone de 70 dollars par tonne de carbone et se procurent des permis d'émission pour un montant de 221 millions de tonnes de carbone.

L'instauration des échanges au sein des pays de l'annexe B a pour effet de diminuer le coût total de la réduction des émissions, d'un montant de 0,079 % du PIB.

4. Une baisse significative du coût de la tonne de carbone à 24 dollars avec des permis négociables dans le monde entier

Le modèle POLES 2 permet également d'étudier le cas de la mise en place de permis d'émission négociables dans l'ensemble du monde. Le même mécanisme que précédemment est en place, à savoir la combinaison d'une taxe interne sur le carbone et les échanges de permis d'émission négociables.

Le premier constat est que le prix d'équilibre de la tonne de carbone est alors de 24 dollars. Le deuxième constat est que pour l'Union européenne, le coût global de la réduction est alors de 0,053 % du PIB en 2010, contre 0,130 % avec un marché restreint aux pays de l'annexe B et 0,206 % du PIB en l'absence de tout marché.

²⁸² Les pays de l'ex-URSS appartenant à l'annexe B tirent des recettes nettes de leurs ventes de permis négociables.

Les échanges entre les pays de l'annexe B et le reste du monde atteignent 437 millions de tonnes de carbone. Le coût mondial de la réduction représente 0,014 % du PIB de 2010.

Tableau : Les échanges de droits d'émission dans le monde entier au prix d'équilibre de 24 dollars par tonne de carbone

prix d'équilibre : 24 dollars par tonne de carbone	émissions (millions de tonne de carbone)		échanges en millions de dollars			
	objectif de réduction	échanges	coût de réduction interne	coût total	gain par rapport à l'absence de marché	% du PIB
Union européenne	216	-177	444	4 577	13 280	0,053
Etats-Unis	510	-396	1 304	10 566	21 614	0,120
Japon	59	49,4	118	1 271	3 738	0,039
Ex-URSS B	-297	332,8	406	-7 366 ²⁸³	7 366	-0,525
Monde	596	(701)	6 701	6 701	54 213	0,014

Il apparaît donc clairement que l'instauration d'un marché de permis d'émission négociables permet de réduire le coût global de la réduction pour l'Union européenne.

Le marché des permis ne dispense pas d'efforts internes, réalisés sous la contrainte d'une taxe sur le carbone. Il permet d'en réduire le coût.

Tableau : Synthèse des gains selon les différents scénarios

	absence de marché valeur du carbone : 170 dollars/tC		marché limité aux pays de l'annexe B prix d'équilibre des permis : 70 dollars / tC			marché mondial prix d'équilibre des permis : 24 dollars / tC		
	réduction /2010	% PIB	réduction / 2010	gain ²⁸⁴ par rapport à l'absence de marché	% PIB	réduction / 2010	gain ²⁸⁵ par rapport à l'absence de marché	% PIB
Union européenne	20 %	0,200	12 %	6 500	0,130	2,8 %	13 200	0,053
Etats-Unis	30 %	0,365	24 %	7 700	0,277	6,5 %	21 600	0,120
Japon	25 %	0,220	10 %	1 800	0,097	4,5 %	3 700	0,039
Ex-URSS			18 %	24 100	-1,720	6,9 %	7 300	-0,525
PVD						9,7 %	4 500	-0,011
Total				41 600			54 200	

²⁸³ Les pays de l'ex-URSS appartenant à l'annexe B tirent des recettes nettes de leurs ventes de permis négociables.

²⁸⁴ en millions de dollars.

²⁸⁵ en millions de dollars.

5. Le nucléaire favorable à la réduction des émissions et à la diminution des coûts

Les objectifs de Kyoto, pour difficiles qu'il soient à atteindre, ne peuvent représenter qu'une étape. La stabilisation à 550 ppmv de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère, un objectif reconnu comme capital par les climatologues, exigera des efforts beaucoup plus conséquents.

Comment stabiliser en 2030 les émissions de carbone à un niveau compatible avec objectif, c'est-à-dire à moins de 10 milliards de tonnes ? Telle est la question que l'IEPE a examinée avec le modèle POLES 2²⁸⁶.

A la lumière des résultats obtenus, il apparaît que le développement du nucléaire présente un double intérêt.

D'une part, il contribue bien évidemment à la diminution des émissions de CO₂.

D'autre part, même si des permis négociables doivent toujours être introduits, l'accélération des programmes nucléaires permet d'en baisser notablement le coût. La condition en est que les réacteurs nucléaires bénéficient de progrès technologiques significatifs.

Le développement des énergies nouvelles renouvelables produit des effets similaires, mais plus réduits en termes de coûts. Il est à noter d'ailleurs une limitation méthodologique à la comparaison des impacts du nucléaire et des renouvelables. Ces dernières correspondent à une production décentralisée, au contraire du nucléaire qui produit l'électricité en masse suivant un modèle centralisé.

• Les différents scénarios d'évolution technologique

Le scénario nucléaire prévoit une diminution additionnelle de 30 % des coûts des réacteurs à eau légère classique. En outre, un nouveau type de réacteur à sûreté passive renforcée et à coûts abaissés gagne 25 % de part de marché en 2030.

Le scénario charbon propre inclut un abaissement important des coûts des chaudières supercritiques, la percée de la technologie IGCC²⁸⁷ et la mise au point d'un cycle combiné à charbon.

²⁸⁶ Technolical Scenarios, Climate Change and Emission Trading, 3rd EC/IEA Workshop on Energy Technology and Climate Change, Simulations using the Poles World Model, prepared by IEPE and ECOSIM ; Sevilla, October 1998.

²⁸⁷ Technologie IGCC (Integrated Gasification Combined Cycles) : turbine fonctionnant avec du charbon gazéifié.

Le scénario gaz intègre des abaissements de coûts sur le cycle combiné encore plus élevés que dans le scénario de référence et une amélioration des rendements techniques et financiers de la cogénération.

Le scénario piles à combustibles est une extension du scénario gaz, avec une compétitivité accrue des piles à membranes échangeuses de protons, un développement accéléré des piles de technologie SOFC et la commercialisation de piles à combustible embarquées.

Le scénario énergies renouvelables prévoit le développement de la gazéification de la biomasse, du photovoltaïque dans le résidentiel, du solaire sur la base des sels fondus, du petit hydroélectrique et une compétitivité fortement accrue de l'éolien.

Le tableau suivant présente les résultats de ces scénarios, tant en ce qui concerne la composition du parc de production électrique que pour les émissions de CO₂.

Tableau : Impact à l'horizon 2030 des évolutions technologiques correspondant aux différents scénarios

écarts en % par rapport au scénario de référence	part du charbon	part du fioul	part du gaz	part du nucléaire	part de l'hydro-électricité	émissions de CO ₂
scénario nucléaire	-9,9	-0,4	-2,3	+117	-0,5	-5,0
scénario charbon propre	+2,7	-0,8	-2,0	-9,9	-0,8	+0,5
scénario gaz et piles à combustibles	-18,0	-3,6	+32,6	-16,5	-2,9	-2,2
scénario énergies renouvelables	-9,5	-0,9	-3,2	-7,2	-0,8	-5,2

Deux types d'enseignement peuvent être tirés de ces résultats.

En premier lieu, c'est le nucléaire qui enregistre le plus fort gain de parts de marché à la suite de l'amélioration de sa compétitivité (117 %). Ceci veut dire tout à la fois que le nucléaire se trouve bridé actuellement dans ses perspectives de développement par un avantage compétitif insuffisant et que sa capacité contributive pour la production d'électricité le remet en bonne position dès lors que le frein économique disparaît. Par ailleurs, la plasticité du système de production de l'électricité est relativement faible.

Le deuxième type d'enseignement que l'évolution technologique ne peut suffire, à l'horizon 2030, à résoudre la question de l'effet de serre. Si le terme posé était plus lointain, des sources d'énergie totalement innovantes pourraient apparaître. Ce ne peut être le cas à l'horizon 2030.

- *Le carbone à 174 dollars / tonne pour atteindre l'objectif de stabilisation des émissions de carbone en 2030*

Le modèle POLES 2 permet également d'examiner les conditions et les coûts d'une stabilisation des émissions de CO₂ en 2030, dans la perspective souhaitable d'une diminution de celles-ci au-delà de cette date.

Avec le scénario d'une technologie stagnante, le coût de la stabilisation s'établit à 0,3 % du PNB mondial, avec un coût de la tonne de carbone de 174 dollars. La réduction de coût que permet le progrès technique est décrite dans le tableau suivant.

Tableau : Coût de la tonne de carbone en fonction du scénario technologique

	prix des permis négociables (dollars par tonne)	coût de la réduction (en % du PIB mondial) avec des permis négociables
scénario technologie stagnante	174	0,34 %
scénario nucléaire	120	-0,12 %
scénario charbon propre	186	+0,25 %
scénario piles à combustible	183	-0,15 %
scénario renouvelables	140	+0,26 %

Selon le modèle POLES 2, le progrès technique permet fort logiquement de diminuer le coût de la stabilisation des émissions.

Les scénarios relatifs aux combustibles fossiles correspondent à des prix d'équilibre des permis négociables de 180 dollars par tonne environ.

Le scénario relatif au développement des énergies renouvelables se traduit par un prix des permis de l'ordre de 140 dollars.

C'est le nucléaire doté d'une compétitivité accrue qui permet la plus forte réduction de coût, avec une baisse à 120 dollars du coût de la tonne de carbone accompagnée d'une annulation du coût en termes de PIB mondial.

6. Les résultats d'autres travaux

D'autres modèles que le modèle POLES ont été utilisés pour déterminer le prix d'équilibre des permis d'émission négociables, en particulier des modèles d'équilibre général calculables.

L'intérêt de ces modèles est de prendre en compte les interactions entre le secteur de l'énergie et l'économie générale.

Le modèle GREEN de l'OCDE a été utilisé dans ce but, le modèle EPPA du MIT également, et enfin le modèle GEMINI –E3 dont il a été question au chapitre I pour l'évaluation de la contribution du nucléaire à la compétitivité de l'économie française.

- ***Les principaux résultats de GEMINI-E3 sur la mise en oeuvre du protocole de Kyoto***

L'intérêt essentiel de GEMINI-E3 est de mettre en évidence les mécanismes d'ajustement de l'économie mondiale à la mise en oeuvre effective du protocole de Kyoto²⁸⁸.

Le tableau suivant indique les hypothèses adoptées pour cet exercice.

Tableau : Hypothèses retenues dans GEMINI-E3

	émissions de CO2 en 1990 (millions de tonnes de CO2)	prévisions pour 2010 (millions de tonnes de CO2)	objectif de Kyoto par rapport à 1990 (en %)	réduction effective par rapport à l'évolution projetée
France	368	439	- 8 %	- 16 %
Union européenne	3 025	3 653	- 8 %	- 24 %
Etats-Unis	5 007	6 346	- 7 %	- 27 %
Japon	1 004	1 397	- 6 %	- 32 %
Principaux pays industrialisés	9 036	11 397	- 7 %	- 26 %
Monde	21 527	30 974	- 3 %	- 10 %

Pour atteindre les objectifs de Kyoto en 2010 et ensuite, rester au même niveau d'émissions, les taxes sur la carbone à introduire, dans l'hypothèse où il n'y a pas d'échange, varient selon les pays et ceci dans des proportions importantes.

Tableau : Taxes sur le carbone en dollars 1990

dollars 1990	2000	2005	2010	2015
France	46	110	212	350
Union européenne 11	61	159	324	433
Etats-Unis	27	72	147	198
Japon	80	233	492	638

Dans l'exercice cité, le produit des taxes sur le carbone est supposé être redistribué aux ménages, selon des réductions des impôts directs. Le mécanisme essentiel mis en oeuvre par la taxe sur la carbone est celui de substitutions au sein de la production et au sein de la consommation.

²⁸⁸ A. Bernard et M. Veille, Modalités d'application de l'accord de Kyoto et coût économique dans la perspective du sommet de Buenos Aires, Revue de l'Energie, n° 500, octobre 1998.

Etant donné les différences considérables de coût des réductions des émissions, l'établissement d'un marché de permis d'émission négociables s'avère, avec GEMINI-E3 comme avec les autres modèles, être un moyen de faire baisser le coût total du protocole de Kyoto. Un prix d'équilibre des permis s'établit à 215 dollars par tonne de carbone en 2010. Le coût total mondial en 2010 passe de 113 milliards de dollars en l'absence de marché à 98 milliards de dollars avec un marché de permis négociables.

On trouvera ci-dessous un tableau de synthèse de leurs résultats.

Tableau : Synthèses des « valeurs du carbone » déterminées par les modèles d'équilibre général calculable

scénario	modèle GREEN (OCDE)	modèle EPPA (MIT)	modèle GEMINI-E3
échanges de permis restreint à la zone OCDE	-	240 dollars 1985	215 dollars 1990
échanges de permis dans la seule zone dans l'annexe I	51 dollars 1985	133 dollars 1985	-
échanges de permis dans le monde entier	19 dollars 1985	25 – 108 dollars 1985	-

Une certaine convergence des résultats des modèles semble se dessiner vers une valeur de la tonne de carbone compatible avec le respect des objectifs de Kyoto, variant de 200 dollars en cas d'introduction d'une taxe sans échange de permis à 100 dollars en cas d'un marché mondial des permis d'émission négociables.

L'instauration d'un marché des permis, même si ses modalités sont très complexes à mettre au point, est l'hypothèse la plus vraisemblable.

Les Etats-Unis qui pourraient bloquer la négociation en l'absence de marché y trouvent un intérêt majeur. Au surplus, les gains pour la communauté internationale dans son ensemble qui sont apportés par les mécanismes d'échanges sont très importants.

E. Récapitulation des estimations du coût du CO2

Le tableau suivant récapitule les différentes estimations des coûts du CO2, suivant les différentes méthodes examinées précédemment.

Ces trois méthodes sont d'une part l'évaluation des coûts de séquestration, d'autre part l'estimation des dommages dus à un réchauffement planétaire, et enfin le calcul du montant de la taxe sur le CO2 ou du prix des permis à polluer nécessaires pour réduire les émissions de gaz carbonique.

Tableau : Récapitulation des évaluations du coût du CO2

méthode	coût de la tonne de carbone en dollars (\$/tC)	remarque
1. coût de la séquestration		
captage	300	incertitude très grande
stockage	50	
total	350	
2. coût des dommages		
borne supérieure	199	
borne inférieure	82	
valeur moyenne	127	incertitude importante
3. montant de la taxe sur le CO2 ou prix des permis négociables – horizon 2010		
3.1. Résultats du modèle sectoriel POLES		
taxation du CO2	193 dollars / tC dans l'Union européenne	194 dollars / tC au Japon 149 dollars / tC aux Etats-Unis
permis négociables entre pays de l'annexe B	70 dollars / tC	
permis négociables dans le monde entier	24 dollars / tC	
3.2. Résultats du modèle d'équilibre général calculable GEMINI-E3		
taxation du CO2	324 dollars / tC dans l'Union européenne à 11	212 dollars / tC en France
permis négociables dans le monde entier	215 dollars / tC dans les principaux pays industrialisés	294 dollars / tC pour stabiliser les émissions en 2015 au niveau de celles de 2010
3.3 Résultats d'autres modèles d'équilibre général calculable		
échanges de permis dans l'OCDE	240 dollars 1985	modèle EPPA (MIT)
échanges de permis dans l'ensemble des pays de l'annexe I	133 dollars 1985	
échange de permis dans le monde entier	25-108 dollars 1985	
4. prix des permis négociables – horizon 2030 (modèle POLES)		
scénario nucléaire	120 dollars / tC	
scénario charbon propre	186 dollars / tC	
scénario piles à combustible	183 dollars / tC	
scénario renouvelables	140 dollars / tC	
scénario « stagnation technologique »	174 dollars / tC	

Il semblerait, sans pour autant qu'il y ait à ce sujet l'ombre d'une justification théorique, qu'une valeur moyenne se dégage de ces évaluations aux bases très différentes.

La valeur de 100 dollars par tonne de carbone semble être la plus vraisemblable.

En tout état de cause, même si l'approche par les dommages a encore d'importantes zones d'ombre et si celles des modèles, à plus d'un titre, a une valeur contingente, la convergence de leurs résultats est plutôt à mettre au crédit de la méthode des externalités.

II. LE NUCLÉAIRE ET L'ESTIMATION DE SES COÛTS EXTERNES

L'évaluation des coûts des filières par les méthodes traditionnelles a montré que certains coûts externes étaient pris en compte pour le nucléaire.

Un effort supplémentaire d'analyse mérite d'être fait s'agissant des émissions de radioéléments et des accidents graves, avant de considérer globalement la question des effets externes et de leur prise en compte.

Le premier phénomène à prendre en compte est celui de la radioactivité naturelle, une réalité de notre environnement. Tous les êtres vivants sur la Terre sont soumis à une radioactivité naturelle qui représente une exposition de 2 400 $\mu\text{Sv}/\text{an}$.

Ces doses sont à comparer à la dose efficace moyenne pour une personne vivant en limite du site d'une centrale qui serait de l'ordre de 1 à 20 $\mu\text{Sv}/\text{an}$, soit 1000 fois moins.

Par ailleurs, l'évolution enregistrée depuis 30 ans en matière de rejets des installations nucléaires, qu'elles appartiennent au cycle du combustible ou soient des réacteurs de production d'électricité est incontestablement à la baisse si on la rapporte à l'électricité produite relative.

D'une manière certaine, on peut dire que le fonctionnement des installations nucléaires conduit à des rejets de radionucléides dans l'atmosphère qui sont négligeables par rapport à la radioactivité naturelle. Leur impact sur l'individu en limite de site se situe entre 1 et 20 $\mu\text{Sv}/\text{an}$ à rapprocher des 2 400 $\mu\text{Sv}/\text{an}$ de la radioactivité naturelle.

Minimiser autant que faire se peut les rejets dans l'environnement, privilégier le piégeage des radioéléments sous forme de déchets solides, et assurer la dispersion maximale des radioéléments lorsque les rejets ont un impact négligeable sur les populations cibles : ces trois orientations constantes de la politique des autorités de sûreté assure une radioprotection satisfaisante.

Sur ces bases il est possible de calculer les coûts externes de la filière nucléaire. La fonction dose-réponse recommandée par la CIPR permet de déduire le nombre de cancers attribuables à la radioactivité supplémentaire induite par les activités nucléaires.

Mais la question du coût d'un éventuel accident grave doit nécessairement être étudiée dans le cadre de la détermination des coûts externes du nucléaire. Elle nécessite toutefois d'être traitée isolément et en toute clarté.

La méthode traditionnelle de calcul du coût d'un accident grave – méthode dite de l'évaluation probabiliste des risques – consiste d'abord à en évaluer les conséquences physiques, sanitaires et environnementales. Ces conséquences sont ensuite pondérées par la probabilité d'occurrence de l'accident de référence, pour estimer la charge à affecter à l'activité présente.

Cette méthode présente une difficulté, celle de la valorisation des conséquences, encore que des hypothèses conservatives puissent être adoptées de façon à limiter les risques d'erreur.

Mais cette méthode comporte d'autre part un atout, à savoir la base solide que constituent les calculs des probabilités d'accident. L'expérience acquise en matière de fonctionnement du parc électronucléaire dépasse en France huit cent années réacteurs. Les probabilités d'accidents calculées à partir des « *études probabilistes de sûreté* » ont donc un fondement analytique et expérimental rigoureux.

La méthode de l'évaluation probabiliste des risques nécessite cependant d'être enrichie par la prise en compte de l'aversion pour le risque. La perception des probabilités très faibles est en effet difficile.

En tout état de cause, il convient de séparer l'analyse du fonctionnement régulier de celle des accidents. S'agissant de l'analyse des accidents, il faut considérer l'ensemble des filières et non pas le seul nucléaire et expertiser la totalité des étapes du cycle du combustible en plus de la production d'électricité.

A. Rejets et radioactivité naturelle

L'évaluation des coûts externes du nucléaire est centrée sur l'impact des rejets de radioéléments sur la santé et l'environnement. Avant de prendre en compte les rejets et les différents chemins d'impact sur la santé, il est nécessaire de replacer cette question dans son contexte, celui d'une radioactivité naturelle qui constitue le bruit de fond auquel tous les êtres vivants sont soumis.

On distingue traditionnellement l'exposition naturelle due au milieu ambiant et l'exposition artificielle due aux activités humaines.

1. L'exposition d'origine naturelle

Les rayonnements cosmiques ou telluriques et l'exposition interne sont à l'origine de la plus grande part des doses reçues. S'agissant des doses reçues de par la radioactivité artificielle, ce sont les doses correspondant aux examens et traitements médicaux qui sont les plus importantes.

• 1 - a) les rayonnements cosmiques

La première catégorie des rayonnements cosmiques est constituée des rayonnements d'origine galactique. Il s'agit de protons, de particules alpha, d'électrons, de positons, de noyaux d'éléments plus lourds comme le fer, le nickel. Ces particules chargées, accélérées par les champs interstellaires, acquièrent des énergies très élevées, supérieures à 100 MeV²⁸⁹.

La deuxième catégorie des rayonnements cosmiques est constituée de rayonnements d'origine solaire. Les particules correspondantes varient en nombre et en énergie avec l'activité du soleil. Leur énergie dépasse rarement 100 MeV.

Les rayonnements cosmiques, quelle que soit leur origine, interagissent avec les noyaux présents dans l'atmosphère et donnent des particules élémentaires très variées et de nombreux radionucléides.

Par exemple, l'azote de l'atmosphère sous l'action des rayonnements cosmiques se transforme en carbone 14, qui possède deux neutrons de plus que l'isotope du carbone le plus abondant (carbone 12). L'atmosphère terrestre comprend environ 0,1 million de TBq de carbone 14. Chaque année, sous l'effet des rayonnements cosmiques, environ mille TBq de carbone 14 sont produits. La même quantité, environ, disparaît sous l'effet de la décroissance naturelle de ce radioélément dont

²⁸⁹ MeV : Mega Electron Volt ; l'électron volt est l'énergie acquise par un électron accéléré dans un champ électrique d'un volt ; 1 eV = $1,6 \cdot 10^{-19}$ J ; 1 MeV = $1,6 \cdot 10^{-13}$ J

la période est de 5 730 ans²⁹⁰. Un équilibre s'établit de sorte que le taux de carbone 14 dans l'atmosphère est pratiquement constant²⁹¹. Le carbone 14 qui a bien sûr les mêmes propriétés chimiques que le carbone 12, est le plus souvent dans l'atmosphère combiné à l'oxygène pour former du gaz carbonique «radioactif».

L'impact radiologique individuel du carbone 14 présent dans le milieu naturel est estimé à 12 µSv/an.

D'une manière générale, l'exposition aux rayonnements cosmiques varie selon la latitude. Elle est forte aux pôles et faible à l'équateur. Elle varie en fonction de l'altitude et double tous les 1 500 m.

En moyenne, les rayonnements cosmiques délivrent une dose efficace de 0,39 mSv/an

- ***1-b) les rayonnements telluriques***

Ce sont les rayonnements émis par des radionucléides primordiaux, présents lors de la formation de la Terre et dont la période est au moins égale à 300 millions d'années.

Les principaux éléments primordiaux radioactifs sont le potassium 40, le rubidium 87, le thorium 232, le radium, l'uranium 238 et l'uranium 235.

Le potassium 40 et le rubidium 87 se transforment par désintégration β en éléments stables. Le thorium 232, l'uranium 238 et l'uranium 235 sont des émetteurs α qui donnent chacun par filiation une famille de descendants radioactifs aboutissant au plomb stable.

L'exposition externe due aux rayonnements telluriques est de 0,46 mSv/an

- ***1-c) l'exposition interne***

L'exposition interne est principalement due à l'inhalation du radon, provenant de la désintégration radioactive du radium présent dans les roches. Le radon se désintègre à son tour en des émetteurs α .

²⁹⁰ Le CO₂ émis à partir des combustibles fossiles est formé de carbone 12. Du fait des rejets de ce carbone 12 dans l'atmosphère, la concentration du carbone 14 dans l'atmosphère en réalité diminue en réalité légèrement chaque année.

²⁹¹ Les organismes vivants – végétaux et animaux – absorbent sans cesse du gaz carbonique. Tant qu'ils sont vivants, la concentration en carbone 14 dans leur organisme ne varie pas mais au contraire diminue après leur mort, en fonction de la décroissance radioactive. Ce phénomène est à la base de la datation par le carbone 14.

L'air présent dans les roches d'une part et les eaux souterraines d'autre part présentent fréquemment des activités de $40\,000\text{ Bq/m}^3$ dues au radon.

La dose efficace annuelle due au radon et à ses descendants est très variable selon les régions et peut être estimée à $1,3\text{ mSv/an}$ en moyenne.

L'exposition interne est également due à l'ingestion de radioéléments primordiaux contenus dans les aliments et les eaux. Parmi ces radioéléments primordiaux, le plus abondant est le potassium 40. Le corps humain recèle environ 4000 à 6000 Bq .

La dose efficace annuelle chez l'adulte, due aux radionucléides présents dans l'organisme est estimée à $0,23\text{ mSv/an}$

- ***1-d) total :***

- au total, l'exposition naturelle moyenne est estimée à $2,4\text{ mSv/an}$

2. L'exposition d'origine artificielle

2-a) la dose efficace due aux utilisations médicales des radiations ionisantes est estimée à $1,1\text{ mSv/an}$ dans les pays développés

2-b) la dose efficace engagée par les essais nucléaires atmosphériques est estimée à $14\text{ }\mu\text{Sv}$

2-c) la dose efficace moyenne pour une personne vivant en limite du site d'une centrale serait de l'ordre de 1 à $20\text{ }\mu\text{Sv/an}$.

B. L'estimation des effets sanitaires des rejets radioactifs

L'estimation des effets sanitaires des rejets des installations nucléaires commence par un recensement des radioéléments à prendre en compte et par une estimation de leurs volumes. Il est ensuite nécessaire d'examiner les mécanismes d'action sur la santé de ces rejets et enfin d'évaluer les atteintes à cette dernière. Ce sont ces différentes questions qui sont traitées dans la suite.

1. La question des rejets à prendre en compte

Les installations nucléaires, comme toutes les installations industrielles, produisent des déchets. L'essentiel des déchets est conservé sous forme solide – combustibles irradiés, déchets technologiques -. Une faible partie des déchets est rejetée dans l'atmosphère sous forme gazeuse et la dernière est rejetée en rivière ou en mer sous forme liquide.

Les installations du cycle du combustible et les centrales nucléaires reposent sur des technologies différentes, ce qui se traduit par des rejets de compositions différentes.

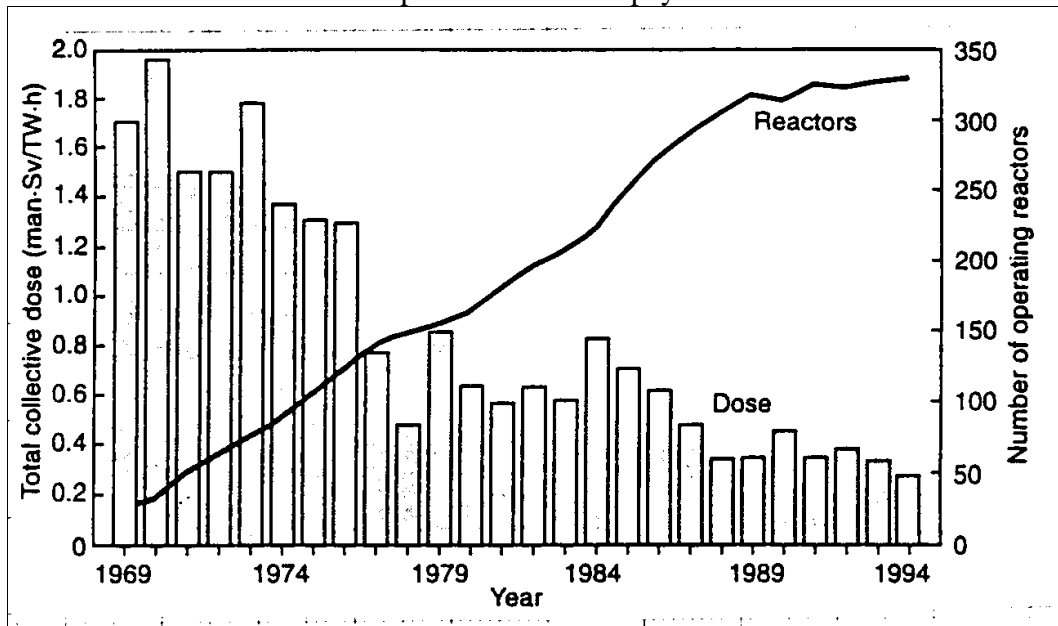
Selon les paramètres de fonctionnement et le stade de la durée de vie, des variations peuvent être enregistrées d'une installation à une autre et bien évidemment d'un pays à un autre pour une même technologie. Par ailleurs, les pratiques peuvent enfin diverger : par exemple, certains exploitants peuvent utiliser à plein leurs autorisations de rejets, alors que d'autres cherchent à les minimiser.

• *L'évolution des quantités de radioéléments émises par les installations du cycle du combustible et les centrales nucléaires*

L'évolution enregistrée depuis 30 ans en matière de rejets des installations nucléaires, qu'elles appartiennent au cycle du combustible ou qu'elles soient des réacteurs de production d'électricité, est incontestablement à la baisse si on la rapporte à l'électricité produite relative.

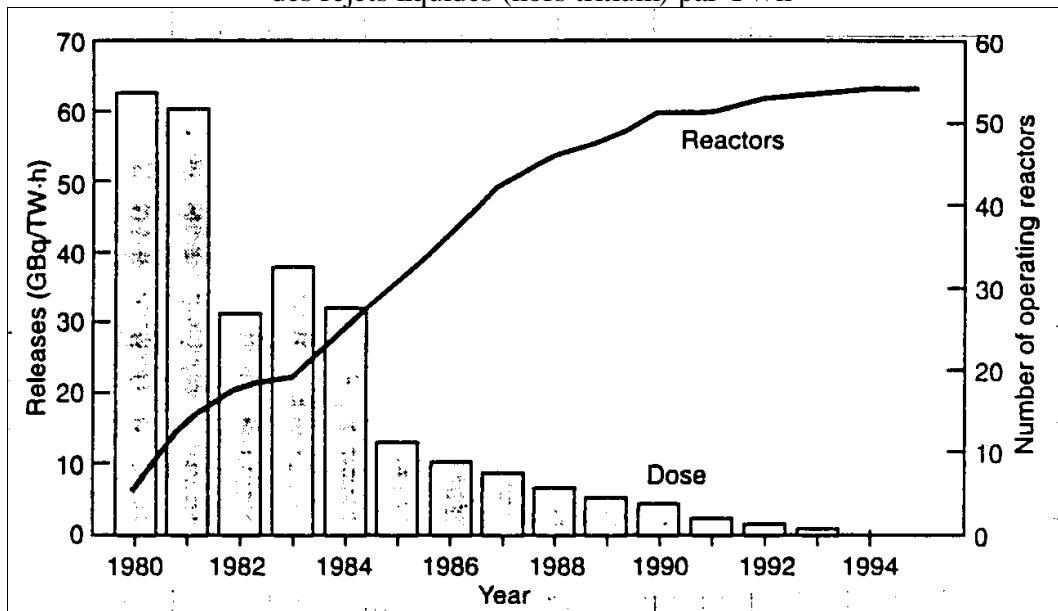
Ainsi que l'illustre la figure suivante, la dose collective totale dans les pays de l'OCDE est passée de 1,7 homme.Sv/TWh en 1969 à 0,2 homme.Sv/TWh en 1994, ce qui revient à dire qu'elle a été divisée par 8,5.

Figure : Evolution du nombre de réacteurs en fonctionnement et de la dose collective totale par TWh dans les pays de l'OCDE²⁹²



L'explication de cette baisse de la dose collective totale est à trouver dans la diminution des rejets. La figure suivante illustre le cas de la France, où les rejets liquides (hors tritium) par TWh produit ont fortement diminué.

Figure : Evolution du nombre de réacteurs nucléaires opérationnels en France et des rejets liquides (hors tritium) par TWh



²⁹² Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, Proceedings Series, Vienna Symposium, 3-6 June 1997, International Atomic Energy Agency.

L'extension du parc électronucléaire et des installations du combustible a conduit à une augmentation du volume total des émissions de radionucléides. Mais une gestion rigoureuse de celles-ci dans le cadre de l'application du principe ALARA, a permis une baisse des rejets rapportés à l'électricité produite.

• *Les radionucléides des rejets atmosphériques et des effluents liquides*

Tant les installations du cycle du combustible que les centrales nucléaires elles-mêmes rejettent des radioéléments dans l'environnement. Les tableaux suivants en font la liste et indiquent dans le cas des installations françaises les quantités rejetées, en millions de Becquerels par TWh d'électricité produite, pour chaque étape du cycle du combustible²⁹³.

Tableau : Terme source en France des *rejets atmosphériques* du nucléaire en fonctionnement normal en millions de Becquerels / TWh

radionucléide / MBq/TWh	extraction et concassage	conversion – Malvesi & Pierrelatte	enrichissement	fabrication du combustible	production d'électricité	retraitement (UP3)
Tritium (H 3)					$6,9.10^4 - 3,3.10^5$	$4,5.10^4$
Carbone 14					$1,4.10^4$	$7,13.10^4$
Cobalt 58					$2,5.10^{-1} - 9,4.10^{-1}$	
Cobalt 60					$2,5.10^{-1} - 9,4.10^{-1}$	
Krypton 85					$3,5.10^4 - 1,7.10^5$	$7,13.10^8$
Iode 129					-	$5,11.10^1$
Iode 131					1,5-5,6	$7,08.10^{-1}$
Iode 133					3,0 – 11	$3,13.10^{-1}$
Xenon 133					$4,8.10^5 - 2,3.10^6$	
Césium 134					$2,5.10^{-1} - 9,4.10^{-1}$	
Césium 137					$2,5.10^{-1} - 9,5.10^{-1}$	
Radon 222	$5,1.10^8$					
Uranium 234	$2,1.10^3$	$4,03.10^{-1}$	$1,9.10^{-1}$	$2,0.10^{-3}$		
Uranium 235	$8,9.10^1$	$1,75.10^{-2}$	$9,7.10^{-3}$	$2,0.10^{-4}$		
Uranium 238	$2,1.10^3$	$3,8.10^{-1}$	$1,0.10^{-1}$	$7,4.10^{-4}$		
Plutonium 238						$1,02.10^{-5}$
Plutonium 239						$2,33.10^{-5}$

²⁹³ M. Dreicer, V. Tort, H. Margerie, The External Costs of the Nuclear Fuel Cycle, Implementation in France, Rapport n° 238, Centre d'étude sur l'évaluation de la protection dans le domaine nucléaire, 1995.

Tableau : Terme source en France des *effluents liquides* du nucléaire en fonctionnement normal en millions de Becquerels / TWh

radionucléide / MBq/TWh	extraction et concassage	conversion	enrichissement	fabrication du combustible	production d'électricité	retraitement (UP3)
Tritium (H 3)					$1,4.10^6$ - $2,9.10^6$	$2,89.10^7$
Carbone 14						$4,55.10^4$
Manganèse 54					24 – 95	
Cobalt 58					$3,8.10^2$ - $1,4.10^3$	
Cobalt 60					$1,2.10^2$ - $7,3.10^2$	$9,1.10^3$
Strontium 90 (Sr)						$1,46.10^5$
Ruthénium 106						$8,77.10^4$
Argent 110m					$3,9.10^1$ - $3,5.10^2$	
Antimoine 124 (Sb)					80 - $4,2.10^2$	
Antimoine 125 (Sb)						$6,17.10^4$
Iode 129						$6,84.10^2$
Iode 131					5,2-14	
Césium 134					$7,76-1,3.10^2$	$1,5.10^3$
Césium 137					$10-2,3.10^2$	$1,38.10^4$
Uranium 234		1,28.10	$3,8.10^{-2}$	4,33		
Uranium 235		$5,49.10^{-1}$	$1,9.10^{-3}$	$2,86.10^{-1}$		
Uranium 238	8,6 Bq/l	$1,21.E10^{-1}$	$2,0.10^{-2}$	1,06		1,47
Plutonium 238						90,4
Plutonium 239						54,3
Américium 241						92,1
Curium 244						44,2

En complément aux rejets atmosphériques et aux effluents liquides, il est nécessaire de tenir compte des déchets solides. Pour ce faire, il est possible de calculer l'inventaire, pour chaque radionucléide, des activités totales contenues dans le centre de stockage des déchets de faible activité de l'Aube, après 30 années de fonctionnement.

Il est possible de faire de même pour les déchets radioactifs de moyenne et haute activité, générés par le parc électronucléaire actuel pendant 30 années de fonctionnement.

Les résultats de ces inventaires sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau : inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire français des radionucléides contenus par les déchets de faible et moyenne activité du Centre de l'Aube et d'un centre de stockage de déchets radioactifs de haute activité.

radionucléide	Centre de l'Aube – Inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire	Centre de stockage de déchets B et C – Inventaire pour 30 années de fonctionnement du parc électronucléaire
	activité (MBq)	activité (MBq)
type de radioéléments	faible et moyenne activité à vie courte	moyenne et haute activité à vie longue
Tritium H 3	$4,09.10^9$	
Carbone 14	$4,0.10^8$	
Cobalt 60	$4,0.10^{11}$	
Nickel 59	$4,0.10^9$	
Nickel 63	$4,0.10^{10}$	
Sélénium 79		$5,8.10^8$
Strontium 90	$4,0.10^{10}$	
Zirconium 93	$4,0.10^8$	$5,1.10^9$
Niobium 94	$2,0.10^7$	
Molybdène 93	$1,0.10^8$	
Technétium 99	$1,2. 10^7$	$2,5.10^{10}$
Palladium 107	$3,0.10^9$	$1,8.10^8$
Etain 126		$1,0.10^9$
Iode 129	$3,0.10^6$	
Césium 135	$6,0.10^7$	$2,7.10^9$
Césium 137	$2,0.10^{11}$	
Uranium 233		$3,0.10^6$
Uranium 234	$2,0.10^7$	
Neptunium 237		$5,4.10^8$
Uranium 238	$2,0.10^7$	
Plutonium 239	$2,4.10^8$	$2,0.10^9$
Plutonium 240		$3,2.10^9$
Américium 241		$1,3.10^7$
Plutonium 241	$2,3.10^8$	
Américium 241	$3,5.10^8$	
Américium 243		$3,6.10^{10}$
Neptunium 237	$1,0.10^6$	

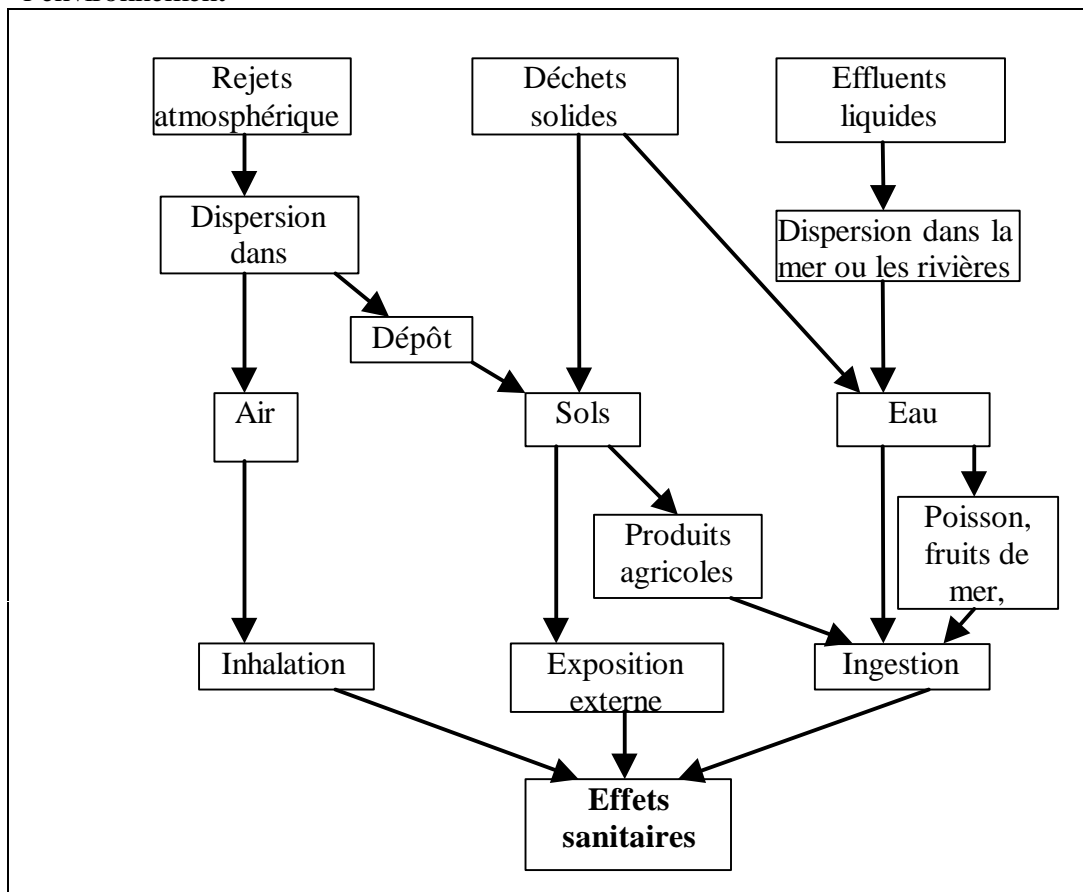
Les valeurs indiquées dans le tableau précédent correspondent aux estimations de 1995, qui sont probablement surestimées par rapport aux valeurs actuelles, compte tenu des progrès faits pour minimiser les déchets, notamment par un temps de présence accru des combustibles dans les réacteurs.

2. Les mécanismes d'action sur la santé humaine des radionucléides rejetés dans l'environnement

L'action des radioéléments sur la santé est analysée en trois catégories : l'exposition externe et l'impact interne suite à l'inhalation et l'ingestion des radionucléides.

L'impact des radioéléments sur la santé humaine a été schématisé, dans le cadre de l'approche générale des chemins d'impacts, dans l'étude ExternE, menée sous l'égide de la Commission européenne. On trouvera ce schéma représenté dans la figure suivantes.

Figure : Chemins d'impact des émissions de radionucléides dans l'environnement ²⁹⁴



Ce schéma met en évidence la complexité du problème de mesure de l'impact sur la santé humaine des différents types de déchets radioactifs, d'autant que le cas de chaque radionucléide est spécifique.

On trouvera à titre d'exemple dans le tableau suivant les caractéristiques radiologiques de différents radionucléides, avec notamment la dose par gramme inhalé. Les différences sont considérables d'un élément à un autre.

²⁹⁴ M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, The External Costs of the nuclear fuel cycle, Report n° 238, CEPN, Paris, 1995.

Tableau : caractéristiques radiologiques de plusieurs radionucléides ²⁹⁵

isotope	période (années)	activité spécifique (Bq/g)	facteur de conversion en dose efficace pour une inhalation (Sv/Bq)	Dose par gramme inhalé (Sv/g)
Tritium (H 3)	12,3	$3,6.10^{14}$	$1,8.10^{-11}$	6480
Carbone 14	5700	$1,7.10^{11}$	$5,6.10^{-10}$	95
Strontium 90	28	$5,3.10^{12}$	$7,7.10^{-8}$	$4,1.10^5$
Iode 129	17.10^6	$6,2.10^6$	$5,1.10^{-8}$	0,3
Césium 137	30	$3,2.10^{12}$	$6,7.10^{-9}$	$2,1.10^4$
Thorium 232	$1,4.10^{10}$	$4,1.10^3$	$1,2.10^{-5}$	0,05
Uranium 235	$7,1.10^8$	$7,9.10^4$	$6,1.10^{-6}$	0,48
Uranium 238	$4,5.10^9$	$1,2.10^4$	$5,7.10^{-6}$	0,07

- ***La question des modèles de dispersion et d'exposition***

La question des modèles de dispersion des radionucléides et d'exposition des effets de ceux-ci à l'homme est une question difficile.

M. Claude Birraux écrit ainsi, pour le compte de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, dans son rapport de décembre 1994 sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires ²⁹⁶ : « *la modélisation est un point particulièrement sensible. En effet rien ne sert de mesurer des activités dans différents milieux si on ne sait pas traduire ces activités en doses reçues par le public. La mesure directe des transferts de radioactivité entre les différents compartiments de l'écosystème est évidemment impossible. On doit se reposer sur des modèles simplifiés représentant ces différentes voies de transfert.* »

Le rapporteur de l'Office note encore qu'il « *conviendrait de réfléchir à mettre au point un modèle standard national pour la détermination des transferts dans l'environnement des effluents radioactifs. Aujourd'hui chacun calcule dans son coin, sans que les modèles en question ne soient véritablement accessibles ou tout au moins présentables* ».

A la date du rapport, l'ex-SCPRI calculait les doses reçues par la population en fonction des données fournies par l'exploitant au moment du dépôt de l'étude préliminaire. EDF de son côté a mis au point un modèle de transfert d'effluents liquides et un autre modèle de transfert d'effluents gazeux. Enfin, l'IPSN a adopté la démarche suivante :

²⁹⁵ Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, IAEA, Vienne, 1997.

²⁹⁶ Claude Birraux, député de Haute-Savoie, rapport sur le contrôle de la sûreté et de la sécurité des installations nucléaires, n° 1825 – Assemblée nationale, n° 172 – Sénat, Paris, décembre 1994.

- définition du groupe critique
- évaluation des transferts atmosphériques et des dépôts
- évaluation des transferts en milieu marin ou en rivière
- transferts à la chaîne alimentaire
- évaluation des doses.

• ***Les mécanismes et les résultats du calcul des doses***

Deux questions sont fondamentales dans le calcul des doses générées par le nucléaire.

La première question est celle des durées à considérer pour évaluer l'impact des radionucléides, sachant que certains d'entre eux ont des périodes extrêmement longues.

Un étude approfondie de ces questions, comme l'a fait ExternE, distingue une première période d'un an, correspondant aux impacts immédiats comme les accidents du travail. La deuxième période correspond au moyen terme, d'une à cent années. La troisième période va de cent à cent mille ans. Des hypothèses conservatives peuvent être faites pour calculer les doses à long terme, notamment pour la population mondiale à long terme.

La deuxième question est celle de l'étendue de la zone géographique à prendre en compte. De la même façon, il est nécessaire de sérier différents types de zones géographiques autour des installations nucléaires. On distingue généralement l'échelon local à moins de 100 km, l'échelon régional à moins de 1000 km et le global entendu comme le restant de la planète.

Le croisement des deux catégorisations conduit à calculer les doses suivant une matrice, comme indiqué au tableau suivant.

Tableau : Ventilation des répartitions des évaluations des doses

période / zone	court terme <1 an	moyen terme 1 an ≤ < 100 ans	long terme 100 ans ≤ < 100 000 ans
local : < 100 km			
régional : 100 km ≤ < 1000 km			
global : ≥ 1000 km			

L'approche considérée comprend en résumé plusieurs éléments fondamentaux :

- les émissions de radionucléides relatives aux différentes étapes du cycle du combustible et de la production d'électricité
- les caractéristiques radiologiques des éléments émis dans l'environnement, avec notamment le coefficient de radiotoxicité permettant de passer des Bq (désintégration par seconde) aux quantités de dose en Sv

- l'impact suivant la distance et la période considérée, et donc les populations concernées pour obtenir les doses collectives.

On trouvera à titre d'exemple les doses collectives calculées relatives à la filière nucléaire française.

Tableau : Estimation des doses collectives par TWh des différents éléments de la filière nucléaire

doses collectives (homme.Sv/TWh)	travailleurs	public – local	public régional	public global	total public	total général
intégration	non	intégration sur 100 000 ans				
mine	$1,12.10^{-1}$	$8,5.10^{-2}$	$9,17.10^{-2}$	$1,05.10^{-4}$	$1,77.10^{-1}$	$2,89.10^{-1}$
conversion	$2,29.10^{-3}$	$2,4.10^{-5}$	$1,0.10^{-5}$	$9,53.10^{-7}$	$3,5.10^{-5}$	$2,32.10^{-3}$
enrichissement	$8,33.10^{-6}$	$2,22.10^{-5}$	$4,27.10^{-6}$	$3,9.10^{-7}$	$2,68.10^{-5}$	$3,52.10^{-5}$
fabrication du combustible	$7,14.10^{-3}$	$3,5.10^{-7}$	$8,86.10^{-6}$	$5,18.10^{-9}$	$9,21.10^{-6}$	$7,15.10^{-3}$
production d'électricité (1300 MWe)	$2,02.10^{-1}$	$1,42.10^{-3}$	$1,78.10^{-1}$	1,98	2,16	2,36
démantèlement	$2,16.10^{-2}$	$1,45.10^{-4}$	0		$1,45.10^{-4}$	$2,17.10^{-2}$
retraitement	$1,76.10^{-3}$	$2,04.10^{-4}$	$6,07.10^{-2}$	10,2	10,3	10,3
déchets de faible activité	$1,99.10^{-4}$	$1,27.10^{-5}$		$2,57.10^{-2}$	$2,57.10^{-2}$	$2,58.10^{-2}$
déchets de haute activité	6.10^{-7}	$1,36.10^{-1}$			$1,36.10^{-1}$	$1,36.10^{-1}$
transport	$1,14.10^{-3}$	$9,5.10^{-4}$	0		$9,5.10^{-4}$	$2,09.10^{-3}$
total	0,348	0,224	0,33	12,2	12,8	13,1

A titre d'exemple, dans le cas étudié, c'est-à-dire la filière nucléaire française dans toutes ses composantes, la dose collective totale intégrée sur 100 000 ans représente, en fonctionnement normal 13,1 homme.Sv/TWh.

Une légère augmentation de la dose collective au niveau global est introduite par le Mox mais elle reste très inférieure au bruit de fond de la radioactivité naturelle.

Tableau : Doses collectives selon la nature du cycle du combustible, sur une durée d'un siècle²⁹⁷

pour 1 TWh – durée d'intégration : 100 ans	Stockage direct du combustible	Retraitement et Mox
Travailleurs : dose collective principaux contributeurs	0,38 homme.Sv/TWh réacteurs : 69 % extraction : 29 %	0,37 homme.Sv/TWh réacteurs : 72 % extraction : 26%
exposition locale	0,08 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)	0,07 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)
exposition régionale	0,11 homme.Sv/TWh principal contributeur : Radon 222 (mines)	0,16 homme.Sv/TWh principaux contributeurs : Radon 222 (mines) ; rejets du retraitement
exposition globale	0,14 homme.Sv/TWh principal contributeur : carbone 14 des réacteurs	0,55 homme.Sv/TWh principal contributeur : carbone 14 des réacteurs et du retraitement

- ***La majoration des doses collectives introduite par la prise en compte des doses globales***

Ainsi qu'on a pu le constater dans le tableau sur les doses collectives par TWh, la dose globale collective calculée pour le « *public global* »²⁹⁸, soit 12,2 homme.Sv/TWh, représente 92 % du total qui est de 13,1 homme.Sv/TWh.

Ceci met en évidence un problème méthodologique majeur, à savoir la difficulté de prendre en compte les doses au demeurant très faibles correspondant aux radionucléides à vie longue.

La dose globale collective (à plus de 1000 km) correspond à l'impact à long terme et à longue distance de certains radionucléides comme le carbone 14 et l'iode 129²⁹⁹.

Les indications ci-dessus, et en particulier le biais méthodologique introduit par les radionucléides à vie longue, peuvent être comparées à celles de l'UNSCEAR, qui délivrent à peu près les mêmes enseignements.

L'UNSCEAR, le Comité scientifique des Nations Unies sur les Effets des radiations atomiques, a en effet publié dans son rapport 1993, une évaluation de l'exposition radiologique due aux rayonnements des activités humaines. Le tableau suivant montre que le tritium et le carbone 14 forment l'essentiel de l'impact radiologique global. Par rapport à l'estimation d'ExternE, le rôle du

²⁹⁷ Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies : Adjusting to New Realities, Proceedings Series, Vienna Symposium, 3-6 June 1997, International Atomic Energy Agency.

²⁹⁸ Au-delà d'un rayon de 1000 km.

²⁹⁹ M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, op.cit.

tritium dans les rejets atmosphériques est mis en évidence mais le carbone 14 joue le rôle le plus important avec 81 % de la dose collective totale.

Tableau : Doses collectives de l'ensemble de la population mondiale occasionnées par les réacteurs à eau pressurisée³⁰⁰

effluents gazeux		effluents liquides	
éléments	dose collective rapportée à la quantité d'énergie produite en une année [H.Sv.(GW.année) ⁻¹]	éléments	dose collective rapportée à la quantité d'énergie produite en une année [H.Sv.(GW.année) ⁻¹]
gaz rares	0,010	tritium	0,020
tritium	0,030	autres radionucléides	0,0009
carbone 14 *	0,220		
iode 131	0,0003		
aérosols	0,011		

* *l'intégration par l'UNSCEAR est faite sur 10 000 ans, au lieu des 100 000 ans d'ExternE ; par ailleurs, cette intégration porte sur la population locale et régionale et non pas sur la population mondiale comme dans ExternE*

Le tritium est dans un réacteur nucléaire à la fois un produit d'activation et un produit de fission. Son coefficient de radiotoxicité est faible : $1,8 \cdot 10^{-11}$ Sv/Bq contre 10^{-8} à 10^{-9} Sv/Bq pour la plupart des radioéléments. Dans la pratique française, les rejets de tritium sont comptabilisés avec les gaz rares.

La méthode de calcul de la dose globale à long terme pour l'ensemble de la population concernée prédétermine le résultat.

La dose globale est en effet calculée par sommation de doses très faibles sur une population de 10 milliards d'habitants et ceci sur une période de 100 000 années. Le résultat ne peut être que très important. Il s'agit d'un biais méthodologique majeur.

En réalité, en appliquant une méthodologie plus réaliste, la dose collective totale calculée sur une période de 100 ans et pour la population locale et régionale, ressort à 0,6 homme.Sv/TWh, au lieu des 12,2 homme.Sv/Twh d'ExternE.

- ***Le cas du carbone 14 ou l'influence d'un biais méthodologique dans la perception de la réalité***

Le cas du carbone 14 permet de mieux cerner les limites de la méthode de calcul de la dose collective globale.

On a vu précédemment que la dose collective globale³⁰¹, soit 12,1 homme.Sv/TWh, représente 92 % de la dose collective totale qui est de 13,1 homme.Sv/TWh.

³⁰⁰ B.G. Bennett, « UNSCEAR 1993 Report », in IAEA Yearbook 1994, septembre 1994 ; article publié également dans le Radiological Protection Bulletin, NRPB, n°9, janvier 1994 ; cité dans Claude Birraux, rapport 1994, op. cit.

Or cette dose collective globale est calculée en intégrant des faibles doses sur une période de 100 000 ans et pour une population prise égale par hypothèse égale à 10 milliards de personnes.

On peut appliquer la même méthode pour calculer la dose collective globale correspondant à l'impact radiologique du carbone 14 présent dans le milieu naturel.

L'impact radiologique individuel du carbone 14 présent dans le milieu naturel est de 12 $\mu\text{Sv/an}$. La dose collective globale correspondante, calculée sur les mêmes bases, est de 0,01 mSv multipliée par 10^{10} personnes et par 100 000 ans. Elle est donc de 10^{10} homme.Sv/an.

Cette dose « *naturelle* » peut être comparée à la dose provenant de la filière nucléaire.

Le carbone 14 est formé de deux façons dans les centrales nucléaires. La première source de carbone 14 est extérieure au coeur du réacteur. C'est l'eau pressurisée des circuits de refroidissement du réacteur. Par irradiation de l'oxygène 16, l'oxygène 18 instable est formé et se transforme en carbone 14. Les centrales nucléaires émettent du carbone 14 dans l'atmosphère, sous forme gazeuse

La deuxième source de carbone 14 est constituée par le combustible lui-même. La formation de l'oxygène 18 et sa décroissance, ainsi que la désintégration de l'azote 14 conduisent également au carbone 14, qui reste emprisonné dans le combustible. Ce carbone 14 provenant du combustible est libéré lors du retraitement. Une usine de ce type rejette en conséquence du carbone 14, sous forme liquide et gazeuse.

La dose collective globale correspondant au nucléaire est de 12,1 homme.Sv/TWh. Pour une production annuelle d'électricité d'origine nucléaire de 376 TWh, comme la production annuelle du parc électronucléaire français, la dose globale correspondant au carbone 14 est donc bornée supérieurement par la valeur de 4 550 homme.Sv/an.

Le tableau suivant récapitule les ordres de grandeur.

³⁰¹ Global entendu comme distant d'au moins 1000 km du site considéré.

Tableau : Comparaison des doses globales collectives du carbone 14 rejeté par la filière électronucléaire avec la radioactivité naturelle

	dose annuelle en homme.Sv
carbone 14 provenant de la filière nucléaire sur un an	$< 4,55. 10^3$
carbone 14 d'origine naturelle	$1,2. 10^{10}$
ensemble de la radioactivité naturelle	$2,4.10^{12}$

On voit donc que, selon la méthode d'intégration des faibles doses, le carbone 14 rejeté est négligeable par rapport au carbone 14 naturel et à la radioactivité naturelle dans son ensemble. Le carbone 14 naturel « pèse » trois millions de fois plus lourd que le carbone 14 « nucléaire ».

- **Les estimations des doses annuelles individuelles**

Une évaluation de la dose individuelle est possible à partir de la dose globale collective notamment pour les travailleurs de la filière.

On trouvera ci-dessous une évaluation des doses annuelles individuelles moyennes pour les travailleurs du nucléaire et pour le public.

Tableau : Expositions individuelles pour chacune des étapes du cycle^{302 303}

	exposition professionnelle		exposition du public (0-100 ans)
étape du cycle	exposition individuelle moyenne (mSv/an)	exposition collective (homme.Sv/TWh)	exposition individuelle moyenne autour des installations nucléaires (mSv/an)
mine et traitement du minerai	2-5	0,112	0,001-0,020 (1-20 µSv/an)
conversion	1	0,002	
enrichissement	0,25	<0,001	
fabrication du combustible	0,78	0,006	
production d'électricité	3	0,263	
démantèlement des réacteurs	nd	0,022	
retraitement	0,19	≅ 0,001	
transport	nd	≅ 0,001	
total	-	0,406	

Quant aux doses individuelles maximales du public autour des installations du cycle nucléaire, toutes les estimations conduisent à des valeurs très faibles, variant de 1 µSv/an à 20 µSv/an au plus selon le type d'installation.

³⁰² J. Lochard et V. Tort, L'impact radiologique des installations du cycle nucléaire, Contrôle, la Revue de l'Autorité de Sécurité Nucléaire, n° 117, juin 1997.

³⁰³ Cogema, Dosimétrie 1996.

S'agissant du carbone 14, en particulier, la dose globale collective lui est imputable à raison de 12 homme.Sv/TWh, soit près de 92 %. Il semble en conséquence important de comparer la dose individuelle avec le « *bruit de fond* » de la radioactivité naturelle.

Le tableau suivant présente cette comparaison, qui montre que la dose individuelle due à la filière nucléaire est négligeable par rapport à la radioactivité naturelle.

Tableau : Comparaisons des doses annuelles dues au carbone 14 rejeté ou naturel

	dose individuelle moyenne
rejets de carbone 14 atmosphérique dus à la production d'électricité et au retraitement	0,002 μ Sv/TWh
rejets de carbone 14 atmosphérique dus à la production d'électricité de 7 TWh, soit la production d'une tranche de 1300 MWe	0,014 μ Sv/an
carbone 14 naturel	12 μ Sv/an
rayonnement naturel	2400 μ Sv/an

Ces évaluations sont cohérentes avec celles réalisées par EDF, par l'IPSN et l'OPRI, ainsi que le montre le tableau suivant concernant l'impact radiologique des installations nucléaires françaises, qui représente un point d'accord global entre les trois sources précitées.

Tableau : Evaluation des doses annuelles reçues par le groupe de référence ³⁰⁴

type d'installation	doses reçues par le groupe de référence
amont du cycle du combustible	1 μ Sv
centrales nucléaires	10 μ Sv
usine de La Hague	quelques dizaines de μ Sv

Si l'on considère le fonctionnement normal d'une installation nucléaire, la dangerosité des rejets représente le principal coût externe à prendre en compte. Les rejets sont autorisés par les pouvoirs publics sur la base de modèles de dispersion et d'exposition et en fonction de limites de doses moyennes considérées comme des limites acceptables. La question sous-jacente est celle des faibles doses.

3.....La courbe dose-réponse

Ainsi que l'indiquent les recommandations 1990 de la Commission Internationale de Protection Radiologique³⁰⁵, la forme de la relation dose-effet pour les doses élevées délivrées à des débits de dose élevés est vraisemblablement linéaire-quadratique dans la plupart des systèmes biologiques. « *Cependant, pour l'exposition à des faibles doses délivrées à faible débit de dose, la réponse est*

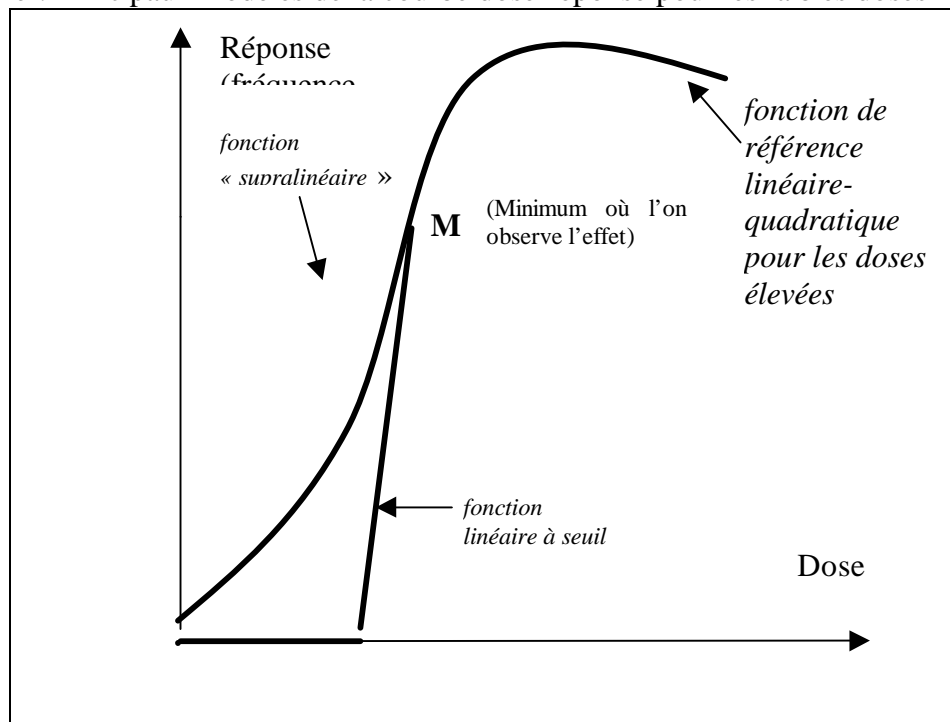
³⁰⁴ Claude Birraux, rapport 1994, op. cit.

³⁰⁵ Recommandations 1990 de la Commission Internationale de Protection Radiologique, Pergamon Press, Oxford, 1993.

effectivement souvent linéaire, comme on peut s'y attendre pour une relation dose-effet linéaire quadratique à faible dose ».

Les deux autres possibilités, c'est-à-dire une fonction linéaire à seuil ou une fonction « *supralinéaire* » – voir figure ci-après – ne sont pas prises en considération.

Figure : Principaux modèles de la courbe dose-réponse pour les faibles doses



Dans la plupart des études concernant l'impact sur la santé de la filière nucléaire en fonctionnement normal, comme pour ExternE, on considère que les effets radiologiques sont directement proportionnels aux doses collectives totales.

Dans le cas où la dose collective est rapportée à la production d'électricité, on exprime alors l'impact en termes de cancers mortels, de cancers non mortels et en effets héréditaires graves. Le tableau suivant donne les résultats pour ExternE, dans son édition 1995, résultats qui intègrent les impacts à long terme.

Tableau : Impacts sur la santé de la filière nucléaire rapportés à la production d'électricité

	nombre de cancers mortels	nombre de cancers non mortels	nombre d'altérations héréditaires
nombre / TWh	0,65	1,57	0,13

Il est possible d'aller encore plus loin dans l'estimation de l'impact de la filière nucléaire et de calculer, sur les mêmes bases, l'impact du fonctionnement d'un

réacteur de 1300 MWe supplémentaire. ExternE s'y est risqué en intégrant les doses collectives sur 100 000 ans.

L'impact sur l'ensemble de la population de l'Europe serait seulement d'un cancer supplémentaire, à comparer aux huit cent mille cancers mortels répertoriés chaque année sur cette même zone géographique. Il semble en tout état de cause que pour ce type de calcul, on atteigne aux limites de la méthode.

C. La question des accidents graves

La question des accidents graves en matière d'électronucléaire occupe à juste raison une place importante en particulier dans le domaine de l'évaluation du coût réel de cette filière.

Une première remarque doit être faite. La connaissance des conséquences dramatiques de l'accident de Tchernobyl est utile à l'analyse. Mais les réacteurs à eau légère des parcs électronucléaires ne peuvent pas être comparés au réacteur RBMK n°4 de Tchernobyl qui explosa le 26 avril 1986, non plus que les procédures et les personnels de conduite.

L'approche traditionnelle en matière d'évaluation des conséquences d'un accident nucléaire grave est l'approche dite par l'évaluation probabiliste des risques. Cette méthode consiste certes à chiffrer les conséquences d'un accident grave, mais aussi à les pondérer par une probabilité d'occurrence, qui, étant très faible, de l'ordre de 10^{-6} à 10^{-5} , en réduit fortement l'impact.

Cette approche par les risques est parfaitement justifiée pour les experts. Elle est toutefois difficilement comprise et acceptée par le public, qui aurait plutôt tendance à raisonner en terme d'aversion pour le risque.

Ce divorce entre les experts et le public sur le coût des accidents graves a déclenché la mise au point récente et encore inachevée d'autres méthodes d'approche.

1. L'évaluation probabiliste des risques

Les accidents graves de référence étudiés par les spécialistes pour les réacteurs des parcs occidentaux reposent sur des scénarios diversifiés. Pour chaque scénario, les conséquences sont assorties d'une probabilité de réalisation, le risque global consistant en la somme des risques spécifiques, selon la formule :

$$\text{Risque} = \sum P_i \cdot C_i \quad (C)$$

avec :

P_i : probabilité du scénario i

C_i : conséquences du scénario i

Les différents scénarios se distinguent essentiellement par l'importance des rejets des radionucléides provenant de la fusion du coeur.

Dans le cas de la France, on considère à cet égard que les réacteurs du palier P4-P'4 (1300 MWe) se caractérisent par une probabilité d'un accident de fusion du coeur inférieure à celle du palier CP0-CP1-CP2 (900 MWe).

A cet égard, la probabilité utilisée par exemple dans l'étude ExterneE est de 10^{-5} par réacteur et par an. Cette probabilité a été calculée par EDF sur la base d'une étude probabiliste de sûreté pour les réacteurs à eau pressurisée du palier 1300 MWe³⁰⁶. Ce chiffre se situe entre les valeurs guides de la NRC aux Etats-Unis pour les réacteurs américains, et les valeurs utilisées en Europe.

Les scénarios d'accident se distinguent les uns des autres par la gravité de l'accident survenu au coeur mais aussi et surtout par les quantités et la nature des radioéléments rejetées à l'extérieur de l'enclume de confinement.

On trouvera ci-après les caractéristiques des différents scénarios mis au point par l'AEN-OCDE et la Commission européenne³⁰⁷. Ces scénarios sont proches de ceux utilisés en France. Le scénario ST21 est le scénario de référence.

Tableau : Exemples de scénarios d'accident grave

	>>>>>>>>>>Scénarios de gravité croissante :<<<<<<<<<<<			
référence ExternE	ST23	ST22	ST21	ST1
enceinte de confinement			rupture partielle d'étanchéité	rupture importante d'étanchéité
rejets	0,01 % du cœur	0,1 % du cœur	1 % du cœur dont - 10 % des gaz rares - 1 % des éléments volatils (césium et iode)	10 % du cœur

Le scénario ST21 correspond approximativement au scénario de référence de l'autorité de sûreté française.

Une fois défini l'éventail du possible, les méthodes d'évaluation par le risque s'efforcent de déterminer les conséquences des différents scénarios, en choisissant généralement un scénario de référence, par rapport auquel sont chiffrés en plus ou en moins les conséquences des autres scénarios.

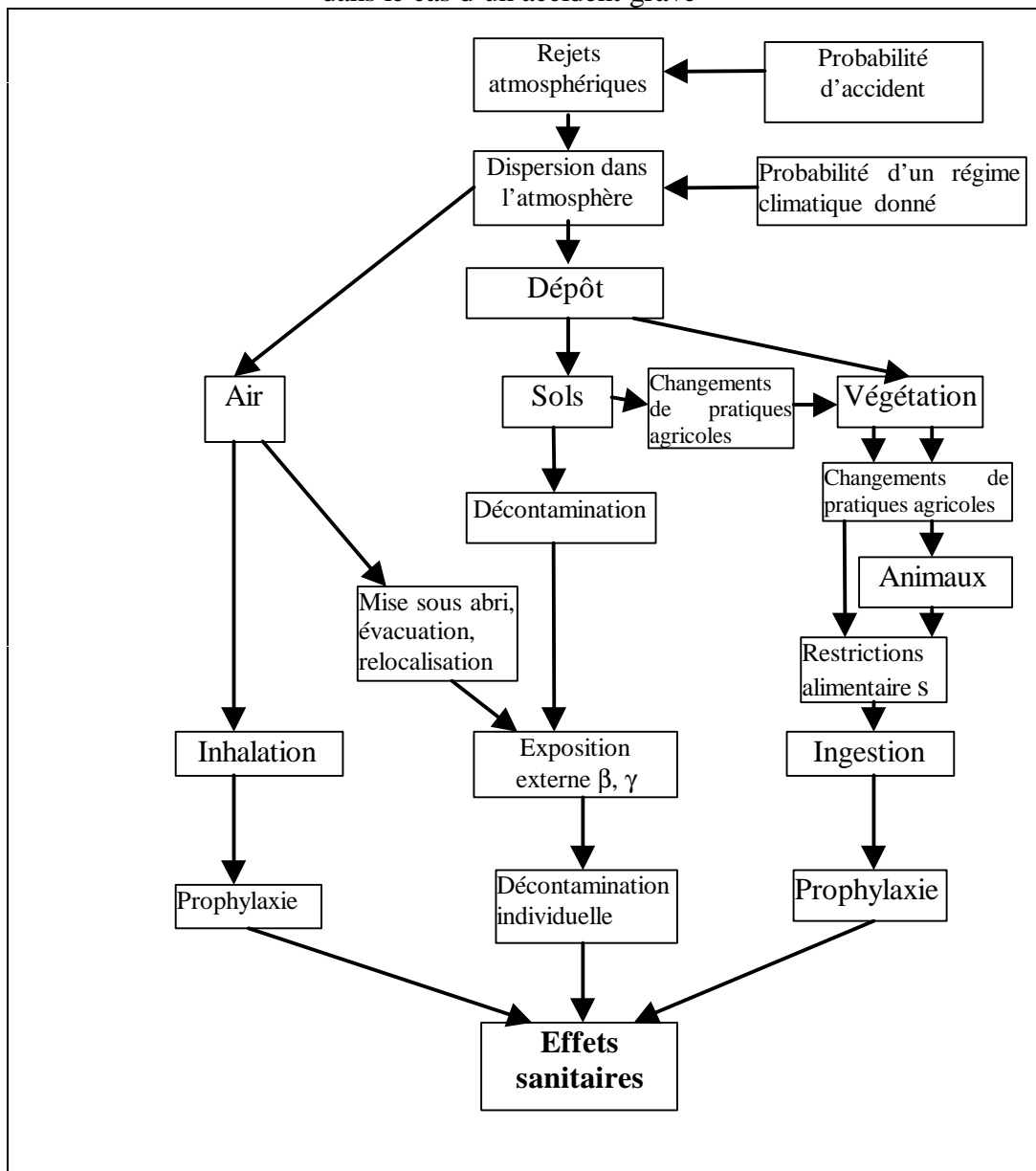
Il est à remarquer que le chiffrage des conséquences doit obéir à une analyse des impacts spécifique, qui diffère des chemins d'impact correspondant au fonctionnement normal.

³⁰⁶ Electricité de France, Etude probabiliste de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 1300 MWe. EPS 1300. France, 1990.

³⁰⁷ AEN/OCDE, CEC, Probabilistic Accident Consequences Assessment Codes, Second International Comparison, Overview Report, Paris, France, 1994.

On trouvera à la figure suivante, la grille d'analyse utilisée par ExternE pour l'évaluation des conséquences d'un accident nucléaire grave.

Figure : Chemins d'impact des émissions de radionucléides dans l'environnement dans le cas d'un accident grave³⁰⁸



Les conséquences d'un accident sur la santé sont occasionnées par les rejets atmosphériques de radionucléides provenant de la fusion du cœur et pouvant s'échapper dans l'atmosphère en raison d'une brèche de l'enceinte de confinement elle-même provoquée par une explosion d'une ampleur plus ou moins grande.

³⁰⁸ M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, The External Costs of the nuclear fuel cycle, CEPN, Paris, 1995.

Les conditions météorologiques sont donc d'une grande importance. C'est pourquoi il est nécessaire à ce stade également, de bâtir des scénarios. La définition de l'aire géographique où l'on prend en considération les conséquences de l'accident, est également d'une grande importance.

A titre d'exemple, à cet égard, les évaluations conduites dans le cadre de l'étude ExternE retiennent un cercle de 3000 km autour du site où s'est produit l'accident.

On trouvera ci-après les évaluations des doses collectives correspondant à un accident majeur, selon les différents scénarios étudiés.

Tableau : Exemples de doses collectives générées par un accident grave^{309, 310}

scénario (gravité croissante de haut en bas)	probabilité de fusion du coeur (par réacteur et par an) (col. A)	probabilité conditionnelle (col. B)	dose collective (homme.Sv) (col. C)	dose collective pondérée par les probabilités (col. D)	risque exprimé en dose collective en homme.Sv par TWh (col. E)
ST23	10 ⁻⁵	0,81	1 840	0,01	0,001
ST22	10 ⁻⁵	0,19	12 180	0,02	0,003
ST21	10 ⁻⁵	0,19	58 300	0,11	0,016
ST2	10 ⁻⁵	0,19	291 200	0,55	0,078

En réalité, les effets d'un accident grave sur la santé peuvent être répartis en deux catégories.

La première catégorie correspond aux effets déterministes immédiats. Seuls les deux scénarios correspondant aux accidents les plus graves (ST21 et ST2) entraînent des effets déterministes.

Les effets stochastiques à long terme sont supposés être, comme pour les faibles doses, proportionnels aux doses collectives. Selon le scénario considéré, l'estimation du nombre de cancers mortels induits à long terme par l'accident s'établit entre 3,9.10⁻³ et 10⁻⁴ cas par TWh.

2. L'approche par les utilités

L'opinion des experts sur la probabilité d'un accident nucléaire prend appui sur des calculs complexes sur les probabilités de fusion du coeur et sur les probabilités de relâchement de radionucléides dans l'atmosphère à la suite d'une rupture du confinement.

Il s'agit d'évaluations reposant sur l'expérience considérable accumulée sur les quelques 442 réacteurs opérationnels dans le monde à la fin 1997. Par ailleurs,

³⁰⁹ M. Dreicer, V. Tort et H. Margerie, CEPN, op. cit.

³¹⁰ Col.D=(Col. A)*(Col. B)*(Col. C) ; Col. E = (Col.D)/ (7 TWh).

même en cas d'accident, la dose collective ressort à 58 000 homme.Sv/TWh. Corrigée par la probabilité, elle est de 0,016 homme.Sv/TWh, ce qui est bien entendu un montant élevé mais à comparer aux 13,1 homme.Sv/TWh correspondant au fonctionnement normal.

Pour autant, les conséquences d'un accident nucléaire sont intuitivement chiffrées par le public comme s'élevant à des milliards de francs et constituent un sujet de préoccupation, non pas vis-à-vis du parc électronucléaire français mais pour les centrales des pays de l'Est.

Cette attitude du public vis-à-vis de l'éventualité d'un accident nucléaire traduit une aversion pour le risque que certains experts ont essayé de quantifier.

Les différentes méthodes récemment développées pour tenter de réduire ce fossé dans les perceptions sont décrites dans la suite³¹¹. Chacune d'entre elles présente des lacunes. En réalité, la présentation de ces tentatives théoriques rend compte de la complexité de la prise en compte d'événements peu probables dans le raisonnement économique.

• *Les divergences dans les scénarios adoptés par les experts de différents pays*

L'analyse des études conduites par les experts de différents pays montre que ceux-ci divergent sur la définition des accidents à prendre en compte et donc sur la gravité relative de leurs conséquences. Le tableau ci-après met en lumière ces divergences.

Tableau : Scénarios de rejets en cas d'accident nucléaire, selon différents pays

pays	rejet maximum de césium en % de la quantité présente dans le cœur	probabilité de rejet	remarques
France	10 %	$2-3. 10^{-6}$	absence d'explosion ; 4 scénarios étudiés
Allemagne	70 %	10^{-7}	6 scénarios étudiés
Royaume Uni	50 %	$2,4. 10^{-9}$	

Cette situation rend les comparaisons internationales difficiles. Elle traduit également l'impossibilité de définir les probabilités d'accident d'une manière objective.

Face à cette impasse, plusieurs auteurs ont développé des théories alternatives, sans toutefois, pour nombre d'entre eux, avoir démontré leur vraisemblance et leur utilité.

³¹¹ A. Markandya, University of Bath, et T ; Schneider, CEPN, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

- ***Les estimations empiriques d'un coefficient multiplicateur d'aversion pour le risque***

Le postulat a été posé que les conséquences d'un accident augmenteraient en fonction du carré du nombre de personnes touchées par l'accident³¹². De la sorte, un accident concernant un million de personnes aurait des conséquences un million de fois supérieures à celles d'un accident touchant mille personnes. Le même auteur estime que lorsque l'équilibre général, social et environnemental est affecté par l'accident, le coût de celui-ci augmente exponentiellement. Au vrai, ces assertions n'ont fait l'objet d'aucune vérification statistique.

Une autre théorie conclut que le coût d'un accident doit être affecté d'une pondération représentant une « *aversion pour les catastrophes* », le coefficient correspondant étant de 300. L'estimation empirique de ce coefficient manque toutefois de solidité.

La théorie du choix de portefeuille a d'autre part été appliquée à la question des accidents nucléaires. L'idée est que l'écart type d'un ensemble de probabilités d'accident est représentatif du consentement à payer pour éviter celui-ci.

L'utilisation de l'écart type pour mesurer le risque est fréquente dans la théorie du choix de portefeuille, la moyenne et la variance servant à classer les portefeuilles les uns par rapport aux autres. Le modèle sous-jacent est celui de la maximisation de l'utilité attendue, dans le cas où la fonction d'utilité est une fonction quadratique. En réalité, on peut démontrer qu'une fonction d'utilité quadratique ne s'applique pas au cas de la décision en univers aléatoire, ce qui disqualifie la méthode.

- ***L'approche par l'utilité espérée***

Le principe de cette approche est d'utiliser une fonction d'aversion pour le risque qui dépend du revenu du ménage³¹³. La prime de risque est estimée en calculant le prix de la sécurité. Les conséquences d'un accident sont analysées en termes d'interdictions de consommations alimentaires, de coût des évacuations et des relogements, ainsi que de dépenses médicales et de calculs concernant la valeur statistique de la vie humaine. La fonction d'aversion pour le risque serait en réalité fonction du carré du niveau de revenu. Un paramètre important dans cette méthode est le niveau de vie initial des individus touchés par l'accident.

³¹² R. Ferguson, *Environmental Costs of Energy Technologies*, cité par H.J. Ewers, K. Rennings : *Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten 'SuperGAU'*, in : *Prognos-Schriftenreihe Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung*, Vol. 2, prognos, Bâle, 1992.

³¹³ L. Eeckhoudt, C. Schieber, T. Schneider, *Integration of Risk Aversion in the Calculation of the External Costs of a Nuclear Accident : Expected Utility Approach*, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

En tout état de cause, cette approche permet d'estimer un coefficient multiplicateur à appliquer au coût de l'accident nucléaire établi par l'approche par le risque. Ce coefficient serait de 20.

- ***L'approche par les probabilités recomposées***

L'approche la plus récente - intitulée EURDP³¹⁴ - intègre les derniers acquis de la théorie du risque. Elle consiste à ajuster les probabilités des différents événements par une fonction de transformation³¹⁵.

Par l'intermédiaire de cette fonction, le poids des événements peu probables est supérieur à celui des événements assortis d'une probabilité plus élevée. Ce mécanisme rend compte du fait que le public surestime généralement la probabilité d'occurrence d'un événement rare. Il rend compte aussi du fait que le public estime intuitivement que la probabilité d'un accident nucléaire est supérieure à celle énoncée par les experts. Concrètement, la forme de la fonction de transformation est tirée des travaux sur la théorie du risque.

Comme on peut s'y attendre, le résultat de cette approche, qui augmente la probabilité d'un accident nucléaire, fait croître dans des proportions considérables le coût calculé par l'approche par le risque.

Cette approche semble intéressante en ce qu'elle permet de réduire le fossé entre les conceptions du public et les dires d'experts. Toutefois, la détermination de la fonction de transformation reste un point critique et mérite en tout état de cause de trouver des justifications expérimentales solides.

*

Au final, il apparaît que des recherches supplémentaires sont nécessaires pour déterminer une méthode totalement fondée que l'on pourrait appliquer au cas difficile de l'estimation des conséquences d'un événement très peu probable.

Dans le cours du deuxième chapitre du présent rapport, les limites de la méthode des coûts moyens actualisés ont été mises en évidence.

Contrairement à ce que l'on pourrait penser a priori, la théorie est également d'un faible secours pour traiter la question d'un accident nucléaire. Les tentatives actuelles peuvent au moins servir à décrypter les approches qualitatives et les rattacher à une grande catégorie de problématique, ce qui est loin d'être inutile, compte tenu de l'aspect polémique que prennent souvent les controverses sur la question du coût d'un accident nucléaire.

³¹⁴ EURDP : Expected Utility with Rank Dependent Probability

³¹⁵ S. Ascari et M. Bernasconi, The Economics of Risk and Uncertainty and the Valuation of Severe Accidents, ExternE – Task 1.5 Accidents, Improvement of the Assessment of Severe Accidents, Rapport final, mai 1998.

On peut aussi aller plus loin. Il est en effet nécessaire de rendre compte de l'aversion pour le risque. A cette fin, dans un premier temps, on peut partir du coût de l'accident nucléaire calculé par l'évaluation probabiliste du risque. Ce coût doit à l'évidence être ensuite majoré. En dernière analyse et pour le moment, il semble que le résultat le mieux assuré pour ce faire soit celui obtenu par l'approche de l'utilité espérée, ce qui revient à appliquer un coefficient égal à vingt au coût de départ.

**III. LA SYNTHÈSE PAR LE CALCUL DES EXTERNALITÉS AVEC
EXTERNÉ : UNE PERCÉE MÉTHODOLOGIQUE QUI
CONFIRME L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE ET
ENVIRONNEMENTAL DU NUCLEAIRE**

La Direction générale XII (Science, Recherche et Développement) de la Commission européenne a fait réaliser, depuis le début des années 1990 et par un ensemble d'équipes de recherche et de scientifiques universitaires, une étude sur les coûts externes de l'énergie.

Cette étude fournit un cadre méthodologique détaillé et cohérent pour l'analyse des coûts sur la santé et l'environnement de chacune des étapes du cycle du combustible et de la production d'électricité. Ce cadre est d'ailleurs sensiblement le même que celui utilisé par le Department of Energy des Etats-Unis qui a été d'ailleurs associé à ExternE lors des travaux méthodologiques préliminaires

Un paramètre clé de la méthode des externalités est la valeur statistique de la vie humaine

Les méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine peuvent être classées en deux grandes catégories.

La première catégorie est celle des évaluations institutionnelles élaborées par les Etats ou les secteurs économiques comme, par exemple, les compagnies d'assurance ou les compagnies aériennes. Ces évaluations institutionnelles correspondent à un point de vue extérieur à la personne humaine, celle-ci étant considérée essentiellement comme un agent économique.

La deuxième catégorie d'évaluations correspond à un point de vue individuel et subjectif où des personnes interrogées expriment un point de vue, lui-même entaché d'artefact.

L'étude ExternE a publié une série de résultats très complets en 1995, qui ont été ultérieurement discutés en profondeur non seulement par les différentes parties prenantes du projet mais également dans différents colloques et symposiums scientifiques.

Des modifications et des ajustements méthodologiques qui ont ensuite été réalisés, il résulte les résultats publiés en 1998, qui dénotent des changements des montants exacts de coûts externes de production de l'électricité, changements qui, toutefois, ne touchent pas les ordres grandeur.

En réalité, on peut considérer ExternE comme la référence en termes de méthode et de résultats pour l'évaluation des coûts externes de l'énergie. Comme toute méthode, ses limites doivent être posées ainsi que l'intervalle de confiance de ses résultats.

Ses limites proviennent principalement de l'utilisation de valeurs moyennes pour la concentration des polluants dans les modèles de transmission et d'exposition.

Ce fait néglige la possibilité d'accumulations ponctuelles et momentanées et leurs conséquences éventuelles à la fois sur la santé et l'environnement. Néanmoins, il faut considérer la prudence systématique des études, qui se traduit par le choix répété des valeurs les plus élevées pour les dommages.

Un élément renforce toutefois la crédibilité des résultats d'ExternE. C'est que cette étude est essentiellement comparative, ayant essentiellement pour objet de comparer les coûts de plusieurs énergies.

L'essentiel dans ce cas de figure est la mise au point d'une méthode pertinente pour chaque cas spécifique. Les valeurs absolues sont alors moins à retenir que les valeurs relatives. On peut donc considérer que les hiérarchies établies par ExternE ont une vraisemblance satisfaisante.

Pour améliorer l'évaluation des coûts externes du nucléaire, et pour aller dans le sens de la Commission européenne, des évaluations ont été faites par le CEPN, en intégrant l'aversion pour le risque et en prenant des hypothèses majorantes.

En réalité, il semble bien que l'approche monétaire touche à ses limites dans le cas difficile à traiter des accidents très peu probables.

Sans doute faudrait-il en premier lieu comparer entre eux les risques d'accidents liés à chacune des filières.

Sans doute faudrait-il également sur ce sujet raisonner avec une méthode faisant appel aux courbes d'indifférence entre le gain en termes de revenus et le risque d'accident et donc mettre au point une autre approche – spécifique cette fois – pour le traitement des accidents.

L'étude ExternE a récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France.

Cette approche a pour objectif de définir une courbe enveloppe pour les résultats des coûts externes, en se basant sur les caractéristiques statistiques de la distribution des valeurs proposées pour les différents coûts.

Ainsi, compte tenu des incertitudes sur les émissions, sur la dispersion, sur l'exposition et sur les effets sanitaires, et au terme de raisonnements complexes sur les méthodes d'estimation, ExternE définit des intervalles de confiance assortis de probabilités.

On constate que les incertitudes sur les coûts externes *en fonctionnement normal* ne remettent pas en cause la hiérarchie des coûts.

La même démarche reste à faire pour l'évaluation des risques d'accident pour l'ensemble des filières de production de l'électricité.

A. Les principes généraux de la méthode des externalités développée par l'étude ExternE

L'étude ExternE³¹⁶, conduite par la Commission européenne, porte sur l'évaluation des externalités environnementales de l'utilisation de l'énergie. Cette étude de très grande ampleur a mobilisé plusieurs équipes de recherche dans plusieurs pays de l'Union européenne et s'est déroulée en deux temps.

La première étape a commencé en 1991 et s'est achevée en 1995. Dans le cadre d'une coopération avec le Département de l'Energie américain, une méthodologie globale a d'abord été mise au point pour la mesure des coûts environnementaux des différentes énergies. Cette méthodologie a ensuite été appliquée par la Commission, en coopération avec différents laboratoires ou organismes de recherche appartenant à différents pays membres de l'Union européenne.

La deuxième étape s'est achevée fin 1998. Elle est consacrée à l'approfondissement de questions fondamentales comme l'évaluation de l'impact des différentes énergies en termes d'effets de serre, comme la valeur statistique de la vie humaine, l'amélioration de la prise en compte des accidents majeurs, et la définition d'intervalles de confiance pour les résultats obtenus.

Les développements qui suivent font le départ entre les résultats de 1995 et ceux de 1997, dans la mesure où des améliorations significatives ont été apportées à la méthodologie, sans toutefois rendre totalement obsolètes les résultats initiaux.

1. L'objectif de l'étude : le chiffrage des coûts environnementaux des différentes filières de production de l'électricité

C'est l'impact sur l'environnement et la santé qui est étudié pour chacune des énergies, impact mesuré en termes physiques et en termes monétaires. La totalité du cycle du combustible est prise en compte dans les évaluations, depuis l'extraction jusqu'à la gestion des déchets en passant par la production d'énergie, celle-ci incluant l'exploitation et les accidents.

En outre, pour certaines formes d'énergie, en particulier les énergies renouvelables, la fabrication des matériaux utilisés dans le cycle est également intégrée, si elle n'est pas négligeable c'est-à-dire du second ordre. C'est le cas pour l'éolien du fait de la technicité et du contenu relatif en émissions de CO₂ des matériaux utilisés.

³¹⁶ ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DG XII, Eur 16520EN, Bruxelles, 1995.

Tableau 3 : Champs de l'étude ExternE³¹⁷

Energies prises en compte	Polluants recensés	Dommages chiffrés sur :
a) combustibles fossiles - charbon - pétrole - gaz - lignite - orimulsion - tourbe	- SO2 - Nox - Particules (PM10) - Aérosols (sulfates et nitrates) - Ozone - Radionucléides	- santé publique - ressources minérales - récoltes - forêts - ressources halieutiques - systèmes écologiques libres - accidents internes aux sites
b) nucléaire	- Méthane (CH4)	- accidents à portée externe
c) énergies renouvelables : - photovoltaïque - solaire thermique - biomasse - éolien - hydro - biogaz	- N2O - CO2	- bruit - occupation des sols - emprise visuelle - potentiel d'effet de serre
d) économies d'énergie		
e) transport		

• *Les résultats d'ExternE fondée sur les contextes nationaux*

Ce sont des équipes de recherche nationales qui ont eu la responsabilité de mener à bien les évaluations d'ExternE. Les informations détaillées nécessaires à la réalisation des calculs ont pu être puisées dans les systèmes nationaux.

Du fait de la disparité des structures énergétiques nationales et sans doute aussi dans une certaine mesure, des différences de performances des filières de production de chacun des pays, la mention du contexte national est systématiquement faite pour les résultats.

Le tableau suivant présente les auteurs des différentes évaluations ainsi que les bases concrètes de celles-ci, pour l'ensemble des filières étudiées.

³¹⁷ P. Valette, DG XII – Commission européenne, audition du 19/11/98, Paris.

Tableau 4 : Principaux organismes contributeurs et principales références technologiques de l'étude ExternE³¹⁸

	charbon	lignite	fioul	gaz	nucléaire
organismes responsables de l'étude	Royaume Uni : - ETSU, Harwell Didcot - Eyre Energy Environment, Carnforth - Institute of Occupational Medicine, Edinburgh - Institute of Terrestrial Ecology, Grange-over-Sands - Metroeconomica Allemagne : - IER, Universität Stuttgart - IWS, Universität Stuttgart	Allemagne : - IER, Universität Stuttgart - BM, Berlin - Universität Stuttgart - Universität Bremen	Allemagne : - IER, Universität Stuttgart - Universität Kiel - BM, Berlin	Royaume Uni : - ETSU, Didcot - AEA Technology	France : - CEPN Royaume Uni : - ETSU, Didcot
cas de référence	- centrale thermique de West Burton 'B' : 1800 MW, rendement thermique : 37,5 % ; mise en service industriel : projet hypothétique abandonné - centrale thermique de Lauffen : 689 MW, rendement thermique : 37,6 ; projet hypothétique abandonné	- centrale thermique de Grevenbroich : 624 MW ; rendement thermique : 26,2 % ; projet hypothétique abandonné	- centrale thermique de Heizöl EL : 157 MW, fonctionnant en pointe ; mise en service industriel : 1989 - centrale thermique de Heizöl S : 548 MW ; cycle combiné gaz-vapeur à partir de fuel lourd ; mise en service industriel : 2005	- gisement de Caister (mer du Nord) - centrale à cycle combiné gaz-vapeur (3 turbines ABB GT13E de 145 MW et une turbine à vapeur de 227 MW)	- mine d'uranium de Lodève - site de transformation de Malvesi - conversion, enrichissement, fabrication du combustible à Tricastin - réacteurs nucléaires (4) de 900 MWe de Tricastin - retraitement à La Hague - centre de l'Aube pour les déchets A - centre hypothétique d'Auriat (granite) près de Limoges pour le stockage des déchets de haute activité

³¹⁸ source : Externalities of Energy « ExternE » - Vol. 5, Nuclear, EUR 16524 EN, DGXII Science, Recherche et Développement, Commission Européenne, Office des Publications officielles des Communautés européennes, 1995.

On voit qu'ont été mises à contribution des équipes de recherche, le plus souvent universitaires, de plusieurs pays. Par ailleurs, dans le cas du nucléaire, les évaluations réalisées par la France en 1995 et en 1998 ont été doublées d'évaluations britanniques pour 1998.

2. Le cadre méthodologique d'ExternE

L'étude ExternE se caractérise par des limites générales et des limites spécifiques au nucléaire.

Le coeur de cible d'ExternE a été défini comme étant la production d'électricité et les transports³¹⁹. Ce n'est que par raccroc que l'étude a porté sur l'utilisation de l'énergie dans l'habitat, au travers des économies d'énergie.

Il semble que ceci soit un biais important, même si l'on peut reconnaître que le traitement méthodologique des économies d'énergie est particulièrement difficile. En effet le traitement des rejets est beaucoup plus efficace sur un plan technique pour des sites centralisés de production d'électricité que pour des sites décentralisés. Ceci pourrait ainsi fausser l'évaluation des impacts des politiques de réduction des émissions polluantes.

Par ailleurs, les externalités positives ou économies externes ne sont pas prises en compte expressément par l'étude. Des études complémentaires ont été faites pour la sécurité d'approvisionnement. Mais la création d'emplois directs et induits et l'impact sur la balance des paiements ne sont pas pris en compte.

³¹⁹ Ce champ est totalement laissé de côté, compte tenu de l'objet du présent rapport.

Tableau 5 : Principales options méthodologiques d'ExternE ³²⁰

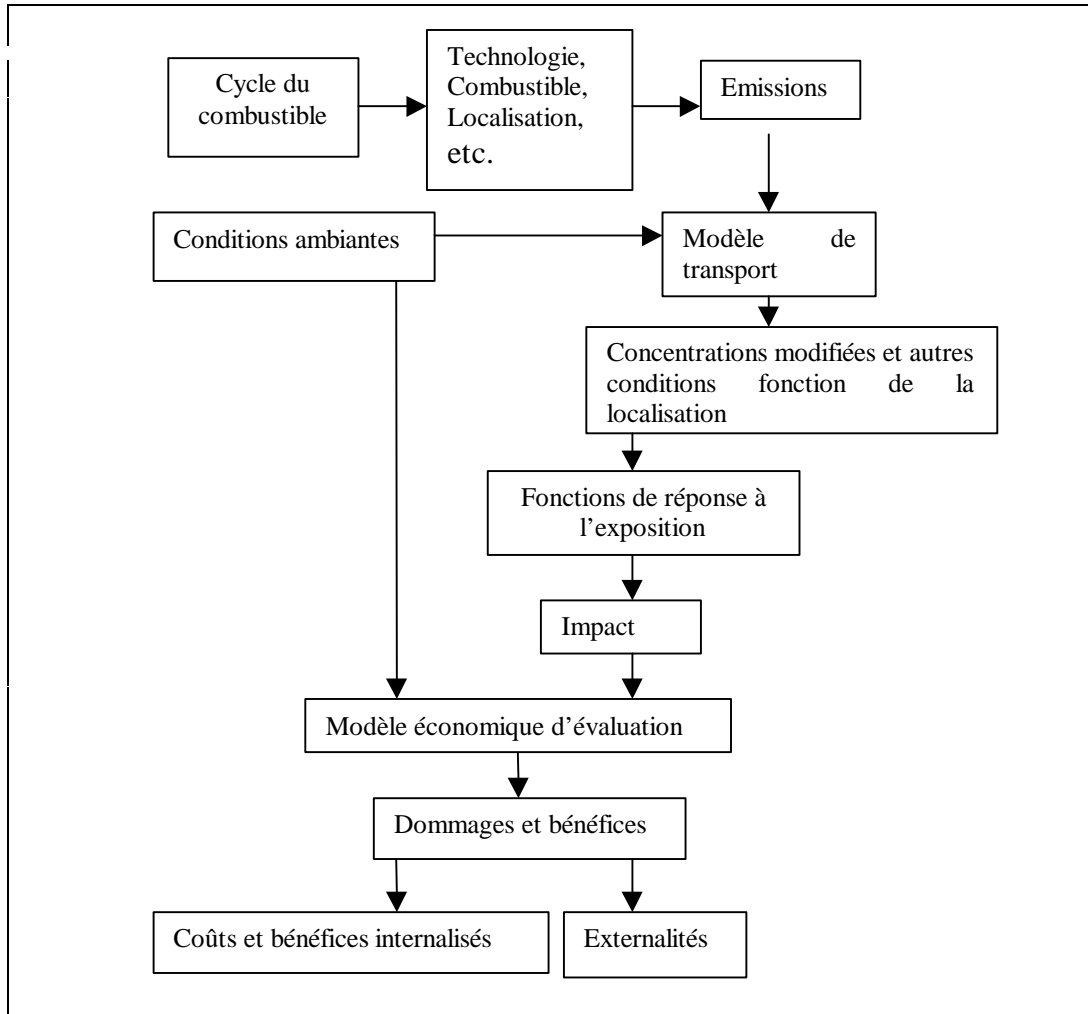
	Combustibles fossiles	nucléaire	énergies renouvelables
impact principal	santé systèmes biologiques effet de serre	santé	agrément
principales étapes du cycle	production d'électricité	9	cycle de vie et production d'électricité
type d'approche des événements	déterministe	déterministe et probabiliste	déterministe
échelles de temps	du court au long terme	du court au très long terme	court terme
champ d'action	du local au global	du local au global	local
type d'installations concernées	coût marginal ou incrémental, c'est-à-dire coûts relatifs à de nouvelles unités de production		
type de coût	pas de coût moyen pour une filière mais calcul spécifique à une installation d'une technologie spécifique et pour un combustible donné		
méthode de calcul	utilisation de fonctions de dommage : il s'agit des valeurs que la population serait prête à donner à la réparation de telle ou telle nuisance (évaluations fondées sur le consentement à payer)		

L'évaluation des dommages sur la santé suppose une valeur donnée à la vie humaine. L'étude ExternE adopte une valeur située plutôt dans le haut de l'intervalle des estimations disponibles, avec un montant de 2,6 millions d'euros.

³²⁰ P. Valette, op. cit.

3. L'approche par les chemins d'impact

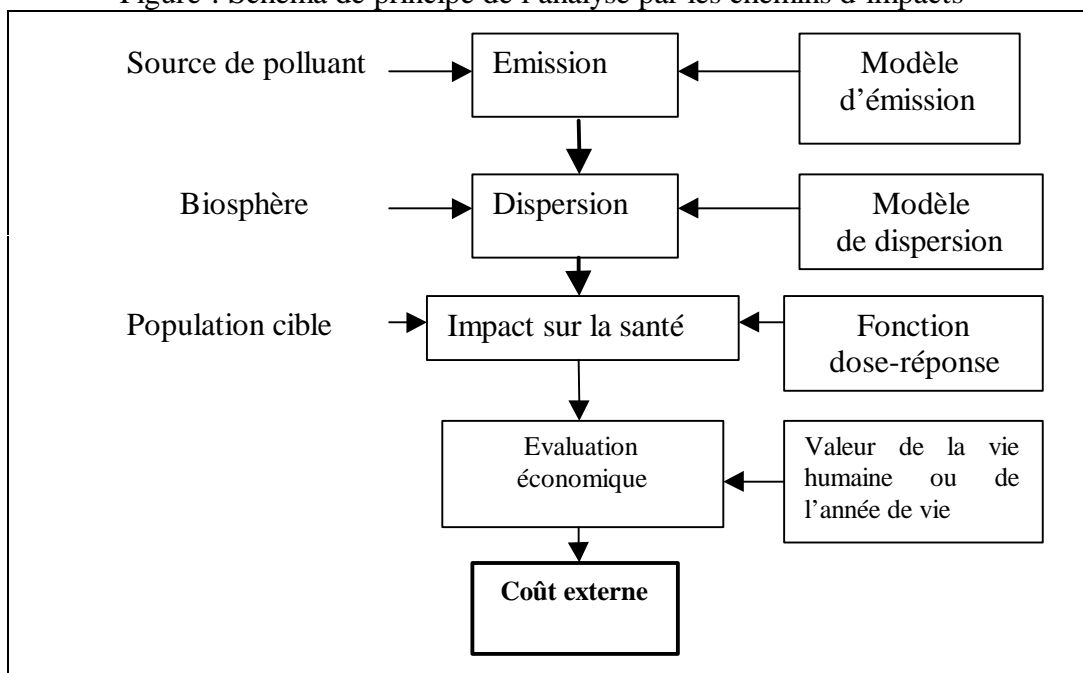
Figure 2 : L'approche par les chemins d'impact des rejets et l'évaluation de leurs coûts³²¹



Parmi les différentes étapes de l'analyse, certaines sont critiques. Le schéma simplifié présenté ci-après permet de resituer les enjeux de la méthode générique utilisée par l'étude ExternE.

³²¹ P. Valette, op. cit.

Figure : Schéma de principe de l'analyse par les chemins d'impacts



A chacune des étapes – évaluation des caractéristiques de l'émission, évaluation de la dispersion, impact sur la santé et au final évaluation économique – intervient une modélisation physique, biologique ou économique qui comporte des hypothèses pour permettre l'indispensable simplification de la réalité et sa représentation.

Cette analyse est appliquée dans l'étude ExternE à chaque étape du cycle complet de chacune des filières de production de l'électricité selon le schéma ci-après.

Figure : Application de la méthode des chemins d'impact au cycle de production de l'électricité

Chemins d'impact / étape du cycle de production	émission	dispersion	fonction dose-réponse	évaluation économique
extraction du combustible				
transport				
production d'électricité				
transmission de l'électricité				
gestion des déchets				
démantèlement des installations				

Les solutions apportées dans le cadre d'ExternE pour différentes étapes délicates sont discutées dans la suite.

- ***L'addition des coûts externes entre eux***

La question est la suivante. Une centrale électrique d'une technologie donnée occasionne plusieurs nuisances. Supposons que l'on sache mesurer avec une

précision raisonnable le coût de chacune de ces nuisances. Est-il possible d'additionner chacun de ces coûts pour avoir le coût global ?

Il existe une solution théorique à cette question. Mais elle est difficile à mettre en œuvre. Elle suppose en tout état de cause que les composantes du coût soient des variables indépendantes.

Il s'agit d'une hypothèse forte. En effet on peut considérer par exemple que la sensibilité au NOx et donc le dommage occasionné à l'organisme par ce polluant ne soient pas indépendants de la présence d'un autre polluant comme les SOx.

En tout état de cause, les études croisées sur les interactions des polluantes sont rares et semblent constituer une limite aux connaissances épidémiologiques actuelles. L'étude ExternE ne peut que refléter cette indépendance supposée des effets des polluants.

- ***Une solution cohérente pour additionner coûts privés et coûts externes***

La méthode des externalités apporte une réponse intéressante à la difficile question de l'addition de coûts privés et de coûts externes.

Les coûts privés sont les coûts assumés par le producteur dans le cadre de son activité. Les coûts externes sont assumés par l'environnement et par la collectivité.

Les coûts privés de production sont calculés par les exploitants. Ils dépendent du système de prix des facteurs et des biens de production. Ils sont également tributaires des conventions comptables internes à l'entreprise, conventions elles-mêmes issues de choix nationaux en la matière.

Les coûts externes sont soit dérivés de systèmes de prix soit forgés à partir de méthodes de substitution.

A supposer qu'ils existent, les systèmes de prix invoqués dans l'estimation des coûts externes ne sont pas automatiquement en mesure de donner une appréciation correcte des coûts. Quand les systèmes de prix n'existent pas, ce qui est le cas le plus fréquent, des systèmes de substitution sont utilisés. On recourt au sondage, au vote ou à un marché fictif pour conduire les consommateurs à révéler leurs préférences. Il n'est pas acquis que ces substituts soient performants.

La deuxième question porte sur les incertitudes entachant les évaluations respectives des coûts privés et celles des coûts externes.

La comptabilité analytique des entreprises permet de cerner avec une erreur très faible les coûts de production. L'incertitude provient essentiellement des règles et des méthodes comptables utilisées. En revanche la question des marges d'erreur

sur les coûts externes est importante. Ces erreurs sont sensiblement plus élevées que pour les coûts privés. L'addition des coûts nécessite donc des précautions.

- *Un champ d'investigation de plus en plus large*

Le tableau suivant montre le champ couvert par ExternE, qui s'est élargi au fur et à mesure du temps et atteint presque l'exhaustivité.

Tableau 6 : Opérations dont les coûts externes sont pris en compte par ExternE pour chaque filière ³²²

Nucléaire	Charbon (a)	Fuel	Gaz naturel
<i>Opérations habituelles</i>			
extraction et traitement du minéral	extraction	extraction du pétrole	exploration et extraction fonctionnement des gazoducs offshore
conversion			traitement du gaz
enrichissement			fonctionnement des gazoducs
fabrication du combustible	extraction du calcaire (si désulfuration)	raffinage	
production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement	production d'électricité : construction de la centrale exploitation démantèlement
retraitement			
stockage ³²³ des déchets A et B	stockage des déchets	stockage des déchets	stockage des déchets
stockage profond des déchets C			
Transport	transport des matières et du personnel	transport des matières et du personnel	transport des matières et du personnel
	acheminement de l'électricité au réseau	acheminement de l'électricité au réseau	acheminement de l'électricité au réseau
<i>Situations accidentelles</i>			
production d'électricité	tous les risques pris en compte mais	toutes les étapes prises en compte	toutes les étapes prises en compte
transport	importance relative forte des accidents miniers	importance relative forte des accidents d'extraction et de transport	importance relative forte des accidents d'extraction

³²² P. Valette, op. cit.

³²³ stockage au sens de dépôt définitif sans reprise ultérieure.

**4. Une question au coeur de la méthode des externalités : la
« valeur » statistique de la vie humaine**

Les méthodes de calcul de la valeur statistique de la vie humaine peuvent être classées en deux grandes catégories³²⁴.

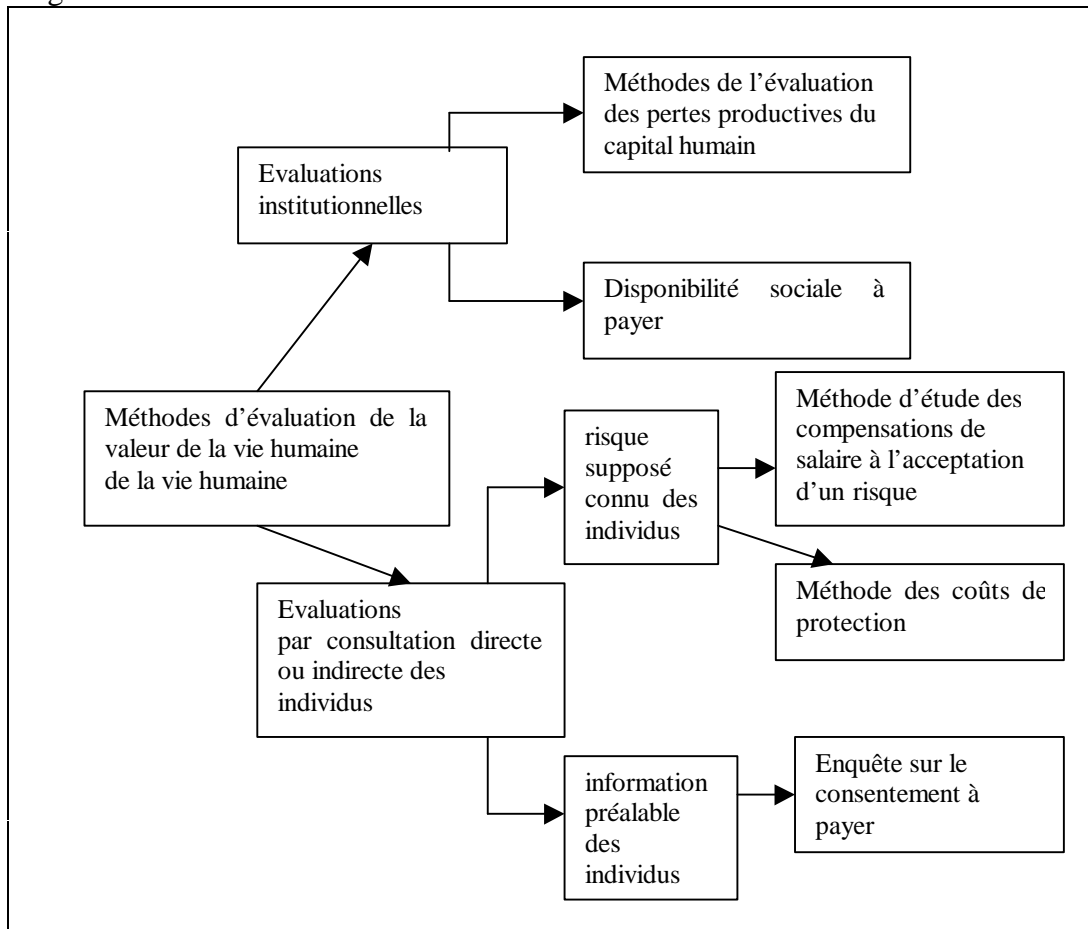
La première catégorie est celle des évaluations institutionnelles élaborées par les Etats ou les secteurs économiques comme, par exemple, les compagnies d'assurance ou les compagnies aériennes. Ces évaluations institutionnelles correspondent à un point de vue extérieur à la personne humaine, celle-ci étant considérée essentiellement comme un agent économique.

La deuxième catégorie d'évaluations correspond à un point de vue individuel et subjectif où des personnes interrogées expriment un point de vue, lui-même entaché d'artefact.

Le schéma suivant indique la classification que l'on peut faire des méthodes utilisées.

³²⁴ O.Chanel, G. Genieaux, F. Rychen, C. Deniau, B. Ghattas, Evaluation monétaire des effets à court terme de la pollution atmosphérique sur la santé. Application à l'Ile-de-France, groupement de recherche en économie quantitative d' Aix-Marseille, 1996, cité dans M. Cohen de Lara et D. Dron, Evaluation économique et environnement dans les décisions publiques, Rapport au ministre de l'environnement, Paris, 1997.

Figure : Classification des méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine



a) les estimations institutionnelles

La méthode institutionnelle la plus usitée est celle des pertes productives. On considère l'individu dans sa seule dimension d'agent économique, sa contribution productive étant représentée par ses revenus du moment. La valeur de la vie à un instant donné est égale à la somme actualisée des revenus espérés durant le reste de vie. Au-delà de ces postulats restrictifs, des imperfections de la connaissance des revenus par âge et des espérances de vie par classe d'âge, le choix du taux d'actualisation est d'une grande importance.

Le second grand type d'évaluations institutionnelles est celui de la disponibilité sociale à payer que l'on peut considérer comme l'estimation sociale consensuelle.

On trouvera ci-après quelques estimations datant de 1989 dont les disparités soulignent les difficultés de l'exercice.

Tableau : Estimations institutionnelles de la valeur statistique de la vie humaine

Pays	coûts en milliers d'Ecu 1989	Méthode
Allemagne	630	coûts et pertes de production bruts
Australie	407	Coûts et pertes de production bruts
Autriche	545	Coûts et pertes de production bruts
Belgique	300	coûts et pertes de production bruts
Danemark	600	coûts et pertes de production bruts
Espagne	145	Perte de production brute
Etats-Unis	441	Coûts et pertes de production bruts
Etats-Unis	2350	Disponibilité à payer
Finlande	1600	Disponibilité à payer
France	255	Valorisation du temps de vie
France	344	Coûts et pertes de production bruts
Luxembourg	330	Coûts et pertes de production bruts
Norvège	340	Coûts et pertes de production bruts
Nouvelle-Zélande	300	Coûts et pertes de production bruts
Pays-Bas	85	Coûts et pertes de production nets
Portugal	12,5	Coûts et pertes de production bruts
Royaume Uni	890	Disponibilité à payer
Suède	1070	Disponibilité à payer
Suisse	1665	Disponibilité sociale à payer

Le premier paramètre est le niveau de développement du pays considéré. Entre le Portugal et la France, par exemple, le rapport des estimations de la « valeur » de la vie humaine est de 1 à 20. Le deuxième paramètre est celui de la méthode utilisée, avec une différence considérable entre le résultat calculé par la méthode des coûts et pertes de production bruts et celui obtenu par la disponibilité à payer.

Ces divergences de résultats peuvent être un obstacle important au bon déroulement des négociations internationales.

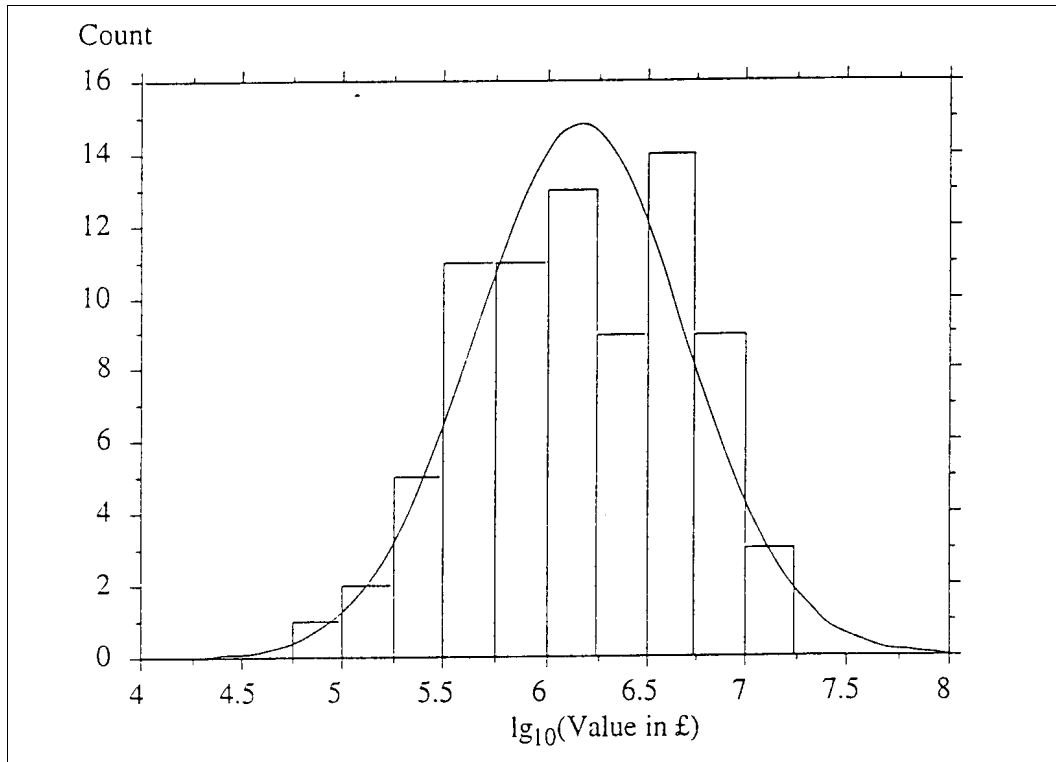
La figure suivante montre quelle est la dispersion des valeurs de référence telles qu'elles étaient utilisées en 1993 pour la protection de la vie humaine. L'échelle des abscisses est logarithmique et est exprimée en livres sterling de 1990.

On voit sur ce graphique la dispersion très importante des valeurs de références. Celles-ci s'étagent entre environ 100 000 francs et 100 millions de francs, avec une valeur moyenne d'un million de francs.

Ce graphique, établi à la suite d'un recensement effectué en 1993 par Ives ³²⁵, montre aussi que les valeurs de référence de la vie humaine suivent une loi de probabilités « *log normale* ». Cette propriété est utilisée dans le calcul d'erreur sur les externalités (voir IIIème partie).

³²⁵ DP Ives, RV Kemp, The statistical value of life and safety investment research, Report n°13, Norwich, Environmental Risk Assessment Unit, University of East Anglia, 1993, cité par E. Rabl et JV Spadaro, Damages and costs of air pollution, voir plus loin.

Figure : Distribution des valeurs institutionnelles de référence de la vie humaine utilisées pour la protection de la vie humaine, exprimées en £1990, telles que recensées en 1993³²⁶



b) les estimations résultant de consultations du public

La deuxième grande catégorie d'estimations résulte de consultations directes ou indirectes du public. On distingue alors deux situations, celle où le risque est supposé connu de la population interrogée et celle où une information préalable est nécessaire avant l'enquête proprement dite.

Au sein de cette catégorie d'estimations, intervient la méthode consistant en l'étude des compensations salariales. Cette méthode souffre la critique d'être fondée sur une notion de risque accepté plutôt que sur un risque imposé, de concerner des populations qui ne sont pas toujours représentatives de la population globale et de faire intervenir de près ou de loin des rapports de force sur un marché rarement parfait. Au demeurant les valeurs trouvées aux Etats-Unis selon cette approche se situent entre 8 et 42 millions de francs.

Le tableau suivant synthétise les principales valeurs récentes, en rappelant la méthode utilisée.^{327, 328, 329}

³²⁶ A. Rabl et JV Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution : an Analysis of Uncertainties, Environment International, Vol. 25, n°1, 1999.

Tableau : Principales estimations récentes de la valeur statistique de la vie humaine

origine	date	valeur	méthode
France – sécurité routière, ^{330 331}	1994	3,6 millions de francs	perte de production
France ³³²	1995	5,5 millions de francs	révélation des propensions à payer
Europe - ExternE ³³³	1996	17 millions de francs	révélation des préférences individuelles
Etats-Unis – entreprises ³³⁴	1992	15 – 35 millions de francs	primes de risque
Europe – ExternE	1998	20 millions de francs	révélation des préférences individuelles

5. Les questions connexes : les différents types d'atteinte à la santé et les aspects qualitatifs

Les atteintes à la santé actuellement prises en compte dans les études sur les coûts externes sont essentiellement les atteintes graves pouvant se traduire par une augmentation des décès dans la population de référence.

Les pertes de qualité de la vie, due à des atteintes physiques non létales, ne sont pas chiffrées. Il est clair que ceci constitue une autre limitation importante à la méthode des coûts externes.

Cette limitation est en fait fréquente dans la plupart des méthodes d'évaluation. Pour la surmonter, il est nécessaire d'élaborer des indicateurs rendant compte de différences qualitatives, ce qui est une tâche difficile en soi, qui doit

³²⁷ M. Cohen de Lara, D. Dron, Evaluation économique et environnement dans les décisions publiques, rapport au ministre de l'environnement, Documentation française, Paris, 1997.

³²⁸ A. Markandya et al. Green Accounting in Europe, The Role of Damage Estimation, Four Case Studies, Commission européenne, DGXII, 1996.

³²⁹ A. Rabl and J.V. Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution, op. cit.

³³⁰ M. Le Net, Le prix de la vie humaine, Commissariat général du Plan, Paris, 1992

³³¹ M. Le Net, Le prix de la vie humaine : calcul par la méthode des préférences individuelles, Commissariat Général du Plan, Paris, 1994.

³³² B. Desaignes, A. Rabl, Reference Values for Human Life, dans N. Schwab et N. Soguel (Eds), Contingent Valuation, Transport Safety and Value of Life, Kluwer, 1995.

³³³ ExternE, Externalities of Energy, Commission européenne, DG XII (Science, Recherche, Développement), Eur 16520 EN.

³³⁴ W. Viscusi, Fatal Tradoffs : Public and Private Responsibilities for Risk, Oxford University Press, New York, 1992.

s'accompagner, au surplus, de méthodes complémentaires pour additionner des aspects quantitatifs et des aspects qualitatifs.

B. Les coûts externes de la production d'électricité dans l'Union européenne, selon les résultats de 1995

L'étude ExternE a publié une série de résultats très complets en 1995, qui ont été ultérieurement discutés en profondeur non seulement par les différentes parties prenantes du projet mais également dans différents colloques et symposiums scientifiques.

Bien que des ajustements méthodologiques aient été faits en conséquence, un bref rappel des principaux résultats de 1995 est utile et est fait dans la suite.

1. Principales hypothèses

Les principales hypothèses d'ExternE dans sa version 1995 sont indiquées dans le tableau suivant. On remarquera qu'à cette date, la valeur statistique de la vie humaine est prise égale à 17 millions de francs. Par ailleurs, l'évaluation monétaire des décès est faite par une méthode majorante, consistant à multiplier le nombre de décès par la valeur statistique de la vie humaine. Enfin, la valeur de la tonne de CO₂ est de 2 à 20 euros.

Tableau : Principales hypothèses de l'étude ExternE de 1995

rubrique	valeur
valeur de référence de la vie	2,6 millions d'euros (17 millions de francs)
évaluation des décès prématurés	multiplication du nombre de décès par la valeur de la vie
fonction dose-réponse	pour la mortalité aiguë seulement
fonction dose-réponse pour les cancers	0,05 cancers fatals/homme. Sv
effet de serre	2-20 euros / tCO ₂ (13 à 132 francs / tCO ₂)

Compte tenu des incertitudes sur les coûts externes du CO₂, il paraît nécessaire de comparer les filières entre elles d'abord hors effet de serre et ensuite de les comparer entre elles vis-à-vis des rejets de CO₂.

2. Les résultats de 1995 hors effet de serre

Les résultats concernant les centrales thermiques classiques sont indiqués dans le tableau suivant. Ainsi, s'agissant des polluants classiques, les coûts externes du charbon représentent 8 centimes par kWh, contre 1,5 pour le gaz.

Tableau : Coûts externes de la production d'électricité avec les combustibles fossiles – résultats de 1995³³⁵

centimes (cF) / kWh	Charbon	Pétrole	Gaz
Santé publique	6,56	7,21	1,38
Maladies professionnelles	1,05	0,33	0,04
Agriculture	0,02	0,05	nc
Charpentes	0,01	0,03	0,00
Ecosystèmes terrestres	nc	nc	nc
Ecosystèmes aqueux	nc	nc	nc
Milieus marins – accidents	0,00	0,13	0,00
Ressources minérales	0,33	0,46	0,07
Bruit	nc	nc	nc
Sous-total	7,97	8,21	1,48

La figure suivante détaille les coûts externes pris en compte pour le nucléaire.

Tableau 7 : Coûts externes pris en compte pour le nucléaire – résultats de 1995³³⁶

- Travailleurs du nucléaire :	impacts radiologiques et non-radiologiques
- Rejets atmosphériques :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Effluents liquides :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Stockage des déchets en couche géologique :	impacts radiologiques sur la santé publique
- Transport des combustibles et des déchets :	impacts radiologiques et non-radiologiques sur les travailleurs et la santé publique
- Accidents :	impacts sur la santé publique et coûts des protections contre les radiations

Les résultats des calculs montrent une grande sensibilité au taux d'actualisation choisi. Ceci est dû au fait que l'actualisation écrase les coûts à long terme, qui sont majoritaires dans le cas du nucléaire.

³³⁵ P. Valette, op. cit.

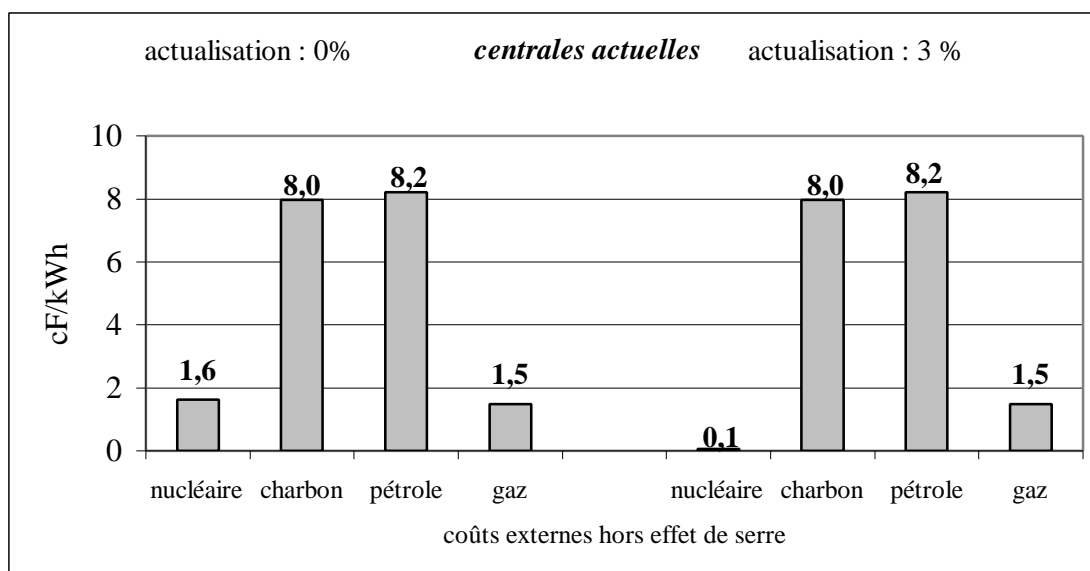
³³⁶ P. Valette, op. cit.

Tableau 8 : Coûts externes de la production d'électricité d'origine nucléaire – résultats de 1995 ³³⁷

Nucléaire – coûts en centimes (cF) / kWh	local	local + régional	local + régional + global
<i>taux d'actualisation : 0 %</i>			
dommages à court terme	0,05	0,05	0,05
dommages à court et moyen terme	0,11	0,13	0,26
dommages à court, moyen et long terme	0,13	0,15	1,64
<i>taux d'actualisation : 3 %</i>			
dommages à court terme	0,04	0,04	0,04
dommages à court et moyen terme	0,05	0,05	0,07
dommages à court, moyen et long terme	0,05	0,05	0,07

La figure compare les coûts externes des différentes filières, en distinguant le cas où la méthode de l'actualisation est appliquée et celui où l'on n'y recourt pas.

Figure : Coûts externes en cF/kWh hors effet de serre de la production d'électricité, selon ExternE 1995.



Au total, il est intéressant de noter que le nucléaire présente les coûts externes les moins élevés dans le cas d'une actualisation à 3 %. En revanche, si l'on ne recourt à aucune actualisation, les coûts externes du gaz viennent à son niveau.

Le cas des énergies renouvelables a aussi été traité par ExternE. Le tableau suivant indique les résultats obtenus pour l'éolien et l'hydroélectricité.

³³⁷ P. Valette, op. cit.

Tableau 9 : Coûts externes de la production d'électricité avec des énergies renouvelables – résultats de 1995 ³³⁸

centimes (cF) / kWh	aérogénérateurs - Angleterre (a) et Pays de Galles (b)	hydroélectricité – Norvège
impact des pluies acides	0,46	
réchauffement global	0,13	
accidents à impact public	0,06	
accidents d'exploitation	0,20	0,00
bruit – (a)	0,66	0,00
bruit – (b)	0,05	
confort visuel		1,31
loisirs		1,31
écosystèmes		1,31
agriculture		0,01
forêts		0,00
approvisionnement en eau		0,01
Sous-total	1,50 (a)	3,95
	0,89 (b)	

Comme on peut s'y attendre, les coûts externes de l'éolien et de l'hydroélectricité sont extrêmement réduits. Toutefois, les coûts externes de cette dernière sont relativement élevés, supérieurs à ceux du gaz, ce qui ne laisse pas de surprendre si l'on ne prend pas en considération les atteintes au milieu naturel.

3..... Les résultats de 1995 pour l'effet de serre

Le tableau suivant donne les résultats d'ExternE pour les coûts externes des différentes centrales thermiques classiques, en ne considérant que le seul effet de serre.

Tableau : Comparaison des coûts externes des différentes filières à combustibles fossiles en matière de CO₂

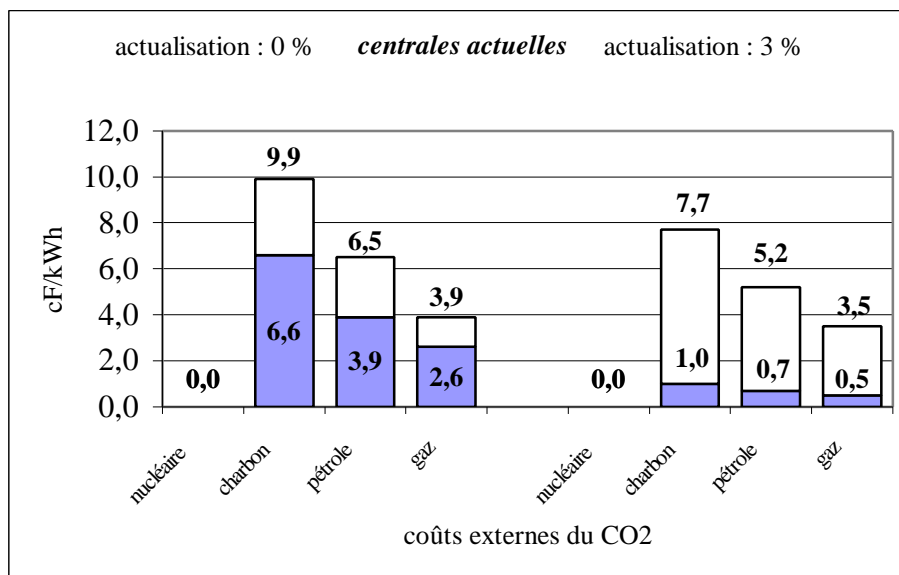
centimes (cF) / kWh	Charbon	Pétrole	Gaz
<i>Effet de serre : taux d'actualisation nul</i>			
Cline, 1992	9,84	6,56	3,94
Fankhauser, 1993	6,56	3,94	2,62
<i>Effet de serre : taux d'actualisation de 1%</i>			
Tol, 1995	11,81	7,87	5,25
<i>Effet de serre : taux d'actualisation de 3%</i>			
Cline, 1992	1,44	0,98	0,66
Fankhauser, 1993	0,98	0,66	0,46
Tol, 1995	7,67	5,18	3,48

Le coût externe du nucléaire en matière d'effet de serre est considéré comme nul. La figure suivante montre les valeurs minimales et maximales des coûts externes

³³⁸ P. Valette, op. cit.

des centrales tels qu'ils résultent d'ExternE version 1995. On voit que le gaz est le mieux placé, quel que soit le taux d'actualisation retenu.

Figure : Coûts externes du CO₂ émis par les centrales électriques en cF/kWh selon ExternE 1995.



Hormis le nucléaire, dont le coût externe en matière d'effet de serre est considéré comme nul, le gaz apparaît comme le mieux placé, quel que soit le taux d'actualisation retenu.

C. Les résultats d'ExternE 1998

Des modifications et des ajustements méthodologiques qui ont été réalisés par les équipes d'ExternE après la publication des résultats initiaux de 1995, il résulte les évaluations nouvelles publiées en 1998, qui dénotent des changements des montants exacts de coûts externes de production de l'électricité.

En réalité, on peut désormais considérer ExternE comme la référence en termes de méthode et de résultats pour l'évaluation des coûts externes de l'énergie. Comme toute méthode, ses limites doivent être posées ainsi que l'intervalle de confiance de ses résultats.

Ses limites proviennent principalement de l'utilisation de valeurs moyennes pour la concentration des polluants dans les modèles de transmission et d'exposition.

Ce fait néglige la possibilité d'accumulations ponctuelles et momentanées et leurs conséquences éventuelles à la fois sur la santé et l'environnement. Néanmoins, il

faut considérer la prudence systématique des études, qui se traduit par le choix répété des valeurs les plus élevées pour les dommages.

Un élément renforce la crédibilité des résultats d'ExternE. C'est que cette étude est essentiellement comparative, ayant essentiellement pour objet de comparer les coûts de plusieurs énergies.

L'essentiel dans ce cas de figure est la mise au point d'une méthode pertinente pour chaque cas spécifique. Les valeurs absolues sont alors moins à retenir que les valeurs relatives. On peut donc considérer que les hiérarchies établies par ExternE ont une vraisemblance satisfaisante.

1. Nouvelles méthodes et hypothèses

Le tableau suivant expose les valeurs des paramètres critiques pour l'estimation des coûts externes, que sont notamment la valeur statistique de la vie humaine, l'estimation des valeurs de la mortalité et de la morbidité et le coût externe du CO2.

Tableau : Principales innovations de méthode et nouvelles hypothèses de l'étude ExternE de 1998

rubrique	valeur
valeur de référence de la vie	3,1 millions d'Euros (20 millions de francs)
évaluation d'un décès prématuré	<ul style="list-style-type: none"> • au prorata de la réduction de l'espérance de vie ; • valeurs de l'année de vie : <ul style="list-style-type: none"> - 0,155 million d'Euros (1,02 million de francs) pour la mortalité aiguë - 0,083 million d'Euros (544 000 francs) pour la mortalité chronique
fonction dose-réponse pour la santé	<ul style="list-style-type: none"> - linéarité de l'impact incrémental dû à une dose incrémentale - linéarité de toutes les fonctions dose-réponse au dessus de la concentration préexistante
fonction dose-réponse pour les cancers	<ul style="list-style-type: none"> - 0,05 cancers fatals/homme. Sv - 0,12 cancers non fatals/homme.Sv - 0,01 effets héréditaires sévères /homme.Sv
effet de serre	18-46 Euros / tCO2 (118 à 302 francs / tCO2)

2. Les résultats d'ExternE 1998 pour le Royaume Uni

Les résultats 1998 d'ExternE pour le Royaume Uni, sont présentés avec une addition des coûts externes des polluants classiques aux coûts externes du CO2. Une ventilation des deux est néanmoins faite dans la suite.

L'intérêt des travaux menés au Royaume Uni est notamment de porter sur les énergies nouvelles renouvelables.

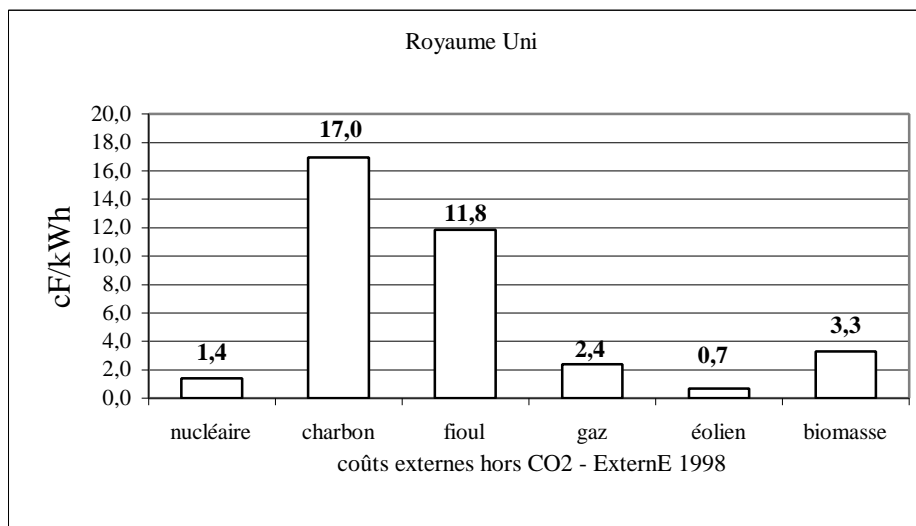
Tableau 10 : Coûts externes de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExternE 1998 ³³⁹

centimes (cF)/kWh ³⁴⁰	Nucléaire	Charbon	Pétrole	Gaz	Eolien	Biomasse
Santé publique	1,36	15,35	10,72	2,18	0,46	3,10
Maladies professionnelles	0,07	0,56	0,56	0,07	0,17	0,01
Récoltes	0,00	0,52	0,19	0,10	0,00	0,10
Ressources minérales	0,00	0,43	0,27	0,02	0,00	0,02
Bruit	0,00	0,10	0,10	0,02	0,05	0,07
Sous-total hors CO2 (arrondi)	1,4	17,0	11,8	2,4	0,7	3,3
Réchauffement global	0,5	18,8	13,7	8,5	0,9	0,3
Sous-total	1,9	35,8	25,5	10,9	1,6	3,6

Les coûts externes hors CO2 sont calculés sur la base des chemins d'impact d'ExternE. On constate que les énergies renouvelables que sont l'éolien et la biomasse n'ont pas un coût nul en matière de santé publique. Les étapes de la construction des moyens de production pour les deux et du combustible pour la biomasse ne sont pas exemptes de coûts, par exemple en matière de rejets ou d'accidents.

Les seuls coûts externes d'impact sur l'environnement pris en compte pour les éoliennes sont ceux occasionnés par le bruit. Les nuisances, en termes d'encombrement visuel et d'éclairage ne sont pas quantifiées.

Figure : Coûts externes hors CO2 de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExternE 1998



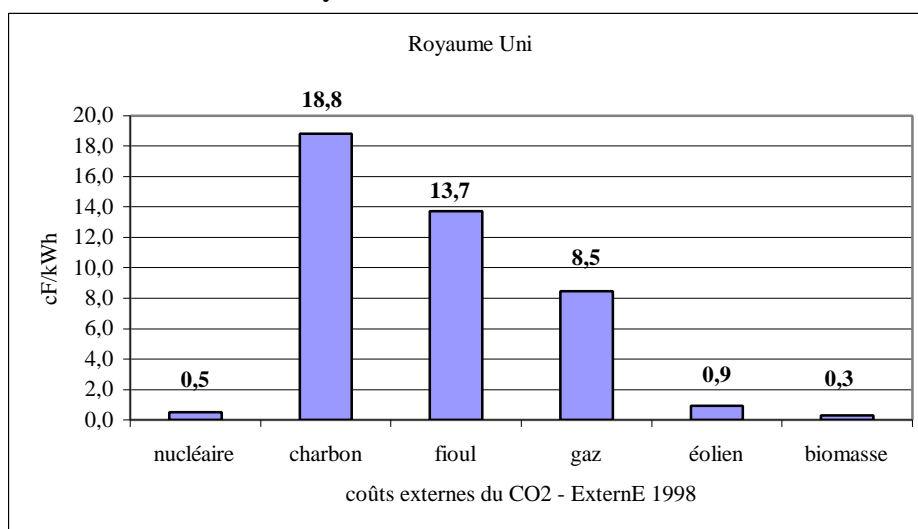
³³⁹ P. Valette, op. cit.

³⁴⁰ Taux de change : 1 Euro = 6,559 FF

Les résultats de 1998 relatifs au Royaume Uni confirment en tout état de cause que si l'on traite à part le cas du CO₂, les coûts externes du nucléaire, du gaz et de l'éolien sont très proches les uns des autres.

En revanche, l'écart important déjà signalé pour le CO₂ est confirmé par les évaluations de 1998, le nucléaire, l'éolien et la biomasse étant cette fois encore pratiquement au même niveau.

Figure 11 : Coûts externes du CO₂ de la production d'électricité selon la filière utilisée au Royaume Uni – résultats ExterneE 1998



3..... Les résultats d'ExterneE 1998 pour la France

Les calculs relatifs à la France ont été refaits en 1998 en tenant compte des changements d'hypothèses indiqués plus haut. On trouvera ci-dessous les résultats hors CO₂, qui distinguent les coûts des différents polluants classiques pour les centrales thermiques classiques et les résultats relatifs aux coûts externes de l'effet de serre.

- ***Les résultats hors effet de serre***

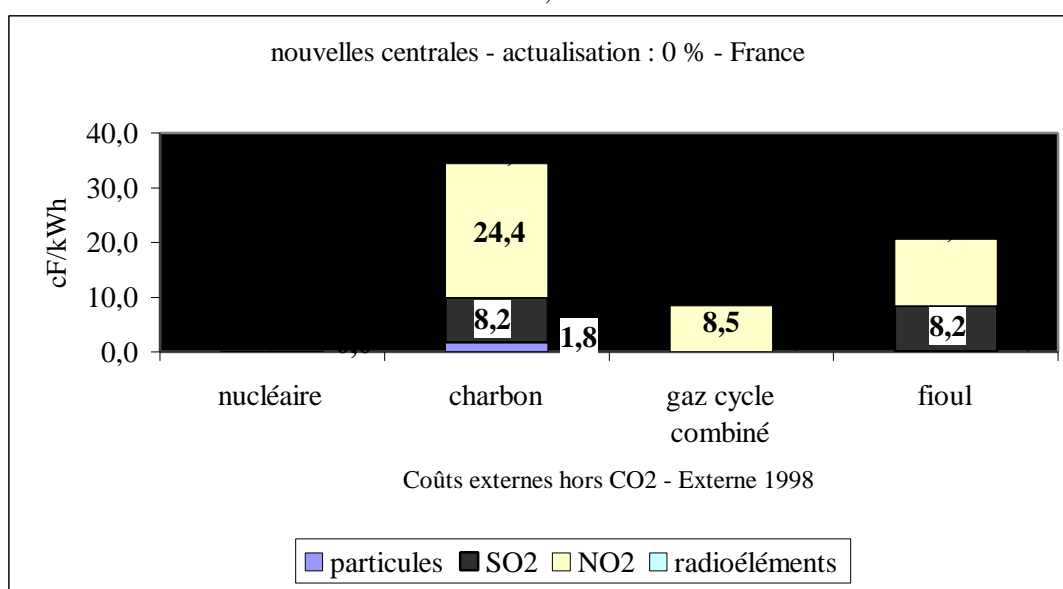
Les résultats de 1998 pour les coûts externes hors effet de serre et en fonctionnement normal, tendent à creuser l'avantage du nucléaire par rapport au gaz et aux autres combustibles fossiles.

Le tableau suivant donne ces résultats qui sont illustrés par le graphique ci-après.

Tableau : Coûts externes de la production d'électricité selon la filière utilisée en France - résultats ExternE 1998³⁴¹

cF/kWh	charbon	gaz	fioul	nucléaire
particules	1,8	0,0	0,2	0
SO2	8,2	0,0	8,2	0
NO2	24,4	8,5	12,2	0
radioéléments	-	-	-	0,2
total	34,4	8,5	20,6	0,2

Figure : Coûts externes en cF/kWh hors effet de serre de la production d'électricité en France, selon ExternE 1998.



• Les coûts externes du CO2

Les coûts externes du CO2 ont été également recalculés, en prenant en compte les résultats obtenus en 1995 par l'IPCC. Les nouvelles valeurs adoptées pour ExternE sont présentées comme des intervalles de valeur, les bornes de ces intervalles correspondant à diverses hypothèses sur la valeur de la vie humaine ou le taux d'actualisation

Pour la première version de l'étude ExternE, qui date de 1995, le coût externe de la tonne de CO2 équivalent était comprise entre 2 à 20 Euros – soit entre 13 et 130 francs par tonne -.

Les valeurs adoptées pour l'étude ExternE de 1998 sont largement supérieures, comme l'indique la figure suivante. Les valeurs sont désormais comprises entre 18 et 46 Euros / tonne de CO2 équivalent – soit entre 118 et 302 F / tonne de CO2

³⁴¹ A. Rabl et JV Spadaro, Coûts externes et décisions à long terme des électriciens, Paris, novembre 1998.

équivalent. La méthode utilisée est toujours celle des dommages, dont on a vu précédemment les limites.

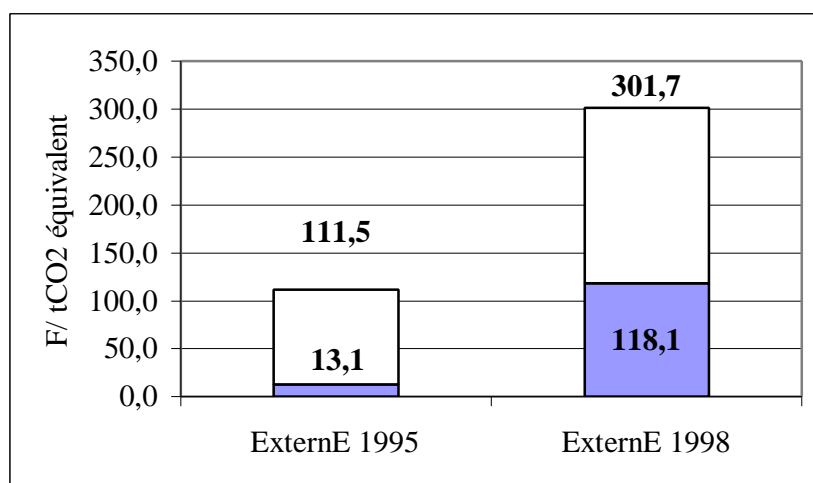
La révision à la hausse du coût de la tonne de CO₂ est due la prise en compte nouvelle de la mortalité anticipée résultant d'un réchauffement climatique – par exemple, inondations, vagues de chaleur, malaria, etc.-.

En outre, et c'est là le facteur décisif, la valeur utilisée de la vie humaine est nettement plus élevée que dans l'étude précédente. Pour déterminer cette valeur, on ne procède pas par la méthode de la valorisation du capital humain ³⁴² qui prendrait comme seule référence le PIB/habitant.

Un transfert fictif de ressources au profit des pays en développement est effectué afin de rapprocher les valeurs de la vie humaine dans les pays en développement de celles utilisées dans les pays industrialisés.

Pour les calculs de 1998 relatifs à la France, l'étude ExternE adopte finalement la valeur centrale de 29 Euros / tonne de CO₂ équivalent, soit 189 francs par tonne de CO₂ équivalent. ³⁴³

Figure : Ajustement des coûts externes du CO₂ entre 1995 et 1998, selon l'étude ExternE



On voit que la modification de la « valeur » de la vie humaine entre les deux études ExternE 1995 et ExternE 1998 conduit à faire passer le coût de la tonne de CO₂équivalent de 38,1 à 188,7 F ³⁴⁴, soit une multiplication par près de 5 du coût.

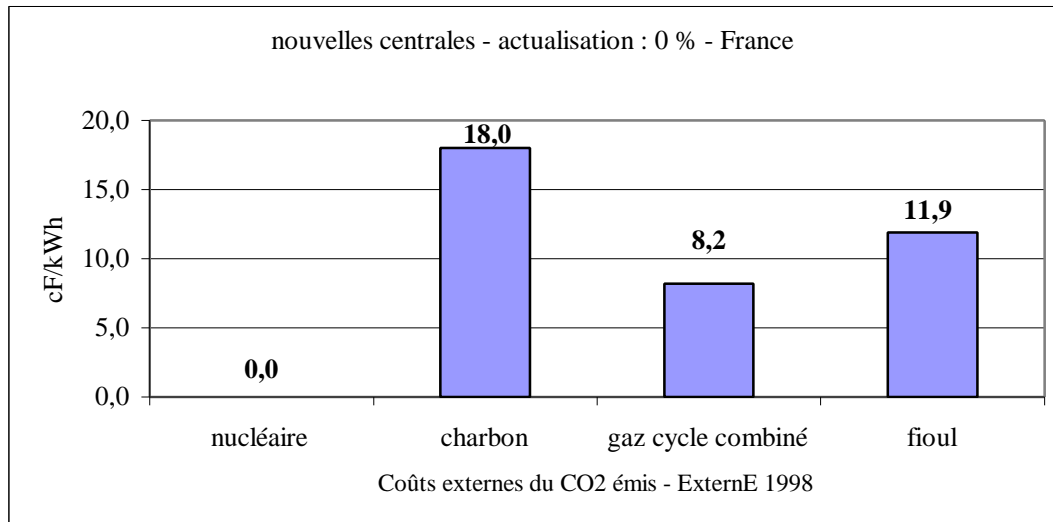
³⁴² Voir plus loin la discussion des méthodes de calcul de la « valeur » de la vie humaine.

³⁴³ Cette valeur centrale est la moyenne géométrique des deux valeurs extrêmes.

³⁴⁴ Les deux valeurs moyennes sont des moyennes géométriques.

Ceci montre bien le rôle clé de la valeur de la vie humaine, dans l'estimation du coût externe du CO₂ par la méthode des dommages et les limitations de cette dernière.

Figure : Coûts externes du CO₂ émis par les centrales électriques en France en cF/kWh selon ExternE 1998.



La Commission indique clairement les limites de l'exercice ExternE pour le cas du nucléaire. Les estimations ne sont pas jugées fiables pour les accidents nucléaires, les déchets radioactifs à haute activité, la prolifération nucléaire et le terrorisme. Ces lacunes pourraient être significatives et doivent être clairement soulignées pour toute évaluation

D. L'évaluation monétaire des conséquences d'un accident grave

Les différentes évaluations de la compétitivité des différentes filières présentées précédemment correspondent au fonctionnement normal d'une centrale nucléaire.

Si les conséquences d'un accident grave devaient être incorporées au coût du kWh, le nucléaire serait-il encore compétitif ? Telle est la question qui semble fondamentale à nombre d'observateurs.

On a vu précédemment les difficultés d'évaluer les dommages entraînés par un accident nucléaire grave. L'approche par l'évaluation des risques présente des insuffisances manifestes en terme de vraisemblance, du fait de la non-acceptation par le public des dires d'experts.

On examine dans la suite les conclusions des méthodes classiques et celles des nouvelles méthodes.

En réalité, il semble bien que l'approche monétaire touche à ses limites dans le cas difficile à traiter des accidents très peu probables.

Sans doute faudrait-il en premier lieu comparer entre eux les risques d'accidents liés à chacune des filières.

Sans doute faudrait-il également sur ce sujet raisonner avec une méthode faisant appel aux courbes d'indifférence entre le gain en termes de revenus et le risque d'accident et donc mettre au point une autre approche – spécifique cette fois – pour le traitement des accidents.

1. L'évaluation du coût d'un accident résultant de l'approche par les risques

L'étude ExternE propose dans sa version 1995 une évaluation du coût d'un accident. Le tableau suivant en présente les résultats principaux.

Tableau : Estimation du coût d'un accident grave rapporté au kWh produit

scénario (terme source)	% du coeur rejeté dans l'atmosphère	probabilité de fusion du coeur	probabilité conditionnelle	coût total (millions de francs)	coût pondéré par la probabilité (millions de francs par réacteur et par an) (Col. F) ³⁴⁵	coût rapporté au kWh (cF / kWh)
(Col. A)	(Col. B)	(Col. C)	(Col. D)	(Col. E)	(Col. F) ³⁴⁵	(Col. G) ³⁴⁶
ST23	0,01 %	10 ⁻⁵	0,81	2 827	0,0197	0,0033
ST22	0,1 %	10 ⁻⁵	0,19	21 900	0,0394	0,0059
ST21	1 %	10 ⁻⁵	0,19	112 113	0,2099	0,0302
ST2	10 %	10 ⁻⁵	0,19	546 049	1,0363	0,1509

La probabilité d'occurrence d'un accident de fusion du coeur du réacteur est assortie d'une probabilité de rupture de l'enceinte de confinement. Cette probabilité conditionnelle est évidemment déterminante pour la gravité de l'accident.

Les statistiques de NUREG montrent que dans 81 % des cas d'incident sur le coeur, il n'y a pas de rejet. C'est pourquoi dans le cas de l'accident le moins pénalisant correspondant au scénario ST23, la probabilité de fusion du coeur est multipliée par le coefficient de 0,81. Au contraire, les mêmes statistiques indiquent que dans 19 % des cas d'accident, il y a rejets dans l'atmosphère. Le coefficient de 0,19 est donc appliqué à la probabilité de fusion du coeur pour les autres scénarios et en particulier le scénario de référence (ST21).

Suivant cette méthode, le coût externe de l'accident de référence (SZT21) est de 0,03 centime par kWh.

2. Les nouvelles approches par l'aversion pour le risque

Le CEPN a recalculé en 1998 le coût d'un accident grave correspondant au scénario ST21. Les coûts indirects de l'accident sur l'économie régionale ont été intégrés. D'autre part, l'approche d'aversion du risque a également été utilisée. Les différents résultats obtenus sont indiqués au tableau suivant.

³⁴⁵ Col. F = (Col. C)*(Col. D)*(Col. E)

³⁴⁶ Col. G = (Col. F) / 7 TWh, 7 TWh correspondant à la production annuelle d'un réacteur 1300 MWe

Tableau : Evaluations 1995 et 1998 du coût d'un accident nucléaire, selon ExternE³⁴⁷

coût d'un accident rapporté au kWh produit	cF / kWh
1995	
coût de l'accident de référence (ST21) selon l'évaluation par le risque	0,0302
1998	
coût de l'accident de référence, après augmentation de 25 % des coûts indirects sur l'économie régionale	0,0308
coût révisé après application d'un coefficient d'aversion pour le risque de 20	0,616
coût social incluant le coût direct d'un accident (actualisation au taux de 3 %)	0,1312

Les dernières estimations intègrent une révision à la hausse pour mieux tenir compte des effets d'un accident nucléaire sur l'économie régionale. On considère en effet désormais les effets directs de l'accident sur l'économie locale, considérée dans un rayon de moins de 100 km. Aux coûts directs de relogement et aux pertes de production, s'ajoutent les effets de la baisse d'activité sur l'économie locale. C'est pourquoi ces coûts directs sont augmentés de 25 %.

Par ailleurs, un coefficient d'aversion pour le risque de 20 a été appliqué pour tenir compte des acquis des nouvelles méthodes (voir plus haut).

Enfin, une actualisation au taux de 3 % a été appliquée, afin de tenir compte du fait que les conséquences d'un tel événement se produisent à long terme. Ce taux apparaît comme un moyen terme entre les taux généralement choisis pour les durées de 30 ans et le taux intergénérationnel qui pourrait convenir pour intégrer les conséquences sanitaires héréditaires.

Le coût d'un accident grave, selon les derniers calculs ressort donc finalement à 0,1312 centime par kWh.

3..... Les limites de l'évaluation du coût d'un accident

Si l'on accepte le principe de la méthode de l'évaluation par le risque, éventuellement complétée par l'incidence de l'aversion pour le risque, de multiples paramètres sont révisables.

D'une part, bien sûr, le terme source, la probabilité d'accident mais aussi la probabilité conditionnelle pourraient être fixés à d'autres niveaux, encore que les valeurs adoptées soient vraisemblables. On peut s'étonner aussi que l'accident de référence n'inclut pas de décès accidentel dans l'installation concernée.

D'autre part l'impact sur le fonctionnement de l'économie pourrait être réévalué.

³⁴⁷ J. Lochard, The External Costs of the French Nuclear Fuel Cycle, CEPN, Juin 1998.

Par ailleurs, les évaluations actuelles ne tiennent pas compte des dommages sur l'environnement, telles que la perte éventuelles d'espèces végétales ou animales et donc l'altération de la biodiversité.

Enfin, les dommages qualitatifs ne sont pas non plus valorisés, alors que le « *pressium doloris* » en cas d'accident peut être considérable pour les populations concernées.

Les résultats des nouvelles méthodes d'approche conduisent à une ré-estimation des coûts des accidents. Si cette ré-estimation ne semble pas non plus entraîner l'adhésion, c'est parce qu'en réalité l'approche économique toute entière de ce type de problème heurte la sensibilité.

En tout état de cause il semble bien que l'analyse du risque et l'analyse des compétitivités doivent rester disjointes parce qu'elle n'appartienne pas au même ordre de réalités.

Il paraît en définitive indispensable de comparer terme à terme d'une part les compétitivités économiques des différentes filières et d'autre part les risques d'accident correspondant à chacune d'entre elles. A cet égard, il serait judicieux de pouvoir comparer les risques d'accident nucléaire englobant l'ensemble du cycle nucléaire avec les risques relatifs à la filière charbon englobant les accidents miniers ou avec ceux de la filière gaz en incluant les accidents survenant sur le réseau ou chez les utilisateurs.

E. Des incertitudes chiffrées

Le calcul d'erreur est inséparable de toute méthode scientifique de mesure d'un phénomène, quel qu'il soit. Toute mesure présente une incertitude. En particulier, dans les cas de mesure de phénomènes physiques, toute valeur centrale est assortie d'une erreur relative d'un certain pourcentage lié à la précision de l'appareil de mesure. Au demeurant, le calcul d'erreur est toujours un exercice indispensable d'humilité et de réflexion sur la valeur des résultats trouvés.

Pour autant, dans la vie courante, l'usage est malheureusement à la publication de chiffres bruts, sans aucune mention de la précision avec lesquels ils sont déterminés. Rares sont les médias qui rendent compte des incertitudes relatives aux sondages, par exemple, ou qui assortissent les prévisions économiques des probabilités de réalisation qui conviennent.

L'étude ExternE a, quant à elle, récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France³⁴⁸.

Dans le cas des coûts externes de la production de l'électricité, il ne peut y avoir de mesure directe des dommages à l'environnement ou à la santé. En conséquence, le calcul des marges d'erreur des évaluations proposées repose sur la détermination des lois statistiques que suivent les différents phénomènes et sur celle des liens qui peuvent exister ou non entre les différentes variables.

Pour exposer les grandes lignes de la méthode proposée dans l'étude ExternE, il est utile de commencer par les polluants classiques pour lesquels les résultats des calculs semblent les mieux justifiés, pour aller ensuite vers les considérations concernant les radioéléments qui ne constituent encore qu'une première approche..

1. La portée théorique du problème

Le problème est simple à énoncer. Sachant qu'une centrale thermique émet plusieurs types de polluants, comment peut-on calculer l'incertitude sur le coût externe de ces rejets ?

L'objectif dans ce type de problème est de déterminer la loi de probabilité suivie par le coût externe total et en premier lieu de savoir de quelles variables dépend ce coût.

³⁴⁸ A. Rabl and JV Spadaro, Damages and Costs of Air Pollution : an Analysis of Uncertainties, Environment International, Vo. 25, n°1, 1999.

Il existe une réponse théorique à cette question, celle apportée par la méthode de Monte Carlo.

La méthode de Monte Carlo permet de résoudre la question statistique de l'estimation d'une fonction dépendant de plusieurs variables ³⁴⁹.

Cette méthode consiste en premier lieu à déterminer la distribution de probabilités de chacune des variables indépendantes. On constitue ensuite un échantillon représentatif sur la base d'une table de nombres au hasard. Cet échantillon permet d'estimer la fonction.

La méthode de Monte Carlo concerne le cas d'une fonction de variables indépendantes les unes des autres. C'est une condition essentielle à son application.

Cette méthode n'est pas utilisée dans le cas des coûts externes car elle est complexe et longue à mettre en oeuvre. Une méthode de substitution a été mise au point dans le cadre du projet ExternE.

Il s'agit d'une méthode d'approche que l'on pourrait qualifier de méthode d'ingénierie, c'est-à-dire une méthode qui cherche en premier lieu à résoudre les problèmes d'indétermination et à définir des ordres de grandeur. L'objectif n'est pas d'apporter un modèle théorique détaillé et fondé dans tous ses éléments. Le but est d'essayer de trouver une estimation aussi bonne que possible des valeurs recherchées et d'apporter des résultats dont les ordres de grandeur soient plausibles.

2. Les incertitudes des coûts externes des polluants émis par les centrales thermiques à combustible fossile

Le résultat essentiel d'ExternE pour le calcul des incertitudes relatives aux coûts externes des polluants classiques (SO₂, NO_x, poussières) est que les dommages de ces polluants peuvent être calculés à partir d'une formule multiplicative. En conséquence, les différents types de coûts externes correspondants peuvent valablement être additionnés.

- ***Le dommage total causé par un polluant est le produit de plusieurs variables***

La méthode proposée par ExternE repose sur le fait que les dommages occasionnés par les polluants classiques peuvent être estimés avec une formule multiplicative.

³⁴⁹ V. Giard, Statistique appliquée à la gestion, 7^{ème} édition, Economica, Paris, 1995.

$$D = D_{\text{uni}} = f_{\text{E-R}} \cdot \rho_{\text{uni}} \cdot Q / k_{\text{uni}} \quad (\text{A})$$

avec

D :	dommage
$f_{\text{E-R}}$:	pente de la fonction dose-réponse
ρ_{uni} :	densité des récepteurs
Q :	quantité de polluants émise par la source
k_{uni} :	vitesse de disparition (cm/s)

La formule ci-dessus permet de calculer le nombre de décès par quantité émise de polluants. Sa validité a été testée et confirmée dans le cas des polluants classiques sur 50 sites en Europe.

Les auteurs du volet incertitude d'ExternE montrent que la loi de distribution statistique correspondante est une loi « *log normale* ». Mais qu'est-ce qu'une loi de probabilités « *log normale* » ?

La distribution de probabilités d'une variable x est « *log normale* » lorsque le logarithme de x ³⁵⁰ suit une distribution normale. Pour mémoire, la densité de probabilité de la loi Normale est indiquée ci-après.

Figure : Densité de probabilité de la loi Normale

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{x - \bar{x}}{\sigma} \right]^2} \quad (\text{B})$$

Dans le cas de chacun des polluants SO₂, NO_x et poussières, on peut estimer les différents paramètres du dommage, selon la formule (A). Les observations montrent que la plupart d'entre eux suivent une loi « *log normale* ».

Peut-on considérer pour autant que le dommage, produit des paramètres suivant une loi « *log normale* » suit lui-même une loi « *log normale* » ? Par ailleurs, une centrale électrique d'une technologie donnée émettant plusieurs types de polluants, peut-on à partir de l'évaluation du dommage de chacun de ces polluants calculer le dommage total ?

³⁵⁰ Si $z=10^y$, alors $\log z = y$.

- ***La loi de probabilités suivie par la somme de plusieurs variables***

Le théorème de la limite centrale indique que si plusieurs variables aléatoires indépendantes suivent la même loi de probabilité, la somme de ces variables tend à suivre une loi normale à condition que le nombre de ces variables soit grand.

Dans le cas considéré, à savoir les polluants dits classiques émis par une centrale thermique à charbon ou à gaz, les paramètres du dommage (formule A) et les polluants émis sont peu nombreux. Pour l'analyse statistique, le nombre de variables n'est donc pas grand. Le théorème de la limite centrale ne s'applique donc pas.

L'étude Externe propose en conséquence une méthode pour surmonter cette difficulté. Cette méthode consiste à estimer l'écart type pour chacune des variables, à comparer les valeurs de ces écarts types et à en déduire une proposition pour avancer.

La proposition d'ExternE est que, dans la mesure où les écarts types de chacune des variables ne sont pas très différents les uns des autres, on peut considérer en première approximation que la somme de variables suivant une loi « *log normale* » de paramètres proches les uns des autres, suit elle-même une « *loi log normale* ».

Si les écarts types des paramètres et les dommages occasionnés par chacun des paramètres sont proches les uns des autres, alors le problème est résolu selon ExternE.

Les deux points clés de la méthode sont donc les suivants : la distribution « *log normale* » des paramètres et la cohérence des écarts types.

- ***La possibilité d'en déduire des intervalles de confiance***

Compte tenu des caractéristiques de la loi de probabilités « *log normale* » qui sert de base à l'analyse, la moyenne et l'écart type diffèrent de ceux utilisés classiquement avec une loi normale. On utilise ici d'une part la moyenne géométrique notée μ_g et d'autre part l'écart type géométrique noté σ_g . Il est possible de définir, comme avec une loi normale, des intervalles de confiance.

Les intervalles de confiance pour une variable x suivant une loi « *log normale* » sont indiqués dans la figure suivante.

Figure : intervalle de confiance pour une loi « *log normale* »

$$\frac{\mu_g}{\sigma_g} \leq x \leq \mu_g \sigma_g \quad \text{probabilité : 68 \%}$$

$$\frac{\mu_g}{\sigma_g^2} \leq x \leq \mu_g \sigma_g^2 \quad \text{probabilité : 95 \%}$$

• *Les valeurs des écarts types pour les paramètres et pour les dommages*

Le constat de base fait dans la méthode d'évaluation des incertitudes proposée par ExternE est que les écarts types des différents paramètres sont proches les uns des autres, ainsi que le tableau ci-après le montre.

Tableau : Caractéristiques statistiques des paramètres du coût externe des émissions de particules pour les centrales thermiques au charbon

étape du chemin d'impact	Nature de la loi de distribution de probabilités	écart type géométrique		
		Fonction dose-réponse : mortalité chronique	Fonction dose-réponse : mortalité aigüe	Fonction dose-réponse : hospitalisation
Emission	log normale (approximativement)	1,2	1,2	1,2
Dispersion	log normale	2	2	2
durée	log normale (probablement)	-	-	1,2
nombre d'années de vie perdues	log normale (probablement)	1,5	4	
valeur statistique de la vie	log normale	2	2	
valeur de l'année de vie perdue	inconnue	1,3	1,3	
total		4,0	6,6	2,9
sous total (sans la valeur statistique de la vie)		3,2	5,6	2,9

3.....Les incertitudes des coûts externes du CO2

La question qui se pose à propos du CO2 dans l'application de la méthode des externalités est double.

Il s'agit d'une part de savoir quelle marge d'erreur on doit affecter aux estimations relatives au CO2. Il s'agit d'autre part de déterminer si le coût externe dû au CO2 peut être ajouté aux autres coûts. Ces deux questions sont essentielles dans la mesure où la prise en compte du CO2 dans les coûts externes peut conduire à réviser l'utilité des différentes filières de production de l'électricité vis-à-vis de la protection de l'environnement.

Deux paramètres ont une influence particulière sur les évaluations du coût des émissions de CO2. Ce sont d'une part le valeur attribuée à la vie humaine et d'autre part le montant de l'élévation du niveau des mers.

Les différentes évaluations produites dans l'étude ExternE, au demeurant très dispersées, obéissent à une loi de distribution log normale. Le facteur de dispersion est de 2 à 3. Par précaution, un facteur de 4 est adopté, dans la mesure où toutes les incertitudes ne sont pas prises en compte.

Dans cette hypothèse, on peut justifier l'ajout du coût externe du CO2 aux autres coûts externes

Si l'on admet – sans pour autant que des explications soient nécessaires à cet égard - que les estimations des coûts du CO2 suivent une loi de distribution log normale, alors il est possible d'ajouter le coût externe dû au CO2 aux autres coûts.

La valeur recommandée par ExternE en 1998, est, on l'a vu plus haut, comprise entre 18 et 46 Euro / tCO2, contre des évaluations de 2 à 17 Euros / tCO2.

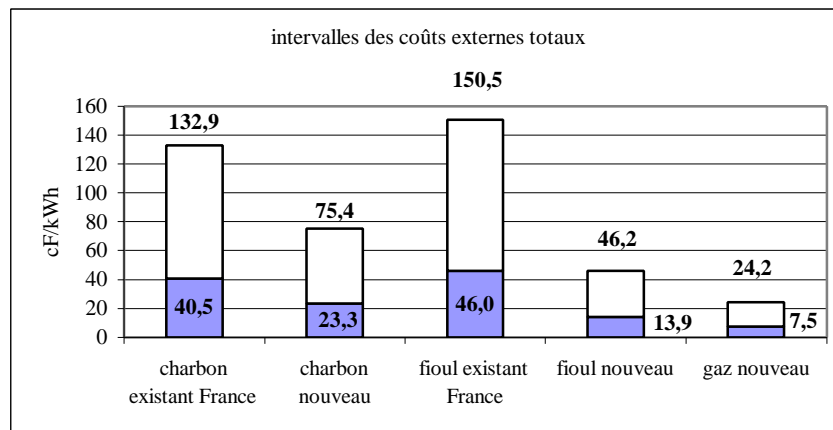
- ***Le coût externe total du kWh produit avec les combustibles fossiles***

La figure suivante rend compte des incertitudes sur les coûts externes totaux du kWh produit avec les combustibles fossiles. Les chiffres relatifs à une énergie en particulier doivent être lus de la manière suivante.

Les coûts externes totaux relatifs à la production d'électricité avec une centrale thermique de nouvelle génération sont compris 23,3 et 75,4 centimes par kWh, avec une probabilité de 95 %.

Ou bien encore, la probabilité pour que les coûts externes du kWh produit avec un cycle combiné à gaz soient compris entre 7,5 et 24,2 centimes est de 95 %.

Figure : Intervalles des valeurs des coûts externes totaux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles correspondant à une probabilité de 95 %



4. Les incertitudes concernant les coûts externes des énergies renouvelables

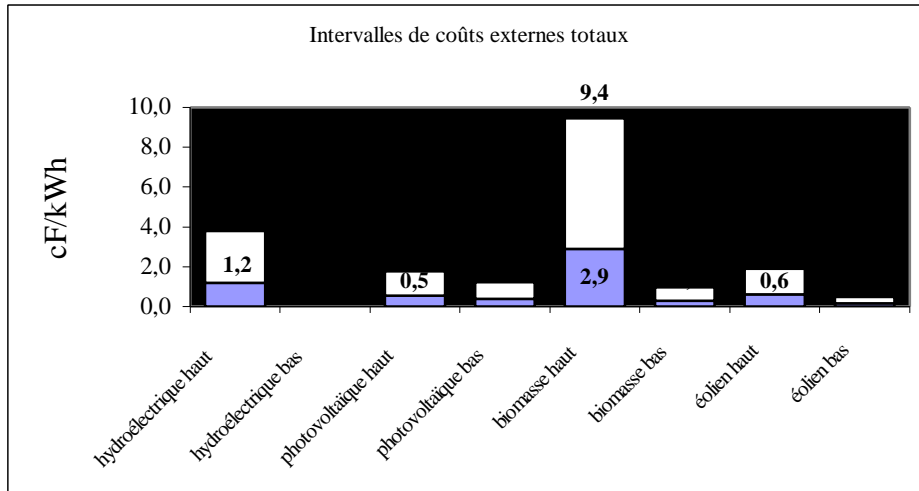
Les coûts externes des énergies renouvelables sont faibles au regard de l'expérience actuelle.

Sur la base des coûts déterminés par les différentes équipes en charge des différentes parties, des calculs d'incertitude ont été effectués selon la même méthode que celle exposée pour les polluants atmosphérique des centrales thermiques classiques.

Toutefois, compte tenu de l'importance très grande du site et de l'emprise au sol pour les coûts externes générés par une installation hydroélectrique ou une éolienne, les équipes ExternE ont produit diverses estimations, dont la plus haute et la plus basse ont à chaque fois été retenues pour les calculs d'incertitude.

On trouvera ci-après les résultats de ces calculs. Comme la précédente, cette figure représente les intervalles de valeurs des coûts externes correspondant à une probabilité de 95 %, ce qui veut dire que, selon la méthode précitée, la probabilité que le coût externe de l'éolien dans l'hypothèse basse soit compris entre 0,1 et 0,5 est de 95 %.

Figure : Intervalles des valeurs des coûts externes totaux de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles correspondant à une probabilité de 95 %



5. Le cas du nucléaire

Le calcul d'incertitude concernant le coût externe du nucléaire repose sur les caractéristiques statistiques des différents impacts, telles qu'indiquées au tableau suivant.

Le cas traité est bien évidemment celui du fonctionnement normal. Le tableau suivant récapitule la connaissance statistique que l'équipe d'ExternE chargée des évaluations a de chacun des impacts.

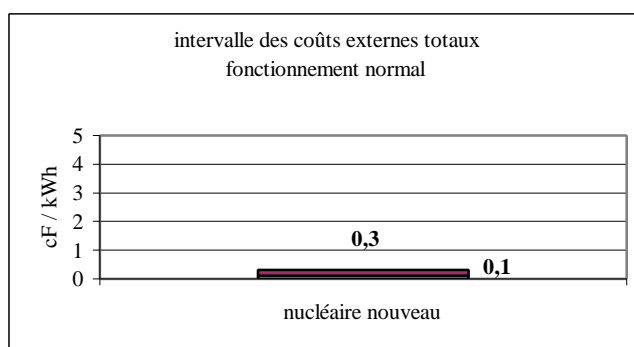
Tableau : Caractéristiques statistiques des paramètres du coût externe des émissions de radioéléments

étape du chemin d'impact	Nature de la loi de distribution de probabilités	Cancers dus aux radioéléments écart type géométrique
émission	log normale (approximativement)	1,5
dispersion	log normale	2
facteur pour les chemins autres que l'inhalation	log normale (probablement)	2 à 5
pente de la fonction dose-réponse pour un risque unitaire	indéterminée	2
facteur d'efficacité ³⁵¹		2,5
% des décès		1,3
nombre d'années de vie perdues	log normale (probablement)	1,5
valeur statistique de la vie	log normale	2
valeur de l'année de vie perdue	inconnue	1,3
total		6,1 – 9,9
sous total (sans la valeur statistique de la vie)		5,2 – 8,8

Malgré les inconnues statistiques, l'équipe d'ExternE estime possible de considérer que les évaluations du coût externe total du nucléaire suivent une loi log normale d'écart type géométrique 6.

L'intervalle de coût externe du nucléaire serait donc de 0,1 à 0,3. Autrement dit, la probabilité que le coût externe soit compris entre 0,1 et 0,3 cF / kWh est de 95 %.

Figure : intervalle des valeurs du coût externe total du kWh nucléaire pour des installations nouvelles



*

³⁵¹ $H = D.Q$, avec H : dose exprimée en Sv ; D : quantité d'énergie exprimée en Joule/kg ; Q : facteur d'efficacité.

L'étude ExternE a récemment exposé une approche originale et prometteuse visant à déterminer les marges d'erreur pour les valeurs des coûts externes calculés pour la France.

Cette approche a pour objectif de définir une courbe enveloppe pour les résultats des coûts externes, en se basant sur les caractéristiques statistiques de la distribution des valeurs proposées pour les différents coûts.

Ainsi, compte tenu des incertitudes sur les émissions, sur la dispersion, sur l'exposition et sur les effets sanitaires, et au terme de raisonnements complexes sur les méthodes d'estimation, ExternE définit des intervalles de confiance assortis de probabilités pour toutes les filières considérées dans leur *fonctionnement normal*.

Il reste que les incertitudes sur les coûts des accidents graves semblent hors de portée des moyens d'analyse actuels.

*

Conclusion

Il semble désormais établi que l'étude ExternE constitue une avancée méthodologique de nature à guider très utilement les travaux d'évaluation des coûts externes de la production d'électricité.

Si des progrès restent à faire en matière d'évaluation des dommages, quelquefois sur des points capitaux, il convient toutefois que le Secrétariat d'Etat à l'industrie l'intègre à sa réflexion concernant l'évaluation des coûts de référence de la production d'électricité.

Il paraît par ailleurs souhaitable que, dans la mesure où la réduction des émissions de CO₂ a été décidée par les gouvernements, l'impact de celle-ci sur le coût du kWh soit pris en compte.