

Rapport au Premier ministre

Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire

**Jean-Michel Charpin
Commissaire au Plan**

**Benjamin Dessus
Directeur
du programme Ecodev-CNRS**

**René Pellat
Haut
à l'énergie atomique**

Commissaire

*Rapporteurs
Nicole Jestin-Fleury
Jacques Percebois*

Juillet 2000

Lettre de mission

Le Premier Ministre

Paris, le 7 mai 1999

Monsieur le Haut-Commissaire,

Le Gouvernement souhaite disposer d'une étude sur les données économiques de l'ensemble de la filière nucléaire, notamment l'aval du cycle du combustible nucléaire, y compris le retraitement. Cette étude tiendra compte des différentes hypothèses contenues dans le rapport du plan « Energie 2010-2020 » et de la conjoncture énergétique internationale. Les comparaisons économiques seront effectuées dans cette perspective au regard des coûts complets des autres sources d'énergie, en y incluant les coûts environnementaux externes. Cette étude intégrera les différents scénarios d'évolutions possibles jusqu'à un horizon qui permette de prendre en compte les coûts à long terme de l'aval de la filière.

Je vous ai demandé de réaliser conjointement cette étude avec Messieurs Jean-Michel Charpin, Commissaire au Plan et Benjamin Dessus, Directeur du Programme ECODEV au CNRS. Je vous remercie de l'avoir accepté.

Vous pourrez vous appuyer notamment sur les travaux sur l'aval du cycle réalisés par Monsieur Mandil, Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières au Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, et Monsieur Vesseron, Directeur de la Prévention, de la Pollution et des Risques au Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement. Dans le même esprit, vous pourrez prendre en compte les évaluations du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie (coûts de référence de production d'électricité 1997), et les rapports de stratégie et programme du Ministère de l'Education Nationale, de la Recherche et de la Technologie concernant les recherches sur l'aval du cycle menées au titre de la loi de 1991. Par ailleurs, les travaux de l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, ainsi que les rapports de la Commission Nationale d'Evaluation éclaireront utilement votre mission.

- Lettre de mission -

Je souhaite que vous procédiez à une analyse comparative des différents modes de production d'électricité et que vous examiniez l'ensemble des facteurs fondant une décision publique : compétitivité intrinsèque, externalités et effets de long terme, tels que l'impact des différents modes de production sur nos émissions de CO2 et la maîtrise de l'aval du cycle nucléaire.

Afin de permettre une analyse pertinente des performances économiques relatives des différentes filières, vous définirez des méthodes d'analyse harmonisées, notamment quant aux critères d'optimisation et d'actualisation à prendre en compte.

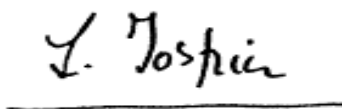
Le Gouvernement souhaite que vous puissiez collaborer, en tant que de besoin, avec les services des entreprises et organismes acteurs du secteur nucléaire, parmi lesquels le Commissariat à l'Energie Atomique, Electricité de France, Cogema, Framatome, l'ANDRA et le CNRS. Il sera également souhaitable de rassembler les connaissances acquises à l'étranger sur ces sujets et de s'assurer du concours d'équipes de recherche en économie.

Le secrétariat de votre groupe sera assuré par le Commissariat Général du Plan. Je souhaite que vous me remettiez votre rapport avant la fin du mois de mars 2000.

Je vous demande de prendre l'attache de Monsieur le Ministre de l'Education Nationale, de la Recherche et de la Technologie, Madame la Ministre de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement, Monsieur le Ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Monsieur le Secrétaire d'Etat à l'Industrie, membres du Gouvernement directement concernés par cette étude.

J'adresse, à tous fins utiles, copie de cette lettre à l'Administrateur Général du CEA, aux Présidents d'EDF, de Cogema, de Framatome, de l'ANDRA et au Directeur Général du CNRS, en leur demandant d'apporter les réponses les plus complètes à vos demandes d'information.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Haut-Commissaire, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.



Lionel JOSPIN

Monsieur René PELLAT
Haut-Commissaire à l'Energie Atomique
Commissariat à l'Energie Atomique
31-33, rue de la Fédération
75762 Paris cedex 15

- Lettre de mission -

Sommaire

<i>Introduction</i>	15
---------------------------	----

<i>Chapitre 1 – Pour la France : l’héritage du passé</i>	21
--	----

1 Les marges de manœuvre attachées au parc actuel	22
2. Présentation du parc actuel	27
3. Bilan matières et bilan économique associés au parc actuel	30
3.1 Méthodologie	30
3.2 Critique des hypothèses retenues	40
3.3 Les bilans matières associés aux scénarios	42
3.4 Les bilans économiques associés aux scénarios.....	54

<i>Chapitre 2 – L’évolution internationale</i>	65
--	----

1. Les dynamiques du nucléaire dans le monde	68
1.1 Le parc existant.....	73
1.2 Les programmes publics de Recherche et Développement.....	81
2. L’émergence des problèmes d’environnement à l’échelle internationale	85
2.1 L’internationalisation du problème du CO2 : la convention climat	87
2.2 Les risques nucléaires	89
2.3 Les premières tentatives d’internalisation de l’environnement dans les coûts de l’électricité	93
3. Les choix des principaux pays en matière de gestion des combustibles usés	96

Chapitre 3 – Les perspectives technologiques pour l’usage et la production d’électricité 105

1. Les technologies de maîtrise de la demande d’électricité.....	105
1.1 Le secteur résidentiel.....	106
1.2 Le secteur industriel	108
1.3 Le secteur tertiaire	109
1.4 Le transport d’électricité.....	110
2. Les technologies de production d’électricité	111
2.1 Les technologies de production d’électricité nucléaire.....	112
2.2 Les technologies de production d’électricité d’origine fossile et renouvelable	117
2.2.1 Production centralisée	119
2.2.2 Production décentralisée.....	121

Chapitre 4 – Des scénarios prospectifs pour la France..... 129

1. Deux scénarios de demande à l’horizon 2050.....	129
1.1 La demande d’énergie	129
1.2 La demande électrique.....	135
2. La fourniture d’électricité.....	141
2.1 La structure de l’offre correspondant aux scénarios	143
2.2 Les parcs nucléaires retenus dans les scénarios du futur	149
2.3 Les capacités électriques correspondantes.....	155
3. Les bilans matières correspondants	164
3.1 Cumul des émissions de gaz carbonique	165
3.2 Cumul des transuraniens (plutonium et actinides mineurs).....	167

Chapitre 5 – Le bilan économique des différents scénarios	173
1. Préparation des données	173
2. Les scénarios de prix des combustibles fossiles.....	174
3. Coûts d’investissement et d’exploitation des différentes filières de production d’électricité	176
3.1 Capacités de production nucléaire	176
3.2 Filières utilisant des énergies fossiles et renouvelables	180
3.3 Les réseaux de gaz et d’électricité	181
3.3.1 Le réseau électrique.....	181
3.3.2 Le réseau de gaz naturel.....	183
4. La comparaison des flux et des coûts économiques cumulés associés aux différents scénarios	184
4.1 Les investissements.....	186
4.2 L’exploitation.....	188
4.3 Les combustibles.....	190
4.4 La recherche et le développement.....	191
4.5 Récapitulatif des dépenses cumulées de 2000 à 2050.....	192
5. La structure temporelle des dépenses correspondant aux différents scénarios	197
5.1 Chronologie des dépenses.....	197
5.2 Les bilans actualisés.....	203
5.3 Les coûts du kWh par filière	208
5.4 Sensibilité au choix du taux d’actualisation.....	209
5.5 La valorisation des parcs existants en 2050	211
6. La valorisation de certaines externalités	212

<i>Annexe 1 – Le scénario S7.....</i>	<i>219</i>
---------------------------------------	------------

<i>Annexe 2 – Comparaison du scénario B4 30 avec les cas de l’Allemagne et de la Suède</i>	<i>223</i>
--	------------

<i>Annexe 3 – Le retraitement recyclage : situation internationale.....</i>	<i>229</i>
---	------------

<i>Annexe 4 – La prolifération.....</i>	<i>233</i>
---	------------

<i>Annexe 5 – La sûreté nucléaire</i>	<i>237</i>
---	------------

<i>Annexe 6 – L’évolution du prix directeur de l’énergie.....</i>	<i>245</i>
---	------------

<i>Annexe 7 – Prise en compte des externalités</i>	<i>251</i>
--	------------

<i>Annexe 8 – Le choix d’un taux d’actualisation.....</i>	<i>265</i>
---	------------

<i>Annexe 9 – L’assurance du risque nucléaire civil.....</i>	<i>275</i>
--	------------

<i>Glossaire</i>	<i>283</i>
------------------------	------------

Introduction

Par lettre du 7 mai 1999, le Premier ministre nous a demandé d'effectuer « *une étude sur les données économiques de l'ensemble de la filière nucléaire, notamment l'aval du cycle du combustible nucléaire, y compris le retraitement* ». Cette étude devait inclure des comparaisons avec les coûts des autres modes de production d'électricité et prendre en compte les coûts environnementaux.

Nous sommes rapidement convenus de respecter strictement les termes de la demande. Nous avons donc procédé à une étude, au contenu à la fois technique, économique et écologique. Au-delà de la conformité avec la demande du Premier ministre, cette approche présente deux avantages principaux. D'une part, elle nous a contraints à analyser nous-mêmes en détail l'ensemble des informations nécessaires à l'étude. Or, sur ce sujet, plane souvent un doute sur l'exactitude, voire la sincérité, des informations utilisées. Les examens contradictoires auxquels nous avons procédé nous autorisent à être raisonnablement assurés de la fiabilité de nos sources. D'autre part, cette approche nous a permis d'explicitier les arguments principaux des arbitrages auxquels auront à procéder, dans différents domaines, les pouvoirs publics et les opérateurs. Un large spectre de scénarios a été exploré, visant à couvrir la plupart des stratégies envisagées dans le débat public. Chaque scénario a fait l'objet d'une étude approfondie. De plus, nous avons indiqué clairement les paramètres dont nous estimions qu'ils devaient être pris en compte par priorité, afin de procéder à la comparaison des différents scénarios.

L'inconvénient de l'approche retenue est évident. Nous n'avons pas cherché à définir les futurs les plus souhaitables, a fortiori les moyens de les atteindre. Cette étude ne débouche en conséquence sur aucune préconisation. Ceux qui seraient tentés d'en déceler entre les lignes ne feraient que dévoiler leurs

- Introduction -

propres préférences. Sur les choix majeurs liés à l'ensemble des configurations retenues, aucun scénario ne domine les autres par rapport aux critères décisifs que nous nous sommes fixés, qu'ils soient de caractère économique ou environnemental.

Notre ambition n'est pas de guider le choix des autorités, ni même d'influencer l'opinion publique. C'est de permettre au nécessaire débat démocratique de s'engager sur la base d'informations vérifiées et de raisonnements explicités en termes techniques, économiques et écologiques.

Deux séries de questions sont au centre de notre étude.

La **première** porte sur le parc nucléaire existant. Compte tenu de l'inertie d'un système de production électrique français très largement fondé sur l'énergie nucléaire et dont les investissements majeurs ont déjà été réalisés, quelles sont les marges de manœuvre laissées aux pouvoirs publics et aux opérateurs pour l'avenir de ce parc ? En particulier :

- quelles sont les conditions et conséquences économiques d'une prolongation éventuelle de la durée de vie du parc existant ?
- quelles sont les conséquences économiques et écologiques de décisions visant à poursuivre ou à arrêter le retraitement des combustibles irradiés provenant du parc existant ?

La **seconde** concerne les nouveaux investissements susceptibles de permettre de répondre, dans divers jeux d'hypothèses, à la demande électrique. En particulier :

- quelles sont les technologies (nucléaires et non nucléaires) envisageables, et à quel horizon ?
- quelles sont les évolutions en cours dans le monde susceptibles de peser sur les choix qui seront retenus en France ?
- quelles sont les conséquences environnementales de ces choix à l'horizon 2050, en particulier en termes d'émissions de gaz à effet de serre et de volume de déchets nucléaires de haute activité et à très longue durée de vie ?
- quelles sont les conséquences économiques de ces choix ?

La méthode de travail

Pour apporter des éléments de réponse à ces questions et après avoir pris connaissance des travaux antérieurs, notamment les travaux réalisés par Messieurs Mandil et Vesseron sur l'aval du cycle, les rapports de stratégie et programme du ministère de l'Education nationale, de la Recherche et de la Technologie, concernant les recherches sur l'aval du cycle menées au titre de la loi de 1991, les travaux de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, ainsi que les rapports de la Commission nationale d'évaluation, nous avons privilégié une méthode dans laquelle les scénarios retenus visent à mettre en relief les conséquences de différentes séquences d'évènements et de décisions. Des hypothèses alternatives ont ainsi été explorées pour l'évolution de la demande électrique, pour la durée de vie des centrales actuellement en fonction, pour les technologies disponibles pour l'avenir, pour les choix en matière de retraitement ou pour les prix des combustibles.

L'analyse prospective des parcs électriques repose d'abord sur la description de scénarios de demande d'énergie électrique. Pour une même évolution de la croissance économique de 2000 à 2050, on a décrit deux hypothèses d'évolution de la demande électrique, l'hypothèse basse supposant une action volontariste de maîtrise de la demande d'électricité.

Ensuite vient la description des choix de capacités de production électrique répondant à l'évolution des besoins. Ces capacités sont différenciées par :

- la part des productions centralisées et décentralisées ;
- l'organisation et la capacité des réseaux d'approvisionnement en gaz naturel et de transport et distribution d'électricité ;
- la part des technologies non nucléaires (essentiellement celle des cycles combinés au gaz naturel) ;
- la part et la nature des filières nucléaires utilisées (réacteurs et combustibles).

Nous avons porté une attention particulière à la cohérence et à l'homogénéité des données techniques et économiques retenues pour les différentes filières, nucléaires, fossiles et renouvelables, et nous avons fondé nos analyses sur des scénarios prospectifs existants. Ainsi, nous avons tenu compte à la fois des travaux de la Commission Energie 2010-2020 du Commissariat général du Plan et des scénarios prospectifs mondiaux disponibles pour 2050, en particulier

- Introduction -

ceux élaborés par l'International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) pour le compte du Conseil mondial de l'énergie.

L'analyse des scénarios inclut la présentation de bilans matières préparés au plus près de l'analyse physique. Elle comprend aussi le calcul des flux économiques annuels de dépenses (investissements, y compris ceux liés aux réseaux d'approvisionnement de gaz naturel et aux réseaux de transport et distribution, exploitation, combustibles) associés à chaque scénario de 2000 à 2050, sur la base des informations techniques et économiques recueillies sur chaque technologie de production ou d'usage de l'électricité. Elle débouche sur une comparaison globale des différents scénarios en « coût actualisé », calculé avec un taux d'actualisation de 6 % pour les 30 prochaines années et de 3 % au-delà.

Les limites de l'étude

Elles sont liées, d'une part aux frontières géographiques et temporelles de notre étude et, d'autre part, aux incertitudes associées à toute réflexion de très long terme.

- Les frontières géographiques et temporelles
 - Nous nous sommes délibérément limités à l'analyse de la demande électrique française et aux moyens d'y répondre nationalement, alors même que le marché européen de l'électricité s'ouvre. Ce choix est évidemment restrictif puisque l'existence à terme d'un marché électrique européen pourrait susciter une optimisation des parcs électriques à l'échelle européenne et non plus française.
 - La dépendance de la France ou de l'Europe vis-à-vis de son approvisionnement gazier n'est prise en compte qu'à travers l'hypothèse sur les prix du gaz, aucune pénurie quantitative du combustible n'étant envisagée. Les conséquences sur l'emploi national n'ont pas été chiffrées.
 - Nous avons, pour l'essentiel, borné notre analyse des flux économiques à la période 2000-2050. Nous avons cependant mis en évidence les dépenses inéluctables (démantèlement, entreposage et stockage des déchets) et les potentiels de production au-delà de cette date, associés au parc existant en 2050. Nous avons d'autre part donné quelques éléments

d'appréciation sur la valorisation économique des parcs en place en 2050 dans les différents scénarios. La prise en compte des conséquences à très long terme des décisions prises avant 2050 (réchauffement du climat, surveillance et maintenance de stocks de déchets nucléaires à très long terme) n'est donc qu'effleurée.

- De même, dans l'analyse du parc existant, nous n'avons pas cherché à optimiser son fonctionnement en intégrant les conséquences des décisions portant sur les nouveaux investissements.
- Les incertitudes techniques, économiques et environnementales.

Le chiffrage des différents scénarios s'appuie sur des images prospectives, à la fois techniques et économiques, qui ne sont pas sans incertitudes, qu'il s'agisse de la croissance économique, du rythme et de l'ampleur des progrès techniques, et surtout de l'évolution des coûts des différents combustibles. Dans ce dernier cas et pour balayer un champ de possibilités suffisamment vaste, nous avons retenu des évolutions contrastées des prix des combustibles fossiles, depuis leur stagnation au niveau de 1999 jusqu'à un doublement à l'horizon 2050 du coût du principal combustible concerné, le gaz naturel.

Le plan du rapport

Le *premier chapitre* apporte des éléments de réponse aux questions concernant le parc nucléaire existant. Il présente une analyse des conséquences économiques et environnementales des choix encore possibles sur la durée de vie des centrales et sur l'aval du cycle nucléaire mais n'aborde pas le problème du renouvellement du parc, ce problème étant abordé plus loin au chapitre 5.

Le *chapitre 2* évalue la situation internationale du nucléaire civil et met en relief l'internationalisation récente des préoccupations d'environnement liées aux systèmes énergétiques.

Le *chapitre 3* résume les évolutions envisagées pour les différentes technologies (technologies de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité à partir de combustibles fossiles ou fissiles et énergies renouvelables) incluses dans les différents scénarios présentés dans le chapitre 4.

Le *chapitre 4* décrit les scénarios retenus, différenciés par la demande d'électricité associée (haute ou basse) et par l'ampleur du recours au nucléaire

- Introduction -

(avec des options de filières nucléaires diversifiées aussi bien par le choix des réacteurs que par celui du combustible). On y trouve également les « bilans matières » associés à chacun de ces scénarios, avec la présentation des bilans cumulés d'ici 2050 de gaz carbonique émis et de déchets nucléaires à haute activité et longue durée de vie devant être entreposés ou stockés définitivement.

Le *chapitre 5*, enfin, présente une évaluation des flux économiques correspondant aux différents scénarios en fonction des hypothèses économiques retenues. Des éléments de coûts au kWh des différentes filières en sont déduits. L'estimation économique des externalités environnementales est abordée dans ce chapitre à travers une valorisation du gaz carbonique émis et des déchets nucléaires accumulés pendant la période 2000-2050, sur la base de fourchettes de valeur du gaz carbonique évité et des transuraniens (Pu + actinides mineurs) évités.

* *
*

Nous remercions l'ensemble des experts appartenant au CEA, à la COGEMA, à EDF et à Framatome qui nous ont fourni des informations et ont accepté de commenter nos analyses. Nous remercions le ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, le ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement et le ministère de la Recherche pour leur appui, notamment par le financement d'études spécifiques. Nous remercions plus encore les auteurs des trois rapports préparés à notre demande sur « Le parc nucléaire actuel », « La prospective technologique de la filière nucléaire » et « La prospective technologique des filières non nucléaires », ainsi que la société Enerdata qui a réalisé le modèle de projection. Même s'ils ne nous engagent pas, ces rapports très riches sont publiés comme des documents annexés à notre rapport. Nous remercions nos deux rapporteurs, Nicole Jestin-Fleury et Jacques Percebois, pour leur concours précieux. Nous sommes évidemment les seuls responsables du rapport. Ayant des parcours professionnels et personnels très différents, nous avons pu mesurer les difficultés, mais aussi les bénéfices immenses, d'un travail commun sur un sujet controversé. Nous sommes fiers de pouvoir affirmer que nous endossons ensemble la responsabilité de toutes les informations, analyses et conclusions de cette étude.

Chapitre 1

Pour la France : l'héritage du passé

L'évolution des coûts de l'électricité produite par le parc nucléaire actuel mis en place à partir de 1977 est largement tributaire des investissements passés (construction des centrales, de l'usine d'enrichissement de l'uranium Eurodif, de l'usine de retraitement de la Hague, de l'usine de fabrication de combustibles Melox, etc.).

La plupart de ces investissements étant aujourd'hui amortis, le coût correspondant du kWh, pour l'exploitant nucléaire, se trouve allégé et cette situation pourrait se prolonger pour le parc actuel jusqu'à la fin de vie des centrales. Seuls les investissements liés à l'entreposage et au stockage des déchets à vie longue restent encore à réaliser.

Dans ce chapitre, nous avons choisi de chiffrer le bilan matières (combustibles utilisés et quantités de combustibles irradiés et de déchets ultimes à stocker) et le bilan économique du parc nucléaire actuel (les 58 réacteurs REP existants) en isolant ce parc du parc futur à mettre en place au-delà de 2020. Certes, en faisant ce choix, nous ne traitons pas les enchaînements parc actuel/parc futur qui justifieraient, dans le cas d'une poursuite du nucléaire au-delà de la fin de vie du parc actuel, certains types d'investissements comme ceux concernant la fabrication du combustible ou le recyclage de certains déchets. Ces enchaînements seront traités à travers les scénarios présentés dans le chapitre 4.

Les caractéristiques techniques du parc actuel étant connues, le calcul de ces bilans a été simple à réaliser. Cependant, il reste à l'exploitant des marges de manœuvre liées en particulier aux décisions de l'autorité de sûreté qui influenceront sur les performances économiques globales cumulées de ce parc.

- Pour la France : l'héritage du passé -

1. Les marges de manœuvre attachées au parc actuel

Ces marges de manœuvre tiennent :

- *d'abord à la durée de vie du parc existant*

En effet, l'essentiel des investissements étant déjà réalisé et leur poids dans le coût global de la filière étant important, la durée d'usage du parc aura une grande influence sur l'équilibre économique du système. Si l'allongement de la durée de vie des centrales augmente la production électrique pour un même investissement initial, il nécessite cependant des dépenses de jouvence plus ou moins importantes. Un équilibre optimal entre la durée de vie et les dépenses de jouvence permet de minimiser le prix moyen du kWh sur la durée de vie du parc.

- *ensuite au plus ou moins bon usage du parc existant*

La productivité du parc existant peut être améliorée en jouant sur différents paramètres qui touchent essentiellement à la qualité énergétique du combustible et à l'usage du parc. L'amélioration des performances énergétiques du combustible permet de diminuer l'importance de la période d'arrêt pour rechargement des combustibles, de réaliser des économies de matières dans la partie amont du cycle et de déchets dans la partie aval, et d'augmenter la production électrique annuelle.

Sur la qualité énergétique du combustible, il faut rappeler que le combustible chargé dans les réacteurs libère pendant son séjour dans le cœur une énergie qui dépend de la quantité de matières fissiles et, dans une moindre mesure, fertiles qu'il contient. Lorsque cette quantité augmente (par exemple à partir d'un enrichissement supérieur du combustible en ^{235}U , l'isotope fissile de l'uranium), le combustible peut produire la même énergie journalière dans le cœur pendant une période plus longue, son taux de combustion est augmenté.

L'usage du parc est décrit par son facteur de charge ou coefficient de production K_p (sa production réelle rapportée à la production théorique du même parc utilisé à pleine puissance sur la totalité de la période). Le K_p est le produit du coefficient de disponibilité du parc (le temps où le parc est disponible à la production) et de son coefficient d'usage (l'énergie réellement appelée pendant la période de disponibilité).

La possibilité d'améliorer le coefficient de production du parc dépend donc à la fois :

- de la capacité de l'exploitant à contenir l'indisponibilité fortuite (la fréquence et la durée des pannes aléatoires) ;
- de sa capacité à limiter l'indisponibilité programmée, c'est-à-dire à gérer le parc de la façon la plus efficace possible (en limitant les périodes d'entretien et de rechargement des combustibles, la durée des visites décennales, etc.) ;
- de la place du parc dans la monotone de charge sachant que l'usage du nucléaire hors de la base conduit à en altérer son économie.

- ***enfin aux solutions qui seront retenues pour l'aval du cycle***

Celles-ci devront être choisies dans l'éventail des options qui restent ouvertes. En particulier, les décisions portant sur des stratégies évolutives ou même en rupture avec la stratégie actuelle tiendront compte des conditions techniques, réglementaires et économiques de leur mise en œuvre dans l'environnement industriel hérité des choix passés.

Ces marges de manœuvre tiennent aussi à l'importance du « temps » dans les décisions à prendre concernant l'industrie nucléaire.

Dans le domaine du nucléaire, la question de la temporalité se pose avec une acuité très particulière. Cela concerne **la phase de production** (la durée de vie des centrales conditionne le rythme de leur éventuel renouvellement), mais aussi et peut-être surtout le cycle du combustible et en particulier **sa partie aval**. Les caractéristiques du combustible irradié (sa radioactivité et son dégagement thermique extrêmement élevés, mais qui diminuent avec le temps) introduisent d'elles-mêmes cette dimension temporelle. Les différentes étapes de l'aval du cycle, qu'il s'agisse d'un cycle ouvert (stockage direct du combustible irradié) ou d'un cycle dit fermé (retraitement-recyclage des matières valorisables uranium et plutonium et stockage définitif des résidus), doivent donc prendre en compte différents effets liés au temps comme :

- ***la diminution du dégagement thermique***

Cet élément est déterminant pour le stockage du combustible irradié ou celui des matières qui le composent lorsqu'elles auront été séparées : la chaleur dégagée conditionne en effet le volume de stockage utile pour un déchet donné,

- Pour la France : l'héritage du passé -

donc le coût de ce stockage. Par exemple, le dégagement thermique du MOX irradié est en moyenne ¹ très supérieur à celui de l'UOX irradié : ceci implique soit de laisser refroidir le combustible MOX en entreposage plus longtemps avant de le stocker, soit de stocker moins de MOX dans le même volume. Le volume nécessaire au stockage du MOX est, à temps de refroidissement égal, au moins trois fois supérieur à celui de l'UOX. L'horizon temporel généralement considéré pour la diminution du dégagement thermique est de quelques années avant la manipulation du combustible irradié (par exemple avant son retraitement) et de plusieurs dizaines d'années avant la mise en stockage du combustible irradié ou des déchets vitrifiés issus du retraitement (qui contiennent l'ensemble des produits de fission et des actinides mineurs contenus dans le combustible irradié).

- ***la décroissance radioactive longue***

Certains radioéléments formés dans le combustible irradié ont une durée de vie courte ou très courte. Mais la plupart de composants du combustible irradié (uranium, plutonium, actinides mineurs et une partie des produits de fission) ont au contraire des durées de vie longues, voire très longues. L'horizon temporel de leur décroissance radioactive (de plusieurs centaines à plusieurs centaines de milliers d'années) dépasse nos capacités de projection et impose donc d'imaginer des solutions de stockage stables et sûres à une échelle de temps où aucune structure construite par l'homme ne saurait être garantie – d'où l'idée d'utiliser une structure naturelle obéissant à une échelle de temps comparable à celle des déchets à vie longue et de les stocker dans des formations géologiques profondes. À l'inverse, cet horizon temporel peut conduire au refus, au nom des générations futures, d'un tel choix et à la recherche de solutions autres telles que la séparation poussée et la transmutation des actinides mineurs et des produits de fission à vie longue et/ou l'entreposage de longue durée (recherches selon les axes 1 et 3 de la loi du 30 décembre 1991 ²). Si cette dernière solution permet en théorie d'envisager une reprise éventuelle des déchets lorsque les technologies de transmutation le permettront, elle paraît techniquement et surtout économiquement peu réaliste pour les déchets C qui sont aujourd'hui conditionnés sous la forme la plus stable possible (vitrification) pour résister aux agressions chimiques naturelles et au temps.

- ***la dégradation des matières énergétiques***

Elle est liée à la transformation des matières radioactives dans le temps (la disparition progressive de certains radionucléides au profit de nouveaux, qui

(1) Sa valeur exacte dépend du taux de combustion.

(2) Voir les principaux extraits de la loi du 30 décembre 1991 (dite loi Bataille) en fin de glossaire.

apparaissent selon des chaînes déterminées) et concerne tous les radioéléments présents dans le combustible irradié, (qu'ils soient dans le combustible irradié ou qu'ils soient séparés). Il doit être pris en compte dans la gestion de l'aval du cycle dès lors que l'on sort d'une stratégie de stockage direct du combustible irradié. Ainsi, dans la stratégie actuelle de retraitement visant à séparer et à réutiliser le plutonium, le phénomène de dégradation de l'isotope 241 du plutonium par formation d'américium 241 est très important : en quelques années, la présence d'américium dans du plutonium entreposé sous forme séparée devient suffisamment importante¹ pour qu'il ne puisse plus être utilisé tel quel pour la fabrication de combustible MOX et nécessite alors une opération de retraitement simplifiée destinée à le « désaméricier² ». Dans des stratégies futures visant à réutiliser ou à « incinérer » une partie des autres matières issues du combustible (actinides mineurs et produits de fission à vie longue), ce problème s'étendrait inévitablement à l'ensemble de ces éléments, rendant la gestion du cycle du combustible correspondant extrêmement complexe.

- *la décroissance radioactive courte*

Elle n'intervient pas ou peu dans la gestion du combustible utilisé. Elle peut en revanche avoir une grande importance pour le démantèlement des réacteurs nucléaires. La radioactivité résiduelle de ces installations après évacuation des matières nucléaires, due à l'irradiation des matériaux de structure, provient en grande partie d'éléments à vie courte. La décroissance radioactive rapide de ces éléments assure une diminution rapide de la radioactivité ambiante dont l'ordre de grandeur peut être estimé à une diminution d'un facteur 100 en 30 ans. C'est la raison pour laquelle on peut envisager de différer les opérations de démantèlement des réacteurs après leur mise à l'arrêt définitif.

Le facteur temps devra donc être intégré dans les décisions concernant en particulier la chronologie des étapes de l'aval du cycle : qu'il s'agisse par exemple, si l'on décide de retraiter, de la période à laquelle doit se faire le retraitement, du choix entre le stockage immédiat ou différé, du moment où l'on décide de démanteler les installations nucléaires. Chaque décision aura des conséquences économiques importantes sur le coût des différents scénarios.

(1) Deux phénomènes se produisent : d'une part, l'isotope 241 de l'américium n'est pas fissile contrairement à l'isotope 241 du plutonium d'où une baisse de l'énergie susceptible d'être produite, d'autre part, au-delà d'un certain pourcentage d'américium dans le plutonium, l'utilisation de ce plutonium n'est plus autorisée pour la fabrication de combustibles MOX.

(2) « Désaméricier » : séparer l'américium du plutonium afin de pouvoir utiliser le plutonium.

- Pour la France : l'héritage du passé -

- ***retraitement immédiat ou différé ?***

Le retraitement immédiat est nécessaire pour séparer des matières que l'on réutilise dans un délai de quelques années au plus (comme on le fait aujourd'hui avec le plutonium). Le retraitement immédiat conduit à manipuler le combustible irradié alors qu'il est encore très chaud et à séparer les matières (notamment le plutonium) qu'on va entreposer. Compte tenu du choix de ne pas accumuler le plutonium sous forme séparée, ce dernier doit être utilisé rapidement. La question se pose en revanche de savoir s'il convient de retraiter immédiatement ou plus tard un combustible irradié dont on ne veut récupérer à court terme aucune matière, tout en envisageant de les réutiliser à moyen ou long terme.

Le retraitement différé permet dans cette situation de manipuler le combustible irradié lorsqu'il a refroidi et de séparer les matières que l'on veut récupérer sous une forme pure directement utilisable. En revanche, la formation d'américium à partir d'un isotope fissile du plutonium (Pu 241) entraîne une dégradation progressive de la capacité énergétique du combustible irradié.

- ***stockage immédiat ou différé ?***

L'entreposage de longue durée est une solution logique pour les matières issues du combustible dont on envisage la reprise (soit pour leur valorisation énergétique soit pour la réduction de leur volume ou de leur nocivité). Il peut en revanche apparaître comme un moyen de repousser la mise en œuvre de solutions de stockage définitif s'agissant de matières dont on a déjà décidé l'évacuation (le combustible irradié dans l'option cycle ouvert sans recyclage, ou les déchets B et C dans l'option retraitement). Aucun pays n'a encore mis en œuvre un stockage définitif, que ce soit pour le combustible irradié ou pour les déchets C en provenance d'une production d'énergie électrique civile. En réalité, l'entreposage de longue durée de ces déchets s'explique par l'intérêt qu'il y a à laisser décroître leur dégagement thermique pendant plusieurs dizaines d'années. Cette attente permet de diminuer les coûts finals du stockage et ne pose pas de problèmes techniques, économiques ou de sûreté particuliers. L'entreposage en piscine est nécessaire dans une première phase, un entreposage à sec étant envisageable ensuite pour plusieurs dizaines d'années supplémentaires.

- ***démantèlement immédiat ou différé ?***

L'introduction d'un délai entre les opérations de mise à l'arrêt définitif d'une installation et le début de sa déconstruction permet de diminuer sensiblement l'impact radiologique du démantèlement, surtout pour le personnel chargé des

opérations d'assainissement et de démantèlement final. Cette solution, qui offre aussi pour l'exploitant l'avantage de repousser dans le temps la moitié des coûts, a la préférence des industriels. Certains envisagent ainsi un délai de 50 ans (position d'EDF), voire de 100 ans (position des industriels britanniques) avant le démantèlement final. Cette solution comporte toutefois un risque (à la fois en termes de sûreté et en termes économiques) lié à la perte de mémoire de l'installation. C'est pourquoi les autorités de sûreté, notamment en France, demandent aujourd'hui à l'exploitant d'examiner dans le détail des solutions de démantèlement immédiat (20 ans) pour deux réacteurs prototypes : EL4 et Chooz-A.

Ce débat concerne en fait essentiellement les réacteurs, où « l'ambiance » radioactive après la mise à l'arrêt définitif est principalement due à des produits d'activation des matériaux qui sont des éléments à vie courte (c'est-à-dire des éléments ayant une période¹ inférieure à 30 ans, comme le cobalt 60, dont la période est égale à cinq ans). Dans les usines du cycle, l'absence de produits d'activation et la présence de radionucléides à vie longue (supérieure à 30 ans et pouvant atteindre quelques centaines de milliers d'années) ne justifient pas d'attendre. On envisage donc un démantèlement immédiat pour les usines d'enrichissement et de fabrication du combustible comme pour les usines de retraitement.

Dans l'analyse qui suit nous ne prenons pas en compte les infléchissements possibles de la gestion du parc en fonction du niveau de la demande d'électricité ou de l'émergence de progrès technologiques. Par ailleurs, les interactions possibles entre le parc actuel et le parc futur seront analysées dans la partie consacrée au parc futur.

Nous évoquerons cependant, le cas échéant, les points sur lesquels les choix retenus pour le parc futur pourraient interférer sur les décisions à prendre pour le parc actuel.

2. Présentation du parc actuel

Le parc français actuel est relativement jeune et très fortement standardisé – à l'exception de Phénix², il ne fait appel qu'à une seule filière, les réacteurs à eau

(1) Voir la définition de la « période » dans le glossaire.

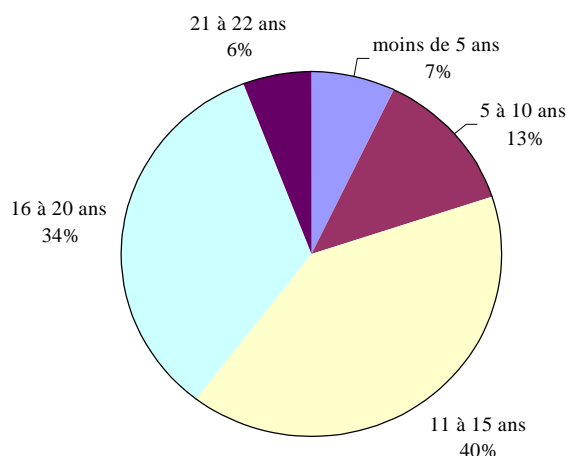
(2) Bien que le réacteur Phénix, actuellement à l'arrêt, soit susceptible de contribuer à la production électrique nationale, son statut est plutôt aujourd'hui celui de réacteur

- Pour la France : l'héritage du passé -

pressurisée ou REP, et ne regroupe que trois modèles de réacteurs qui correspondent à des paliers successifs de développement. Le programme d'équipement de la France a été rapide : alors que les deux premiers REP ont été mis en service en 1977, on en compte 58 aujourd'hui¹. La production cumulée de ce parc REP a atteint 5 486 TWh à la fin de 1999, passant de 1,1 TWh pour l'année 1977 à une production comprise entre 350 et 400 TWh ces dernières années.

Les 58 réacteurs à eau légère couplés au réseau se répartissent en : 34 réacteurs appartenant au palier 900 MWe dont l'âge varie de 11 à 22 ans (17 ans en moyenne) ; 20 réacteurs appartenant au palier 1 300 MWe dont l'âge varie de 6 à 15 ans (11 ans en moyenne) et 4 réacteurs N4 d'une puissance de 1 450 MWe dont l'âge varie de 0 à 3 ans.

Répartition de la capacité d'électricité nucléaire par tranche d'âge en France au 1^{er} janvier 1999



Source : à partir des données Élecnucl CEA

consacré à un programme de recherche : suite à l'arrêt définitif de Superphénix, le rôle du réacteur Phénix sera, s'il redémarre, de permettre des expériences sur l'incinération des actinides dans des réacteurs à neutrons rapides.

(1) Le dernier, Civaux 2, a été couplé au réseau à la fin de l'année 1999. Mais la mise en service industriel (MSI) n'ayant pas encore été prononcée pour les réacteurs du palier N4, la France compte actuellement 58 réacteurs couplés mais seulement 54 en service au sens de la MSI.

L'édification du parc nucléaire français

Dans les années cinquante, le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) avait mis au point une filière nucléaire 100 % française dite « uranium naturel graphite gaz » (UNGG) et 9 réacteurs de ce type d'une capacité globale brute de 2 388 MWe ont été couplés au réseau entre 1956 et 1972 : ces réacteurs étaient alimentés en uranium naturel sous forme métallique ; ils étaient modérés au graphite et utilisaient comme caloporteur du gaz carbonique sous pression (30 bars, 400° C). Les trois premiers réacteurs de la filière UNGG étaient exploités par le CEA dans un but de production de matière nucléaire militaire, les six autres réacteurs étaient exploités par EDF.

Ces réacteurs sont tous sortis du réseau entre 1968 et 1994 : six d'entre eux sont en cours de démantèlement ¹ (cinq en niveau 2, l'un en niveau 1) et pour les trois autres, la mise à l'arrêt définitif est en cours.

Ce parc UNGG a entraîné un volume de combustibles usés de 13 000 tonnes (dont la quasi totalité a été retraité soit à l'usine UP1 de Marcoule, soit à l'usine de la Hague) pour une production électrique totale de 227 TWh – soit avec un taux de combustion moyen de 2,5 GWj/t.

Dès 1955, la Commission PEON (Commission consultative pour la production d'électricité d'origine nucléaire) était mise en place pour évaluer les coûts liés à la construction de nouvelles tranches nucléaires. Face à la faible compétitivité économique des réacteurs UNGG par rapport à la filière à eau pressurisée et aux difficultés rencontrées pour obtenir une puissance supérieure à 500 MWe, la Commission PEON émit un avis favorable pour la construction, dans une première étape, de 4 à 5 réacteurs à eau légère d'une puissance unitaire de 900 MWe entre 1970 et 1975.

Le programme s'est accéléré par la suite : dès le mois de mars 1974, le gouvernement de Pierre Messmer adoptait un plan sur deux ans correspondant à la mise en œuvre de seize nouvelles tranches à eau légère de 900 MWe. L'effort fut poursuivi en 1975 avec l'engagement pour 1976 et 1977 d'un programme de 12 000 MWe prévoyant un saut au

(1) La fermeture d'une installation nécessite des dispositions spécifiques : l'arrêt définitif de la production, suivi un an plus tard de la cessation définitive de l'exploitation, suivie trois ans plus tard de la préparation du démantèlement (MAD niveau 1) et suivie enfin de la réalisation du démantèlement (MAD niveau 2 puis 3) sur 56 ans, une période d'entreposage de 40 ans étant envisagée entre MAD2 et MAD3. Les niveaux de démantèlement, définis par l'AIEA se distinguent en particulier par leur degré de surveillance : le niveau 1 correspond à la fermeture sous surveillance (confinement des matières nucléaires à l'îlot nucléaire) ; le niveau 2 à la libération partielle du site (réduction des zones de confinement) ; le niveau 3 à sa libération totale.

- Pour la France : l'héritage du passé -

palier supérieur (1 300 MWe) (on estimait alors qu'il manquait 12 900 MWe pour satisfaire les besoins en électricité de la France). En 1977, le rythme de construction fut ramené à 5 000 MWe pour les deux années suivantes. Au début des années quatre-vingt, on comptait 18 réacteurs en fonctionnement et 33 en construction. Le programme s'est poursuivi au cours des années quatre-vingt, mais les prévisions de croissance de la demande d'électricité ayant été revues à la baisse, le programme a dû s'infléchir à partir de 1985, tout en atteignant un palier de puissance supérieure, 1 450 MWe par réacteur.

On doit aussi mentionner ici le réacteur de Chooz A, premier réacteur à eau sous-pression en France, le réacteur EL4, prototype de réacteur à eau lourde et uranium naturel et le réacteur au sodium Superphénix, réacteurs dont l'exploitation a été abandonnée.

3. Bilan matières et bilan économique associés au parc actuel

3.1 Méthodologie

Afin d'évaluer les conséquences des choix du passé et les implications de différentes options pour l'avenir, on a cherché à décrire de la manière la plus directe possible le bilan matières et le bilan économique de chacune des options. On a choisi pour cela de rassembler les données du passé et de décrire des scénarios d'évolution possible à partir de la situation actuelle et des choix ouverts pour la gestion du parc nucléaire et du cycle du combustible. Cette description est faite avec une précision suffisante pour calculer, dans un premier temps, des flux annuels de matières. Ensuite, ces flux ont été utilisés pour évaluer, à partir des coûts unitaires fournis par les exploitants ou estimés lorsqu'aucune information n'était disponible, les flux économiques annuels associés.

Le choix des scénarios

Le choix de variables discriminantes pour les scénarios a été guidé par la volonté de dégager quelques options réalistes sans multiplier inutilement les images du futur. Nous avons ainsi distingué les scénarios selon deux critères dont l'impact sur le bilan matières et le bilan économique du parc actuel ainsi que sur le parc futur nous a paru particulièrement important :

- ***Le premier est la durée de vie.*** Un fonctionnement du parc sur plusieurs années supplémentaires accroît le bilan matières et joue sur le bilan

économique en augmentant la production et les dépenses de jouvence, selon un équilibre favorable ou défavorable. Le prolongement de la durée de vie du parc a surtout des conséquences sur l'ouverture des options pour le parc futur : plus la capacité existante est maintenue longtemps, plus le besoin de nouveaux réacteurs est repoussé dans le temps, ce qui favorise l'innovation technologique et donc la disponibilité de réacteurs alternatifs aux réacteurs à eau sous pression actuellement en place pour le remplacement du parc.

Nous avons retenu deux hypothèses principales de durée de vie moyenne du parc, 41 et 45 ans. Cette variation de 10 % peut paraître faible au regard des fourchettes généralement utilisées (de 30 ans de durée de vie, valeur minimale retenue, à 50 ou 60 ans, valeur envisagée à la conception des réacteurs par l'exploitant). En fait ces deux valeurs tiennent compte d'un vieillissement différencié des réacteurs (entre 35 et 45 ans pour 41 ans de moyenne, entre 35 et 50 pour 45 ans). La différence de quatre années rend compte de l'impact de ce paramètre sur le bilan matières et sur le bilan économique.

La durée de vie du parc nucléaire actuel

Deux éléments principaux conditionnent la durée de vie technique d'une centrale nucléaire, la cuve du réacteur et l'enceinte du bâtiment réacteur. Les autres équipements peuvent potentiellement être changés selon leur vieillissement, leur obsolescence ou les demandes des autorités de sûreté. Les dépenses induites sont alors considérées comme des dépenses de jouvence.

Les dispositions contenues dans les rapports définitifs de sûreté des réacteurs 900 et 1 300 MWe préconisent des durées d'irradiation maximale de 40 ans à 80 % de la puissance nominale dans les conditions initiales de chargement des combustibles, soit 32 ans à pleine puissance. Cette préconisation ne préjuge pas du résultat des examens périodiques ou des demandes spécifiques des autorités de sûreté. Une telle préconisation conduirait à une production brute cumulée du parc français de 18 250 TWh. Cette production cumulée est compatible avec la première hypothèse choisie d'une durée de vie de 41 ans pour le parc et avec une hypothèse d'amélioration continue du taux de production du parc (passant de 70 % en 2000 à 85 % en 2032).

Cependant, des paramètres sont susceptibles de faire évoluer positivement la durée de vie du parc, parmi lesquels :

- la mise en œuvre de plans de chargement de combustibles dit « faible fuite ». Il s'agit de diminuer le flux neutronique vu par la cuve et par conséquent, pour une même valeur de fluence maximale au niveau de la paroi interne de la cuve, d'augmenter la durée d'exploitation au-delà de 32 ans à pleine puissance. Ces nouveaux plans de chargement sont envisagés par l'exploitant dans le courant de cette décennie ;
- la possibilité d'effectuer un traitement thermique de la cuve du réacteur. Un tel traitement déjà réalisé sur 12 réacteurs de conception soviétique et sur des réacteurs de

- Pour la France : l'héritage du passé -

propulsion navale américaine, a fait l'objet d'un programme de R & D aux États-Unis sur les réacteurs REP.

L'hypothèse de croissance des taux de combustion des combustibles utilisés d'ici 2010 retenue dans nos divers scénarios, en accord avec les prévisions d'EDF et de Framatome, entraîne la fabrication de nouveaux combustibles. Ceux-ci, en permettant une diminution de la fluence arrivant sur la paroi interne de la cuve, entraînent un accroissement de la durée d'exploitation.

Compte tenu de la répartition de l'âge des réacteurs lors de la mise en œuvre de ces combustibles, on devrait obtenir une baisse de la fluence de 20 %. Ceci permettrait d'augmenter de 10 % la durée d'exploitation du réacteur et de la porter à 45 ans environ.

En retenant 45 ans de durée de vie moyenne, on garde en réserve une possibilité d'amélioration en supposant un traitement thermique de la cuve vers 35 ans. Ceci explique pourquoi certains exploitants nucléaires envisagent pour des réacteurs actuels, de technologie voisine de celle des réacteurs du parc nucléaire français, des durées de vie supérieures à 50 ans.

- ***Le second est la stratégie pour l'aval du cycle.*** Les nombreuses stratégies possibles peuvent être réparties en deux grandes options : le retraitement du combustible irradié avec une réutilisation des matières récupérées (en l'occurrence le plutonium) ou le cycle ouvert supposant l'entreposage puis le stockage direct du combustible irradié. Le choix entre ces deux options a des répercussions sur l'ensemble du cycle, depuis l'amont (économies de matières premières) jusqu'à la fin du cycle (bilan quantitatif et surtout qualitatif des déchets).

La stratégie actuelle retenue en France est celle du « retraitement-recyclage » pour le combustible UOX dans laquelle il y a un monorecyclage du plutonium sous la forme de combustible MOX. Toutefois, une partie du combustible UOX est, au moins provisoirement, gérée en cycle ouvert puisqu'il est entreposé sans être immédiatement retraité.

Les trois hypothèses que nous avons envisagées pour l'aval du cycle sont :

- le prolongement de la situation actuelle, avec le maintien du retraitement dans une proportion comprise entre 65 et 75 % du combustible UOX irradié, et l'utilisation de MOX dans 20 réacteurs environ (les 20 réacteurs du palier 900 MWe qui sont aujourd'hui autorisés à recevoir du MOX) ;
- l'extension du retraitement à l'ensemble du combustible UOX déchargé, ce qui correspond à l'utilisation de MOX dans 28 réacteurs (les 28 réacteurs du palier 900 MWe qui sont techniquement aptes à recevoir du MOX) ;

- la sortie du retraitement et le passage à une stratégie de cycle ouvert. Nous avons privilégié un scénario de désengagement progressif plutôt qu'un scénario de rupture brutale¹ qui se heurterait à de nombreux problèmes techniques (entreposage du combustible irradié), juridiques et sociaux. Ce scénario conduit à un arrêt du retraitement en 2010. L'utilisation de MOX y serait poursuivie au niveau actuel pendant encore quelques années (2 à 3) au-delà de 2010 pour épuiser le stock de plutonium séparé.

But et intérêt du retraitement²

Le retraitement consiste, d'une part à séparer les matières contenues dans le combustible usé ayant une valeur énergétique réelle ou potentielle, l'uranium et le plutonium, d'autre part, à conditionner les déchets ultimes, produits de fission et actinides mineurs, sous une forme apte à être stockée pendant des milliers d'années (par le procédé de vitrification, ces derniers produits sont incorporés par fusion à un verre dont la composition assure une rétention des produits radioactifs grâce à la combinaison chimique des constituants).

Le retraitement permet d'extraire le plutonium inclus dans le combustible usé avec un rendement supérieur à 99,8 %. Le plutonium est contenu dans le combustible usé dans une proportion d'environ 1 % ; en revanche, sa radiotoxicité représente encore près de 90 % de la radiotoxicité totale du combustible usé après 100 000 ans. Pour cette raison, il est souhaitable de réduire au maximum la quantité de plutonium qui devra être stockée définitivement. C'est notamment pour cette raison que le taux d'extraction du plutonium dans le combustible usé est aussi élevé et qu'il ne correspond donc pas à un optimum économique. Le résultat des actions engagées par la loi du 30 décembre 1991 sur les recherches sur la gestion des déchets à vie longue permettra de confirmer ce taux prudemment retenu aujourd'hui. Ce plutonium est actuellement recyclé sous forme de combustible MOX. Ce recyclage ralentit de manière significative la quantité de plutonium produite chaque année dans le parc nucléaire français. En effet, un réacteur dont le cœur est composé de 30 % d'assemblages MOX et de 70 % d'assemblages standard à l'oxyde d'uranium enrichi ne produit pas de plutonium alors qu'un réacteur composé de 100 % d'assemblages standard en produit environ 200 kg par an. Par ailleurs, le retraitement, comme toute activité industrielle, génère des déchets et des rejets.

Comme pour toute installation nucléaire, les rejets radioactifs liquides et gazeux des usines de retraitement sont soumis à des limites fixées par les autorités de sûreté et de

(1) On avait envisagé, avant de l'écarter, un scénario de sortie du retraitement en 2001, date prévue pour le renouvellement des contrats de retraitement entre EDF et COGEMA.

(2) Extraits de « L'Energie nucléaire en 110 questions » DGEMP.

- Pour la France : l'héritage du passé -

radioprotection. Les limites autorisées ne constituent pas toutefois des seuils au-delà desquels il existe un danger pour la santé. L'environnement du site de la Hague fait l'objet d'une surveillance particulière de l'autorité de radioprotection. Les contrôles et les études réalisés autour du site de la Hague n'ont pas permis de mettre en évidence d'impact sanitaire.

Les opérations de retraitement génèrent également des déchets solides : en exploitation, la quantité de déchets à vie longue générés par les opérations de retraitement réalisées par COGEMA est aujourd'hui en volume d'environ 1 m³ par tonne de combustible retraité, alors que le stockage direct générerait 2 m³ de déchets par tonne de combustible usé. L'objectif de COGEMA est d'atteindre en l'an 2000 un volume de déchets à vie longue de 0,3 à 0,5 m³ par tonne de combustible retraité. Enfin, le démantèlement des installations de retraitement générera des volumes importants de déchets radioactifs ; la majeure partie de ces déchets sera très faiblement radioactive ; en tout état de cause, la radioactivité totale de ces déchets sera très inférieure à la radioactivité des déchets qui auraient été stockés dans le cas d'un stockage direct du combustible usé. Un stockage définitif de ces déchets très faiblement actifs (TFA) dont la conception serait proche de celle d'une décharge classique, mais qui serait spécifique à ce type de déchets, est en cours d'étude.

On obtient en croisant ces différentes hypothèses les six scénarios suivants :

	Durée de vie moyenne 41 ans	Durée de vie moyenne 45 ans
Arrêt du retraitement en 2010	S1	S4
Retraitement partiel 20 tranches MOX	S2	S5
Retraitement 100 % 28 tranches MOX	S3	S6

En dehors de ces scénarios, on trouvera en annexe un septième scénario, bâti sur l'hypothèse d'écarter d'une absence complète de retraitement (sans investissement de l'usine de retraitement de la Hague ni fabrication de MOX). Ce scénario permet de mieux cerner les différences entre les bilans avec et sans retraitement.

Quelques hypothèses sont communes à l'ensemble des scénarios pour le parc nucléaire actuel comme le non-retraitement du MOX, le non-recyclage de l'URT¹ ou les délais de mise en place du stockage profond, cette solution étant

(1) URT : l'uranium appauvri issu du retraitement de l'UOX.

- Pour la France : l'héritage du passé -

retenue dans tous les scénarios pour l'évacuation des déchets moyennement et hautement radioactifs à vie longue.

Quelques hypothèses supplémentaires ont été retenues :

- sur la performance des combustibles : on suppose une amélioration des taux de combustion, que ce soit pour l'UOX ou pour le MOX jusqu'à un plafond de 55 GWj/t pour l'UOX et de 49 GWj/t pour le MOX en valeurs moyennes. À titre de comparaison, les valeurs maximales autorisées sont actuellement de 52 GWj/t pour l'UOX et de 41 GWj/t pour le MOX ;
- sur la performance du parc : celui-ci souffre aujourd'hui d'un handicap lié à la surcapacité électrique existant en France. Le coefficient de production (Kp) du parc nucléaire est faible par rapport aux coefficients atteints par les parcs nucléaires des autres pays. On suppose ici la résorption progressive de la surcapacité, ce qui permet une évolution favorable du Kp passant de 70 % aujourd'hui à 85 % vers 2030 ;
- sur le recyclage de l'uranium de retraitement (URT) : on choisit d'entreposer l'URT en attendant que des conditions économiques plus favorables permettent éventuellement son recyclage ;
- l'uranium appauvri est converti, à sa sortie de Eurodif en U₃O₈ et entreposé pour longue durée à Bessines (une capacité d'entreposage de 200 000 tonnes y est opérationnelle depuis 1998) ;
- concernant la procédure d'arrêt des installations nucléaires du cycle, en dehors des scénarios S1 et S4 qui retiennent un arrêt du retraitement (en 2010) et un arrêt du recyclage (en 2012-2013), on suppose qu'on ne peut pas conserver un outil industriel complet (retraitement + recyclage) dès lors que les besoins annuels en retraitement tombent en dessous de 500 tonnes et/ou que les besoins annuels en MOX passent en dessous de 50 tonnes. Il est clair sur ce point qu'aucune décision de fermeture ne pourra cependant être prise en ne tenant compte que du parc actuel sans considérer le parc futur ;
- sur le démantèlement des installations nucléaires, on retient un démantèlement immédiat pour les installations nucléaires du cycle du combustible alors qu'on retient le démantèlement en deux étapes pour les

- Pour la France : l'héritage du passé -

réacteurs nucléaires (la variante démantèlement en une seule étape ayant été chiffrée).

Le bilan matières du parc (amont et aval du cycle)

Il a pour objectif d'explicitier l'évolution des flux physiques concernant la production d'électricité, le cycle du combustible et la production de déchets associés au parc sur l'ensemble de son existence, sachant que nous appelons ici déchets nucléaires « ce que l'on abandonne à l'issue du cycle nucléaire, abandon qui peut être transitoire car il dépend des conditions technico-économiques du moment ». Le bilan matières prend en compte :

- **en amont**, les éléments nécessaires à la fabrication du combustible chargé, notamment :
 - l'uranium naturel (U_3O_8) ;
 - les besoins en conversion (de U_3O_8 vers UF_6) ;
 - les besoins en enrichissement, exprimés en unités de travail de séparation (UTS) ;
 - les besoins en fabrication d'assemblages UOX
- **en aval**, les éléments résultant du traitement du combustible déchargé, en les distinguant selon leur durée de vie et leur niveau d'activité, à savoir :
 - les combustibles UOX retraités et les matières énergétiques séparées au cours de ce retraitement, c'est-à-dire l'uranium de retraitement (URT) et surtout le plutonium ;
 - les besoins en fabrication d'assemblages MOX ;
 - l'uranium appauvri issu de l'enrichissement qui est converti, soit pour une utilisation dans le MOX, soit pour un entreposage longue durée ;
 - les combustibles UOX et MOX irradiés non retraités ;
 - les déchets B issus de l'exploitation des réacteurs et les déchets B issus du retraitement ;
 - les déchets C (déchets vitrifiés) issus du retraitement.

La classification des déchets radioactifs reprise dans notre rapport

Deux critères principaux sont pris en compte pour la classification des déchets en vue de leur gestion :

- Pour la France : l'héritage du passé -

- d'une part leur durée de vie, calculée à partir de la période des produits radioactifs que contient le colis et qui permet de définir la durée de la nuisance potentielle des déchets. Les déchets sont en général classés à vie courte ou à vie longue selon que leur « période » est inférieure ou supérieure à 30 années¹ ;
- d'autre part leur niveau d'activité, c'est-à-dire l'intensité du rayonnement produit par le colis. C'est ce facteur qui détermine l'importance des protections nécessaires dans la définition du stockage. On distingue, en fonction de seuils pour leur activité (alpha d'une part, bêta et gamma d'autre part), des déchets de très faible activité (ou TFA), de déchets de faible, de moyenne ou de haute activité.

En croisant ces deux critères on obtient huit catégories de déchets dont les principales – celles qui correspondent aux quantités les plus importantes de déchets produits par l'industrie nucléaire – sont, après regroupement :

- les résidus miniers. Il s'agit des matériaux produits en grandes quantités par l'extraction du minerai d'uranium ;
- les déchets TFA. Ils proviennent essentiellement du démantèlement des installations nucléaires. Il s'agit notamment des matériaux de construction utilisés dans les zones potentiellement contaminées dans la phase active de l'installation (ferrailles, gravats...). Leur radioactivité n'est que de l'ordre de quelques becquerels par gramme, mais ils posent un problème de stockage spécifique du fait de leurs très importants volumes ;
- les déchets de faible et de moyenne activité à vie courte (déchets A). Ils se caractérisent par une activité due principalement à des rayonnements bêta et gamma. Les réacteurs nucléaires, les usines de traitement de combustibles irradiés, les centres de recherche nucléaire notamment produisent en exploitation des déchets de cette catégorie : il s'agit essentiellement de déchets de fabrication, d'équipements et de matériaux usagés, et également de produits résultant du traitement des effluents liquides et gazeux des installations nucléaires ;

(1) L'existence d'une telle « période » est liée à une propriété fondamentale de la décroissance de la radioactivité : la période des déchets désigne le temps nécessaire à la diminution de moitié de leur radioactivité. Elle dépend des radionucléides présents dans le colis déchets : chacun d'entre eux possède une période, ou durée de vie, caractéristique et fixe, pendant laquelle sa quantité, quelle qu'elle soit, diminue de moitié. La période des radionucléides peut varier d'un temps inférieur à la seconde à des durées supérieures au milliard d'années.

- Pour la France : l'héritage du passé -

- les déchets de moyenne activité à vie longue (déchets B). Ils contiennent notamment une quantité significative d'émetteurs de rayonnements alpha et ont une puissance thermique faible. Ils proviennent principalement de l'entretien et du fonctionnement des installations de retraitement. Ces déchets, du fait de leur durée de vie très importante, nécessitent la mise en œuvre de solutions de stockage à très long terme ;
- les déchets de haute activité à vie courte ou à vie longue (déchets C). Ils contiennent des émetteurs de rayonnements alpha en grandes quantités et sont caractérisés par une puissance thermique importante. On y trouve généralement un mélange d'éléments radioactifs à période courte hautement radioactifs et des éléments peu ou moyennement radioactifs à période longue. Il s'agit essentiellement des déchets contenant les produits de fission et d'activation (plutonium et actinides mineurs) contenus dans les combustibles irradiés – produits qui sont éventuellement récupérés au cours des opérations de retraitement de ces combustibles. La gestion de ces déchets pose également des problèmes de durée d'entreposage, et fait l'objet en même temps que la catégorie précédente de recherches encadrées par la loi sur la gestion des déchets du 30 décembre 1991 ¹ ;
- les combustibles irradiés non retraités : il peut s'agir de l'UOX irradié dans le cas où l'on n'envisage pas son retraitement ou du MOX irradié. Ces combustibles irradiés contiennent des produits à haute activité et à longue durée de vie (plutonium, actinides mineurs, produits de fission). Ils nécessitent un entreposage de longue durée (50 ans pour l'UOX, 150 ans pour le MOX) de façon à ce que leur dégagement thermique devienne compatible avec un éventuel stockage définitif.

En présentant ce bilan matières, on cherche en particulier à comparer entre les scénarios le bilan final en plutonium (plus l'américium existant qui se forme continuellement dans le plutonium à partir de son isotope 241). Le bilan en plutonium présente un intérêt spécifique dans la mesure où les efforts de recherche et les développements industriels français pour la gestion de l'aval du cycle sont fondés, au départ, sur un refus de laisser du plutonium dans le stockage final (à cause de sa durée de vie, de sa radiotoxicité dominante par rapport aux autres produits radioactifs stockés et/ou de son important potentiel énergétique). Ainsi, l'impact sur le bilan en plutonium est classiquement

(1) Voir à la fin du glossaire les principaux éléments de cette loi.

présenté comme un des principaux avantages ¹ de la stratégie de « retraitement-recyclage » sur la stratégie de stockage direct.

Ce bilan matières résulte de l'interaction de nombreux paramètres en perpétuelle évolution. Ces paramètres touchent principalement :

- à des choix sur la gestion du cycle du combustible jouant en amont sur la qualité du combustible (matières utilisées et taux d'enrichissement par exemple) et en aval sur la répartition des matières (retraitement-recyclage ou stockage direct, caractéristiques des déchets) ;
- aux caractéristiques des procédés industriels mis en œuvre (taux de rebut, volume de déchets rapporté à l'unité de production, rendement des chaudières des réacteurs, etc.) ;
- à la qualité de l'exploitation du parc, que cette qualité s'applique au combustible (taux de combustion, gestion du cycle de combustion), ou aux réacteurs (disponibilité, programmation des arrêts) ;
- à la gestion de la dimension temporelle du cycle du combustible (délai de refroidissement notamment entre les différentes étapes du cycle, y compris avant les étapes de fin de cycle) et à la gestion du parc (durée de vie des centrales, démantèlement immédiat ou différé).

À partir des paramètres associés à différentes évolutions possibles du parc, on calcule les bilans matières correspondants.

Les bilans économiques

Ils sont préparés à partir de ces bilans matières. On s'appuie pour les calculer ou en vérifier la cohérence sur les informations dont on dispose sur les coûts unitaires de production, d'exploitation, d'entreposage, de stockage, etc. On évalue ainsi, à partir des flux physiques annuels, les flux économiques correspondants aux échanges nécessaires de matières et de services.

L'exercice a été découpé en deux périodes :

- ***le passé (1977 – 1999)***, l'année 1977 correspondant à la mise en service des premières unités du programme de réacteurs à eau sous pression (REP) ².

(1) Voir dans le chapitre 2 l'encadré sur les avantages respectifs du retraitement et du stockage direct.

(2) A l'exception du prototype REP Chooz A mis en service en 1967.

- Pour la France : l'héritage du passé -

Sur cette période, nous avons pu établir un bilan des flux matières en utilisant des données réelles correspondant à l'historique du parc et du cycle du combustible ; le bilan obtenu présente donc une estimation assez fine du bilan réel du passé, sans toutefois en être le reflet exact. En particulier, les variations de certains paramètres ont pu être lissées, tandis que certaines opérations marginales n'ont pas été intégrées. De même, nous avons pu reconstituer pour cette période les chroniques des dépenses associées au développement du parc. Cette chronique des dépenses par poste a permis d'établir un bilan économique global du coût du parc actuel pour la période allant de son lancement à aujourd'hui.

- *pour la période allant d'aujourd'hui à la fin de vie des réacteurs actuels*, nous avons cherché à calculer le bilan matières pour les six scénarios décrits précédemment. Si seules deux variables sont discriminées dans la définition des scénarios, les autres paramètres n'ont pas été figés pour autant : les scénarios prévoient leur évolution, par exemple l'augmentation progressive du coefficient de production ou des taux de combustion, mais celle-ci est identique dans tous les scénarios.

Pour réaliser la simulation des coûts associés au parc actuel dans différents scénarios pour la période future, nous avons reconstitué la chronique des dépenses annuelles par poste à partir des indications fournies, autant que possible par les exploitants eux-mêmes, sur les coûts unitaires de différents services ou matériaux.

3.2 Critique des hypothèses retenues

Les hypothèses que l'on a retenues sur le taux de combustion ou le coefficient de production sont entachées d'incertitudes. Elles traduisent des améliorations dont la réalisation n'est pas assurée. Si les objectifs d'amélioration n'étaient pas atteints, les bilans matières pourraient être alourdis ainsi que les bilans économiques correspondants :

- *concernant l'évolution du coefficient de production*, on a étudié l'influence d'une variation plus rapide ou plus lente conduisant dans le premier cas à un coefficient de production de 85 % en 2020 (au lieu de 2030) et dans le deuxième cas à un coefficient de production de 81 % à la fin de vie du parc actuel. Pour le scénario S6 par exemple, ces nouvelles hypothèses pour le Kp donneraient un intervalle pour la production cumulée d'ici 2050 de 6,3 % (- 4 % à + 2,3 % de part et d'autre de la situation de référence). En

fait, l'évolution du coefficient de production va dépendre principalement du temps nécessaire à EDF pour résorber sa surcapacité de production pour les besoins en base (le parc étant dimensionné pour la puissance maximale à fournir), ce qui dépendra fortement de l'évolution du secteur électrique ¹ en Europe ;

- *concernant l'évolution des taux de combustion*, l'enjeu principal porte sur la possibilité pour les assemblages MOX d'atteindre les valeurs envisagées. Cet enjeu apparaît essentiellement dans les scénarios S2, S3, S5 et S6 pour le MOX lorsqu'on suppose que le taux de combustion passe à 49 GWj/t. Cela est, selon EDF, une condition économique nécessaire à l'utilisation durable du MOX. Dans le cas des assemblages UOX, les valeurs proposées sont déjà atteintes chez d'autres exploitants nucléaires.

Les autres hypothèses sont elles aussi globalement favorables (même si, ponctuellement, on a introduit quelques hypothèses pénalisantes). En effet, tous les scénarios sont bâtis sur une gestion optimale du parc et du cycle (pour une stratégie donnée), sans à-coups ni problèmes industriels. Par exemple, on arrête la Hague quand les besoins en retraitement tombent sous un certain palier où l'exploitation n'est plus rentable ; on augmente sans problème les taux de combustion ; on dimensionne exactement les nouvelles installations d'entreposage ; on réussit à compacter les déchets B et à tous les conditionner sous une forme adéquate ; les rebuts de fabrication du MOX sont intégralement recyclés ; les délais optimaux de refroidissement, d'entreposage entre les étapes sont toujours respectés (et non rallongés) ; etc. On voit à travers ces exemples que nos projections peuvent paraître optimistes au regard de l'expérience de la période 1977-1999, mais on bénéficie du retour d'expérience des installations, qui pour la plupart existent et fonctionnent.

L'influence sur le bilan matières est évidente. Par exemple, on a réglé les scénarios pour qu'il n'y ait pas au final de stock de Pu séparé. De la même manière, les hypothèses sur les coûts sont pour certaines d'entre elles optimistes : par exemple le coût du retraitement est donné pour une utilisation des usines de la Hague à pleine capacité.

(1) En particulier on peut imaginer une organisation électrique dans laquelle on optimiserait l'utilisation du parc électrique au niveau européen. Les opérateurs s'organiseraient par exemple à l'aide de « swaps » pour que le nucléaire soit utilisé en base, ceci permettant une évolution favorable du coefficient de production dans les réacteurs nucléaires.

- Pour la France : l'héritage du passé -

3.3 Les bilans matières associés aux scénarios

Nous avons calculé les bilans matières année par année correspondant à chacun des scénarios retenus. S'agissant des « déchets », ceux-ci comprennent en plus des déchets ultimes (B et C), l'ensemble des combustibles irradiés en attente d'une éventuelle décision de recyclage les concernant.

Pour la fin du cycle, on suppose que :

- les différents combustibles irradiés pourront, soit faire l'objet d'un post traitement pour récupérer les matières valorisables uranium et plutonium, soit d'un stockage définitif après conditionnement ;
- les déchets B issus de l'exploitation des réacteurs ainsi que les déchets B issus des opérations de retraitement seront entreposés et conditionnés avant leur stockage définitif ;
- les déchets C sont conditionnés au sein de matrices de verres et contiennent essentiellement des produits de fission et des actinides mineurs (actinides hors uranium et plutonium).

On suppose enfin qu'un centre de stockage pour les déchets très faiblement actifs (TFA) sera disponible d'ici 2005-2010, qu'un centre de stockage définitif sera en place pour les déchets B d'ici 2020 et qu'une solution définitive sera mise en œuvre pour les déchets C d'ici 2040-2050.

Les installations nécessaires à l'entreposage et éventuellement au stockage définitif des combustibles irradiés seront envisagées en fonction de chacun des scénarios. Le choix de la solution devra intégrer l'usage que l'on entend faire du plutonium contenu dans les combustibles irradiés. À long terme, après l'épuisement des ressources fissiles conventionnelles, le recours au plutonium pourrait se justifier. Le problème de la réversibilité de cette solution définitive se posera alors. L'intérêt de la réversibilité est d'ailleurs beaucoup plus large et peut être évoqué en particulier comme une possibilité d'intervenir en cas de problème majeur (la récupération des éléments stockés en cas d'importante intrusion d'eau en est un exemple) ou comme une possibilité de récupérer les matières, non pas forcément pour les valoriser mais pour les éliminer si on trouvait des solutions pour la transmutation-incinération.

Bilans matières en 2050 des différents scénarios

	Durée de vie moyenne					
	41 ans			45 ans		
Production électrique en TWh	18 111			20 238		
Besoins	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium naturel en kt	415	407	398	460	447	437
Enrichissement en MUTS	297	290	284	330	321	313
Fabrication UOX en kt	52	51	50	56	55	54
Fabrication MOX en kt	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Retraitement UOX en kt	15,0	22,4	31,1	15,0	26,2	36,1
Besoins d'entreposage des combustibles irradiés en kt	25-30	15-30	5-20	30-45	20-35	10-25
Entreposage/stockage	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Uranium appauvri en kt	361	353	344	401	389	379
URT des REP en kt	14,3	21,4	29,5	14,3	24,8	34,1
Combustibles UOX en kt	36,2	28,0	18,4	41,0	28,6	17,6
Combustible MOX en kt	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8
Stock Pu+Am non séparé en t	542	512	476	602	555	514
Déchets B en m ³ (retraitement)	11 786	13 811	16 564	11 786	14 825	18 091
Déchets B en m ³ (exploitation)	20 000					
Déchets C en m ³ (verres)	1 600	2 695	3 974	1 601	3 325	4 808

Source : groupe de travail « Le parc nucléaire actuel »

À partir des bilans annuels, les bilans matières cumulés jusqu'en 2050 pour chacun des scénarios permettent de tirer un certain nombre d'enseignements.

Pour l'amont d'abord

Le bilan matières donne des éléments sur les besoins en uranium, en unités d'enrichissement et en combustibles UOX. On constate que la différenciation des scénarios n'a pas de conséquences majeures sur l'amont du cycle du combustible nucléaire. Les besoins cumulés en uranium naturel varient de 5 % entre les scénarios arrêt du retraitement en 2010 et les scénarios 28 tranches moxées.

La période 2020-2030 devrait correspondre à l'arrêt de l'usine d'enrichissement actuelle d'Eurodif : si c'est 2020, le parc nucléaire actuel aura des besoins supplémentaires de 57 à 92 MUTS (6 à 9 années de production maximale d'Eurodif) ; si c'est 2030, les besoins supplémentaires seraient compris entre 15 et 32 MUTS (2 à 3 années de production maximale d'Eurodif). Dix ans avant

- Pour la France : l'héritage du passé -

l'arrêt d'Eurodif, il y aura donc des décisions à prendre en termes de choix de technologie d'enrichissement à retenir ou d'appel au marché international pour acheter des UTS¹ – mais ces décisions dépendront aussi des besoins du parc futur.

Concernant la *capacité de fabrication des combustibles*, les besoins annuels d'UOX restent supérieurs à 800 tonnes jusqu'aux alentours de 2025. Sous réserve d'un bon vieillissement des usines de fabrication de combustible nucléaire exploitées par la société franco-belge de fabrication de combustible FBFC (Romans, Dessel) leur remplacement n'est pas à prévoir d'ici cette date ; quant au MOX, les usines de Melox et de Dessel ont une capacité suffisante, sauf dans le scénario S6 (45 ans et 28 tranches moxées) où il serait nécessaire d'accroître la capacité de fabrication de l'usine Melox en combustibles MOX pour les REP. À l'inverse, les scénarios S1 et S4 supposent la fermeture anticipée de Melox après 2010.

Pour l'aval ensuite

C'est sur l'aval du cycle que les possibilités de choix sont les plus ouvertes. C'est à la fois là que les possibilités de bifurcation sont les plus tangibles mais aussi que les incertitudes physiques et économiques sont les plus fortes. Les options d'aval du cycle (retraitement + MOX ou cycle ouvert) ont des conséquences diversifiées sur la nature et les quantités de déchets à entreposer et à stocker.

Depuis plusieurs années, EDF s'est engagée dans la voie du retraitement de son combustible irradié, mais pour éviter de constituer des stocks de plutonium séparé sans emploi, l'entreprise n'y a recours que s'il existe des débouchés pour le plutonium qui en est issu.

Le bilan matières donne pour chacun des scénarios des éléments sur les besoins en MOX², sur le cumul des déchets (en quantité et en qualité), sur les besoins en capacité d'entreposage des combustibles irradiés, des autres matières

(1) Dans les deux cas lorsqu'on préparera les bilans économiques, on ne tiendra pas compte de l'investissement initial de l'usine d'enrichissement, celui-ci étant inclus dans le prix de l'UTS.

(2) On peut rappeler que l'utilisation du MOX permet de réduire les besoins en combustibles car s'il faut retraiter six assemblages d'UOX pour obtenir le Pu nécessaire à la fabrication d'un assemblage MOX, ensuite cet assemblage MOX peut remplacer un assemblage UOX dans un réacteur moxé (jusqu'à 30 % de MOX).

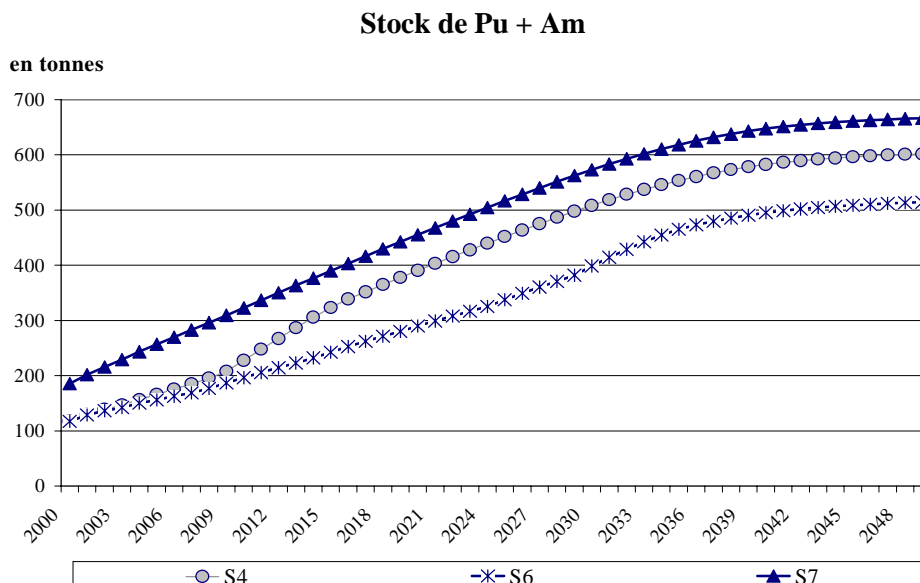
recyclables, sur les besoins en retraitement recyclage et sur les conditions de stockage définitif de certains déchets. Les besoins cumulés en MOX sont fortement différenciés entre les scénarios (de 2 kt dans S4 à 4,8 dans S6). Nous nous intéresserons ici particulièrement aux déchets directement liés à la gestion de l'aval du cycle combustible : il s'agit des déchets B (moyennement radioactifs à vie longue) et C (hautement radioactifs à vie longue) issus du retraitement de combustibles UOX et, dans la mesure où ils ne sont pas retraités immédiatement, des combustibles irradiés UOX et MOX. Les autres déchets de l'industrie nucléaire (déchets TFA, déchets A, déchets B issus de l'exploitation) présentent à peu près les mêmes bilans dans les différents scénarios d'aval du cycle.

Plutonium + américium contenus dans les combustibles irradiés non retraités

En ce qui concerne le stock de plutonium et d'américium non séparé contenu dans les combustibles irradiés entreposés, les écarts entre les différents scénarios sont relativement faibles. Ce stock culminerait à 602 tonnes dans S4 (45 ans de durée de vie et arrêt du retraitement en 2010)¹, à comparer aux 514 obtenus dans S6 (45 ans de durée de vie et 28 tranches moxées). Le scénario S6 permet donc une diminution du stock de Pu + américium non séparé de l'ordre de 15 %, comme le montre le graphique suivant.

(1) Il aurait atteint 667 tonnes dans l'hypothèse d'école S7, scénario dans lequel il n'y aurait eu aucun retraitement au cours de la vie du parc actuel. Voir en annexe une présentation du scénario S7.

- Pour la France : l'héritage du passé -



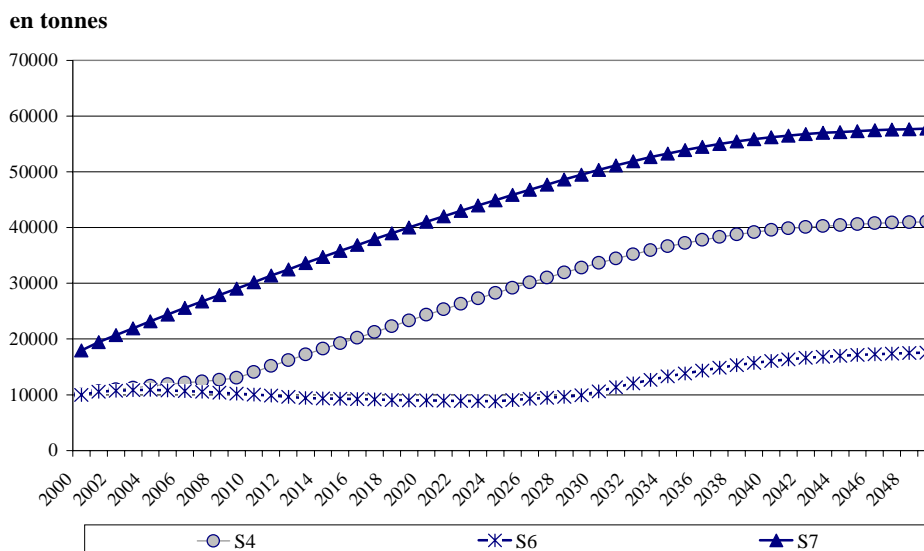
Source : groupe du cycle nucléaire

Mais cette faible différence masque une diversité importante de la nature et de la quantité des combustibles irradiés à entreposer et à stocker dans chacun des scénarios (cf. les 2 graphiques suivants).

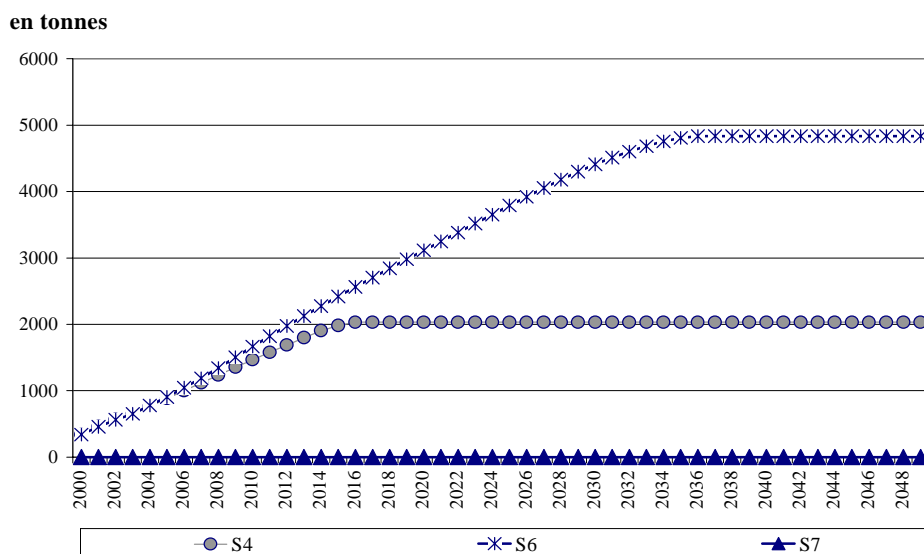
Ainsi, dans le scénario S4, celui de l'arrêt du retraitement, il serait par exemple nécessaire d'entreposer 41 000 tonnes de UOX alors que, dans le scénario S6, il suffit d'en entreposer un tiers environ (17 600 tonnes).

Par contre dans S4 il ne serait nécessaire d'entreposer que 2 000 tonnes de MOX irradié contre 2,4 fois plus (4 800 tonnes) dans le scénario S6.

Stock d'UOX irradié entreposé



Stock de MOX irradié entreposé



Source : groupe du cycle nucléaire

On assiste en fait entre les scénarios à des phénomènes de transfert, s'opérant d'une catégorie à l'autre de déchets. Cela rend difficile la comparaison des différentes stratégies.

- Pour la France : l'héritage du passé -

Entre les scénarios, poursuite ou arrêt du retraitement, on peut cependant constater une faible diminution du cumul en masse de plutonium ou d'uranium, une faible diminution du cumul en dégagement thermique et une forte diminution du cumul en volume (ou en tonnage total) de déchets hautement radioactifs à vie longue.

On assiste donc à un transfert : le retraitement plus le recyclage du plutonium dans le MOX concentre l'activité et le dégagement thermique dans un moindre volume ; en revanche, il entraîne des temps de refroidissement des combustibles MOX notablement plus longs avant le stockage définitif.

Déchets B et déchets C

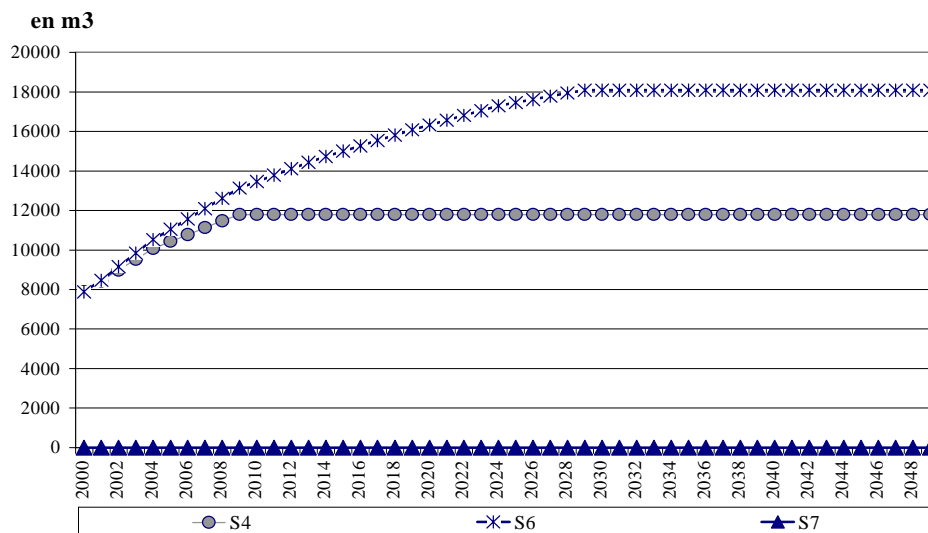
Là encore, les situations finales sont tout à fait différentes.

Déchets B

Comme le montrent les bilans matières, le volume de **déchets B** produit lors de l'exploitation des réacteurs (20 000 m³ d'ici la fin de vie du parc actuel y compris le parc ancien) est le même dans tous les scénarios. Une ouverture du centre de stockage vers 2020 permettrait d'évacuer ces déchets au moment de l'arrêt définitif des premiers réacteurs sans avoir besoin d'une capacité d'entreposage intermédiaire.

Quant aux déchets B produits lors des opérations de retraitement, ils évoluent, comme l'illustre le graphique suivant, de 11 800 m³ dans le scénario S4 (arrêt du retraitement en 2010) à 18 000 m³ dans le scénario S6 sous réserve que l'installation de compactage dont le démarrage est envisagé en 2000, ait bien les performances prévues.

Stock de déchets B (hors déchets B issus des réacteurs)



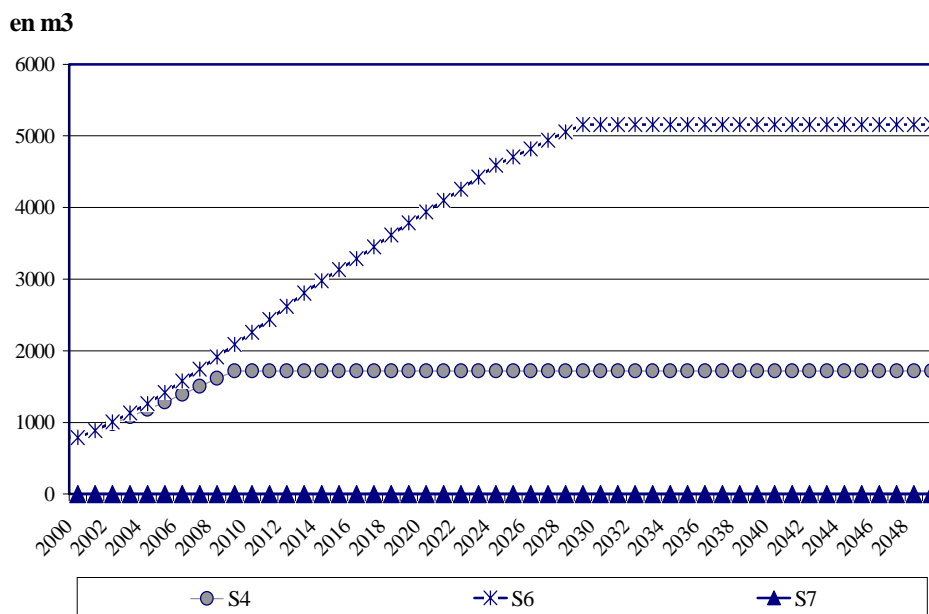
Déchets C

Les déchets C proviennent des opérations de vitrification des solutions de produits de fission et d'actinides mineurs issues des opérations de retraitement : ils sont conditionnés immédiatement en conteneurs.

Leur volume cumulé pour le parc actuel culmine à 4 800 m³ dans le scénario S6, contre trois fois moins (1 600 m³) dans le scénario S4 (voir graphique suivant).

- Pour la France : l'héritage du passé -

Stocks de déchets C



Uranium appauvri et uranium de retraitement

L'uranium appauvri est le résidu de l'uranium naturel à l'issue de son enrichissement. L'uranium appauvri contient encore environ un tiers de la teneur naturelle en uranium 235. Il est donc susceptible à long terme de constituer une ressource d'uranium 235 à faible teneur.

Le stock d'uranium appauvri évolue faiblement au même rythme que les besoins d'uranium naturel des différents scénarios. Il passe de 400 000 tonnes (S4) à 380 000 tonnes (S6) d'ici 2050.

L'uranium de retraitement qui provient des opérations de retraitement de l'UOX irradié une première fois dans les réacteurs, a des propriétés analogues à celles d'un minerai d'uranium et peut donc (sous certaines conditions ¹) constituer une ressource de combustible pour les REP du parc. Son stock, contrairement au précédent, évolue fortement, passant de 14 000 tonnes dans le scénario S4 à

(1) Il nécessite en particulier un enrichissement légèrement supérieur pour compenser la présence d'isotopes autres que les isotopes 235 et 238 de l'uranium.

34 000 tonnes dans le scénario S6. Il faut noter que ces estimations sont légèrement biaisées par notre hypothèse de non recyclage de l'URT. Actuellement, 2 réacteurs 900 MWe recyclent de l'uranium de retraitement enrichi, EDF envisageant de limiter le recyclage à un seul réacteur. On peut estimer que 5 000 à 8 000 tonnes d'URT pourraient faire l'objet d'un recyclage, diminuant d'autant les besoins en capacité d'entreposage. On peut noter que cette quantité ne représente que 2 % des besoins totaux en uranium naturel, d'où une faible influence sur l'exactitude des bilans matières. Le recyclage de l'URT nécessite toutefois de disposer d'installations d'enrichissement spécifiques, autres que celles d'Eurodif : l'opération d'enrichissement de l'URT ne peut ainsi être réalisée que dans les pays disposant de la technique d'enrichissement par ultracentrifugation (Russie, Allemagne, Pays-Bas, Angleterre, Japon) et acceptant l'uranium de retraitement.

Besoins en capacités d'entreposage

La production des REP a entraîné à ce jour le déchargement de près de 17 000 tonnes d'UOX irradié auxquelles se rajoutent 214 tonnes de MOX irradié. Sur ces 17 000 tonnes d'UOX déchargés, 41,5 % (soit environ 7 000 tonnes) ont été retraitées, le reste étant entreposé. Le retraitement de ces 7 000 tonnes a entraîné la récupération d'environ 49 tonnes de plutonium. Le stock de plutonium séparé d'EDF varie entre 12 et 14 tonnes, ce qui est cohérent avec un délai de mise en œuvre de 2 ans entre la séparation du plutonium et son utilisation pour la fabrication du MOX. Reste le plutonium contenu dans le combustible irradié entreposé (UOX et MOX) dont le stock représente près de 120 tonnes¹.

Quant à l'uranium appauvri, près de 124 ktonnes sont entreposés aujourd'hui entre Pierrelatte (capacité supérieure à 200 kt) et Bessines (capacité de 200 kt).

Actuellement, *les capacités d'entreposage des combustibles irradiés* se situent dans les réacteurs eux-mêmes et dans les usines de retraitement (les piscines d'entreposage de La Hague ont ainsi une capacité de 14 400 tonnes avec une extension en préparation à 18 000 tonnes).

(1) Outre le stock de plutonium irradié non séparé, les stocks de plutonium non irradié détenus en France s'élevaient au 31/12/98 à 75,9 tonnes, dont 35,6 tonnes de plutonium étranger (déclaration de la DGEMP à l'AIEA). Ces quantités prennent en compte non seulement les stocks de plutonium séparé entreposés à La Hague ou les volants des usines de fabrication de MOX, mais aussi les quantités accumulées par exemple dans les rebuts MOX ou dans le cœur non irradié de Superphénix.

- Pour la France : l'héritage du passé -

En cas d'arrêt du retraitement en 2010 et en supposant qu'il soit possible de conserver les piscines d'entreposage de La Hague indépendamment du reste de l'usine, les nouvelles capacités à construire atteindraient un maximum de 30 000 tonnes dans S4 (20 000 dans S5 et 10 000 dans S6). Si l'on était obligé de fermer les piscines de La Hague, il faudrait construire une capacité supplémentaire de l'ordre de 15 000 tonnes.

La construction des nouvelles capacités ne démarrerait qu'entre 2010 et 2020, sauf dans S1 et S4 si les capacités de la Hague ne pouvaient être sauvegardées ; dans ce cas, c'est une nouvelle capacité de 10 000 tonnes qui devrait être construite dès la décennie 2000-2010. Ces résultats illustrent l'intérêt de maintenir actives les capacités d'entreposage de la Hague.

S'agissant des *autres matières recyclables*, l'essentiel concerne *l'uranium appauvri* et *l'uranium issu du retraitement* : ils sont aujourd'hui tous deux entreposés sur le site de Pierrelatte (ou à Bessines dans le cas de l'uranium appauvri). Une attention particulière doit être portée à l'uranium appauvri issu des opérations d'enrichissement de l'uranium, dont le stock s'élèverait en 2050 à 370 ktonnes plus ou moins 30 ktonnes selon les scénarios. Celui-ci peut être assimilé à une réserve non conventionnelle d'énergie fissile car, à très long terme, ce stock pourrait être utilisé par exemple dans des réacteurs à neutrons rapides (un RNR de 1 GWe consomme une tonne nette d'uranium appauvri par an). Toutefois, cette utilisation n'est pas certaine et l'uranium appauvri pourrait être considéré, le cas échéant, comme un déchet. D'ici que son statut soit tranché, il doit être entreposé dans des conditions respectueuses de la protection des personnes et de l'environnement. C'est pour cette raison qu'une installation dédiée à l'entreposage de l'uranium appauvri a été mise en place à Bessines.

Besoins ¹ en capacité de retraitement

Le site de la Hague comprend deux usines de retraitement d'une capacité ² nominale unitaire de 800 tonnes par an.

(1) On rappelle que ces besoins concernent le parc actuel et ne prennent pas en compte les besoins éventuels du parc futur.

(2) La capacité réelle de chacune des usines est aujourd'hui de 850 tonnes par an. Cette capacité est susceptible d'être portée à 1 000 tonnes par an par usine, le plafond du site restant à 1 700 tonnes par an. Cette demande de Cogema a fait l'objet d'une procédure d'enquête publique qui s'est déroulée au cours du premier semestre 2000. Les conclusions du commissaire enquêteur ne sont pas encore connues.

Comment se situe cette capacité par rapport aux besoins ? Pour connaître les besoins, il faut rappeler que le volume retraité dépend directement de la possibilité de recycler le plutonium sous forme de combustible MOX et que le stock de plutonium séparé sera totalement utilisé avant l'arrêt du recyclage. Aujourd'hui, EDF a un contrat de retraitement en cours avec la Cogema portant sur 8 000 tonnes. Celui-ci court jusque dans le courant de l'année 2001 et devrait être renouvelé pour répondre aux besoins de EDF pour son parc existant. Les besoins en capacité annuelle de retraitement pour le parc nucléaire actuel français correspondant à nos scénarios pourraient culminer à 1 200 tonnes suivant le nombre de tranches moxées.

Ceci conduirait aux dates d'arrêt suivantes pour le retraitement : 2010 pour S1 et S4, 2022 pour S2, 2026 pour S3, 2027 pour S5 et 2030 pour S6.

La Hague ayant aujourd'hui deux usines de retraitement, on peut supposer que l'arrêt pourrait être progressif. Dans le contexte actuel d'une baisse significative des contrats de retraitement de combustibles issus de compagnies étrangères, cela impliquerait dans les scénarios 1 et 4 une réduction probable de la capacité de retraitement à 1 000 tonnes par an avant l'arrêt définitif vers 2010 ; dans les scénarios 2 et 5 une réduction probable de la capacité de retraitement à 1 000 tonnes par an avant un arrêt définitif de la production au-delà de 2020 ; dans les scénarios 3 et 6 la capacité actuelle devrait être maintenue jusqu'en 2015 et réduite à 1 000 t/an avant un arrêt total au-delà de 2025.

Ici encore, ces conclusions se limitent au parc actuel français et ne prennent en compte, ni d'éventuels contrats de retraitement avec l'étranger, ni les besoins du parc futur : sur le premier point, les seuls contrats post 2000 signés concernent l'Allemagne pour 1 127 tonnes, les Pays-Bas pour 165 tonnes et l'Australie pour 3 tonnes.

La fin du cycle

On évoquera ici principalement les ***combustibles irradiés UOX et MOX***, les ***déchets B*** et les ***déchets C***, sachant qu'en ce qui concerne les déchets à très faible activité (TFA), produits lors des opérations de démantèlement des réacteurs nucléaires et des usines associées au cycle du combustible, et les déchets A issus de l'exploitation et du démantèlement des installations nucléaires, des mesures ont été prises - une décharge spécifique pour les déchets TFA sera mise en service vers 2002 et le centre de stockage de l'Aube accueille

- Pour la France : l'héritage du passé -

les déchets A depuis 1992 et a une capacité suffisante pour répondre à tous les besoins du parc actuel.

En conclusion, ce rapide examen des bilans matières nous montre que c'est en fin de cycle que les différences entre scénarios sont les plus importantes : *les solutions sans retraitement* conduisent essentiellement au problème d'entreposage (50 ans) et de stockage définitif de l'UOX irradié dont on connaît mal le coût ; *les solutions avec retraitement* permettent une réduction des besoins en entreposage de combustibles mais conduisent à une gestion de déchets beaucoup plus diversifiés – éventuellement de l'UOX irradié, du MOX irradié plus chaud qu'il est nécessaire d'entreposer deux ou trois fois plus longtemps (150 ans) avant de pouvoir le stocker de façon définitive. Elles permettent une réduction des besoins en combustibles, du volume des déchets B et C déjà conditionnés pour un stockage à long terme, et éventuellement du volume de plutonium issu du retraitement.

Il est clair qu'il y a de très fortes incertitudes sur ces dernières étapes du cycle tant en terme de faisabilité que de coûts, d'autant qu'elles concernent un futur très lointain.

3.4 Les bilans économiques associés aux scénarios

Les résultats économiques qu'on peut attendre du parc actuel sont très directement dépendants des considérations développées dans la présentation du bilan matières.

Le *paramètre principal* est bien évidemment l'utilisation plus ou moins complète du parc, illustrée par le *coefficient de production*¹ (Kp) et la *durée de vie*. L'utilisation du parc dépendra à la fois :

- de l'évolution des besoins d'électricité et de leur répartition dans l'année (courbe de charge) ;
- de la capacité de l'exploitant à maintenir un parc vieillissant dans un état de disponibilité optimal.

(1) *Les évolutions suivantes pourraient se traduire par un taux d'utilisation du parc moins favorable que celui que nous avons retenu dans notre hypothèse initiale (montée progressive du Kp de 69 % à 85 % à raison d'un demi point par an).*

- Pour la France : l'héritage du passé -

- enfin beaucoup plus marginalement de l'évolution du coût de l'uranium naturel qui représente environ 6,5 % des dépenses du parc actuel à partir de 2000.

Le second paramètre important concerne l'aval du cycle. Les scénarios retenus présentent des solutions contrastées et font apparaître des bilans déchets diversifiés. Du point de vue économique, la diversité de ces choix risque de se traduire pour ce poste par des bilans contrastés dans la mesure où les incertitudes sur les solutions techniques et sur les calendriers restent encore importantes. Par exemple, si l'on a des idées assez précises sur les coûts d'entreposage de certains déchets car on a un minimum d'expérience, on sait encore mal chiffrer les temps d'entreposage de l'UOX et du MOX irradiés qui seraient économiquement les plus souhaitables, tant que les caractéristiques du site de stockage définitif ne sont pas connues.

Il en est de même pour *le démantèlement* dont le calendrier et les coûts font encore l'objet d'appréciations divergentes.

Dans l'analyse économique que nous présentons il convient donc de distinguer :

- ce que nous connaissons raisonnablement bien, c'est-à-dire l'amont du cycle du combustible, l'exploitation et l'entreposage des déchets ;
- ce que nous connaissons moins bien comme l'évolution de la disponibilité des centrales et celle des besoins nationaux d'électricité à moyen et long terme. Ces incertitudes jouent sur l'évolution du coefficient de production réel du parc (K_p) et donc sur l'économie d'ensemble de la filière. On pourra en saisir l'influence en faisant varier l'augmentation annuelle du K_p de 0,25 %, 0,5 % ou 0,75 % en ne dépassant pas le plafond de 85 % ;
- ce que nous connaissons encore très mal physiquement, qui fait l'objet de programmes de recherches dont les résultats ne sont pas encore acquis, et qui se passe pour l'essentiel au-delà de 2050 : c'est le cas des conditions du stockage définitif des différents déchets à vie longue, déchets C et éventuellement, suivant les options retenues, UOX irradié et MOX irradié pour lesquels les solutions techniques et les calendriers d'action sont encore loin d'être figés, le devenir des déchets B étant susceptible de poser moins de problèmes.

- Pour la France : l'héritage du passé -

C'est donc avec précaution qu'il faut lire le tableau ci-dessous qui présente de façon synthétique les résultats globaux de notre analyse pour les six scénarios décrits plus haut.

Bilan économique

En GF (francs constants 99)	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Investissements	470	470	470	470	470	470
Démantèlement immédiat (Dmt I)	128	128	128	128	128	128
Démantèlement décalé (Dmt D)	112	112	112	112	112	112
R&D	100	100	100	100	100	100
S/t investissements (Dmt I)	698	698	698	698	698	698
S/t investissements (Dmt D)	682	682	682	682	682	682
Exploitation	1 035	1 035	1 035	1 109	1 109	1 109
Post-exploitation	66	66	66	66	66	66
Jouvence	109	109	109	122	122	122
S/t exploitation	1 210	1 210	1 210	1 297	1 297	1 297
Amont 1977-1998	271	271	271	271	271	271
Amont 1999-2049	284	275	266	331	318	307
S/t amont	555	546	537	602	589	578
Aval 1977-1998	93	93	93	93	93	93
Aval 1999-2049	97	120	147	102	139	170
S/t aval	190	213	240	195	232	263
Fin de cycle B + C	18	24	31	18	27	35
Fin de cycle combustible irradié	85	77	68	94	82	72
S/t fin de cycle	103	101	99	112	110	107
S/t aval + fin de cycle	293	314	339	307	342	370
S/t cycle	848	860	876	909	931	948
Total (Dmt immédiat)	2 756	2 768	2 784	2 904	2 926	2 943
Total (Dmt décalé)	2 740	2 752	2 768	2 888	2 910	2 927
Production électrique	18 111	18 111	18 111	20 238	20 238	20 238
Coût ¹ moyen du kWh en centimes	15,13	15,20	15,28	14,27	14,38	14,46

Source : groupe sur « Le parc nucléaire actuel »

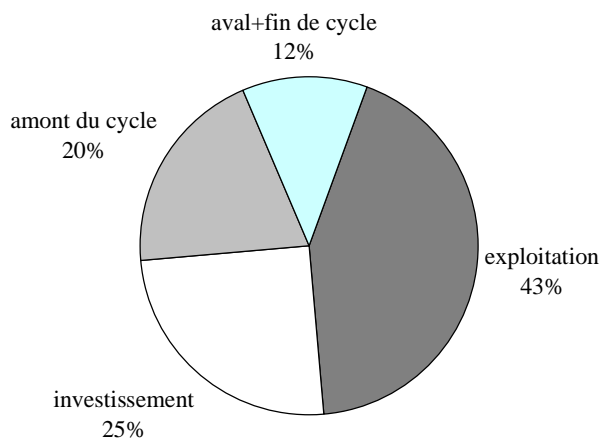
(1) Ce coût moyen diffère très largement des « coûts de référence » calculés par la DIGEC (20 à 21 c/kWh) : ici nous avons une dépense moyenne calculée sur toute la période de production du parc existant alors que le « coût DIGEC » est un coût économique actualisé calculé, pour un équipement donné, à partir de ses caractéristiques de base et pour différentes durées d'utilisation annuelles. Pour une durée d'utilisation donnée, le coût économique de référence d'un kWh pour un équipement donné est obtenu en actualisant à la date de mise en service l'ensemble des dépenses d'investissement, d'exploitation et de combustibles engagées sur la durée de vie de cet équipement (y compris dépenses amont et aval du nucléaire) et en ramenant le coût ainsi obtenu à la somme actualisée de l'énergie produite.

- Pour la France : l'héritage du passé -

Il reconstitue, avec les hypothèses retenues au paragraphe précédent, les dépenses cumulées (**non actualisées**) depuis 1977 jusqu'en 2050 pour les postes principaux suivants :

- les investissements (construction, démantèlement, R et D) ;
- l'exploitation (exploitation proprement dite hors combustibles et dépenses de jouvence, dépenses de post-exploitation) ;
- l'amont du cycle (uranium naturel, conversion, enrichissement, fabrication de l'UOX) ;
- l'aval du cycle (retraitement, fabrication du MOX, entreposage de l'URT et de l'Uranium appauvri, entreposage des combustibles non retraités, entreposage des déchets en attente de stockage, démantèlement de l'usine UP2-800) ;
- la fin du cycle (stockage des déchets B et C, stockage des combustibles irradiés UOX et MOX non retraités).

Le premier constat concerne la répartition des dépenses cumulées par poste dans l'ensemble des scénarios. Elle est représentée par le graphique ci-dessous.



- Pour la France : l'héritage du passé -

Par ordre décroissant on trouve :

- les dépenses d'exploitation du parc qui représentent 43 à 44 % des dépenses cumulées sur la période 1977-2050 ;
- les dépenses liées au cycle du combustible qui représentent environ 32 % des dépenses cumulées, dont les deux tiers (20 %) pour l'amont et seulement un tiers pour l'aval du cycle (12 %) ;
- les dépenses liées à l'investissement, de l'ordre de 25 % des dépenses cumulées, et dont 80 % sont déjà réalisées, les derniers 20 % représentant les dépenses de démantèlement des réacteurs nucléaires et les dépenses de R&D pour la période 2000-2030.

- Les dépenses d'exploitation

Elles dépendent de la production effectivement réalisée par le parc avec une élasticité de l'ordre de 0,6 : pour une production supérieure de 11 % dans les scénarios S4, S5 et S6 (45 ans de durée de vie) par rapport aux scénarios S1, S2, S3 (41 ans), les frais d'exploitation sont augmentés de 7,1 %. De même, le calcul effectué pour une évolution différenciée du coefficient K_p au cours du temps ¹ montre que l'augmentation de la production électrique obtenue dans l'hypothèse haute (+ 5,8 %) entraîne une augmentation des dépenses d'exploitation de 3,4 %. À côté de cette variation de la production, l'incertitude sur les dépenses de jouvence prévues (300 MF/GWe au bout de 10 ans, 600 MF/GWe au bout de 20 ans, 600 MF/GWe au bout de 30 ans, 500 MF/GWe au bout de 40 ans, soit 10 % du coût total d'exploitation) n'a qu'une influence relativement mineure sur les coûts cumulés.

- Les dépenses d'investissement

Elles sont communes à tous les scénarios et constituées, à près de 80 %, de dépenses déjà réalisées de recherche et de construction de réacteurs (470 GF). Le solde, à savoir les dépenses restant à réaliser, peut encore évoluer selon le calendrier et les techniques choisies pour le démantèlement des centrales. EDF propose en effet un calendrier de 60 ans en trois étapes : mise à l'arrêt définitif

(1) Hypothèse basse : augmentation du K_p de 0,25 % par an jusqu'à un plafond de 80 % en 2044, soit un K_p moyen de 75 % sur la période 2000-2050. Hypothèse de référence (médiane) : augmentation du K_p de 0,5 % par an jusqu'à un plafond de 85,5 % en 2033 soit un K_p moyen de 78 % sur la période 2000-2050.

Hypothèse haute : augmentation du K_p de 0,75 % par an à partir de 2000 jusqu'à un plafond de 85 % en 2022, soit un K_p moyen de 82 % sur la période 2000-2050.

qui entraîne des dépenses de l'ordre de 50 % des dépenses totales, étalées sur une dizaine d'années ; surveillance pendant les 40 ans qui suivent (10 % des dépenses) et démantèlement final pendant les 10 ans suivants (40 % des dépenses). Le montant ¹ total des dépenses est évalué par EDF à 1 700F/kWe.

Nous avons exploré une stratégie plus rapide de démantèlement qui évite le très long délai d'attente proposé par EDF mais qui pose des problèmes techniques plus aigus dans la mesure où les interventions doivent alors s'effectuer en milieu beaucoup plus radioactif dans les 15 premières années qui suivent la mise à l'arrêt définitif des centrales. Le coût pourrait alors atteindre 2 000 F/kWe environ.

L'ensemble de ces coûts reste cependant incertain et risque d'évoluer au fur et à mesure de l'expérience acquise et de l'évolution des exigences réglementaires qui encadreront le dispositif de démantèlement qui sera mis en place. On peut néanmoins constater que cette dépense future ne représente, avec les hypothèses retenues, que près de 4 % des dépenses cumulées. Même si ces coûts subissaient une augmentation très importante (une multiplication par 2 par exemple), l'influence de cette variation sur le coût du programme resterait encore relativement modeste (8 % environ du coût total cumulé du programme).

- L'amont du cycle

Constitué pour 44 à 50 % de dépenses réalisées au cours des années 1977-2000 selon les scénarios, les dépenses de l'amont du cycle comprennent des dépenses d'achat d'uranium naturel, de conversion du combustible, d'enrichissement et de fabrication du combustible.

Pour une durée de vie donnée, par exemple 45 ans, les dépenses « amont du cycle » sont supérieures de 4 % dans le scénario « arrêt du retraitement » par rapport à ce qu'elles sont dans les autres. Dans ce scénario, il faut en effet fabriquer 2 300 tonnes de combustible UOX à partir d'uranium naturel puisque la fabrication de MOX est arrêtée à partir de 2010. Mais on voit que l'influence des diverses stratégies sur les dépenses cumulées reste très modeste (moins de 1 % sur les dépenses totales cumulées).

Les dépenses ont été obtenues en supposant une augmentation modeste du prix de la tonne d'uranium au cours de la période, celui-ci passant de 300 F la tonne

(1) Soit environ 15 % du coût d'investissement selon la méthodologie retenue par le Secrétariat d'État à l'Industrie dans le cadre des exercices « coût de référence de la production électrique ».

- Pour la France : l'héritage du passé -

en 2000 à 400 F en 2050. Dans le cas où le prix de l'uranium augmenterait beaucoup plus vite, l'influence d'une telle augmentation resterait cependant modeste dans la mesure où le coût de l'uranium naturel ne représente qu'un tiers environ du coût total du combustible UOX. Dans le cas contraire où le prix de l'uranium resterait à son niveau actuel (de l'ordre de 200 F la tonne) sur l'ensemble de la période, l'économie réalisée dans le scénario S6 par rapport au scénario S4 se limiterait à moins de 0,5 GF.

L'analyse des conséquences d'une évolution différenciée du Kp au cours de la période 2000-2050 sur les besoins en combustibles montre qu'une production supplémentaire de 5,8 % d'électricité entraînée par l'augmentation du Kp moyen de 75 à 82 % entraîne une augmentation des dépenses cumulées de combustible de 3,4 %. Au total, en cumulant les dépenses d'exploitation et les dépenses de combustibles, l'augmentation de 5,8 % de production cumulée d'électricité attribuable à l'augmentation du Kp moyen de 75 à 82 % se traduit par une dépense supplémentaire de 3,4 % (élasticité de 0,6).

- L'aval du cycle

C'est sur cette partie de la filière que les scénarios se distinguent le plus. En effet, pour une durée de vie donnée, par exemple 41 ans, on constate un surcoût de 50 GF (26 %) entre le scénario S3, celui du retraitement maximum, et le scénario S1 « arrêt du retraitement en 2010 ». Cette différence importante se concentre uniquement sur la période 2010-2050 ¹.

Ce poste comprend les activités de retraitement du combustible irradié UOX, le recyclage du Pu séparé dans le MOX, l'entreposage de l'UOX irradié non retraité, celui du MOX irradié et l'entreposage des déchets B et C avant stockage définitif. Le calcul ² des dépenses d'entreposage a été effectué dans deux situations différentes : l'une avec une possibilité d'entreposage dans

(1) Le scénario S7 présenté en annexe qui fait l'hypothèse du non retraitement depuis l'origine met en évidence les conséquences sur l'aval du cycle des deux stratégies si on compare leurs résultats cumulés depuis l'origine du parc : un écart d'un facteur supérieur à 3 apparaît entre la stratégie sans retraitement (S7) où le coût s'élève à 86 GF et la stratégie MOX 28 tranches (S6) où ce coût atteint 263 GF.

(2) Ce calcul a été réalisé par le groupe de travail « Le parc nucléaire actuel » mis en place par la mission. Il a étudié les conséquences de « pouvoir garder ou pas les capacités d'entreposage de La Hague pour les UOX et les déchets C même en cas d'arrêt des usines de retraitement ». Pour le MOX, compte tenu des durées d'entreposage, le groupe a supposé qu'il n'était pas possible de les conserver dans les piscines de La Hague.

l'usine de la Hague même sans poursuite du retraitement, l'autre en excluant cette possibilité. Les deux variantes présentent un écart de dépenses cumulées de 14 GF (184 GF sans les piscines de la Hague et 170 avec les piscines pour le scénario S6).

- Le stockage définitif

Ce poste concentre les incertitudes économiques les plus fortes : en ce qui concerne les déchets B et C ou les combustibles irradiés, les coûts seront fonction de la nature du site qui sera finalement retenu pour le stockage et d'exigences éventuelles de plus ou moins grande réversibilité du stockage. Les estimations internationales retenues se situent ainsi dans une fourchette large allant, pour les déchets C, de 0,6 MF par m³ en Allemagne à 3,5 MF par m³ au Royaume Uni, selon une étude effectuée par l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) il y a plusieurs années déjà.

Les chiffres communiqués par l'ANDRA se situent en haut de la fourchette (0,4 MF par m³ pour les déchets B et 4,2 MF/m³ pour les déchets C). En appliquant ces chiffres aux divers scénarios on peut donner un ordre de grandeur des dépenses cumulées de stockage de ces déchets, entre 18 GF dans les scénarios « arrêt du retraitement » et 35 GF dans le scénario S6.

Les incertitudes paraissent au moins du même ordre pour le coût du stockage de l'UOX et du MOX irradiés. Celui-ci fait aujourd'hui l'objet d'estimations très diverses (dans un rapport 1 à 3, selon une étude de l'AEN pour le combustible UOX irradié).

Il est bien évident que la répercussion des coûts unitaires du stockage de l'UOX irradié d'une part et du MOX irradié d'autre part ne peut pas manquer d'avoir des conséquences importantes sur les écarts de coûts cumulés du stockage dans les différents scénarios. Rappelons en effet que, pour une durée de vie de 45 ans, le scénario S4 exige le stockage de 41 000 tonnes de UOX irradié, contre seulement 17 000 pour le scénario S6. Par contre ce même scénario suppose le stockage de 4 800 tonnes de MOX irradié contre 2 000 tonnes dans S4.

À partir des données fournies par l'ANDRA, sur le coût unitaire de stockage de l'UOX (après un entreposage de 50 ans) et du MOX (après un entreposage de 150 ans), on obtient des coûts de stockage de combustibles irradiés qui évoluent de 68 GF pour le scénario S3 à 85 GF pour le scénario S1 (41 ans de durée de vie) et de 72 à 94 GF pour S6 et S4 (45 années de durée de vie), faisant apparaître un surcoût non négligeable de stockage dans les scénarios avec arrêt

- Pour la France : l'héritage du passé -

du retraitement ¹ (34 GF dans les scénarios retenant une durée de vie moyenne des centrales de 41 ans et 22 GF pour 45 ans).

Au total, l'ensemble des dépenses de stockage fait apparaître un surcoût de 4 GF pour la solution arrêt du retraitement en 2010 dans l'hypothèse d'une durée de vie de 41 ans et de 5 GF dans l'hypothèse d'une durée de vie de 45 ans.

Ces conclusions doivent cependant être maniées avec précaution car les incertitudes qui portent sur les coûts unitaires de stockage des différents combustibles irradiés et sur le calendrier d'action, en particulier les durées respectives d'entreposage de l'UOX et du MOX, risquent de remettre fortement en cause les résultats obtenus.

- Bilan global

Au total lorsqu'on considère l'ensemble du bilan économique pour le parc actuel pris isolément et, pour une durée de vie donnée de ce parc, on voit que les dépenses cumulées des différents scénarios fluctuent faiblement, du fait des compensations s'effectuant entre l'amont et l'aval du cycle. Elles se traduisent donc *in fine* par de faibles écarts sur le coût du kWh moyen non actualisé, de l'ordre de 1 % : celui-ci va de 15,13 à 15,28 c/kWh dans les scénarios S1, S2, S3 et de 14,27 à 14,46 c/kWh dans les scénarios S4, S5 et S6.

Par ailleurs, cette homogénéité apparente tient pour l'essentiel au fait que la plus grande partie des dépenses liées à la stratégie retraitement-recyclage et en particulier les investissements lourds de la Hague et de Melox, ont déjà été engagées et que l'arrêt du retraitement ne prend effet qu'en 2010, époque où le parc existant aura réalisé environ la moitié de sa production cumulée d'électricité. Concernant les investissements cumulés retenus pour le parc actuel, ce sont par exemple, les trois-quarts des investissements prévus d'ici 2050 (525 GF) qui ont déjà été réalisés et, sur l'ensemble des coûts cumulés à prévoir sur la période (entre 2 740 et 2 927 GF selon les scénarios), près de la moitié (1 231 GF) a déjà été dépensée. Il reste donc, sur les dépenses restant à couvrir d'ici 2050 pour le parc actuel (entre 1 509 et 1 696 GF selon les scénarios), une marge de manœuvre de 187 GF entre les différents scénarios soit 6 à 7 % du total des dépenses liées au parc actuel entre 1977 et 2050, ou 11 à 12 % des dépenses restant à couvrir.

(1) En cas de retraitement, il y a une diversification des déchets à stocker. Si cela peut avoir des avantages, cela peut aussi conduire à des surcoûts, par exemple, en cas de problèmes sur l'une des catégories de déchets.

En coût cumulé, l'économie réalisée dans les scénarios « arrêt du retraitement en 2010 » par rapport aux scénarios « 28 tranches moxées » est donc de 28 à 39 milliards de francs, selon l'hypothèse retenue pour la durée de vie du parc.

Avec ou sans retraitement, par exemple, les scénarios S4 et S6 diffèrent essentiellement par leurs bilans en terme de plutonium + américium non séparé à entreposer et finalement à stocker. Le scénario S6 permet d'éviter par rapport au scénario S4, le stockage définitif de 88 tonnes de Pu + Am non séparé pour un surcoût de 39 GF¹. Ceci représente, compte tenu des dépenses déjà engagées, un coût marginal implicite de 445 millions la tonne de plutonium + américium évitée.

En **conclusion**, on peut estimer que la poursuite de la stratégie française de retraitement recyclage, si elle est complètement mise en œuvre sur le parc existant (28 tranches moxées), et dans des conditions optimales de fonctionnement de la Hague (s'agissant de son plan de charge) permettrait, sur la durée de vie du parc actuel considéré de manière isolée, et par rapport à un arrêt du retraitement en 2010 :

- une économie d'uranium naturel de l'ordre de 5 % ;
- une réduction des quantités de plutonium + américium à stocker de l'ordre de 12 à 15 % selon la durée de vie du parc.

Ces réductions seraient possibles au prix d'un surcoût global de 1 % (28 à 39 GF) et d'un rallongement du temps d'entreposage de certains des déchets produits, le MOX irradié devant en particulier être entreposé jusqu'en 2150-2200, avant son stockage définitif.

(1) Pour obtenir un « coût implicite moyen de la tonne de plutonium + américium évitée », on a comparé en annexe les bilans économiques des scénarios S5 et S6 avec celui d'un scénario S7 (scénario fictif dans lequel aucun investissement concernant la Hague et Melox n'aurait été réalisé). Il en ressort un coût de 1,1 GF à 1,3 GF par tonne de plutonium évitée.

Chapitre 2

La situation internationale

Avant d'aborder les scénarios possibles pour la fourniture d'électricité en France d'ici 2050, il est utile de s'interroger sur l'évolution de la situation de l'énergie nucléaire à l'étranger. La situation des parcs électriques mondiaux a pu être influencée par la prise en compte différenciée de diverses variables comme l'évolution des prix mondiaux des combustibles fossiles ou fissiles, le dynamisme des programmes publics de R & D, les risques d'accidents, les problèmes de sûreté, l'émergence des problèmes d'environnement à l'échelle internationale, les choix retenus en matière de fin de cycle, l'économie comparative des différentes filières, etc. C'est aussi l'évolution actuelle de ces perceptions dans les différents pays, les décisions qui y seront prises en matière de durée de vie des réacteurs ou de renouvellement du parc, la prise en compte des problèmes d'environnement et de leurs conséquences sur la valorisation économique des différentes filières, le développement de pressions politico-économiques, etc., qui pèseront sur l'évolution internationale du nucléaire.

Quelles en seront les incidences sur la France ? Certaines sont plus simples que d'autres à mettre en avant : peut-on envisager par exemple que la France maintienne une stratégie de retraitement dans une situation où les différents pays la rejettent ? Peut-on maintenir l'option nucléaire si les autres pays l'abandonnent ? À l'inverse, la présence d'un marché dynamique dans certaines zones pour le nucléaire ou la mise en place de programmes actifs de lutte contre l'effet de serre dans les pays industrialisés, ne devraient-elles pas favoriser l'économie du nucléaire et son retour en force dans les pays occidentaux ?

L'industrie du nucléaire apparaît donc comme une industrie de dimension internationale, dont l'avenir est déterminé autant par les dynamiques développées au niveau mondial que par les politiques nationales.

- La situation internationale -

La situation du nucléaire dans le monde est extrêmement contrastée : de nombreux pays ou régions n'en sont pas équipés, tandis que ceux qui ont recours à cette forme de production électrique forment un ensemble très hétérogène. Ces contrastes entre pays sont liés aux différences d'appréciation des risques attachés à cette énergie, la courte histoire du nucléaire étant marquée par une perception différente des avantages et des risques qui lui sont associés.

Si ce sont partout les mêmes préoccupations qui ont guidé les évolutions du nucléaire civil, les résultats sont en effet différents selon les arbitrages, et avec des décalages dans le temps entre régions du globe ou pays d'une même région. En classant ces préoccupations par leur ordre d'apparition sur la scène internationale, on citera.

L'usage militaire de l'atome, ou la prolifération : pour de nombreux États, les programmes d'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité plongent leurs racines dans un programme militaire. C'est vrai pour les cinq États dotés de l'arme atomique, les États-Unis, la Russie, la Grande-Bretagne, la Chine, la France, mais cela est vrai également pour les États de l'ex-URSS et ceux qui ont eu dans le passé l'ambition d'accéder au nucléaire militaire, que cette ambition se soit concrétisée comme pour l'Inde, le Pakistan, l'Afrique du Sud, ou non comme pour le Brésil, l'Argentine et l'Irak. Enfin d'autres États comme l'Allemagne, le Japon, la Corée du Sud ont accédé *ex-nihilo* au nucléaire civil. Par la suite, la volonté des grandes puissances nucléaires de stopper la prolifération a conduit à l'adoption d'instruments internationaux de lutte contre la prolifération (TNP) et à l'édiction de règles pour les transferts de matières fissiles et de technologies (Zangger, NSG) qui ont rendu plus difficile le développement de programmes électronucléaires, en particulier pour certains États sur lesquels pesaient des soupçons de prolifération (Iran, Algérie).

La compétitivité économique de l'énergie nucléaire : la compétitivité du nucléaire et la non-vulnérabilité du coût du kWh nucléaire aux chocs extérieurs ont joué un rôle déterminant pour le développement de grands programmes électronucléaires dans différents pays, en particulier après le premier choc pétrolier. Cependant, peu à peu, le renforcement des exigences de sûreté, la baisse du coût du pétrole ont entraîné un ralentissement des programmes d'équipement, un rétrécissement du marché des centrales électronucléaires et ont accru dans certains pays le coût de la production électronucléaire : cet accroissement a souvent été compensé par les améliorations apportées dans l'optimisation de l'exploitation des centrales (accroissement de la disponibilité des centrales sur le réseau, amortissement de l'investissement et consolidation

de la durée de vie) et dans les performances des réacteurs (notamment du combustible).

L'économie des ressources énergétiques et l'indépendance énergétique : les chocs pétroliers ont mis en évidence le risque économique direct d'une dépendance trop forte d'un pays ou d'une région aux produits pétroliers. Ces préoccupations ont à la fois favorisé le nucléaire, en particulier dans les pays pauvres en ressources fossiles comme la France ou le Japon, et donné corps à la crainte d'un épuisement des ressources fissiles similaire à la crainte de l'épuisement des ressources fossiles. Ceci a conduit au développement de filières nucléaires plus efficaces énergétiquement, basées notamment sur l'utilisation d'uranium enrichi comme matière combustible au lieu d'uranium naturel. On a ensuite cherché une efficacité plus grande encore en utilisant le plutonium formé dans le combustible irradié – ce qui implique de retraiter le combustible. Toutefois, les filières basées sur le cycle du plutonium, comme les surgénérateurs, n'ont pas connu le développement industriel escompté.

Le risque d'accident : après l'accident de Three Mile Island aux États-Unis en 1979, et surtout celui de Tchernobyl en 1986 qui a démontré la portée régionale ou mondiale d'une catastrophe nucléaire majeure, la crainte d'un nouvel accident grave a grandi dans l'opinion internationale. Suite à cet événement, le mouvement d'opposition au nucléaire a gagné en vigueur dans tous les pays, au point d'entraîner dans la plupart d'entre eux soit un ralentissement, soit un moratoire, soit un arrêt, voire un abandon de programmes nucléaires.

Le devenir des déchets : la gestion des déchets produits par l'industrie nucléaire n'a pas été à l'origine la première préoccupation des exploitants nucléaires. Dans le cas des déchets de faible activité, la gestion a longtemps reposé sur un principe de dilution dans l'environnement (par exemple par immersion¹). Mais la prise en charge des déchets, sans atteinte à l'environnement, est peu à peu devenue une préoccupation majeure des exploitants², conduisant à un principe

(1) La France n'a procédé qu'à deux immersions de déchets faiblement radioactifs en 1967 et 1969 avant de choisir l'option de stockage en surface.

(2) En France, l'étude des diverses solutions pour la gestion des déchets de haute activité et à vie longue est menée dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, elle prévoit un programme de recherche structuré autour de trois axes :

- séparation-transmutation (étude des solutions permettant de réduire substantiellement la quantité et la nocivité des déchets) ;
- stockage en formation géologique profonde (solution apte à devenir définitive sans intervention humaine, le milieu géologique permettant d'assurer le confinement à

- La situation internationale -

inverse de concentration des déchets pour assurer leur stockage par confinement.

La gestion des déchets produits par l'industrie nucléaire repose actuellement sur un principe d'immobilisation et de confinement durable des déchets radioactifs en les conditionnant sous la forme de colis. Les colis de déchets à haute activité et à vie longue sont entreposés en surface ou en subsurface, et sont généralement destinés au stockage géologique profond. Les États-Unis ont mis en exploitation en 1999 leur stockage géologique profond des déchets à vie longue de moyenne activité au Nouveau Mexique. Les déchets de faible activité à vie courte sont stockés en surface (l'immersion de certaines quantités de ce type de déchets a été définitivement abandonnée dans les années soixante à la suite de la conférence de Londres et dans le cadre de la convention OSPAR).

La lutte contre l'effet de serre : le plus récent des arguments majeurs dans les débats sur l'intérêt du nucléaire est issu de la préoccupation de plus en plus forte face au risque de réchauffement climatique. L'industrie nucléaire se pose en effet aujourd'hui comme une alternative aux énergies fossiles dans le cadre de politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Toutefois la mise en place de plans de lutte contre l'effet de serre n'a pour l'instant suscité aucune relance du nucléaire.

La prise en compte différenciée de ces préoccupations a entraîné une grande diversité de situations entre pays et la part couverte par le nucléaire dans les besoins énergétiques nationaux apparaît très différente d'un pays à l'autre.

1. Les dynamiques du nucléaire dans le monde

Les principales filières électronucléaires peuvent être regroupées en six groupes représentant chacun une technologie différente et dont le dynamisme a pu varier

l'échelle des durées caractéristiques des radionucléides à vie longue, en maintenant pendant un certain temps une option de réversibilité) ;

- *conditionnement et entreposage de longue durée (mode de gestion sous la surveillance de la société, dans des installations d'entreposage de longue durée en surface ou en subsurface, permettant de protéger les colis, en ayant préalablement effectué un conditionnement sous une forme garantissant un confinement durable et la possibilité de les reprendre dans des conditions sûres et techniquement établies).*
- La loi fixe un calendrier avec un rendez-vous en 2006 où un rapport global d'évaluation des recherches sera remis au Parlement, en vue des choix nationaux de gestion, s'appuyant sur chacun des trois axes.*

au cours du temps selon l'économie de chacune d'entre elles et l'importance du recours au nucléaire dans les pays ayant choisi l'une de ces technologies :

- Les réacteurs « Graphite-gaz » (AGR « Advanced Gas Reactor » et MGUNGG « Magnox uranium natural gas graphite ») sont présents au Royaume Uni : 34 réacteurs de ce type y sont actuellement en exploitation. Le caloporteur est le gaz, le modérateur est le graphite et le combustible utilisé est de l'uranium enrichi (UO₂).
- Les réacteurs « Eau lourde » (PHWR « Pressurised Heavy Water Reactor ») : 39 réacteurs sont en exploitation dont 21 au Canada, 10 en Inde et 4 en Corée du Sud ; 11 réacteurs sont en construction et 6 en commande dont 4 en Inde et 2 en Chine ; l'eau lourde est utilisée comme caloporteur et modérateur ; le combustible est de l'uranium naturel ou enrichi.
- Les réacteurs « Eau ordinaire ». Les trois types de réacteurs que l'on retrouve dans cette catégorie utilisent : comme caloporteur, l'eau ordinaire sous pression pour PWR et VVER ou l'eau bouillante pour BWR ; comme modérateur, l'eau ordinaire, et comme combustible de l'uranium enrichi (UO₂) ou un mélange uranium-plutonium MOX en association avec de l'uranium enrichi.

Les réacteurs PWR ou REP « Pressurised Water Reactor ou Réacteur à Eau Pressurisée » : 207 sont installés, dont 69 aux États-Unis, 58 en France, 23 au Japon, 14 en Allemagne et 12 en Corée du Sud ; 12 sont en construction dont 4 en Corée du Sud et 4 en Chine.

Les réacteurs BWR ou REB « Boiling Water Reactor ou Réacteur à Eau Bouillante » : 91 sont installés dont 35 aux États-Unis, 28 au Japon et 6 en Allemagne ; 9 sont en construction ou en commande dont 7 au Japon et 2 à Taiwan.

Les réacteurs VVER « Vodiano Vodianoi Energuetititcheski Reaktor » : 49 sont installés dont 13 en Russie et 13 en Ukraine, 6 en Slovaquie ; 22 sont en construction ou en commande dont 11 en Russie et 4 en Ukraine.

- Les réacteurs « Neutrons rapides », (surgénérateurs) peuvent utiliser du sodium comme caloporteur et un mélange d'uranium UO₂ et de plutonium PuO₂ comme combustible. La capacité totale installée nette s'élève à 1 066 MWe (4 réacteurs répartis entre la France, l'Inde, le Japon, et la Russie) et la capacité nette en construction ou en commande à 3 020 MWe (dont 3 000 en Russie).

- La situation internationale -

- Les réacteurs « Eau-graphite » RBMK « Reaktor Bolchoi Mochtechnosti Kanalni » et GLWR « Graphite Light Water Reactor » : ils utilisent l'eau ordinaire bouillante ou sous pression comme caloporteur, le graphite comme modérateur et l'UO₂ enrichi ou l'uranium naturel comme combustible. La capacité totale installée est de 13 904 MWe répartie entre 18 réacteurs, dont 10 210 (11 RBMK) en Russie, et un réacteur RBMK de 925 MWe est en construction en Russie.
- Les réacteurs « Eau ordinaire – Eau lourde » ATR « Advanced Thermal Reactor » : ils utilisent l'eau ordinaire bouillante comme caloporteur, l'eau lourde comme modérateur et l'UO₂ enrichi – PuO₂ comme combustible. Seul un réacteur ATR de 150 MWe est en service au Japon.

Historiquement, un nombre important de prototypes relevant des différentes filières ont été construits. Actuellement, une filière domine le marché nucléaire, la filière à eau légère avec ses trois variantes : REP (ou PWR), REB (ou BWR) et VVER. Une autre filière se développe selon une stratégie de niche, PHWR, avec des réacteurs de taille plus faible (700 MWe).

Situation mondiale des unités électronucléaires au 31/12/1999

(Ventilation par filière ou par groupe de filière) puissance en MWe nets (nombres d'unités)

Filières regroupées	Installée		En construction		Commandée		Retirée du réseau		Annulée	
AGR, MGUN GG, UNGG	11 738	(34)	-	-	-	-	4 228	(19)	250	(2)
PHWR	21 231	(39)	5 816	(11)	1 708	(6)	1 135	(5)	1 275	(2)
PWR	198 618	(207)	10 219	(12)			8 048	(21)	127 633	(118)
BWR	79 009	(91)	7 231	(6)	3 559	(3)	4 886	(28)	53 056	(49)
RAPIDE- FBR	1 066	(4)	3 020	(5)	-	-	1 726	(10)	2 145	(3)
VVER	30 923	(49)	15 860	(18)	2 560	(4)	3 463	(10)	46 525	(57)
RBMK, GLWR	13 904	(18)	925	(1)	-	-	4 457	(13)	6 460	(6)
ATR	150	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
DIVERS	-	-	-	-	-	-	1 479	(17)	11 853	(16)

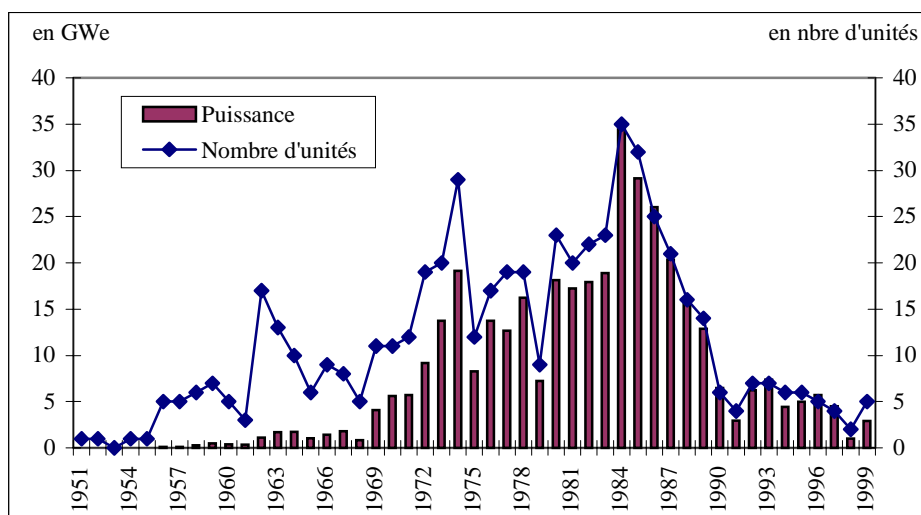
Source : ÉLECNUC, CEA

Les dates de mise en service industriel de la première unité de production ont été différentes selon les pays et selon les filières : 20/12/1951 (Rapide) aux États-Unis ; 27/6/1954 (RBMK) en Russie ; 27/8/1956 (MGUNGG) au

Royaume Uni ; 38/9/1956 (UNGG) en France ; 17/6/1961 (BWR) en Allemagne ; 04/6/1962 (BHWR) au Canada ; 10/10/1962 (PWR) en Belgique ; 12/5/1963 (BWR) en Italie ; 26/10/1963 (BWR) au Japon ; 20/3/1964 (PHWR) en Suède ; en 1968 (PWR) en Espagne et (BWR) aux Pays-Bas. Pour les autres pays producteurs d'électricité nucléaire, les premières mises en service industriel s'étalent au cours des années quatre-vingt et quatre-vingt-dix, la plus récente « première mise en service industriel » ayant eu lieu en 1996 pour la Roumanie (PHWR).

564 réacteurs électro-nucléaires ont divergé dans le monde entre 1951 et 1999 et représentent une puissance cumulée de 384 GWe. Le nombre annuel de couplages aux réseaux a culminé au milieu des années quatre-vingt.

Évolution annuelle des couplages aux réseaux



Source : à partir de ÉLECNUC CEA

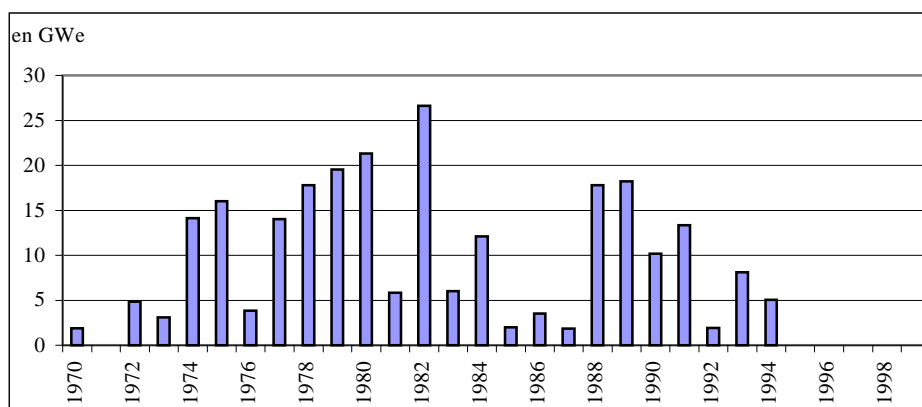
Le parc nucléaire mondial est réparti entre 32 pays et s'élève aujourd'hui à 356 GWe net, dont 80 % dans les pays de l'OCDE (98 GWe aux États-Unis avec 104 réacteurs, 63 GWe en France avec 59 réacteurs et 43 GWe au Japon avec 53 réacteurs). Il s'est mis en place par phases successives :

- la phase prototypes de faible puissance au début des années soixante ;
- la première vague de réalisations industrielles du début des années soixante-dix, surtout aux États-Unis ;

- La situation internationale -

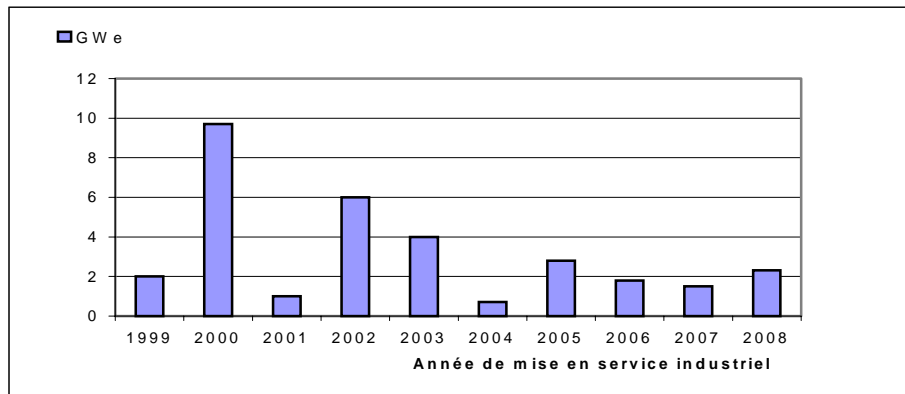
- une première vague d'annulations de commandes à la fin des années soixante-dix (surtout aux États-Unis) liées à des difficultés de réalisations d'un point de vue financier et réglementaire et/ou aux conséquences dans l'opinion publique de l'accident de Three Mile Island survenu en 1979 ;
- la deuxième vague des années quatre-vingt correspondant aux réalisations décidées suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ;
- une seconde vague d'annulations à la fin des années quatre-vingt suite à l'accident de Tchernobyl survenu en 1986 et aux changements politiques dans les pays de l'Europe de l'Est ;
- la phase actuelle avec des constructions qui concernent essentiellement la Chine, la Russie et l'Inde, peu de mises en service mais aussi peu d'arrêts ou d'annulations.

Annulations de commandes de réacteurs nucléaires dans le monde



Source : à partir de ÉLECNUC CEA

Les unités électronucléaires en construction dans le monde



Source : ÉLECNUC 1999

1.1 Le parc existant

L'essentiel du parc nucléaire mondial est situé dans les pays de l'OCDE mais seuls quelques-uns d'entre eux ont actuellement des réacteurs en construction comme la Corée du Sud, le Japon ou la République tchèque. À plus long terme, certains projets pourraient éventuellement déboucher en Chine, en Inde, en Turquie et en Finlande.

- La situation internationale -

Situation mondiale de la capacité électronucléaire en service au 31/12/1999

Ventilation par groupe de pays, puissance en MWe nets (nombre d'unités)

Pays regroupés	Installée		En construction		Commandée		Retirée du réseau		Annulée	
	MWe	(unités)	MWe	(unités)	MWe	(unités)	MWe	(unités)	MWe	(unités)
Amérique du nord (1)	113 043	(125)	-	-	-	-	12 254	(51)	151 175	(139)
UE (2)	124 194	(146)	-	-	-	-	11 716	(48)	32 592	(40)
Europe hors UE (3)	3 709	(6)	-	-	-	-	8	(1)	3 120	(4)
Europe Est (4)	45 077	(67)	19 455	(24)	2560	(4)	5 260	(20)	48 301	(54)
Asie (5) *	65 903	(92)	21 695	(27)	5267	(9)	184	(3)	11 946	(13)
Reste du monde (6)	4 713	(7)	1 921	(2)	-	-	-	-	2 063	(3)

Source : ÉLECNUC 2000

(1) Canada, États-Unis.

(2) Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Grèce, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède.

(3) Slovénie, Suisse, Turquie.

(4) Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Bulgarie, Géorgie, Hongrie, Kazakhstan, Lituanie, Pologne, Rep. tchèque, Roumanie, Russie, Slovaquie, Ukraine.

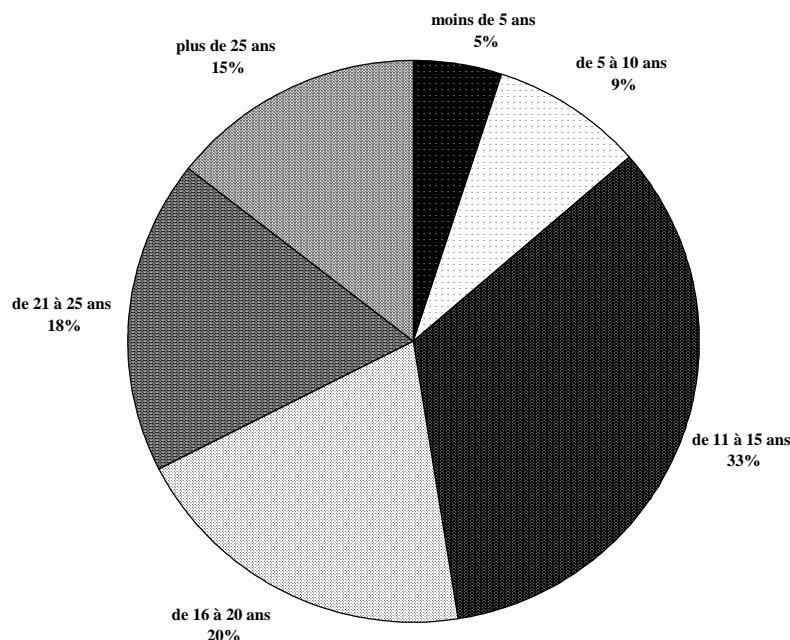
(5) Bangladesh, Chine, Corée du Nord, Corée du Sud, Inde, Indonésie, Iran, Japon, Pakistan, Philippines, Taiwan, Thaïlande, Vietnam.

(6) Afrique et Amérique latine, Afrique du Sud, Égypte, Argentine, Brésil, Cuba, Mexique.

* Par rapport aux chiffres publiés dans Élecnucl 2000, il semble que les chiffres concernant l'Asie doivent être modifiés : baisse de la capacité en construction (17 098 MWe, 23 réacteurs) et hausse de la capacité en commande (8 161 MWe, 9 réacteurs).

Les mises en service industriel des plus vieux réacteurs encore en fonctionnement aujourd'hui dans le monde datent du début des années soixante-dix et ceux-ci sont particulièrement nombreux dans l'Union européenne. Par ailleurs, il faut citer les vieux MGUNGG britanniques encore en fonctionnement et qui ont été mis en service entre 1956 et 1962.

Globalement, le tiers du parc mondial en service aujourd'hui a plus de 20 ans alors que près de 55 % a entre 10 et 20 ans et plus de 13 % moins de 10 ans.



Les prévisions d'arrêt de réacteurs sont entachées d'un certain nombre d'incertitudes, d'une part sur la durée de vie réelle de chaque réacteur (de 30 à 60 ans), d'autre part sur les politiques menées par les différents pays confrontés à une opinion publique souvent instable. Selon les éléments actuellement disponibles, le CEA prévoit pour la période 2000-2020 la fermeture de 237 réacteurs arrivés en fin de vie dans le monde, représentant une puissance de 160 GWe, soit 45 % du parc nucléaire actuellement en fonctionnement. Le nombre des arrêts devrait culminer au cours des années 2010 (le tiers du parc a été mis en service avant 1980). Le pic pourrait cependant être atténué en cas de prolongation de la durée de vie de certains réacteurs actuels.

On peut observer d'abord ce qui se passe aujourd'hui aux **États-Unis** qui disposent du parc le plus important au monde avec 104 réacteurs d'une puissance totale de 98 GWe (soit près de 30 % de la puissance mondiale installée), dont 66 GWe sont issus des PWR et 32 des BWR. Les réacteurs américains font l'objet de licences d'exploitation pour une durée limitée fixée par l'organisme de sûreté américain, la « *Nuclear Regulatory Commission* » (NRC), généralement de 40 ans et ces licences ne sont renouvelables qu'une seule fois pour 20 ans. Une grande partie des équipements arrivant au terme de 40 ans entre 2010 et 2015, de nombreux exploitants cherchent à savoir dès

- La situation internationale -

aujourd'hui sur quelle période ils pourront exploiter leurs réacteurs afin de réaliser les investissements de jeunesse qui s'avèreraient nécessaires et qui pourraient être rentabilisés sur une durée de vie du réacteur prolongée à 60 ans. Au début de l'année 2000, la NRC a annoncé qu'elle avait prévu de se prononcer sur les 18 intentions de renouvellement de licences qui lui ont été communiquées, un certain nombre d'exploitants ne s'étant pas encore exprimé. Un premier renouvellement de licences a été accordé en avril 2000 pour les deux réacteurs de Calvert Cliffs mis en service industriel sur la période 1975-1977 (ce renouvellement avait été demandé en avril 1998). Un mois plus tard, le renouvellement concernait les trois tranches de la centrale d'Oconee mise en service industriel sur la période 1973-1974.

La situation apparaît cependant confuse dans ce pays : d'une part, aucun électricien américain n'envisage de réinvestir aujourd'hui dans une capacité nouvelle de production électronucléaire, les centrales au gaz ou au charbon étant considérées comme économiquement plus compétitives pour satisfaire de nouveaux besoins ; d'autre part, la libéralisation de l'industrie électrique (bien avancée dans 22 États) conduit à un processus de « *décomposition-recomposition* » qui, à terme, pourrait déboucher sur un petit nombre d'acteurs de grande dimension (une dizaine contre une cinquantaine actuellement). Certains de ces acteurs parient aujourd'hui sur le nucléaire existant, et n'hésitent pas à racheter¹ des centrales nucléaires lorsque leur exploitant les met en vente. L'investissement étant généralement totalement amorti, l'électricité nucléaire se trouve compétitive par rapport à celle d'origine fossile.

Même si un nombre élevé de demandes de prolongation de licences d'exploitation de centrales nucléaires peut apparaître comme un encouragement pour les promoteurs du nucléaire, il faut rappeler que la méfiance des américains à l'égard du nucléaire reste forte, que son coût² est élevé pour les investisseurs lorsqu'il s'agit de construire un nouveau réacteur, et que le problème des déchets à vie longue et à haute activité n'a toujours pas trouvé de solution. Néanmoins la préparation de rapports de sûreté générique pourrait diminuer les délais de construction et rendre le nucléaire plus attrayant.

(1) Comme illustration de cet intérêt, on peut indiquer que si la vente de réacteurs mis en service il y a 25 ans se réalisait il y a deux ans à 33 \$/kWe, ce prix atteint aujourd'hui 1 000 \$/kWe.

(2) Par exemple, selon des informations en provenance de l'Ambassade de France, certains industriels mettent la barre à 1 000 \$/kWe installé pour la construction de nouveaux réacteurs aux États-Unis de façon à avoir un coût total inférieur à 3 cents/kWh, objectif qui semble très difficile à atteindre.

La situation des parcs électriques est très diversifiée en **Europe**. Sur les quinze pays de l'Union européenne, sept d'entre eux ont recours, mais de manière variable, à l'électricité d'origine nucléaire – en 1999, la part du nucléaire dans la production d'électricité s'élevait ainsi à 75 % en France, 58 % en Belgique, 31 % en Allemagne et en Espagne, 30 % en Finlande, 28 % au Royaume-Uni et seulement 4 % aux Pays-Bas.

En **Belgique**, le parc nucléaire comprend sept réacteurs PWR d'une capacité totale de 5 713 MWe nets. Les trois premiers ont été mis en service industriel en 1975 (30 % de la capacité totale) et les quatre autres entre 1982 et 1985. La Belgique disposait d'une usine de retraitement (Eurochemic), arrêtée dans les années soixante-dix et en fin de démantèlement aujourd'hui.

En **Allemagne**, la première production d'électricité d'origine nucléaire date de 1964 et la capacité nucléaire a vivement progressé jusqu'à atteindre près de 30 GWe en 1990. Aujourd'hui, le parc a un âge moyen assez élevé d'environ 20 ans et, face à une opinion publique plutôt hostile au nucléaire, le pays s'est engagé, en janvier 1999, à en sortir. Un accord¹ entre le gouvernement et les électriciens sur la fermeture progressive de l'ensemble du parc a été signé le 14 juin 2000. Par ailleurs, tous les réacteurs nucléaires de l'ex-RDA, en exploitation ou en construction, ont été arrêtés au moment de la réunification allemande en 1990 car ils ne disposaient pas de normes de sécurité suffisantes.

Au **Royaume-Uni**, comme en France ou au Japon, c'est dans un souci de sécuriser l'approvisionnement énergétique d'un pays importateur de ressources fossiles, que le gouvernement lançait un programme nucléaire ambitieux dès la fin des années cinquante. Le Royaume-Uni apparaît donc aujourd'hui comme l'un des plus anciens pays nucléaires .

Considérant le nucléaire comme une technologie d'avenir, le gouvernement britannique favorisa la constitution de plusieurs groupes industriels. Ce sont les problèmes techniques rencontrés par le réacteur AGR qui ont entraîné l'abandon de cette option nationale en 1981. Plus tard, la découverte des gisements d'hydrocarbures en mer du Nord et la libéralisation complète du secteur électrique ont mis en cause au Royaume-Uni l'intérêt économique du nucléaire et seul un réacteur a été mis en service au cours des années quatre-vingt dix (Sizewell en octobre 1995).

(1) Voir les détails de cet accord dans l'annexe 2.

- La situation internationale -

Le parc nucléaire, d'une capacité globale de 13 GWe, comporte 35 réacteurs : 20 d'entre eux, les plus anciens, issus de la filière Magnox (MGUNGG) ont été confiés à l'entreprise publique British Nuclear Fuels Limited (BNFL) – ils ont été mis en service entre 1956 et 1972 (âge moyen de 33 ans) ; les autres, 14 réacteurs AGR mis en service entre 1976 et 1989 (âge moyen de 17 ans) et un PWR installé à Sizewell d'une puissance nette de 1 188 MWe ont été confiés à British Energy (BE). BE a été privatisée avec succès en 1996 tandis que BNFL (en attente d'une privatisation toujours repoussée) gère les vieux réacteurs arrivant bientôt en fin de vie. On peut s'attendre à ce que BE prolonge au maximum la durée de vie de ses centrales.

La Russie et l'Europe orientale représentent aujourd'hui près de 13 % de la capacité nucléaire installée dans le monde, soit une capacité de 45 GWe répartie entre 67 réacteurs. Si la première production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire est très ancienne (1954), la plupart des centrales aujourd'hui en activité dans ces pays ont été construites pendant la période soviétique à partir de 1973. De nombreuses mises en service industriel ayant eu lieu dans les années quatre vingt-dix, le parc y est jeune (15 ans d'âge moyen) mais les normes de sûreté auxquelles sont soumis les réacteurs sont loin de satisfaire les standards occidentaux.

La **Russie** a essayé un certain nombre de filières et utilise aujourd'hui pour l'essentiel des réacteurs RBMK (10 GWe), un réacteur à neutrons rapides (560 MWe) et des réacteurs VVER (9 GWe). Douze nouvelles centrales seraient en construction, construction confrontée à des problèmes de financement et à des problèmes de sûreté. La priorité actuelle de Minatom, l'exploitant nucléaire russe, est la mise en conformité de ses réacteurs aux normes occidentales de sûreté ¹ et donc la recherche des financements correspondants.

À la porte de l'Union européenne, on trouve plusieurs pays ayant un parc nucléaire couvrant une part importante de leur production électrique : c'est le cas de la Bulgarie (41,5 % de la production électrique en 1999), de la Hongrie (38 %), de la Lituanie (73 %), de la République tchèque (21 %), de la Roumanie (10 %), de la Slovaquie (45 %) et de la Slovénie (23 %).

Le parc de ces pays est relativement jeune, à part deux réacteurs bulgares mis en service en 1974 et 1975 : les réacteurs ont été mis en service entre 1981 et 1993 en Bulgarie, 1983 et 1987 en Hongrie, 1985 et 1989 en Lituanie, 1985 et 1987 en République tchèque, 1980 à 2000 en Slovaquie, en 1983 en Slovénie et en

(1) Les centrales RBMK par exemple ne possèdent pas d'enceinte de confinement.

1996 en Roumanie. La plupart de ces réacteurs présentent des défauts de sûreté analogues à ceux constatés en Russie.

Plus loin de l'Europe, **l'Asie** apparaît, de fait et potentiellement, comme la région la plus dynamique dans le monde pour le nucléaire.

Les **pays asiatiques** doivent faire face à une forte demande électrique liée à un développement économique rapide et au dynamisme de leur démographie : la progression de la demande finale d'électricité qui avait atteint 8 à 9 % par an entre 1971 et 1995, que ce soit en Chine, dans l'Asie de l'est ou dans l'Asie du sud, pourrait se poursuivre à un rythme annuel moyen de 5 à 6 % d'ici à 2020 selon les derniers travaux de l'Agence Internationale de l'Énergie. Dans ces conditions, le nucléaire devrait participer au parc électrique futur, d'une part dans un but de diversification, d'autre part parce qu'il permet la mise en place de capacités importantes dans des lieux de forte demande électrique.

La crise économique, qui a durement frappé l'Asie, semble n'avoir que retardé les programmes : il y aurait ¹ en Asie 24 réacteurs en construction (19,5 GWe) et 4 en commande, chiffres qui se comparent à la capacité installée actuellement dans cette zone estimée à 65 GWe (91 réacteurs). Sur ces 24 réacteurs, 2 sont en construction à Taiwan qui en a déjà 6 en service. Pour ce pays, il semble cependant, aujourd'hui, que les changements politiques pourraient remettre en cause l'actuel programme.

Au **Japon** le nucléaire est apparu, avec le charbon et le gaz naturel, comme le gage d'une indispensable diversification énergétique dans un pays dépourvu de ressources naturelles. Le développement de l'énergie nucléaire au Japon a donc bénéficié d'une volonté politique soutenue, même si une opposition locale très prononcée se manifestait dans la phase préalable aux travaux. Le Japon exploite aujourd'hui un parc relativement jeune de 53 réacteurs, pour une puissance de 43,5 GWe, dont près de 60 % ont moins de 15 ans. Ce parc a couvert en 1999 36 % des besoins électriques japonais.

Le dernier programme nucléaire à long terme japonais lancé en juin 1994 prévoyait une augmentation de la puissance installée jusqu'à 70,5 GWe en 2010 et 100 GWe vers 2030. Ce programme, revu tous les cinq ans, sera sensiblement réduit, d'une part du fait de la crise de confiance provoquée par l'accident de

(1) La dernière publication de *ELECNUC*, reprise dans le tableau précédent, faisait encore état de la situation à la fin de 1999 soit 27 réacteurs en construction et 9 en commande, et ne prenait pas encore en compte la totalité des révisions intervenues ces derniers mois.

- La situation internationale -

JCO/Tokai Mura et ceux qui l'ont précédé, et d'autre part, pour s'adapter à une forte révision en baisse des perspectives de croissance économique et donc de la demande électrique. Néanmoins, quatre réacteurs sont en construction et six autres devraient être lancés d'ici 2010.

Par ailleurs, dans le cas du Japon, les particularités géologiques du pays et la forte densité de sa population limitent le nombre d'emplacements envisageables pour installer les centrales. Il faut donc économiser les sites et les différentes compagnies japonaises exploitant des réacteurs nucléaires envisagent de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires actuelles jusqu'à 60 ans moyennant d'importants travaux de jouvence.

C'est en **Chine** que l'on trouve le potentiel de développement le plus important, même si le nucléaire n'a pas vocation à supplanter le charbon dans le parc électrique. La première production d'électricité d'origine nucléaire a eu lieu en Chine en 1991 dans le réacteur Qinshan-1 (PWR de 280 MWe de conception chinoise). Actuellement, il y a deux autres réacteurs en fonctionnement qui ont été mis en service industriel en 1994 et neuf réacteurs en construction qui pourraient être mis en service entre 2001 et 2005. La politique chinoise consiste à essayer plusieurs filières étrangères avant de choisir celle qui sera la mieux adaptée, tout en maximisant les transferts technologiques. Des projets à long terme ont été annoncés portant sur une puissance de 22 GWe avec 25 réacteurs susceptibles d'être construits d'ici 2015.

D'autres pays n'ont pas ou ont peu de réacteurs nucléaires à ce jour. On trouve dans ce groupe :

- deux pays qui ont eu recours au nucléaire dans une certaine période de leur histoire mais qui l'ont abandonné pour des raisons politiques (comme l'Italie ¹ en 1988) ou économiques (Kazakhstan en 1999) ;
- les pays dans lesquels la demande électrique est faible en liaison avec une population peu nombreuse et une économie peu dynamique ;

(1) L'Italie avait 3 réacteurs en fonctionnement (1 300 MWe) et 7 réacteurs en commande (5 850 MWe) au moment du référendum de 1987 ayant conduit à la décision de sortie du nucléaire.

- les pays dans lesquels la faible densité de population ne peut justifier la mise en place de centrales de grande capacité¹ ;
- des pays qui, dotés de ressources en combustibles fossiles, ont eu recours prioritairement à ces combustibles pour s'équiper de capacités électriques sans peser sur l'équilibre de leur commerce extérieur.

Parmi ces pays, on en voit aujourd'hui certains, dotés de ressources fossiles nationales s'intéresser au nucléaire par souci de diversification. C'est le cas du Mexique dont la première production nucléaire a démarré en 1990 ; c'est aussi celui de l'Argentine, du Brésil ou de l'Inde. Cette évolution pourrait se poursuivre même si le nucléaire n'est appelé qu'à couvrir une part modeste des besoins électriques de ces pays.

1.2 Les programmes publics de Recherche et Développement

Pour de nombreux pays, l'importance des programmes publics de Recherche et Développement dans le domaine de l'énergie et la part du nucléaire dans l'ensemble du budget public consacré au secteur énergétique peut être un indicateur de l'avenir du nucléaire à long terme de ces pays.

Pour appréhender l'évolution de ces programmes, nous avons utilisé les données publiées par l'AIE tout en sachant que leur approche est partielle - elle exclut en particulier la recherche effectuée par les industriels -, et qu'elle ne fournit pas automatiquement des éléments comparatifs, la notion de dépense publique différant souvent entre pays et même à l'intérieur d'un même pays entre énergies. Par ailleurs, certaines dépenses publiques de R & D ne sont pas communiquées à l'AIE.

Selon ces données, la majeure partie des efforts publics de R & D² liés aux technologies de l'énergie est concentrée dans un petit nombre de pays : en particulier le Japon et les États-Unis représentaient ensemble, à la fin des années quatre-vingt-dix, 75 % du budget consacré par les pays de l'AIE (dont 50 % au

(1) Il peut éventuellement exister dans ce cas un marché pour des centrales de puissance réduite de type HTR comme celui qui se développe aujourd'hui en Afrique du Sud.

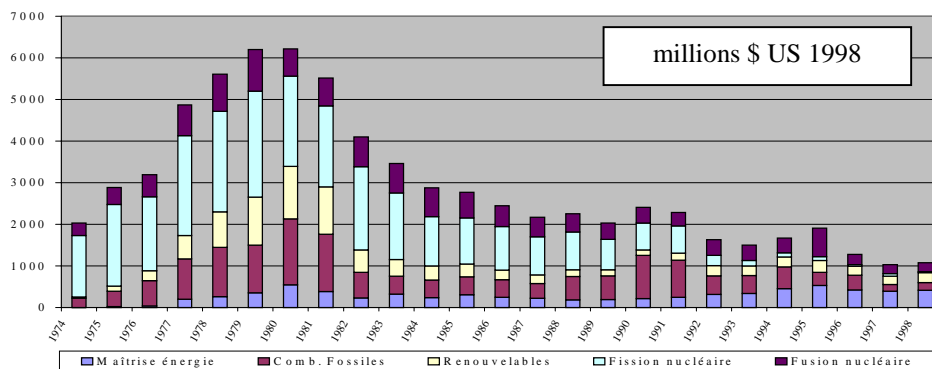
(2) L'hétérogénéité des données ne nous permet pas, en particulier, d'établir les liens entre la recherche, les technologies et les investissements et de préciser les axes de recherche qui ont pu être privilégiés dans les différents pays et qui ont pesé sur les choix d'investissements.

- La situation internationale -

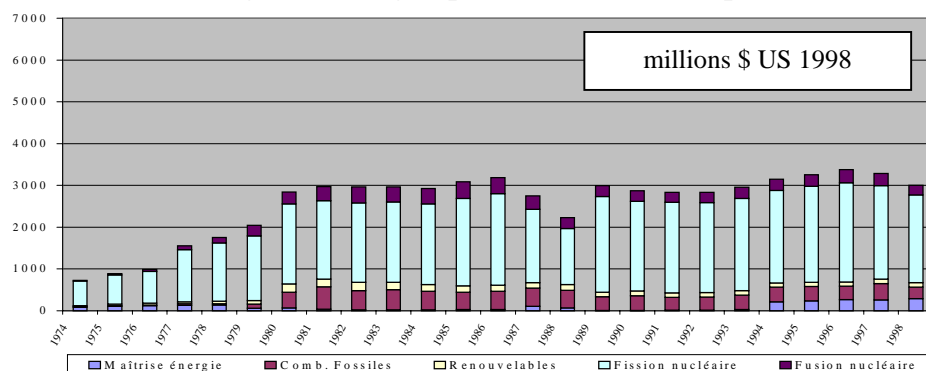
Japon) à la R & D sur l'énergie. Mais l'évolution est très différente sur les quinze dernières années entre par exemple, le Japon dont le budget s'est maintenu et les États-Unis où il a été divisé par 3,5 entre 1980 et 1998. En 1998, les budgets publics consacrés à l'énergie aux États-Unis atteignaient 64 % de ceux engagés au Japon.

Les graphiques suivants illustrent l'évolution de la place du nucléaire dans les budgets publics de R & D consacrés à l'énergie entre 1974 et 1998 pour les États-Unis, le Japon et la France.

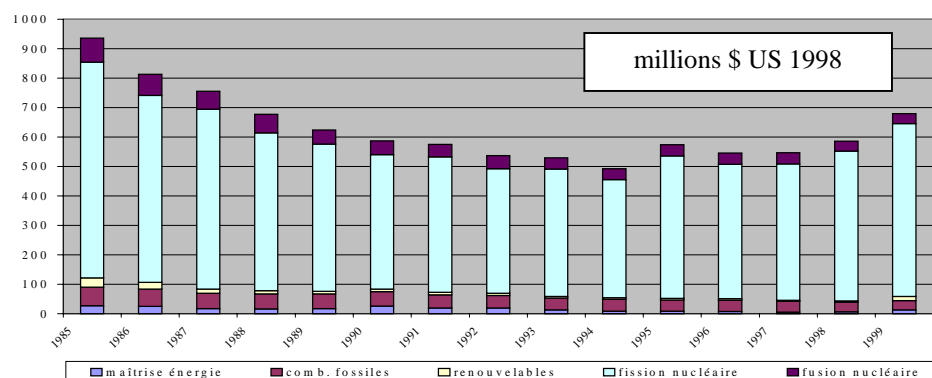
Énergie : les budgets publics de R&D aux États-Unis



Énergie : les budgets publics de R&D au Japon



Énergie : les budgets publics de R & D en France



Source : AIE

- La situation internationale -

- **Le Japon** consacre près des trois quarts des budgets publics de R&D dans le domaine de l'énergie au nucléaire et concentrait ainsi en 1997, 65 % de l'ensemble des budgets publics des pays de l'AIE pour le nucléaire. On a cependant assisté à une baisse régulière de ces budgets depuis le maximum enregistré en 1996, baisse de 13 % pour le nucléaire alors que les budgets de R & D pour l'ensemble de l'énergie ne se réduisaient que de 11 %.
- **La contribution des États-Unis** à l'ensemble des dépenses publiques consacrées par les pays de l'AIE à la R & D du nucléaire s'est fortement réduite (de 11,3 % en 1995 à 7,2 % en 1997). L'essentiel de l'effort public de R & D est aujourd'hui concentré sur la maîtrise de la demande d'énergie (421 millions de US \$98 en 1998 à comparer avec 237 millions pour le nucléaire).
- Les budgets publics **français** consacrés à la R & D pour le nucléaire dépassent les budgets américains depuis 1995 et l'écart ne fait que croître. Ils représentaient 13 % du budget global des pays de l'AIE pour la R & D nucléaire en 1997. En parallèle, les budgets publics de R & D dans le domaine de la maîtrise de l'énergie restaient négligeables.

Quant aux dépenses de R & D des entreprises, même si nous ne disposons pas de données exhaustives sur leur montant, les données partielles disponibles montrent qu'elles évolueraient parallèlement aux dépenses publiques, ces dernières ayant un effet d'entraînement global.

D'autres pays ne mettent pas en place des programmes publics de R & D mais acquièrent la R & D de pays occidentaux à travers des transferts de technologie. C'est le cas de la Chine à l'occasion, par exemple, de la construction de réacteurs nucléaires par des sociétés occidentales, alors qu'elle souhaite à terme développer sa propre filière à partir des technologies acquises. C'est aussi celui de la Corée du Sud qui a beaucoup développé son industrie nucléaire à partir de technologies importées et qui continue à progresser dans ce domaine avec l'aide de sociétés occidentales.

2. L'émergence des problèmes d'environnement à l'échelle internationale

Parmi les problèmes liés au développement des systèmes énergétiques, un certain nombre de risques revêtent, par leur dimension géographique ou par leur permanence sur le très long terme, un caractère global pour l'humanité. Ces risques touchent essentiellement à la gestion des ressources (épuiement des ressources fossiles et des ressources fissiles, concurrence d'usage des sols), à la sécurité (accidents majeurs, prolifération nucléaire) et à l'accumulation de sous-produits (gaz à effet de serre, déchets nucléaires).

Ces risques ne sont pas indépendants les uns des autres : par exemple, pour lutter contre le réchauffement du climat, on peut envisager de réduire le recours aux énergies fossiles. On repousse alors l'échéance de l'épuisement des ressources en même temps qu'on ralentit les émissions des gaz à effet de serre responsables du réchauffement. Mais si, pour faire face aux besoins, on augmente considérablement le recours à l'énergie nucléaire ou aux énergies renouvelables, on renforce d'autant les risques associés à l'énergie nucléaire ou aux concurrences d'usage des sols. Il est donc indispensable, pour définir une stratégie au service d'un développement durable, de garder en tête cette imbrication des risques du moyen et du long terme.

Cette remarque semble tout particulièrement fondée dans la période actuelle, marquée par la prise de conscience récente, au niveau international, des problèmes d'effet de serre. La crainte du réchauffement climatique pourrait en effet, à première vue, favoriser le nucléaire dont les émissions de gaz à effet de serre sont négligeables. Ainsi, le recours au nucléaire est parfois présenté aujourd'hui comme un instrument majeur de lutte contre l'effet de serre – et le débat¹ se développe au plan international sur la légitimité de cette idée. Cependant l'examen de la place du nucléaire dans la problématique de lutte contre l'effet de serre ne peut être mené sans une interrogation préalable sur la mise en place d'une précaution de même nature vis-à-vis des risques de long terme liés à l'industrie nucléaire, en particulier à ses déchets.

Le niveau de connaissance et de maîtrise technique des risques (effet de serre et risques associés à la filière nucléaire) est variable. La diversité de traitement qui en découle est pour partie irréductible. Il nous paraît cependant important de porter à chacun de ces risques le même niveau d'attention : les principes de

(1) On s'interroge en particulier sur l'intérêt de prendre en compte ou non les projets nucléaires dans les mécanismes de flexibilité.

- La situation internationale -

précaution ou de prévention peuvent faire l'objet de développements sectoriels, mais ils ne se conçoivent que dans une approche globale.

Très généralement, pour prendre en compte la prévention des risques environnementaux associés aux différentes filières énergétiques, l'économiste peut choisir entre deux méthodes :

- une méthode « coûts-avantages » qui consiste à recenser et à évaluer, d'une part, les dégâts associés au risque engendré par les émissions et les rejets et, d'autre part, les actions possibles de réduction de ces mêmes émissions ou rejets. La comparaison des coûts marginaux des dommages et des réductions d'émissions ou de rejets permet de trouver le point d'équilibre économique qui assure un intérêt économique aux mesures à prendre. Cependant, l'estimation des coûts des dommages est entachée de nombreuses incertitudes ;
- une méthode « coût-efficacité » qui vise plus modestement à optimiser le coût des mesures à adopter pour atteindre un objectif donné de réduction des émissions ou des rejets. Dans ce cas, il n'est plus nécessaire de nommer les dégâts, leur ampleur et le coût de leur réparation. On s'intéresse par contre aux causes, aux responsables (les différents gaz à effet de serre, les différents déchets nucléaires, etc.) et l'on cherche à minimiser les coûts de réduction de leur émission pour un objectif donné. La valeur obtenue correspond alors au coût marginal de dépollution ou de réduction des émissions et n'est plus liée à celui des dommages. C'est dire qu'on admet être incapable, dans un premier temps de chiffrer précisément l'ampleur des mesures à prendre mais que cela n'empêche pas de commencer à agir.

Lorsqu'on ne sait pas estimer les dommages liés aux risques environnementaux associés aux différentes filières énergétiques, la prévention de ces risques ne peut passer par la méthode « coûts-avantages ». La réflexion internationale se porte dans ces conditions sur l'utilisation de la méthode « coût-efficacité ». C'est le cas pour l'effet de serre lorsqu'on met en place des programmes visant à réduire les émissions de CO₂, et pour les déchets nucléaires lorsqu'on met en place des programmes visant à réduire le volume des déchets à haute activité et à très longue durée de vie.

2.1 L'internationalisation du problème du CO₂ : la convention climat

La période récente a vu s'intensifier les discussions internationales pour parvenir à une précaution commune contre le réchauffement climatique. La négociation de Kyoto a marqué un premier pas important, puisque les pays industrialisés se sont engagés à une réduction de 5,2 % de leurs émissions en 2010 par rapport à 1990, alors que la tendance serait plutôt à une croissance de l'ordre de 10 à 15 % sur cette période.

- La situation internationale -

L'effet de serre : sa prise en compte dans les négociations internationales

Devant les incertitudes majeures concernant à la fois la nature précise, la géographie et l'ampleur des conséquences d'un réchauffement climatique imputable à l'augmentation anthropique des émissions de gaz à effet de serre (GES), la communauté internationale, au travers de la convention climat, est convenue d'engager une politique de prévention consistant en une inflexion des flux des émissions mondiales de GES en 2010, dans la perspective plus lointaine d'une stabilisation des concentrations de GES à un niveau qui « *empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique, dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre de façon durable* ».

Le protocole de Kyoto est venu préciser la méthode d'action retenue. Un choix existait en effet entre deux méthodes d'action :

- imposer une obligation de moyens aux pays signataires du protocole en introduisant par exemple un système de taxation spécifique à l'émission de gaz à effet de serre. L'inconvénient d'une telle méthode réside dans l'indétermination *ex-ante* du résultat quantitatif qu'on peut attendre de la contrainte économique ainsi appliquée ;
- imposer aux pays signataires une obligation de résultats, par exemple des quotas d'émissions à un horizon donné.

C'est cette dernière méthode qui a finalement été retenue. Ces quotas, uniquement applicables aux pays dits de l'annexe 1 (pays de l'OCDE et pays de l'ancien bloc soviétique), ont été définis en référence aux émissions de GES de l'année 1990 de chacun des pays, sous forme d'un pourcentage de réduction à l'horizon 2010 (5,2 % pour l'ensemble des pays de l'annexe 1, 1,8 % pour l'Europe, 5 % pour les États-Unis, 0 % pour la Russie, etc.).

Pour faciliter la mise en œuvre de cet accord, le protocole de Kyoto a prévu des mécanismes de flexibilité :

- un marché des droits (ou permis) négociables entre les parties signataires du protocole de Kyoto (les pays de l'annexe 1) ;
- l'application conjointe (AC) entre les parties visées à l'annexe 1. Il peut être moins coûteux pour un pays de l'annexe 1 de réduire les émissions de CO₂ en investissant dans un autre pays de l'annexe 1 plutôt que chez lui, ce qui est collectivement préférable ;
- le mécanisme de développement propre (MDP) qui permet d'aider un pays en développement à parvenir à un développement durable tout en permettant à un pays de l'annexe 1 de remplir ses engagements de réduction des émissions.

Ces différents mécanismes de marché visent tous à orienter les choix d'investissements vers des projets économes en émissions de gaz à effet de serre et à coûts minimaux.

La communauté internationale n'a donc pas attendu une description précise et argumentée financièrement des dégâts du réchauffement pour appliquer un principe de précaution élémentaire consistant à dire qu'en attendant d'en savoir plus sur la nocivité des émissions, il est prudent d'en contrôler l'augmentation ¹. Elle a favorisé, voire imposé aux uns et aux autres des engagements quantitatifs de limitation et envisagé la mise en place de mécanismes de flexibilité.

2.2 Les risques nucléaires

La production d'électricité d'origine nucléaire présente des risques spécifiques, liés à la radioactivité des matières qu'elle consomme et qu'elle génère. Ces risques sont essentiellement de trois sortes :

- les risques d'exposition des personnes ou de contamination de l'environnement liés à l'exploitation (en situation accidentelle bien sûr, mais aussi en fonctionnement normal) ;
- les risques liés aux déchets radioactifs de diverses sortes produits par l'industrie nucléaire ;
- enfin, les risques de prolifération associés au développement de l'arme nucléaire.

Si le risque de prolifération, par nature transnational, a très vite fait l'objet de négociations au niveau international, les autres risques, que ce soient les problèmes de sûreté des installations ou ceux liés au traitement des déchets, ont été tout d'abord envisagés dans des contextes nationaux. Aujourd'hui, on assiste à des échanges internationaux plus importants sur chacun de ces problèmes : au-delà du Traité ² de Non Prolifération (TNP) qui suppose l'adhésion d'un certain nombre de pays à des engagements relatifs à l'arme nucléaire, des institutions internationales s'intéressent par exemple à la sûreté ; le problème des déchets échappe encore à la mise en place d'une convention internationale.

(1) Dans notre rapport, nous avons retenu les émissions de gaz à effet de serre issues directement de la combustion des combustibles fossiles et estimé les émissions issues de leur traitement ou de leur transport en utilisant des ratios variables suivant le combustible utilisé.

(2) Voir la présentation du TNP dans l'annexe 4.

- La situation internationale -

Conventions internationales dans le nucléaire

Le TNP est un instrument international de lutte contre la prolifération à vocation universelle. Actuellement 187 États l'ont ratifié et seuls quatre États dont trois États nucléaires *de facto*, l'Inde, Israël et le Pakistan restent en dehors du traité.

Par ailleurs, des conventions internationales spécifiques auxquelles la France est Partie ont été négociées dans différents domaines, en particulier dans celui de la sûreté qui comprend la gestion des combustibles usés et celui des déchets radioactifs :

1 – Sûreté

- La convention sur la *notification rapide d'un accident nucléaire* (en vigueur pour la France depuis le 6/04/89).
- La convention sur *l'assistance en cas d'accident nucléaire* ou de situation d'urgence radiologique (en vigueur pour la France depuis le 06/04/89 également).
- La convention sur la *sûreté nucléaire* (en vigueur pour la France depuis le 14/10/96).
- La convention commune sur la *gestion du combustible usé et la gestion des déchets radioactifs* (loi du 03/03/2000 qui n'est pas encore en vigueur).

2 – Sécurité/transport international

- La convention sur la *protection physique des matières nucléaires* (entrée en vigueur pour la France le 06/10/1991).

3 – Responsabilité civile

- La convention de Paris sur la *responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire* (entrée en vigueur pour la France depuis le 01/04/68) (+ textes suivants).
- La convention relative à la *responsabilité civile dans le domaine du transport maritime des matières nucléaires* (en vigueur pour la France depuis le 15/07/75).

4 – Environnement

- La Convention de Londres sur *la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets* (en vigueur pour la France depuis le 05/03/77).
- La Convention *OSPAR* (en vigueur pour la France depuis le 25/03/98).

Compte tenu de la focalisation du débat, en France et plus généralement en Europe, sur les problèmes de l'aval du cycle nucléaire (les rejets radioactifs des installations nucléaires et en particulier des usines de retraitement) et du devenir des déchets à très longue durée de vie, nous avons concentré notre rapport sur ces questions et n'avons pas étudié dans le détail les problèmes internationaux

liés à la sûreté des installations nucléaires ou aux risques de prolifération. On trouvera cependant en annexe des indications sur l'état actuel du débat international sur ces questions.

Les déchets ¹ (définis dans le chapitre I comme « *ce que l'on abandonne à l'issue du cycle nucléaire, abandon qui peut être transitoire car il dépend des conditions technico-économiques du moment* ») sont entreposés en attendant que les installations pour leur stockage définitif soient construites ou même, dans certains cas, que le principe d'un tel stockage soit arrêté. C'est notamment le cas des déchets les plus radioactifs et des déchets à vie longue, qui constituent la préoccupation majeure des chercheurs, des décideurs et des citoyens.

Les déchets et effluents nucléaires restent pour l'essentiel aujourd'hui du domaine de la souveraineté nationale, à l'exception notable des engagements internationaux pris en faveur de la lutte contre la pollution marine tels que :

- la Convention de Londres sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets ;
- la Convention OSPAR pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est – elle fixe notamment le principe d'interdiction de l'immersion de substances (y compris les déchets) faiblement ou moyennement radioactives et traite de la prévention et de la suppression de la pollution ayant pour origine des sources telluriques.

Elle a été suivie d'engagements politiques pris dans le cadre de la Convention OSPAR dont les membres se sont réunis les 22 et 23 juillet 1998 à Sintra, réunion qui a conduit à l'adoption de stratégies dont une concerne les substances radioactives. Cette stratégie prévoit que d'ici à 2020 « la Commission fera en sorte que les rejets, émissions et pertes de substances radioactives soient ramenés à des niveaux ou l'excédent des teneurs, par rapport aux teneurs historiques dans le milieu marin tels que résultant de tels rejets, émissions et pertes soit proche de zéro ».

Sous l'influence des réflexions et des avancées conceptuelles proposées dans la lutte contre le réchauffement climatique (conventions internationales, principe

(1) Notre définition des déchets radioactifs diffère légèrement de celle de l'AIEA qui donne la définition suivante : « ...un déchet radioactif peut être défini comme un matériau qui contient ou qui est contaminé par des radionucléides à des concentrations ou des activités supérieures aux seuils de libération établis par les autorités réglementaires, et pour lequel aucune utilisation n'est envisagée ».

- La situation internationale -

de précaution), et de très importants problèmes rencontrés par la communauté internationale avec le nucléaire civil des pays de l'ex-bloc soviétique, la tendance à l'internationalisation de la prise en compte du problème des déchets progresse rapidement.

En ce qui concerne les déchets qui posent le plus de problèmes d'acceptabilité (les déchets à très longue durée de vie et à haute activité), la question se pose par exemple de savoir si une réflexion, parallèle à celle qui a été engagée pour la limitation des émissions de gaz à effet de serre, peut être menée sur une limitation des stocks de déchets radioactifs à vie longue. Malgré des différences sensibles entre les deux questions, plusieurs arguments plaident pour une telle approche :

- d'emblée, le problème concerne le très long terme, implique les générations futures et tout choix est générateur de fortes inerties ;
- l'état de la connaissance scientifique ne permet pas toujours aujourd'hui de quantifier les risques encourus. D'où la nécessité de bien dissocier le risque contre lequel il est possible de se couvrir (assurances et marchés à terme), du risque face auquel le décideur doit agir en situation d'information incomplète.

Enfin, les performances du nucléaire en ce qui concerne les rejets de gaz à effet de serre en font un outil potentiel des politiques de réduction des émissions de ces gaz. Sans un mécanisme équivalent aux quotas d'émissions, la substitution possible de l'énergie nucléaire aux énergies fossiles pourrait entraîner une explosion du volume de déchets, y compris des déchets à vie longue (sans compter d'éventuels nouveaux risques de prolifération).

C'est la raison pour laquelle dans le chapitre suivant, nous avons décidé d'accompagner chaque scénario d'une présentation des flux et des cumuls en fin de période, des émissions de gaz à effet de serre et des déchets qu'il entraîne, déchets que l'on prendra soin de définir précisément dans chacun des scénarios, ceux-ci étant susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement.

L'attention particulière qu'il nous semble nécessaire d'accorder au problème des déchets à haute activité et à très longue durée de vie (au-delà de plusieurs centaines d'années) nous conduit en particulier à spécifier clairement les conséquences sur la constitution de stocks de plutonium, d'actinides mineurs et de produits de fission à très longue durée de vie des différents scénarios.

2.3 Les premières tentatives d'internalisation de l'environnement dans les coûts de l'électricité

Depuis la fin des années quatre-vingt, la problématique des coûts externes¹ liés à la production d'électricité, qu'il s'agisse de leur évaluation ou de leur utilisation dans les processus de décision, a intéressé les milieux de l'énergie, au moins dans les pays industrialisés. Dans ces pays, la question de la répartition de la production entre les différentes sources d'énergie s'est posée à différents niveaux de décision : fédéral, national ou local. En particulier, il s'agissait de définir la contribution de l'énergie nucléaire dans le futur (Royaume-Uni, Suisse) ou les conditions d'un accroissement sensible de la part des énergies renouvelables (Allemagne, États-Unis).

En **Allemagne** – L'une des premières études empiriques d'estimation des dommages liés à la production d'électricité (d'origine fossile, nucléaire ou renouvelable) a été menée en Allemagne en 1988 par O. Hohmeyer dans son étude « Social costs of energy consumption ». Cette étude a eu un grand impact car elle suggérait que l'introduction des coûts externes (coûts sociaux non directement pris en compte par le marché) pouvait rendre les énergies renouvelables plus compétitives que le charbon ou le nucléaire pour la production d'électricité. L'approche se voulait globale et prenait en considération les impacts sur la santé, les récoltes, l'emploi, etc. Certes, les hypothèses étaient discutables (une grande partie de la pollution atmosphérique était arbitrairement imputée aux centrales à charbon, l'affectation des budgets de R & D publics était souvent arbitraire, etc.) mais cette étude eut le mérite de sensibiliser l'opinion à la nécessité de tenir compte, dans le calcul économique, de coûts indirects plus ou moins quantifiables qui devaient être associés à chaque filière de production d'électricité.

Aux **États-Unis** – Une démarche identique, quoique moins ambitieuse, a ensuite été adoptée, suite aux travaux d'Ottinger en 1990. Des compagnies d'électricité de plusieurs États (New-York, Californie, Massachusetts, Nevada, Oregon, Wisconsin) se sont efforcées de tenir compte des coûts environnementaux dans le calcul du prix de revient du kWh (logique dite des « adders »). Dès 1993, de nombreuses commissions de régulation ont obligé les compagnies d'électricité à procéder à de tels calculs. Mais le processus a rencontré un certain nombre de limites, du fait des difficultés à évaluer certains coûts et des effets pervers qu'une telle approche pouvait engendrer (certaines compagnies avaient tendance à prolonger la vie d'installations anciennes

(1) Voir l'annexe 7.

- La situation internationale -

polluantes plutôt que de construire de nouveaux équipements dans la mesure où ces externalités¹ n'étaient appliquées qu'aux installations nouvelles). Il faut noter aussi que le processus de libéralisation auquel on a assisté, a d'abord augmenté la compétition entre les firmes et a eu tendance à reléguer parfois au second plan pour ces firmes la préoccupation environnementale.

En **Europe** – c'est indiscutablement l'étude ExternE menée par la Commission européenne (en 1995, avec une réactualisation en 1997-1998) qui constitue la référence la plus sérieuse en matière d'externalités associées à la production d'électricité. D'un point de vue méthodologique, la démarche retenue est la suivante :

- dans une *première étape*, on quantifie les phénomènes physiques liés à la construction et au fonctionnement d'une centrale électrique (ou d'un parc de centrales) ;
- dans une *seconde étape*, on évalue les impacts environnementaux des divers risques et rejets possibles, dans une perspective « physique » : maladies, accidents, décès, effets sur la chaîne alimentaire, sur les récoltes, sur l'utilisation de l'espace, sur l'effet de serre, etc. Ces impacts sont évalués en termes probabilistes, à court, moyen et long terme ;
- dans une *troisième étape*, on convertit ces valeurs « physiques » (nombre de décès, de journées de travail perdues, etc.) en valeurs « monétaires ». Cela nécessite bien sûr de nombreuses hypothèses, notamment sur le prix de la vie humaine, la valeur de l'espace, la valeur des récoltes perdues ou des paysages détruits. Il faut en outre se prononcer sur la valeur du taux d'actualisation à retenir, c'est-à-dire du taux de préférence social pour le présent.

Les dommages environnementaux locaux étant propres à un site particulier, il importe de trouver un site « représentatif » d'un parc électrique analysé. Pour les filières fossiles, les exemples ont été pris en Allemagne et au Royaume-Uni (charbon, fuel, gaz). Pour la filière nucléaire, l'exemple a été pris en France. Pour les énergies renouvelables (éolien, biomasse et hydraulique), les exemples ont été pris au Royaume-Uni et en Norvège. Dans l'ensemble, les résultats font apparaître de très fortes disparités selon les sites retenus pour chaque filière. La

(1) De toute façon, à cette époque, les exploitants américains fonctionnaient en système de monopole, et refacturaient l'ensemble des coûts en accord avec les agences de contrôle dans chaque État.

dernière version de l'étude ExternE (1998) ne se limite pas à quelques sites représentatifs mais balaie des situations très différentes dans les 15 pays de l'Union européenne. La conclusion est qu'il est difficile de retenir un chiffre moyen tant le résultat est sensible aux conditions de départ que l'on peut observer. Certes, l'étude fournit des tendances fortes : le charbon (*a fortiori* le lignite) et dans une moindre mesure le fuel présentent des coûts externes plus élevés que le gaz naturel ou l'hydraulique. Le nucléaire bénéficie de coûts externes relativement modestes mais cela tient largement à la méthodologie retenue : l'étude ne retient pas les coûts liés à la gestion à long terme des déchets, faute d'une connaissance scientifique suffisante. Elle tient compte en revanche des coûts liés aux accidents (centrales en fonctionnement, transport des combustibles, etc.) et au stockage à court moyen terme de ces déchets. Elle privilégie les impacts sur la santé liés aux divers rejets.

Par ailleurs, en ce qui concerne la filière nucléaire, l'étude ExternE s'intéresse principalement aux impacts physiques sur la population humaine (effets sur la santé, décès liés aux accidents et aux rejets) mais l'analyse est conduite sur un horizon temporel limité, avec une approche probabiliste. Il a fallu faire des hypothèses sur les modèles de dispersion des radionucléides et les fonctions doses-réponses utilisées reposent sur des études épidémiologiques qui s'efforcent d'établir une corrélation entre l'exposition à chaque polluant et les effets sur la santé des populations exposées. Le passage à la valorisation monétaire ne se fait pas non plus sans difficultés. La mesure du coût économique de la maladie consiste généralement à additionner les coûts médicaux et les pertes de journées de travail. Le coût de la mortalité est encore plus difficile à déterminer.

Une fois admise l'idée qu'il faut attribuer une valeur statistique à la vie humaine (celle d'un « citoyen statistiquement anonyme »), il convient de fixer le montant de cette valeur statistique. Dans le cas d'ExternE 1995, cette valeur était une moyenne arithmétique d'estimations basées sur le consentement à payer des individus pour éviter un risque d'accident mortel sur leur lieu de travail. L'approche en termes de capital humain (valeur actualisée des revenus futurs probables d'un individu) avait été écartée. Dans la seconde version d'ExternE (celle de 1998), on a préféré faire référence à la valeur d'une année de vie perdue.

L'analyse des résultats montre que ce sont les dommages sur la santé publique qui conditionnent largement la hiérarchie entre les divers sites de production d'électricité. En réalité, ce ne sont pas les seuls dommages à prendre en compte mais l'étude de la Commission a de fait privilégié cet aspect. Dans le cas du

- La situation internationale -

nucléaire, il faut en outre noter que la valorisation monétaire des dommages potentiels futurs pose avec une particulière acuité la délicate question du choix du taux d'actualisation. Les équipes d'ExternE ont contourné la difficulté en adoptant trois taux différents selon les simulations (0 %, 3 % et 10 %).

Cette étude a le mérite de proposer une méthodologie pour évaluer les externalités et de faire prendre ainsi conscience qu'il est possible d'en tenir compte dans le processus de décision. Ses résultats sont sans aucun doute beaucoup plus fiables pour l'électricité produite avec des combustibles fossiles que pour l'électricité d'origine nucléaire. Le problème de la gestion à long terme des déchets radioactifs est abordé de façon assez succincte, comme le reconnaissent d'ailleurs les auteurs.

3. Les choix des principaux pays en matière de gestion des combustibles usés

Sur ce sujet, la concertation internationale ne s'effectue que sur les problèmes scientifiques et techniques. De ce fait, le choix des différents pays est envisagé par chaque pays nucléaire comme un choix technique impliquant une décision au niveau national et non pas un choix imposé effectué dans le cadre d'une politique mondiale.

Trois modes de gestion des combustibles irradiés¹ sont actuellement retenus ou envisagés dans le monde : le retraitement-recyclage qui consiste à séparer et à récupérer, du combustible irradié, l'uranium et le plutonium valorisables et à conditionner les produits de fission et les actinides mineurs afin qu'ils puissent être un jour stockés ; le stockage direct des combustibles irradiés, en formation géologique profonde, après une période d'entreposage permettant leur refroidissement ; la mise en attente permettant de différer la décision.

Le retraitement des combustibles irradiés est historiquement et industriellement indissociable de la question du plutonium. Celui-ci a toujours fait, depuis les premiers développements du nucléaire, partie intégrante de toute stratégie de valorisation des matières fissiles. Les premières installations de retraitement ont été mises en œuvre pour des objectifs militaires.

(1) Nous utiliserons indistinctement les mots combustibles usés et combustibles irradiés.

Avantages respectifs du retraitement et du stockage direct

Le retraitement

Les pays qui ont opté pour le « cycle fermé » (retraitement-recyclage) l'ont souvent fait au nom de l'indépendance énergétique, pensant réduire le risque lié à une pénurie des matières fissiles et à une augmentation du coût d'approvisionnement en uranium. Le retraitement assure en outre un quadruple avantage : d'une part, il facilite la gestion des déchets nucléaires en réduisant leur volume, il élimine le plutonium (qui peut être recyclé comme combustible) réduisant ainsi les nuisances potentielles des déchets ultimes, d'autre part, il réduit les coûts grâce à la valorisation de certains produits recyclés (uranium 235 et plutonium) et enfin, il permet de concentrer et de conditionner les déchets ultimes à haute activité et à vie longue dans des matrices conçues pour assurer un confinement hautement durable. Mais en fait, dans l'état actuel des techniques, le retraitement n'est pas poursuivi au-delà d'un cycle pour des raisons économiques, ce qui conduit à envisager en plus du stockage des déchets ultimes, l'entreposage ou le stockage direct de quantités importantes de combustibles irradiés à fort contenu de plutonium.

Ces avantages sont contestés par les partisans du « cycle ouvert » (stockage direct sans recyclage) qui insistent sur la complexité du cycle dans l'option retraitement-recyclage, complexité se traduisant par une multiplication de manipulations, donc des risques accrus. Ils font observer qu'il est difficile de recycler plusieurs fois le plutonium qui, s'enrichissant de plus en plus en isotopes pairs, devient de moins en moins fissile aux neutrons thermiques, ce qui nécessite un accroissement de sa teneur à chaque nouveau recyclage¹. Comme la radiotoxicité du plutonium est élevée, son élimination des déchets par le retraitement réduit fortement la toxicité des déchets dits « ultimes » (d'un facteur 10 environ). Le volume des déchets ultimes à stocker est quant à lui réduit d'un facteur 5. Mais le risque de prolifération nucléaire est accru puisque le plutonium a été « séparé » des autres déchets². En outre, il n'est pas certain que gérer une multiplicité de déchets de natures diverses soit plus simple que gérer une seule catégorie de déchets. La diversification des déchets a des avantages, elle peut aussi avoir des inconvénients car les risques sont souvent interdépendants.

(1) Cette limitation pourrait néanmoins être levée avec de nouveaux types de combustibles permettant le multirecyclage dans les réacteurs à eau légère, et, à plus long terme, dans une nouvelle génération de réacteurs optimisés pour l'économie des ressources naturelles et une grande capacité à consommer le plutonium ainsi que les déchets à vie longue.

(2) Pour parer à ce risque, le plutonium (matière énergétique) est remis en France au sein du combustible et recyclé, les tonnages retraités et le recyclage en réacteur cherchant à assurer l'égalité des flux tout en minimisant la quantité de plutonium séparé au strict volant nécessaire à la fabrication du combustible MOX.

- La situation internationale -

Le stockage direct

Le stockage direct des combustibles nécessite un entreposage préalable d'une durée minimale de 50 ans pour permettre la décroissance des éléments fortement radioactifs à vie courte (dite période de refroidissement). Diverses solutions sont utilisées pour cet entreposage : piscines, emballages de surface, etc. Ensuite, il faut trouver un lieu de stockage définitif. Pour l'instant, aucun pays n'a réellement choisi de solution définitive en matière de stockage direct. La question est notamment de savoir si ces stockages doivent ou non être réversibles. On peut admettre que les progrès de la science permettront un jour de réutiliser ces déchets dans des conditions meilleures que celles du retraitement-recyclage actuel voire de les transmuter en des éléments à durée de vie sensiblement plus courte. Il faut donc, si tel était le cas, éviter de rendre le stockage irréversible. Mais pour les déchets à vie longue (parfois plusieurs milliers d'années), il est important de trouver des sites en profondeur qui soient des dépôts fiables au-delà de la mémoire des populations. Il est peu probable que les sites de stockage en surface puissent faire l'objet d'une protection fiable pendant des siècles. D'où la recherche de formations géologiques sûres (sel, argile, granit, roches volcaniques, voire fonds sous-marins). Certains sont opposés au stockage en profondeur car ils estiment que le confinement ne peut être garanti sur des périodes aussi longues. La moins mauvaise solution, paradoxalement, c'est alors le stockage en surface, plus facile à surveiller.

Au total, dans les conditions actuelles du prix de l'uranium, alors qu'elle avait été préparée dans un contexte où le minerai allait devenir rare et cher, la stratégie retraitement-recyclage avec un stockage des déchets ultimes se révèle aujourd'hui plus chère que le stockage direct. Cette stratégie conduit cependant à une réduction du volume des déchets ultimes à stocker et représente une économie de ressources dans l'immédiat (recyclage des matières fissiles) et pour l'avenir une réserve de ressources potentielles (utilisation des matières fertiles) ainsi qu'une ouverture du champ des possibilités.

Ensuite, dans les années soixante-dix, quand des prévisions internationales optimistes ont encouragé un développement rapide du nucléaire, un large programme de surgénérateurs a été envisagé compte tenu du prix élevé de l'uranium, du risque supposé de pénurie et de la volonté d'augmenter l'indépendance énergétique des pays privés de ressources fossiles nationales (France, Japon, etc.). Pour pouvoir alimenter les surgénérateurs, il a été décidé de développer massivement le retraitement des combustibles irradiés issus des réacteurs.

En France par exemple, cela a correspondu à la mise en œuvre industrielle dès 1958 de la première usine UP1 (Usine Plutonium n° 1) de Marcoule, d'une capacité annuelle de 400 tonnes de combustibles issus des réacteurs graphite-gaz (UNGG). L'usine UP1 aura fonctionné près de 40 ans jusqu'à la fin de

1997. Avec la mise en service des premiers réacteurs électrogènes civils en 1963, la question du devenir des combustibles irradiés civils se posait, alors même que le démarrage du programme à neutrons rapides (Rapsodie et Phénix mis en service respectivement en 1967 et 1973) nécessitait la disponibilité de plutonium. La construction d'une deuxième usine de retraitement (UP2), d'une capacité de 800 tonnes par an de combustibles issus des UNGG, a donc été entreprise pour une mise en service en 1966. En 1976, a été mis en service un atelier permettant de traiter dans UP2 400 tonnes de combustibles REP par an. En mai 1981, il était décidé de construire UP3 d'une capacité annuelle de 800 tonnes qui devait théoriquement retraiter pendant dix ans du combustible irradié issu de réacteurs à eau étrangers (REP, REB), puis du combustible en provenance des centrales de EDF. En 1985, il était décidé de construire UP2-800 d'une capacité annuelle de 800 tonnes dédiée uniquement au retraitement du combustible REP d'EDF.

Dans la catégorie des pays pratiquant le retraitement sur leurs territoires on trouve, aux côtés de la France : le **Royaume-Uni** qui avait décidé le retraitement dès sa première génération de combustible au cours des années soixante ; la **Russie** qui retraite, depuis le début du nucléaire, l'ensemble des combustibles usés des pays de l'Est sur son territoire ; le **Japon** qui a eu depuis le début une politique du tout retraitement en liaison avec un important programme de surgénérateurs, mais n'a sur son territoire qu'une usine pilote de retraitement, Tokai Mura, d'une capacité de 90 tonnes/an et une usine en construction d'une capacité de 800 tonnes/an (Rokkasho Mura) qui pourrait être mise en service après 2005.

D'autres pays ont choisi de faire retraiter leurs combustibles à l'étranger comme l'**Allemagne**, la **Belgique**, les **Pays-Bas** ou la **Suisse**.

Le contexte international a aujourd'hui beaucoup changé vis-à-vis du retraitement. Peu à peu, la plupart des électriciens étrangers impliqués ont limité leurs engagements, voire se sont désengagés. Ainsi, la **Suède** fut le premier pays à abandonner officiellement la voie du retraitement. **L'Allemagne**, après avoir levé l'obligation de retraitement en 1994, permettait aux électriciens de choisir entre le retraitement et le stockage direct et abandonnait successivement, avant leur mise en service, le surgénérateur de Kalkar, l'usine de retraitement de Wackersdorf et une nouvelle usine de fabrication de MOX à Hanau de la taille de Melox. La **Belgique**¹ prononçait en 1993 un moratoire de cinq ans sur toute

(1) La société belge FBFC fabrique près de 350 tonnes d'assemblages combustibles par an et a été le premier producteur de combustibles MOX dont la fabrication a commencé à Dessel en 1973 (la capacité actuelle de l'usine s'élève à 35 tonnes/an). Un organisme

- La situation internationale -

exécution de contrat de retraitement et a effectivement annulé ses contrats de retraitement post-2000 en décembre 1998. La **Grande-Bretagne**, qui avait manifesté très tôt un intérêt militaire et civil pour le plutonium pour les mêmes raisons que la France, avait imaginé un programme similaire – aujourd’hui fortement remis en cause. British Energy, l’électricien nucléaire britannique déclarait même en mars dernier, face aux problèmes techniques rencontrés par BNFL (British Nuclear Fuels Limited), qu’elle envisageait d’abandonner le retraitement de ses combustibles usés (AGR et PWR) pour se contenter de les stocker dans ses centrales. La **Suisse** vient de préparer un projet de loi qui, s’il est retenu, prévoit l’arrêt du retraitement au-delà des contrats signés avant le 1^{er} mars 2000. Au **Japon** enfin, les autorités, bien que leur position sur la filière plutonium reste officiellement inchangée, reconnaissent que les trois accidents importants de Monju (1995) et de Tokai Mura (1997 puis 1999) ont retardé, voire compromis le développement du programme initialement prévu. Celui-ci prévoyait l’utilisation de combustibles MOX dans deux réacteurs à eau légère d’ici la fin de l’année 1999 avant une montée en puissance progressive jusqu’à 16 à 18 tranches « moxées » d’ici 2005. La falsification des données du combustible MOX en provenance de BNFL a encore compliqué la situation.

Dans d’autres pays, comme la **Suisse**, le débat contre le retraitement s’est développé autour des risques liés au transport des combustibles usés et des déchets ainsi qu’aux rejets - au cours de l’opération de retraitement - de substances radioactives dans l’eau et dans l’air.

Le contexte international favorable au retraitement à la fin des années soixante-dix se trouve ainsi, à la fin des années quatre-vingt-dix, totalement inversé. La principale explication est économique : les prévisions de l’époque sur le développement de la production électronucléaire et sur le volume des réserves d’uranium naturel faisaient craindre une raréfaction voire un épuisement de cette ressource et donnaient ainsi son intérêt à un programme de valorisation du plutonium présent dans les combustibles usés par le retraitement et par son utilisation dans des surgénérateurs. Or, dès le début des années quatre-vingt, les prévisions de développement du nucléaire dans le monde se sont avérées très exagérées. Et le prix de l’uranium naturel, loin de s’envoler, a été plutôt divisé par un facteur quatre entre le début des années quatre-vingt et la fin des années quatre-vingt-dix.

national, l’ONDRAF est en charge d’élaborer des projets concernant la gestion des déchets radioactifs et a mis en place un laboratoire de recherche profond pour le stockage géologique des déchets. Celui-ci est en fonctionnement à Mol.

Dans ces conditions, le surcoût lié au retraitement et à la fabrication du combustible MOX, par rapport à la fabrication directe du combustible UOX, neuf par enrichissement de l'uranium naturel n'est pas compensé par l'économie d'uranium naturel à travers l'utilisation du plutonium et par celle résultant de la réduction du coût direct du stockage des déchets ultimes. En d'autres termes, cette stratégie représente, du point de vue d'un électricien, une augmentation de son coût du kWh, ceci apparaissant comme un obstacle à sa compétitivité, élément de moins en moins supportable dans un marché qui s'ouvre à la concurrence.

Certains pays avaient choisi le retraitement pour des besoins militaires : les États-Unis ont ainsi retraité, pour leurs besoins en plutonium de qualité militaire, 10 000 tonnes de combustibles faiblement irradiés et ont cessé toute production de ce plutonium depuis 1988 (ils avaient arrêté la production de plutonium pour des besoins civils depuis 1973) ; c'est le cas aujourd'hui d'Israël, du Pakistan, de l'Inde et de la Chine. Mais les négociations concernant un traité d'interdiction de la production des matières fissiles à des fins explosives (« Cut-off ») devraient prochainement débiter. En cas d'aboutissement de ces négociations et d'entrée en vigueur d'un tel instrument juridique international, cela conduirait notamment les pays l'ayant ratifié à fermer leurs usines de retraitement à usage militaire et éventuellement à les reconverter à d'autres usages (Cf. Savannah River aux États-Unis). Par ailleurs, si la Chine, Israël et l'Inde ont basé, comme la France, l'Union Soviétique et la Grande-Bretagne, leur programme d'armement nucléaire sur la production de plutonium militaire par retraitement de combustibles faiblement irradiés, ce n'est pas le cas du Pakistan, qui a basé tout son armement nucléaire sur l'uranium hautement enrichi et qui commence seulement à produire du plutonium.

Le tableau ci-dessous fournit une estimation à la fin 1997 du volume de combustibles irradiés déchargés et retraités issus des principaux pays nucléaires (hors combustibles retraités pour des besoins militaires). Cette estimation sommaire a été construite à partir de données provenant de la COGEMA et du CEA/ÉLECNUC.

- La situation internationale -

	Cumul fin 97 des CI déchargés en tonnes	Option actuelle pour l'aval du cycle***	Cumul à fin 97 des CI retraités en tonnes ¹
États-Unis	35 500 (REP + REB)	SD	200
France	13 360 (REP) 13 330(UNGG) RNR	R	11 900 (REP, REB) 13 330 (UNGG)*
Russie	3 400 (VVER) ? (RBMK)	R + SD	3 000 ?
Japon	13 150 (REP + REB)	R	936
Allemagne	8 100 (REP + REB)	R + SD	85
Canada	24 000 (CANDU)	SD	0
Royaume-Uni	2 300 (AGR + REP) 45 000 (Magnox)**	R	500 ? 40 000 (Magnox)**
Ukraine	2550 ?		
Suède	3 400 (REP + REB)	SD	0
Espagne	2 150 (REP+BWR) ? (UNGG)	SD (R pour UNGG)	0
Belgique	1 800 (REP + REB))	R	77
Corée du Sud	1 850		0
Suisse	1 400	R	0
Taiwan	1 850	?	0
Finlande	1 220	SD	0
Chine populaire	170		
Autres	?		?
Total	175 000 t.		70 000 t.

* UP2 a retraité 4 900 t. de combustibles UNGG de 1966 à 1987. UPI a retraité le complément des combustibles UNGG d'EDF (et de Vandellos) avant sa cessation définitive d'exploitation (cessation définitive d'exploitation mi 1997), soit 13 330 tonnes.

** Estimation.

*** R retraitement

SD stockage direct

CI combustibles irradiés

Certains pays préfèrent le stockage direct. Un tel choix accompagne parfois une politique de sortie du nucléaire mais plus souvent une volonté de ne pas isoler le plutonium par crainte de prolifération.

(1) Les quantités retraitées incluent les combustibles retraités pour d'autres pays (ceci concerne surtout la France, le Royaume-Uni et éventuellement la Russie).

Les **États-Unis** sont très clairement dans ce dernier groupe même s'ils restent les plus gros détenteurs de plutonium aussi bien séparé (plutonium militaire) que contenu dans le combustible irradié. Dès le Nuclear Waste Policy Act de 1982 (dans un amendement de 1987), le Congrès américain avait choisi de poursuivre la voie du stockage géologique des combustibles usés des centrales sur le seul site de Yucca Mountain dans le Nevada. Le Congrès mandatait aussi le Department of Energy (DOE) pour étudier, construire, faire licencier et exploiter le site en principe dès janvier 1998, opération financée par une taxe de 0,1 cent/kWh payée par les exploitants.

Face à une opposition de l'État du Nevada et à une sous-estimation des programmes de recherche à mener, l'échéance n'a pas été respectée et on parle aujourd'hui au mieux de 2010. Trois types d'acteurs s'affrontent aujourd'hui aux États-Unis sans qu'aucune solution ne puisse être prise : les exploitants, inquiets de voir les piscines de stockage se remplir, cherchent des compensations pour financer un stockage à sec sur site et n'hésitent pas à se lancer dans des poursuites judiciaires contre le DOE ; le Congrès, poussé par les industriels, tente en vain de faire passer une législation sur un stockage intérimaire proche de Yucca Mountain ; l'administration ne veut pas envisager d'autres options que celle du stockage géologique et ne veut pas heurter la population en construisant un site d'entreposage avant la qualification d'un site géologique final.

Pour la **Suède**, son choix de stockage direct non réversible était une décision de fin de cycle. Elle accompagnait celle de mettre un terme à son programme nucléaire d'ici 2010.

D'autres pays préfèrent différer la décision et attendre que la science oriente les choix. Ils peuvent préférer entreposer les combustibles usés, éventuellement pour les retraiter plus tard lorsque seront mis au point un nouveau combustible et/ou un nouveau réacteur ou pour les stocker dans de meilleures conditions. On peut considérer par exemple, qu'il vaut mieux aujourd'hui entreposer le MOX irradié en attendant de trouver la meilleure solution pour le recyclage du plutonium qu'il contient.

Ce rapide panorama international des solutions prises pour la gestion des combustibles usés, développé en annexe 3, montre que :

- le stockage direct des combustibles irradiés est une solution retenue par plusieurs pays, mais qu'aucun pays ne l'a mise en œuvre pour l'instant ;

- La situation internationale -

- les capacités annuelles de retraitement sont aujourd'hui de l'ordre de 33 % de la quantité de combustibles déchargés (3 000 t pour une production de 9 000 t) et seront de l'ordre de 40 % après la mise en service de l'usine de Rokkasho Mura ;
- le retraitement poussé (séparation, en plus de l'uranium et du plutonium, des actinides : neptunium, américium et curium et des produits de fission à vie longue) et la transmutation des actinides mineurs et des produits de fission à vie longue dans des systèmes hybrides ou des réacteurs dédiés font l'objet de nombreux programmes de R & D en Europe, au Japon, aux États-Unis et en Russie.

Chapitre 3

Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité

Avant d'aborder l'évolution des technologies de production d'électricité, il est important de rappeler les perspectives d'évolution des technologies d'usage de l'électricité. En effet, l'évolution des performances de ces technologies de transformation de l'énergie électrique en service final à l'utilisateur est un déterminant majeur de l'évolution de la demande d'énergie électrique dans les 50 prochaines années, et l'on constatera plus loin l'influence de la demande d'électricité sur les choix pouvant être retenus pour le parc électrique futur.

1. Les technologies de maîtrise de la demande d'électricité

L'évolution de la demande d'électricité dépend d'une multitude de paramètres et de circonstances. Nous avons retenu dans notre rapport deux scénarios bien différenciés pour cette demande d'électricité à l'horizon 2050¹, l'un où cette demande atteint 720 TWh en 2050 et l'autre où elle atteint 535 TWh soit 26 % en dessous de la première.

La demande d'énergie électrique est constituée d'usages captifs - ceux pour lesquels l'énergie électrique n'a pas de concurrence - et d'usages non captifs. Parmi ces derniers se trouvent les usages thermiques de l'électricité (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation) mais également les applications au secteur des transports. La maîtrise de la demande d'électricité pourra porter sur chacun de ces usages.

(1) Ces scénarios sont décrits dans le chapitre 4.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

1.1 Le secteur résidentiel

La consommation électrique du secteur résidentiel porte pour l'essentiel sur le chauffage (52 TWh), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (37 TWh), l'éclairage (10 TWh), le froid (20 TWh) et les autres appareils ménagers (13 TWh).

Les évolutions technologiques dans ce secteur pourraient porter :

- au niveau des équipements, sur l'amélioration des consommations unitaires à service rendu identique, ou sur l'introduction de nouvelles technologies pour le chauffage, la cuisson, le lavage ou le séchage du linge par exemple ;
- sur les équipements électroniques dont le développement permettra d'optimiser la gestion des différents équipements et donc de réduire la puissance appelée et la consommation (automatisation, domotique, etc.).

La principale difficulté de la maîtrise de la demande d'électricité dans le secteur résidentiel réside dans la nécessité d'une approche globale au niveau de l'unité d'habitation en raison du couplage des divers usages.

Si la structure de la demande d'électricité en France est aujourd'hui fortement marquée par le développement du chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire, d'ici 2050 on peut supposer que la qualité thermique du parc de bâtiments devant être conditionnés (en chaleur ou en rafraîchissement), sera supérieure à celle du parc actuel. La demande d'énergie résultant de l'augmentation vraisemblable de la taille du parc pourrait, dans ces conditions, être compensée par l'amélioration thermique de l'ensemble du parc bâti.

Plus précisément, si la consommation électrique d'une maison équipée de manière conventionnelle est en moyenne pour les usages captifs de 2 500 à 3 000 kWh par an aujourd'hui en France, d'un point de vue purement technique cette consommation pourrait être réduite ¹ jusqu'à 700 kWh, sans diminuer pour autant le degré de confort de l'utilisateur. Ceci suppose que l'on fasse appel à des technologies que l'on sait être disponibles dans les prochaines années.

Par exemple, *l'éclairage* absorbe en France près de 8 % de la consommation totale d'électricité (tous secteurs confondus). La lampe fluorescente compacte (LFC) présente une efficacité énergétique 4 à 5 fois supérieure à celle de la lampe à incandescence qui équipe pourtant encore l'essentiel des points lumineux du secteur résidentiel en Europe.

(1) G. Notton et M. Muselli (*Revue de l'Energie*, juin 1998).

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

En matière de *production de froid*, les perspectives sont également prometteuses. Un réfrigérateur standard qui consommait 350 kWh/an en 1988 peut aujourd'hui à même service rendu n'en consommer que 90 dans sa version la plus optimisée et sa consommation pourrait même tomber à 50 kWh/an d'ici 2020. Un congélateur qui consommait annuellement 500 kWh en 1988 n'en consomme aujourd'hui que 180 si l'on choisit une solution optimale et l'on espère atteindre moins de 100 kWh en l'an 2010.

Il en va de même pour les *téléviseurs*. La puissance électrique des téléviseurs vendus en France varie entre 40 et 60 W pour un écran couleur de 36 cm et de 50 à 70 W pour un écran de 55 cm. La généralisation des écrans à cristaux liquides devrait induire une diminution des puissances utilisées (inférieures à 10 W). Cependant, l'utilisation de téléviseurs à télécommande se traduit souvent par le maintien de l'appareil en veille, ce qui génère des consommations énergétiques supplémentaires non négligeables : une consommation en *stand by* étant comprise entre 0,1 et 1,5 W, l'usage du *stand by* peut accroître la consommation de près de 50 % dans certains cas. Des solutions à cette question sont à l'étude pour optimiser la gestion de l'intermittence. On en attend une réduction très importante des consommations de veille et cela est valable pour l'ensemble des produits bruns.

La consommation d'un *lave-linge* varie énormément selon le cycle de lavage choisi, mais on constate que la majeure partie de l'énergie utilisée (90 à 95 %) provient du chauffage de l'eau. Le recours à des systèmes de micro-ondes devrait faire chuter cette consommation de façon drastique. Au lieu de consommer 400 kWh en moyenne par an, on espère se limiter à 240 kWh dès 2010 grâce à des machines performantes, et à moins de 100 kWh en 2020.

Des perspectives prometteuses existent aussi avec le *chauffage électrique*, dès lors que l'on fait appel à des appareils radiants et que l'on utilise un système de programmation dans un espace bien isolé. Une économie de près de 50 % paraît un objectif réalisable à l'horizon 2020.

En résumé, on peut donc retenir d'ici 2050, d'une part une orientation à la baisse des consommations unitaires des appareils électriques pour un même service, d'autre part une amélioration importante de l'efficacité des appareils, chacun voyant croître son nombre de fonctions.

En faisant l'hypothèse « raisonnable » que l'ensemble des ménages aura un taux d'équipement de 100 % pour les équipements de froid (réfrigérateurs, congélateurs et combinés), les équipements de lavage (lave-linge, sèche-linge,

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

lave-vaisselle) et les micro-ondes, et à habitudes de vie identiques, le développement des technologies performantes permet de prévoir pour 2050 une baisse de la consommation annuelle :

- de 30 % pour le parc des équipements de froid ménager (soit une économie de 5,1 TWh/an par rapport à la situation actuelle) ;
- de 20 % pour le parc des équipements de lavage (soit une économie de 7,7 TWh/an par rapport à la situation actuelle) ;
- de 50 % pour le parc éclairage du secteur résidentiel et tertiaire (soit une économie de 10 TWh/an par rapport à la situation actuelle).

Ces différentes baisses sont atteintes avec les technologies suivantes :

- pour le froid, le développement des panneaux d'isolation sous vide permettant un gain de 27 %, une amélioration des circuits d'échangeur et un accroissement du rendement des moteurs ;
- pour le lavage, le développement des technologies de récupération des apports gratuits de chaleur, une amélioration des rendements des moteurs, de nouvelles technologies comme le sèche-linge équipé d'une pompe à chaleur ;
- pour l'éclairage, la diffusion des lampes fluo-compactes et le développement de luminaires équipés de diodes électroluminescentes blanches, notamment pour les feux de circulation.

Concernant les diodes électroluminescentes, le simple remplacement des lampes utilisées actuellement pour les feux de circulation par des LED ¹ permettrait par exemple de réduire de 65 % la consommation des feux de circulation.

1.2 Le secteur industriel

Au niveau industriel, la consommation électrique en France, 125 TWh, se répartit aujourd'hui pour l'essentiel entre les moteurs (69 %), les procédés de fabrication (électrolyse, four à arc, etc.) (18 %) et l'éclairage (5 %). Ici aussi, un vaste potentiel d'économies existe.

Les moteurs électriques représentent la contribution principale à la consommation électrique du secteur industriel. Ils sont utilisés dans la plupart

(1) LED : Laser Emitting Diode : diodes électro-luminescentes.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

des industries pour divers usages : compression (30 %), pompage (20 %), ventilation (13 %), autres (37 %). Plusieurs solutions peuvent être envisagées pour réduire la consommation électrique des moteurs :

- en amont du moteur : installation de systèmes de variation¹ électronique de vitesse ;
- moteur : amélioration du rendement ;
- en aval du moteur : rationalisation de l'usage de l'énergie mécanique produite.

Le deuxième poste (procédé de fabrication) fait appel à des équipements électriques comme les électrolyseurs, les fours (arc, induction, résistance), etc.

De même le contenu énergétique (notamment électrique) des produits industriels devrait baisser sensiblement grâce à l'emploi de nouvelles technologies.. Déjà aujourd'hui, on note une forte dispersion des consommations spécifiques dans un rapport² de 1 à 3 pour différentes productions, que ce soit par exemple dans le domaine des matériaux de construction ou dans l'industrie agro-alimentaire.

Ces gains d'efficacité sont, pour une grande partie, dus à l'amélioration des procédés existants ou à l'introduction de nouveaux procédés et, pour une autre partie, imputables à une nouvelle organisation de la production, des gains importants étant attendus de l'optimisation des procédés industriels utilisant l'électricité.

1.3 Le secteur tertiaire

On retrouve comme gros postes de consommation d'électricité les mêmes que ceux évoqués dans le secteur résidentiel comme l'éclairage et le chauffage. Ainsi, la consommation électrique du secteur tertiaire en France se répartit entre l'éclairage (20 TWh), le chauffage - climatisation (15 TWh), le froid (5 TWh), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (10 TWh) et les autres usages (40 TWh). La consommation électrique du secteur tertiaire devrait donc se réduire comme celle du secteur résidentiel en ce qui concerne ces postes de consommation.

(1) On estime par exemple que l'emploi de variateur de vitesse sur le pompage et la ventilation apporte une économie de 25 % d'électricité avec un temps de retour de l'investissement de deux ans.

(2) Enquête CEREN.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Les autres usages du secteur tertiaire concernent principalement les appareils informatiques ou de communication. Une réduction de la consommation pourrait être engendrée par exemple, par la diminution de la consommation des composants électroniques (avec l'amélioration de la finesse de la gravure des composants), par l'évolution technologique des moniteurs, par la gestion de l'alimentation des équipements inutilisés, par l'amélioration des performances des batteries pour les équipements portables, etc.

1.4 Le transport d'électricité

Les évolutions technologiques (introduction de nouveaux¹ systèmes de production d'électricité), économiques et institutionnelles pourraient amener des changements importants dans la manière d'organiser les relations entre la production et la consommation. La fonction principale du réseau de transport passerait ainsi d'une fonction d'écoulement vers une fonction de répartition entre une multitude de producteurs/consommateurs produisant, consommant et/ou fournissant de l'électricité de manière diverse en fonction de l'espace et du temps. Le mode de gestion du réseau va ainsi être profondément modifié, d'où une complexité accrue pour garantir la « qualité » de l'électricité.

Ce réseau de distribution, actuellement non maillé en fonctionnement normal, sera progressivement maillé pour assurer la fonction de répartition, cantonnée pour l'instant aux seuls réseaux de transport à très haute tension (THT). La réduction des distances moyennes de transport/distribution permettra de limiter les pertes en ligne, estimées² actuellement à 7 % de la consommation intérieure d'électricité.

Par ailleurs, d'ici 2050, les technologies, d'abord celles des câbles à isolation gazeuse puis celles des supra conducteurs, sont susceptibles, d'une part, de permettre le transport sur de longues distances de puissance électrique importante en limitant les pertes en ligne, d'autre part, de rendre possible l'enfouissement des lignes de transport très haute tension, enfouissement qui pour des raisons techniques et économiques est difficilement envisageable actuellement.

(1) Ces nouveaux systèmes de production seront présentés plus loin au point 2.

(2) Ce chiffre de 7 % (soit 30 TWh/an environ) ne comprend pas l'énergie absorbée par le pompage (5 TWh/an environ) et l'autoconsommation des centrales électriques pour la production.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

En **conclusion**, la mise sur le marché de l'ensemble de ces innovations est porteuse à moyen et long terme d'économies potentielles considérables dans le domaine des usages spécifiques de l'électricité (50 %) et d'économies de l'ordre de 30 % dans le domaine des usages thermiques de l'électricité. Par ailleurs, une forte décentralisation des compétences au plan de l'organisation et de la gestion des systèmes énergétiques devrait progressivement se mettre en place. Les nouveaux opérateurs, attirés par la libéralisation des marchés de l'énergie, devraient développer simultanément, pour le compte de collectivités ou d'industriels des équipements ayant une efficacité globale supérieure, valorisant chaleur et électricité ainsi que les systèmes de gestion de l'interconnexion de ces différents flux. Tout cela contribuerait à un scénario bas de demande électrique.

2. Les technologies de production d'électricité

Pour satisfaire les besoins en électricité de la France d'ici 2050, de nombreuses technologies seront en concurrence, centralisées ou décentralisées, à base d'énergies fissiles, fossiles ou renouvelables.

La part relative de ces technologies dans le parc futur de production électrique sera fonction de nombreux paramètres au premier rang desquels on trouve :

- les progrès technologiques prévisibles pour chacune des filières en place dans le parc (leur rendement, leur facilité d'implantation, etc.) et la durée de vie des installations à différents horizons ;
- les progrès technologiques prévisibles des technologies de transport et de distribution de l'électricité permettant l'accueil de nouvelles filières de production sans pénaliser la qualité de la fourniture ;
- l'évolution de la disponibilité et par conséquent du coût d'approvisionnement des différents combustibles (fissiles et fossiles) au cours de la période ;
- la prise en compte de contraintes d'environnement local ou global (émissions de polluants gazeux locaux SO₂, NO_x, CO, etc. ; gaz à effet de serre ; rejets d'effluents divers ; déchets nucléaires ; etc.) ;
- l'intérêt montant de la population pour les choix qui conditionnent son environnement avec une évolution normale vers la recherche d'une plus grande démocratie dans l'élaboration de ces choix.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

On présente ci-dessous, sous forme très résumée, les principaux résultats des études qui ont été menées pour la mission sur ces sujets et qui sont rassemblés dans deux rapports annexés au rapport de la mission (« Prospective technologique de la filière nucléaire », « Prospective technologique des filières non nucléaires »).

2.1 Les technologies de production d'électricité nucléaire.

Les perspectives d'évolutions technologiques des diverses filières de production d'électricité à partir de combustibles nucléaires ont fait l'objet d'une analyse approfondie. Cette analyse a été conduite, à la fois sur les combustibles nucléaires et les procédés de traitement ou de retraitement de ces combustibles, et sur les réacteurs nucléaires, avec le triple objectif d'une amélioration de la compétitivité économique des filières, d'une réduction significative de l'inventaire radiologique des déchets à haute activité et à longue durée de vie (en particulier, minimisation de la production de déchets ultimes ou de combustibles usés) et d'une maîtrise des quantités de plutonium, dans le cycle du combustible et dans les combustibles usés hors cycle.

Ce dernier élément a été considéré comme déterminant dans l'évaluation du potentiel technique de chacune des filières analysées .

Les progrès technologiques portent d'abord sur les réacteurs nucléaires ainsi que sur les combustibles nucléaires, les procédés de traitement et de retraitement des combustibles irradiés.

Parmi les filières technologiques susceptibles d'être disponibles au niveau international :

- certaines, dites « évolutionnaires », relèvent d'évolutions des technologies existantes (augmentation des taux de combustion, augmentation du rendement électrique) ;
- d'autres dites « en rupture ou révolutionnaires » apparaissent comme des technologies émergentes qui ont déjà fait l'objet de recherches visant à démontrer leur faisabilité scientifique et technique mais n'ont pas encore atteint le stade du développement industriel ;
- d'autres enfin sont encore à l'état de projets et nécessitent des efforts de recherche importants avant d'envisager leur développement industriel.

Les réacteurs

Des réacteurs avancés, présentant à la fois de meilleurs rendements thermodynamiques et des taux de combustion plus élevés pour les combustibles nucléaires que les taux actuellement atteints dans la filière actuelle des REP ont été proposés depuis de nombreuses années. Nous en avons retenu trois : l'EPR fondé sur une technologie mise au point et deux filières émergentes, le RHR 1 (projet proche du GT-MHR ¹) et le RHR 2.

L'EPR (European pressurized reactor) : l'étude de faisabilité est achevée et le développement industriel peut s'envisager à court terme après la réalisation d'une tête de série industrielle. Il s'agit d'un réacteur évolutionnaire d'une puissance brute de 1 530 MWe, capable de brûler du combustible UOX ou du MOX (dans la limite de 50 % pour le MOX dans la conception du réacteur de base). Les perspectives de progrès technologique par rapport aux REP existants portent sur :

- des dispositions techniques pour se prémunir des conséquences en cas d'accident grave ;
- l'augmentation de la durée de vie à 60 ans ;
- l'augmentation des taux de combustion des combustibles UOX et MOX. On vise un taux de combustion pour l'UOX et le MOX de 70 GWj/t ;
- la possibilité de mettre en œuvre de nouveaux combustibles en cours d'études, comme le combustible APA.

Les coûts de construction ou d'exploitation de ces réacteurs, que l'on a repris dans nos scénarios, ont déjà fait l'objet d'évaluations relativement précises.

LE RHR 1 (réacteur à haut rendement de première génération). Ce réacteur se caractérise par une meilleure efficacité de conversion d'énergie (rendement thermodynamique et taux de combustion élevés). Il pourrait bénéficier des progrès qui ont été enregistrés dans le domaine des turbines à gaz. Intrinsèquement sûr pour des tailles inférieures à 300 MWe, il présente une architecture simplifiée (pas de circuit secondaire).

(1) Framatome participe dans le cadre d'un programme international au développement d'un réacteur GT-MHR de 286 MWe, intrinsèquement sûr, dont la vocation est la dénaturation du plutonium militaire. Cette filière apparaît, du fait de sa taille et de ses caractéristiques économiques, attractive pour l'exportation ; elle met en œuvre des technologies potentiellement intéressantes pour le développement du réacteur propre et pour d'éventuels systèmes hybrides. Ceci, au-delà des actions de soutien apportées à l'industriel Framatome sur le projet GT-MHR, suscite un intérêt particulier du CEA.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

C'est sur la base de ces avantages potentiels que ce type de réacteur fait l'objet d'un programme international (réacteur GT MHR) auquel participe Framatome et qui vise dans un premier temps la réalisation de réacteurs RHR susceptibles de brûler du plutonium militaire russe. Un prototype de ce type de réacteur, susceptible d'être développé pour l'international ¹ à partir de 2015, pourrait voir le jour dans les années qui viennent ².

Dans le parc français futur, ce type de réacteur utiliserait :

- soit le plutonium issu du retraitement du MOX irradié au cours d'un premier cycle dans les REP et dans les EPR (retraitement de première génération) ;
- soit directement de l'uranium enrichi à 20 % ³ dans le cas d'un arrêt du retraitement et donc d'indisponibilité de plutonium

On retiendra pour ces réacteurs les caractéristiques principales suivantes : une puissance brute de 286 MWe ; un rendement de 47 % ; une durée de vie de 40 ans ; un taux de combustion pour l'UOX de 130 GWj/t et de 609 GWj/t (tiers de cœur) pour le plutonium ⁴.

La mise au point de ces réacteurs ne suppose pas un nouveau programme de recherches important en amont mais un programme de développement comportant une première réalisation. À l'issue de cette première réalisation, les partenaires industriels du programme seront en mesure d'évaluer exactement les coûts de cette filière, y compris les coûts de fabrication du combustible.

Le RHR 2 (réacteur à haut rendement de deuxième génération) devrait être capable, grâce à son spectre de neutrons, de brûler les actinides, dont le plutonium, et de permettre ainsi une diminution très sensible des quantités ultimes de déchets à stocker. Le statut de cette filière est très différent de celui des précédentes puisque son émergence éventuelle au delà de 2040 suppose

(1) Du fait de sa taille modeste, ce réacteur peut correspondre aux besoins d'une certain nombre de petits réseaux électriques.

(2) Il faut noter que le projet GT MHR est un réacteur d'une très grande compacité et que sa faisabilité n'est encore prouvée que sur le papier.

(3) Actuellement, un tel degré d'enrichissement est au dessus de ce que les usines civiles peuvent produire, mais il est tout à fait possible par le procédé d'enrichissement par ultracentrifugation.

(4) Ce taux de combustion pour le plutonium concerne le plutonium militaire composé à 95 % de Pu 239.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

d'abord le succès d'un important programme de recherches sur le cœur du réacteur, sur le combustible et sur l'adaptation de la chaudière. Il n'est donc pas question aujourd'hui d'évaluer l'éventuelle compétitivité économique d'une telle filière. En revanche, on peut estimer grossièrement le coût¹ d'un programme de recherches susceptible de conduire à la démonstration de faisabilité technique de la filière.

Les combustibles et les procédés de retraitement

Plusieurs solutions de remplacement des combustibles actuels (MOX et UOX) ont été envisagées. Elles supposent la mise en œuvre de procédés de retraitement des combustibles irradiés (issus de l'utilisation de MOX et d'UOX dans un premier cycle) proches fondamentalement des procédés actuels mais dont la mise en œuvre suppose de nouveaux investissements. Les nouveaux combustibles ont tous pour but de recycler plus efficacement le plutonium contenu dans les combustibles usés. Nous en retiendrons deux : le combustible APA et le MOX Th.

Le combustible APA (Assemblage Plutonium Avancé)

Il s'agit d'un combustible avancé, au plutonium issu du retraitement du combustible MOX sur une matrice inerte. Ce combustible est conçu pour pouvoir alimenter des réacteurs à eau pressurisée. Son avantage potentiel réside dans sa capacité à multi-recycler le plutonium, ce qui devrait permettre une maîtrise accrue du stock de plutonium. Ce combustible n'a pas fait à ce jour l'objet d'une démonstration. La faisabilité technique et industrielle dépend donc à la fois d'un programme de recherche ambitieux que le CEA met en route et de la démonstration technico-économique d'un multi-recyclage poussé. La réussite d'un tel programme² permettrait une première utilisation de ce combustible dans les réacteurs à eau à partir de 2020. Ceci impliquerait l'amorce d'une réduction significative du stock de plutonium sans emploi entre 2030 et 2050.

(1) Le CEA estime le coût de la recherche liée à la construction d'un réacteur expérimental RHR 2 au cours de la période 2010-2020 à 200 millions de F/an entre 2000-2010 et 700 millions de F/an entre 2010 et 2050. Ces coûts comprennent la R & D liée au réacteur, au cycle, ainsi que la construction d'un réacteur expérimental sur la période 2010-2020.

(2) D'un point de vue industriel, il faut noter que, à l'horizon 2020, le parc nucléaire actuel aura atteint une durée de vie moyenne de 35 ans et que la préoccupation première de l'opérateur pourrait être alors d'étendre la durée de vie de ses centrales.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Le MOX Th

Cette solution alternative au combustible APA consiste en un recyclage du plutonium issu du MOX irradié dans un combustible à base d'oxyde de plutonium sur une matrice d'oxyde de thorium. Ce combustible, après usage et contrairement à l'APA, n'a pas vocation à être retraité et devra être stocké définitivement.

Du point de vue des quantités de produits radioactifs à longue durée de vie et à haute activité restant en fin de cycle, les performances de ces diverses technologies potentielles donnent des résultats très diversifiés comme le montre le tableau ci dessous.

Bilan matières ramené à un TWh de production d'électricité pour les différentes technologies proposées en kg/TWh.

Réacteur	EPR	EPR	EPR	EPR	RHR1	RHR2	RHR1
Combustible	UOX	MOX	APA	MOX Th	Pu	Pu	U
Rendement	0,36	0,36	0,36	0,36	0,47	0,50	0,47
Taux de combustion (GWj/t)	64	55	89	60	610	480	130
Plutonium	22	- 53	- 69	- 108	- 112	- 62	15
Actinides mineurs	4	19	16	7	12	-13	2
Produits de fission	117	119	119	117	90	84	90

Nota : parmi les produits de fission seule une part de l'ordre de 8 à 12 % selon les filières est composée de produits à haute activité et à vie longue

Alors que la technologie EPR utilisant de l'UOX produit du plutonium, les trois technologies utilisant les combustibles MOX, APA ou MOX Th sont à des degrés divers consommateurs de plutonium. Il en est de même pour les technologies RHR qui consomment du plutonium.

En ce qui concerne les actinides mineurs, seule la technologie RHR 2 donne des résultats significativement différents des autres puisqu'elle consomme des actinides mineurs alors que toutes les autres en produisent (production de 2 à 20 kg par TWh selon les technologies).

Enfin les technologies RHR, dont le rendement est meilleur que celui des EPR, permettent une diminution de 23 à 29 % de la production de produits de fission.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Les filières ¹ nucléaires retenues dans les différents scénarios font appel à des degrés divers aux différentes technologies décrites ci-dessus. Les critères pouvant orienter le choix entre ces filières dépendent à la fois du volume des capacités nucléaires à construire dans chacun des scénarios et des contraintes imposées par les orientations générales qui sous-tendent chacun des scénarios.

2.2 Les technologies de production d'électricité d'origine fossile et renouvelable

Les perspectives d'évolution technologique des diverses filières de production d'électricité à partir de combustibles fossiles et d'énergies renouvelables ont fait l'objet d'une analyse approfondie (voir le rapport final du groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires »).

Cette analyse prospective a été conduite, à la fois sur les moyens de production centralisée d'électricité et sur les moyens de production décentralisée ² d'électricité, à partir d'un inventaire « critique » des technologies et d'une évaluation des perspectives économiques et environnementales ³ des différentes filières à différents horizons. Les rendements retenus d'ici 2050 sont calculés à partir du pouvoir calorifique inférieur (ce sont des rendements PCI). Cette approche a également porté sur le positionnement des technologies dans le référentiel utilisé pour la monotone d'appel de puissance, ainsi que sur l'étude prospective des dispositifs de transport de l'électricité et de transport/stockage du gaz qui seraient nécessaires, ainsi que sur leurs coûts.

La liste des technologies de production d'électricité qui ont été étudiées a été partagée entre production centralisée d'une part et production décentralisée d'autre part.

(1) Nous entendons ici par « filière » un parc comprenant différents types de réacteurs et différents combustibles.

(2) Par définition, on parlera ici « d'électricité décentralisée » lorsque celle-ci ne transite pas par le réseau de grand transport 400 kV ou 225 kV.

(3) Nous n'avons pas envisagé les technologies de captation du CO₂. Notons seulement que l'usage de ces technologies réduirait les rendements indiqués d'environ 20 % pour les moyens de production centralisée au gaz et bien d'avantage pour la production thermique décentralisée.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Production centralisée

Cycle combiné au gaz naturel (CCGN)

Turbine à combustible gaz (TAG GN) et turbine à gaz avancée

Turbine à combustible fuel (TAC FOD)

Cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC), avec du charbon ou des résidus pétroliers

Lit fluidisé circulant (LFC), charbon ¹

Production décentralisée

Moteur à gaz en cogénération

Turbine à combustion en cogénération

Petite et microturbine en cogénération

Moteur Stirling en cogénération

Pile à combustible

Aérogénérateur (fermes éoliennes off-shore et on-shore)

Turbine à vapeur

Les technologies de type hydraulique ou micro hydraulique n'ont pas été étudiées du fait que leur potentiel est très proche de la saturation en France. Par contre, des éléments d'appréciation de l'enjeu que constitue la valorisation de l'énergie solaire (électricité photovoltaïque et production thermique solaire) sont présentés dans le rapport spécifique à la production décentralisée. Pour chacune des technologies, l'analyse prospective conduit à envisager une évolution significative des principaux paramètres caractérisant leur performances. Le rendement ² de l'installation apparaît en particulier comme le principal paramètre car c'est son amélioration qui permet, d'une part de

(1) Les technologies charbon décrites dans le rapport du groupe ne sont pas évoquées dans ce chapitre dans la mesure où les divers scénarios décrits plus loin ne font pas appel au charbon au-delà de 2020, même si le charbon est susceptible d'apparaître comme un combustible potentiel dans des technologies utilisant du gaz naturel.

(2) Deux définitions sont utilisées pour caractériser le rendement d'un moyen de production thermique du fait que, lors de la combustion qui produit du CO₂ et de l'eau, une partie de la chaleur dégagée est absorbée par l'eau. Un combustible fossile est donc caractérisé par deux pouvoirs calorifiques, le pouvoir calorifique supérieur (PCS) – quantité de chaleur maximale dégagée par unité de masse et le pouvoir calorifique inférieur (PCI) – quantité de chaleur maximale dégagée par unité de masse diminuée des pertes dues à l'eau. L'écart PCS-PCI est de 5 % pour les combustibles pétroliers et de 10 % pour les combustibles gazeux.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

diminuer la consommation de combustibles fossiles, d'autre part de réduire les émissions de CO₂, principal gaz à effet de serre.

2.2.1 Production centralisée

Les cycles combinés au gaz naturel (CCGN) (600 à 800 MWe)

Le cycle combiné au gaz naturel est la juxtaposition d'une turbine à gaz (TAG) avec une turbine à vapeur (TAV) : les gaz chauds de la TAG sont utilisés pour faire de la vapeur haute pression qui est injectée dans la TAV.

Dans la plupart des scénarios ¹ envisagés, mais en particulier dans les scénarios H1 et B4 qui ne retiennent pas un renouvellement du parc nucléaire actuel par du nucléaire, le rôle des CCGN de grande puissance est prééminent pour assurer les besoins électriques de base ou de semi-base. Cette technologie, dans un contexte de libéralisation du marché de l'électricité et de faible prix du gaz naturel, est en plein développement industriel et commercial dans l'ensemble des pays du monde. Elle bénéficie de faibles émissions de gaz à effet de serre par rapport aux technologies charbon et fuel, de faibles durées de construction et de coûts d'investissement très inférieurs à ceux du nucléaire ou du charbon (de l'ordre de 3 000 Francs le kWe). Par contre le coût de l'électricité produite dépend très fortement du coût du gaz (60 à 70 % du coût).

Les perspectives d'évolution des paramètres ² caractéristiques de cette technologie sont présentées dans le tableau ci-dessous :

CCGN 600-800 MWe	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement PCI	56 %	60 %	60 %	65 %	65 %
Durée de vie	25 ans	40 ans	40 ans	40 ans	40 ans
Émissions de C g/kWh*	100	90	90	85	85

* hors émissions de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel

Le rendement de ces turbines pourrait passer de 55% aujourd'hui à 65% en fin de période et leur durée de vie de 25 à 40 ans.

(1) Ces scénarios sont présentés dans le chapitre 4.

(2) Nous n'avons pas précisé dans le calcul des émissions de carbone le pouvoir calorifique du gaz utilisé : actuellement le gaz importé en France a un pouvoir calorifique moyen de 38 MJ/m³ (de 33 MJ/m³ pour le gaz néerlandais à 42 MJ/m³ pour le gaz algérien).

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Les turbines à combustion à gaz naturel¹ (TAG GN) (250 MWe)

Ces turbines à gaz de plus faible puissance sont d'abord le composant principal des CCGN mais elles peuvent également assurer les besoins de pointe de la consommation d'électricité (< 2 000 heures par an). Bénéficiant de coûts d'investissement modérés (autour de 2 000 à 2 500 francs le kWe) elles sont compétitives pour des applications de pointe. Les perspectives d'évolution des paramètres caractéristiques de cette technologie sont présentées dans le tableau ci-dessous :

TAC 250 MWe	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement PCI	40 %	40 %	45 %	45 %	50 %
Durée de vie ²	25 ans	30 ans	30 ans	40 ans	40 ans
Émissions de C g/kWh*	135	135	120	120	110

* hors émissions de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel

L'amélioration du rendement liée à l'introduction de différentes variantes technologiques au concept initial (comme par exemple l'injection d'eau dans la turbine) permet d'envisager à l'avenir l'usage de ces turbines jusqu'à 3 500 heures par an dans des conditions compétitives. Ceci comblerait un maillon manquant entre les centrales pour la base et les turbines à combustion simple.

Les turbines à combustible fuel (TAC FOD) (150 MWe)

Ces turbines utilisent du fuel domestique, combustible plus facile et donc moins onéreux à stocker que le gaz naturel. Elles sont destinées aux besoins de pointe d'électricité (<1 000 heures par an). Les technologies sont actuellement arrivées à maturité³ et sont par conséquent peu évolutives. Le choix de leur emploi par rapport à celui des turbines à gaz naturel est justifié pour des durées d'utilisation faibles du fait de la lourdeur des investissements liés aux réseaux et au stockage du gaz. Les caractéristiques principales de ces turbines sont indiquées ci-dessous :

(1) Ces turbines sont d'abord utilisées dans un cycle combiné au gaz naturel. L'utilisation de ces turbines de manière isolée est réservée aux besoins de pointe.

(2) Certains spécialistes envisagent une durée de vie de 35 ans dès 2020 tant pour les TAC au gaz que pour les TAC au fioul domestique.

(3) Ceci nous a conduit à retenir d'ici 2050 une amélioration plus faible des rendements que celle retenue pour les TAC au gaz naturel.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

TAC FOD 150 MWe	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement PCI	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Durée de vie	25 ans	30 ans	30 ans	40 ans	40 ans
Émissions de C g/kWh*	190	190	190	190	190

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en fuel domestique, raffinage compris.

2.2.2 Production décentralisée

Les moteurs à combustion interne en cogénération

Ces moteurs sont utilisés pour la cogénération d'électricité et de chaleur dans une gamme de puissances¹ qui s'étend de 5 kWe à 5 MWe lorsqu'ils fonctionnent au gaz naturel. Ce sont des raisons économiques qui ont motivé la première application sur le marché de la production électrique. Par la suite, ces moteurs ont été utilisés pour le secours lorsqu'ils utilisaient un combustible stockable (comme le fioul). Au cours des dernières années, cette technique s'est orientée plus spécifiquement vers la production en cogénération. Dans le parc actuel des installations de cogénération, le moteur à combustion représente 53 % des équipements utilisés². En dépit d'un parc important, cette technique ne représente que 14 % de la puissance installée en cogénération en France.

Son rendement électrique est relativement élevé (37 % en moyenne) et continue à s'améliorer : actuellement, des installations commercialisées présentent des rendements électriques supérieurs à 42 %. Sa disponibilité très élevée (95 %) et sa rapidité de mise en œuvre font de cette technique une solution énergétique (électricité et chaleur) bien adaptée aux exigences multiples de certains secteurs industriels ou tertiaires.

(1) La puissance moyenne d'une installation en France s'élève à 2,5 MWe.

(2) Etude CEREN pour le secrétariat d'Etat à l'Industrie, « Le parc français des équipements de cogénération au 31.12.97 »

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Moteur à combustion en cogénération	2 000	2 010	2 020	2 030	2 040	2 050
Rendement électrique PCI	39,5 %	42 %	45 %	48 %	50 %	50 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Émissions ** de C g/kWh*	140	130	120	115	110	110

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel ou en fuel

** dont une proportion variant entre 30 % et 50 %, est imputable aux applications thermiques de la cogénération suivant les évolutions respectives des rendements électriques et thermiques

Les turbines à combustion en cogénération

La turbine génère de l'électricité, et les gaz de combustion permettent d'alimenter une chaudière. En France, 90 % des turbines à combustion utilisent du gaz naturel, le complément utilisant les autres gaz, du fuel domestique ou du fuel lourd.

La puissance unitaire de ces turbines se situe entre 5 et 10 MWe. Le rendement électrique était en moyenne de 24 % en 1994 et atteignait 31 % à la fin de 1997. L'amélioration du cycle de récupération (échangeur entre l'air de sortie du compresseur et la fumée sortie de la turbine) et l'utilisation de matériaux résistants à haute température rendent possibles des rendements électriques de l'ordre de 45 %¹ avec un coût comparable. L'intérêt de ce concept « cogénération » réside pour l'essentiel dans l'importance du rendement énergétique global (électricité et chaleur) qui permet à la cogénération d'apparaître comme le moyen le plus économique pour produire des kWh.

L'optimisation de la combustion engendrera une réduction de 50 à 70 % des émissions de NOx (selon la puissance) et une réduction encore plus importante des émissions de CO2.

Les deux tiers des nouvelles puissances installées en cogénération sont des turbines à combustion.

(1) À l'horizon 2020, certains programmes internationaux de recherche et développement en technologies énergétiques retiennent pour un cycle simple des rendements de l'ordre de 52 % avec un coût de revient en baisse de 25 % mais nous ne retiendrons pas ici de tels rendements.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Turbine à combustion en cogénération	2 000	2 010	2 020	2 030	2 040	2 050
Rendement électrique PCI	33 % ¹	40 %	40 %	45 %	45 %	50 %
Durée de vie	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans	25 ans
Émissions ** de C g/kWh*	165	140	140	120	120	110

* hors émissions de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel.

** dont une proportion variant entre 30 % et 50 % est imputable aux applications thermiques de la cogénération suivant l'évolution des rendements thermique et électrique

Les petites et microturbines en cogénération

Les principaux constructeurs ont investi de plain-pied le marché de la mini-cogénération en Europe, où l'on dénombre plus de dix milles installations ² : la Hollande compte 2 500 installations (puissance moyenne de 125 kWe) contre une trentaine en France.

La commercialisation de ces installations se fait sous la forme de modules, prêts à l'emploi, dotés de trois entrées (gaz, air de combustion, eau à chauffer) et de trois sorties (fumées, chaleur, électricité). Ces modules ont une emprise relativement réduite (taille d'une chaudière individuelle sur pieds pour un module de 5,5 kWe et de 12,5 kWth).

Ce marché de la mini-cogénération est quasi-intégralement occupé aujourd'hui par les moteurs à gaz. Mais les besoins d'applications énergétiques embarquées ou mobiles ont motivé la recherche dans le domaine des micro-turbines. Depuis cinq ans émerge, pour les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel, une offre de très petites turbines dont la puissance se situe entre 5 et 250 kWe. Ces petites turbines acceptent des combustibles de toute nature (gaz de déchets, gaz de réseau, gaz issu de méthanisation, GPL, gaz naturel). Comme pour les turbines de grande taille, l'optimisation de la combustion permet une réduction sensible des émissions de NOx. La réduction des émissions de CO2 est directement liée à l'amélioration du rendement global de l'installation, par la mise en place de récupérateurs de chaleur en particulier. Actuellement, le rendement électrique est de l'ordre de 30 %, l'objectif annoncé par les constructeurs étant de rattraper

(1) Certains constructeurs affichent dès aujourd'hui des projets ayant des rendements de 40 % et le rendement moyen serait déjà proche de 35 %.

(2) Revue Energie Plus n°237 - décembre 1999.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

le niveau de rendement atteint dans les grandes installations (rendement électrique de 40 %).

Certains constructeurs annoncent à moyen terme des tarifs de l'ordre de 350 à 550 dollars par kWe¹, tarifs qui permettraient à cette technologie d'être compétitive.

Petite et micro turbine en cogénération	2 000	2 010	2 020	2 030	2 040	2 050
Rendement électrique ² PCI	30 %	35 %	37 %	40 %	40 %	40 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans	25 ans	25 ans
Émissions ** de C g/kWh*	180	155	145	140	140	140

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en combustible

** dont une proportion pouvant aller jusqu'à 50 % est imputable aux applications thermiques de la cogénération

Les moteurs Stirling en cogénération

Le moteur Stirling est un moteur à combustion externe. La combustion externe permet une réduction des émissions de polluants et une simplification de la maintenance. Elle autorise un large spectre de combustibles et de sources de chaleur (énergie solaire³, combustibles conventionnels, biomasse, déchets). Par ailleurs, le moteur Stirling bénéficie aussi d'un faible niveau de bruit. La conception de ce moteur permet des réalisations de très petite taille (de l'ordre du kWe). La gamme pré-commerciale disponible se situe aujourd'hui entre 5 et 50 kWe (pour une puissance thermique environ du double).

Cinq industriels sont impliqués à ce jour dans le développement et la commercialisation de moteurs Stirling et d'autres industriels se sont associés à ces démarches. La frontière à atteindre du point de vue économique est de l'ordre de 5 000 F du kWe contre près du double actuellement. Une production en série commerciale d'ici 2002 selon British Gas, devrait permettre une baisse rapide de ce prix sur le marché. Le marché-niche de référence du moteur Stirling est la production sur site d'électricité à basse tension (en 220 V et 50

(1) Revue EGSA Powerline - novembre décembre 98 (www.egsa.org).

(2) Pour EDF, le rendement actuel serait plus proche de 25 % et 30 % serait une cible réaliste même si un rendement de 42 % est déjà atteint sur un prototype japonais.

(3) Cité dans R.E.E. n°7 - Programme de recherche du DOE américain sur les solar « dish-Stirling » avec des rendements électriques proche de 30 % contre 10 à 15 % pour le photovoltaïque.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

Hz) et de chaleur à basse température, ce qui pourrait intéresser en priorité le secteur résidentiel. En rappelant le nombre élevé de maisons individuelles en France (12 millions) et leur consommation moyenne unitaire d'électricité spécifique (2 500 à 3 000 kWh/an), ceci donne une mesure de l'enjeu que ces moteurs représentent (8 % de la consommation nationale d'électricité). La gamme pré-commerciale actuellement en préparation porte sur une capacité de 0,35 à 30 kWe.

Moteur Stirling	2 000	2 010	2 020	2 030	2 040	2 050
Rendement électrique PCI	25 %	30 %	33 %	35 %	40 %	40 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans
Émissions ** de C g/kWh*	220	180	165	155	140	140

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en combustible.

** dont une proportion pouvant aller jusqu'à 50 % est imputable aux applications thermiques de la cogénération

Les piles à combustible

La pile à combustible repose sur le principe inverse de l'électrolyse de l'eau et permet donc l'économie de la conversion d'une énergie thermique en énergie mécanique. Elle constitue une rupture technologique par rapport aux schémas habituels de production électrique et bénéficie, en théorie, d'un rendement électrique élevé. Les premières réalisations industrielles sont le résultat de recherches américaines et les programmes spatiaux ¹ ont permis de décliner concrètement ces concepts.

Dès avant la crise pétrolière de 1973, la recherche internationale s'est intéressée à ce domaine en escomptant voir surgir une ou des filières d'utilisation à haut rendement de divers combustibles fossiles ou d'origine biologique.

Aujourd'hui, on songe d'abord à valoriser les qualités particulières de ce mode de production en l'utilisant à des échelles ou dans des concepts où les modes concurrents posent des problèmes d'environnement.

Le rendement électrique, qui peut atteindre 40 à 60 %, n'est pas limité par le principe de Carnot et dépend assez peu du changement d'échelle : une cellule de 100 We a un rendement électrique comparable à un système de 1 MWe ². La

(1) Gemini, Spacelab, Apollo, etc. ont utilisé des piles à combustible.

(2) Jean Jacques Beziau (1998), « Systèmes de piles à combustible pour la cogénération - Etat de l'art », Centre d'Energétique de l'Ecole des Mines de Paris - ADEME.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

modularité qui en résulte permet d'envisager l'application à différents types d'usage dans les secteurs du transport, de l'industrie, du tertiaire et du résidentiel, et même, plus récemment, des équipements portables. D'autre part, son faible impact sur l'environnement local (émissions sonores et émissions atmosphériques locales) permet de respecter des normes très sévères (au moins un ordre de grandeur en dessous des systèmes concurrents pour le NOx, par exemple).

On doit aussi signaler les possibilités particulières des filières à haute température : elles peuvent atteindre un rendement électrique de 60 à 70 % en cycle hybride (pile couplée à une turbine à gaz). Les piles à combustible peuvent utiliser comme combustible soit de l'hydrogène soit des combustibles carbonés comme le méthanol ou le méthane moyennant une opération de reforming in situ. L'utilisation d'hydrogène produit à partir de produits pétroliers¹ conduirait à émettre du CO₂ de façon centralisée, seule solution compatible avec une éventuelle séquestration du CO₂.

Les coûts actuels sont très élevés, de l'ordre de 20 000 F/kWe au mieux, voire bien supérieurs selon les filières. Les travaux de R & D en cours ont pour objectif de réduire les coûts d'un facteur ≥ 10 pour les usages stationnaires ou de traction lourde, ou encore d'un facteur ≥ 100 condition nécessaire si on veut que la pile soit compétitive pour les usages automobiles.

Les tableaux suivants ont été préparés en supposant que les piles à combustible utilisent du méthane comme combustible.

(1) A plus long terme, on peut envisager de produire de l'hydrogène sans utilisation directe ou indirecte de combustibles fossiles, soit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine non fossile, soit par craquage de l'eau dans des réacteurs nucléaires haute température.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

PAC 30 à 70 kWe unitaire - automobile Basse température	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement PCI combustible	43%	50%	53 %	58 %	60 %
Durée de vie	15 ans 3 000 h	15 ans 5 000 h	15 ans 6 000 h	20 ans 6 000 h	20 ans 6 000 h
Émissions de C g/kWh*	130	110	105	95	90

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel.

PAC 500-500 à 2000 kWe unitaire Haute température	2010	2020	2030	2040	2050
Rendement (en cycle hybride) /PCI gaz naturel	58 %	63 %	66 %	70 %	72 %
Durée de vie	15 ans	15 ans	18 ans	20 ans	25 ans
Émissions de C g/kWh*	95	85	80	75	75

* hors émissions de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel

Les aérogénérateurs

Le principe d'un aérogénérateur, ou éolienne, est de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ou électrique. Il est composé d'un rotor, d'une transmission électrique et d'une génératrice qui transforment l'énergie mécanique en électricité. La capacité à générer de l'électricité est fonction de la disponibilité d'un vent de vitesse suffisante. À titre d'exemple, pour une éolienne de 300 kWe de puissance nominale, la puissance effective est de 4 kWe pour une vitesse de 5 m/s, à une vitesse de 9 m/s on obtient 122 kWe et à 14 m/s on atteint la puissance nominale. La rentabilité du projet est donc directement liée à la disponibilité et à la vitesse moyenne du vent. C'est le gisement physique qui oriente donc la localisation du projet.

En terme de potentiel offshore, la France constitue le troisième gisement d'Europe après le Royaume Uni et le Danemark et ce potentiel¹ atteindrait 475 TWh annuel. Concernant le potentiel terrestre, il est évalué selon l'Association européenne d'énergie éolienne à quelque 75 TWh/an et la France est cette fois en première position en Europe. Toutefois, il faut reconnaître que

(1) Etude « Offshore Wind in the EC » H.G. Matthies et al. 1995.

- Les perspectives technologiques pour l'usage et la production d'électricité -

ces gisements sont le plus souvent à l'écart des zones peuplées car la population ne s'installe que rarement en zone ventée.

L'économie de ces projets est essentiellement liée à de faibles coûts de raccordement au réseau de transport ou de distribution. Le potentiel¹ mobilisable en France serait de l'ordre de 10 % du gisement physique soit 50 TWh/an.

De l'ordre de 10 000 F du kWe pour une installation offshore, les coûts sont de 10 à 35 % plus bas pour les aérogénérateurs terrestres. Par ailleurs, les principales améliorations techniques prévisibles concernent l'optimisation des pales et de la génératrice et doivent se concrétiser à court terme par un rendement en hausse de ces installations exprimé par une amélioration du facteur de capacité (en nombre d'heures par an à la puissance nominale).

Éolien Offshore 1-3 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (heures/an)	3 000	3 100	3 200	3 350	3 450	3 550
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Émissions de C g/kWh	0	0	0	0	0	0

Éolien terrestre 0,2-0,75 MWe	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Facteur de capacité (heures/an)	2 600	2 700	2 800	2 900	3 000	3 100
Durée de vie	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	20 ans	20 ans
Émissions de C g/kWh	0	0	0	0	0	0

(1) D'après un rapport d'E.E.D (bureau d'études français spécialisé dans l'éolien).

Chapitre 4

Des scénarios prospectifs pour la France

1. Deux scénarios ¹ de demande à l'horizon 2050

1.1 La demande d'énergie

Conformément aux orientations ² fixées à la mission, on a limité le spectre des évolutions possibles de la demande d'énergie à deux images fortement contrastées en 2020 et 2050.

Le point 2020 correspond aux scénarios S2 et S3 du « rapport Énergie 2010-2020 ». Ceux-ci explorent deux orientations socio-politiques différentes avec un jeu unique d'hypothèses concernant la croissance économique, la croissance démographique et les prix internationaux de l'énergie.

Le scénario S2 du « rapport Énergie 2010-2020 » décrit une évolution dans laquelle l'État entend redevenir interventionniste dans le domaine économique et industriel au nom d'une identification des intérêts à long terme de la nation avec la force et la compétitivité de son industrie. Dans S2, la conception et la mise en œuvre des différentes politiques publiques ayant des implications dans le domaine de l'énergie, comme par exemple les politiques d'environnement, sont systématiquement appréhendées avec l'objectif de favoriser la

(1) Les scénarios présentés dans les chapitres 4 et 5 ont été définis par la mission et modélisés par la société Enerdata sous la responsabilité scientifique de B. Chateau.

(2) « ... cette étude tiendra compte des différentes hypothèses contenues dans le rapport du plan Énergie 2010-2020 et de la conjoncture énergétique internationale... ».

- Des scénarios prospectifs pour la France -

compétitivité et l'essor de l'industrie française, tout en demeurant compatibles avec les règles européennes et celles de l'Organisation mondiale du commerce.

Dans le scénario S3 du « rapport Énergie 2010-2020 », l'État est prioritairement le gardien des valeurs de protection de la santé de la population, de la prévention des risques technologiques, et de la préservation de l'environnement, aussi bien à l'échelle locale que globale. L'État laisse aux entreprises, aux organisations professionnelles et aux partenaires sociaux le soin de piloter les mutations économiques, dès lors qu'elles sont compatibles avec les objectifs et le cadre fixés par lui.

Ceci nous a conduits à retenir deux scénarios à l'horizon 2050 qui, tout en étant contrastés, comportent des éléments communs comme la démographie et la croissance économique.

- *La démographie et l'emploi*

Les mouvements démographiques futurs en France convergent vers un vieillissement de la population. Le scénario démographique retenu est un scénario tendanciel¹, qui prolonge les évolutions observées depuis 20 ans en matière de mortalité, de fécondité et de migration. Il repose sur un jeu de trois hypothèses : une poursuite de la baisse de la mortalité ; un solde migratoire net annuel moyen de 50 000 personnes ; un taux de fécondité de 1,8 enfant par femme².

Sous ces hypothèses, la population³ de la France passerait de 58,5 millions⁴ en 1999 à 65,1 millions en 2050 (63,5 en 2020).

(1) Il correspond au scénario « central » retenu par l'INSEE sur la base des projections réalisées à partir du recensement de 1990. Q.-C. Dinh : « La population de la France à l'horizon 2050 », *Economie & Statistique*, n° 274, 1994-4.

(2) Cette hypothèse est intermédiaire entre une hypothèse de fécondité basse (1,5 enfant par femme) et une hypothèse dans laquelle le renouvellement des générations est assuré (2,1 enfants par femme). L'évolution de la fécondité observée depuis la date où a été réalisée la projection est conforme à cette hypothèse.

(3) Il s'agit ici de l'ensemble de la population résidant habituellement en France métropolitaine : en font partie les étrangers installés pour travailler, pour étudier ou pour séjourner de façon permanente. En revanche, les Français installés outre-mer ou à l'étranger n'y sont pas comptés.

(4) Selon le recensement de la population de 1999, INSEE-Première n° 691, janvier 2000.

- *La croissance économique et la production*

La croissance du PIB sera progressivement infléchiée par les contraintes démographiques, inflexion plus ou moins forte selon les gains de productivité du travail. D'ici à 2020, on garde les mêmes hypothèses de croissance du PIB que celles retenues dans le « rapport Énergie 2010-2020 », soit une moyenne de 2,3 % par an. Au-delà, le taux de croissance est supposé s'infléchir progressivement jusqu'à atteindre une moyenne de 1,6 % par an entre 2020 et 2050, taux de croissance retenu par l'IASA (International Institute for Applied Systems Analysis) pour la région Europe entre 2010 et 2050.

Sur ces bases communes, nous avons retenu deux scénarios contrastés pour la demande d'énergie :

- un scénario **haut** de « *forte consommation énergétique* », dont l'étape 2020 est le scénario S2 du « rapport Énergie 2010-2020 » et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans le scénario A de l'IASA caractérisée par une consommation forte d'énergie. Sans accorder une importance particulière aux questions environnementales, ce scénario intègre néanmoins des hypothèses jugées réalistes quant aux contraintes que l'environnement risque de faire peser en tout état de cause, et les orientations techniques qui en découlent (notamment les accords volontaires dans l'industrie et la construction automobile, les normes d'isolation, etc.) Dans un tel scénario, la demande énergétique (énergie primaire hors usages non énergétiques) pourrait atteindre environ 325 Mtep en 2050 (210 en 1998). Ceci correspond à environ 5 tep/habitant en 2050, consommation unitaire que l'on peut comparer au chiffre de 3,5 atteint en 1998 ;
- un scénario **bas** de « *faible consommation énergétique* » dont l'étape 2020 est le scénario S3 du rapport « Énergie 2010-2020 » et dont l'étape 2050 est la traduction nationale de l'image européenne décrite dans le scénario C de l'IASA. Les contraintes environnementales deviennent ici déterminantes et conduisent à privilégier toutes les orientations conduisant à stabiliser, puis à faire décroître les émissions et la production de déchets indésirables. La demande énergétique se situerait dans ce scénario autour de 225 Mtep en 2050.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Scénarios Haut et Bas de consommation d'énergie

	1998		H 2050		B2, B3 2050		B4 2050	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
	Résidentiel	62	30	100	30	75	33	75
dont chauffage	36		45		35		35	
Sect. Productif	96	46	140	43	90	39	90	39
dont BT-MT*	27		30		20		20	
Transports	52	24	90	27	65	28	65	28
Ss Total	210	100	330	100	230	100	230	100
Chaleur déductible**			5		5		8	
Total	210		325		225		222	

* *chaleur basse et moyenne température*

** *la chaleur déductible est celle produite en même temps que l'électricité de cogénération et qui se déduit donc des besoins globaux de chaleur.*

Parmi les facteurs d'incertitudes pouvant expliquer les divergences notables existant entre les différentes perspectives de consommation énergétique à l'horizon 2050 (44 % d'écart entre les scénarios haut et bas), on peut citer :

- *des facteurs économiques* tels que la dématérialisation de l'économie, dont la progression plus ou moins rapide a une influence majeure sur l'intensité énergétique du PIB ;
- *des facteurs liés à l'aménagement de l'espace et aux choix d'infrastructures de transport.* La double tendance que l'on observe depuis maintenant 70 ans de façon continue devrait se poursuivre tout en réduisant progressivement ses effets ; d'un côté, on assiste à la densification progressive des espaces ruraux entourant les agglomérations d'une certaine taille, au détriment des espaces ruraux éloignés ; de l'autre, on assiste à une dé-densification progressive des espaces urbains au sens large.

Cette double tendance, si elle s'oppose au transport de masse à l'intérieur des zones urbaines, crée en revanche des conditions de plus en plus favorables aux transports de masse entre zones urbaines.

Parallèlement, on peut anticiper que les aspirations à la mobilité resteront fortes et que, à l'instar du demi siècle écoulé, ces aspirations ne pourront être

globalement satisfaites que par un accroissement des vitesses moyennes de déplacement.

On peut donc anticiper la poursuite d'une recherche d'accroissement des vitesses moyennes pour les déplacements longs. Mais le même résultat global pourrait être obtenu de façon plus ou moins inégalitaire, avec de fortes implications sur la demande d'énergie (et d'électricité) : soit avec des infrastructures adaptées à des trafics limités mais pour des vitesses très élevées (avion, TGV), soit avec des infrastructures adaptées à des trafics plus importants mais avec des vitesses moyennes moins élevées (trains pendulaires, etc.).

Le tableau ci-dessous donne à titre d'exemple une image de l'impact de ces différentes hypothèses sur le volume de trafic retenu pour les différents modes de transport ferroviaire en 2050.

	1997	2020	2050
Trafic ferroviaire passagers, tendanciel (G passagers km)	72	104 - 119	150 - 250
Trafic ferroviaire marchand., tendanciel (G tonnes km)	42	62 - 79	100 - 160
TGV (indice)	100	190 - 280	300 - 500

- *des facteurs technologiques.* Dans ce domaine deux tendances inverses s'affrontent :
 - une tendance plus ou moins poussée à l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'ensemble des équipements nécessaires à la satisfaction de services (confort domestique, déplacements, production industrielle et agricole, etc.) ;
 - une dynamique industrielle et commerciale qui pousse à la création de nouveaux services et de nouveaux équipements sur le marché.

Cet équilibre a toute chance d'être très sensible aux politiques incitatives des pouvoirs publics : le bridage par une politique de taxation ou de réglementation de la seconde composante et une politique d'appui à l'offre de technologies performantes conduira sans nul doute à des niveaux de consommation très nettement inférieurs à ceux qui seraient obtenus par la politique inverse.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Les principales technologies de maîtrise de l'énergie

Dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, le progrès technique repose sur l'évolution parallèle de très nombreuses technologies concernant les matériaux, l'électronique, la régulation, l'informatique, mais aussi l'architecture, le génie des procédés, la chimie catalytique, etc. Il est donc difficile d'en dresser une liste exhaustive. On peut néanmoins en donner quelques exemples dans différents domaines.

Industrie

Les procédés industriels très consommateurs d'énergie font appel à des techniques génériques telles que la fusion, la séparation, la concentration, le séchage, techniques utilisant le plus souvent de l'énergie thermique. Pour les opérations de séparation, les procédés à membranes (en particulier le procédé émergent de nanofiltration), pour la concentration, la compression mécanique des vapeurs (CMV), pour la distillation, la pervaporation à température ambiante, pour les transferts d'énergie (en séchage ou en fusion par exemple), la récupération d'énergie et le développement des énergies radiantes (ultraviolet, infrarouge, hautes fréquences ou micro-ondes), sont des technologies porteuses de progrès considérables d'efficacité. Les gains potentiels sur les besoins en énergie par l'ensemble de ces procédés pourraient dépasser en moyenne 30 % à moyen terme.

Le développement de matériaux nouveaux (céramiques, biomatériaux, supra-conducteurs), de procédés ou de filières nouvelles associant de nouvelles combinaisons de techniques, (réduction à l'hydrogène pour la sidérurgie, procédés secs dans la papeterie, etc.) est lui aussi porteur d'économies d'énergie considérables (plusieurs dizaines de pourcents à horizon de 10 ou 20 ans).

Résidentiel tertiaire

En matière de production de chaleur et de froid, des progrès importants peuvent encore être obtenus par la conception et l'optimisation de l'enveloppe du bâtiment : vitrages à propriétés variables (gains potentiels d'économies d'énergie sur le bilan global des postes chauffage, climatisation et éclairage de 20 à 50 %), super isolants (par exemple à base d'aérogels de silice), gain potentiel d'un facteur 1,5 à 2 sur les performances d'isolation des parois opaques. Pour la production de chaleur, la petite cogénération avec un gain potentiel de l'ordre de 60 % sur la production de chaleur et d'électricité (piles à combustibles, microturbines) : des systèmes de ventilation performants pour la construction neuve et pour l'existant (régulation - programmation, récupération de chaleur sur air extrait) ; des technologies de maîtrise de l'électricité avec des gains potentiels considérables.

Transports

Dans ce domaine, l'efficacité énergétique des véhicules routiers (voitures particulières et camions) est la première priorité.

Plusieurs technologies sont actuellement en phase de recherche-développement et devraient pouvoir faire l'objet d'une large diffusion dans les 5 à 15 ans qui viennent :

véhicules hybrides, piles à combustibles, véhicules électriques. On en attend un gain d'efficacité énergétique compris entre 30 % et 40 %. Par ailleurs, l'allègement des véhicules et les recherches aérodynamiques devraient permettre encore des gains d'efficacité de l'ordre de 10 %.

- *des facteurs environnementaux*

L'intensité des préoccupations d'environnement local ou global (qu'il s'agisse des polluants ou effluents locaux, de l'effet de serre, des déchets nucléaires, etc.), en France et dans le monde dans les années à venir, aura sans aucun doute une influence forte sur la consommation d'énergie et donc d'électricité. En particulier, la façon dont ces préoccupations seront traduites en termes de prix ou de coûts aura un impact sur l'évolution de la demande d'énergie. Pour l'effet de serre par exemple, la possibilité de recourir sans limite aux instruments de flexibilité aurait des conséquences radicalement différentes sur la consommation énergétique du pays comparé à une situation de quota national strict.

1.2 La demande électrique

Deux scénarios de *consommation d'électricité* sont attachés à ces scénarios énergétiques à partir d'une évolution différenciée de la pénétration de l'électricité dans les différents secteurs de l'activité économique et sociale.

Un constat tout d'abord : en 1998, la part de l'électricité dans le bilan primaire français atteignait 39 %¹ alors qu'elle n'était que de 32 % en moyenne en Europe ; en 2020 dans le rapport « Énergie 2010-2020 », la France a encore un taux de pénétration de l'électricité supérieur de 5 points à celui de ses voisins européens mais celui-ci a peu varié – la part de l'électricité dans le bilan primaire français atteint 40 % dans le scénario haut et 42 % dans le scénario bas.

Pour les années suivantes, on fait l'hypothèse d'une pénétration continue de l'électricité et d'une lente homogénéisation de la situation européenne à long terme. Ceci conduirait la France vers un taux de pénétration de l'électricité élevé mais comparable à celui de ses voisins en 2050, de l'ordre de 50 %.

(1) En adoptant l'équivalence à la production « 1 TWh électrique = 0,22 Mtep » retenue dans les bilans énergétiques de la DGEMP.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

La montée en puissance de l'électricité dans le bilan énergétique est observée historiquement sur une longue période et s'explique par la transformation de la structure d'usage de l'énergie au profit des activités tertiaires, des industries à haute technologie et du résidentiel. Plus précisément :

- dans le *scénario haut*, l'électricité avec 720 TWh représente un peu moins de 50 % de la consommation totale d'énergie primaire.

Ce scénario se caractérise globalement sur le plan électrique par :

- une forte prédominance de l'électricité de réseau soutenue par une compétition vive entre industries de réseau et des prix de l'électricité relativement bas ;
- une intensité électrique de la production relativement élevée ;
- la généralisation de l'équipement et des modes de consommation « à l'américaine » dans les logements ;
- la poursuite d'un fort taux de pénétration de l'électricité dans le chauffage, l'eau chaude et la cuisson pour les logements neufs.

On peut résumer les principales caractéristiques de ce scénario à travers les indicateurs suivants :

Indicateurs retenus dans les deux types de scénarios de demande électrique

	1997	Scénario haut		Scénario bas	
		2020	2050	2020	2050
Production					
- Intensité électrique tendancielle* de la production	100	83	65	77	55
- Intensité d'usage (emploi/m2)	100	87,5	75	112,5	125
- Gains d'efficacité par rapport à la tendance*		0 %	0 %	9 %	20 %
- Auto-production, cogén, PAC		11 %	11 %	11 %	35 %
Modes de vie, logements					
- Usages spécifiques de l'électricité (tendance* kWh/logement)	2 460	3 200	4 300	2 300	3 600
- Chauffage élec, logements neufs		50 %	50 %	50 %	20 %
- ECS, cuisson électrique (% des log.)		45 %	45 %	45 %	40 %
- Piles à combustibles		0 %	0 %	0 %	30 %
- Gains d'efficacité par rapport à la tendance*					
Us. spécifique		0 %	0 %	9 %	20 %
Chauffage		0 %	0 %	10 %	15 %
Transport					
- Passagers-km fer	72	104	150	119	250
dont TGV	27	76	135	51	81
- tonnes-km fer	42	62	100	79	150

* La « tendance » s'entend au sens d'une évolution d'ensemble cohérente avec l'esprit du scénario, sans action particulière directe institutionnelle dans le domaine de la maîtrise de l'énergie susceptible de produire des gains d'efficacité énergétique additionnels.

- dans le **scénario bas**, l'électricité, avec 535 TWh en 2050 représenterait un peu plus de 50 % de la consommation totale. Cette pénétration légèrement plus forte retenue pour l'électricité dans le scénario bas tient à l'hypothèse d'un développement accru du transport ferroviaire d'une part et à des gains potentiels d'efficacité énergétique plus faibles dans les usages électriques que dans les usages thermiques et les transports routiers.

Ce scénario se caractérise globalement sur le plan électrique par :

- une moindre prédominance de l'électricité de réseau et un fort développement des techniques de production individuelle (50 TWh en

- Des scénarios prospectifs pour la France -

2050). Ce développement est rendu possible en partie par un renchérissement de l'électricité de réseau et par une plus grande maîtrise technologique et industrielle des technologies individuelles ;

- une intensité électrique de la production économique plus faible, allant de pair avec une transformation profonde de l'organisation du travail ;
- une sensibilité accrue des ménages à la qualité « environnementale » de leur équipement ménager et de leurs modes de consommation ;
- une croissance moins forte du TGV mais une plus grande extension des autres réseaux ferroviaires et des services associés ;
- la mise sur le marché de biens et de services contribuant à accroître l'efficacité électrique.

Les différences d'évolution de la demande électrique entre scénarios haut et bas sont résumées dans le tableau ci-dessous. En 2050, la demande électrique du scénario haut n'est que de 35 % supérieure à celle du scénario bas (alors que la consommation d'énergie l'est de 44 %), cela tenant en particulier à un renforcement de la consommation d'électricité dans les transports dans le scénario bas.

Consommation finale (1) TWh	1997	2020 (2)		2050	
		S2	S3	Haut	Bas
Secteurs productifs	228	302	269	400	275
Transports	10	20	23	40	55
Ménages	126	162	142	280	205
- spécifique	59	76	62	135	90
- chauffage	44	58	52	75	55
- autres	23	29	28	70	60
Total	364	484	434	720	535

(1) Cette consommation exclut celle du secteur énergétique (Eurodif, raffineries, pertes du réseau, etc.).

(2) Issus du « rapport Énergie 2010-2020 »

En plus de la demande finale d'électricité, la demande totale d'électricité de la France comprend, celle du secteur énergétique, dont celle liée à l'enrichissement de l'uranium ainsi qu'aux pertes de transport/distribution et de pompage.

La demande électrique liée à l'enrichissement de l'uranium pour les besoins français est supposée rester stable à 14 TWh jusqu'en 2020 et tomber alors à 0,2

- Des scénarios prospectifs pour la France -

- 0,4 TWh avec un changement de procédé d'enrichissement. Plus tard, elle est supposée suivre l'évolution de la production d'électricité d'origine nucléaire.

En effet, aujourd'hui l'usine française d'enrichissement Eurodif utilise le procédé de diffusion gazeuse pour obtenir de l'uranium enrichi en isotope 235 avec une teneur maximale de 5 %. Ce procédé consomme environ 2 500 kWh par unité d'enrichissement (UTS) soit, compte tenu du niveau actuel de production de l'usine, entre 16 et 18 TWh par an ¹.

L'évolution de la consommation d'électricité liée à l'enrichissement de l'uranium va donc dépendre :

- de la charge d'enrichissement de l'usine, c'est-à-dire de l'évolution des besoins français et étrangers ;
- de la durée de vie de l'usine, l'usine ayant été mise en service dans la période 1978-1982 ;
- du procédé choisi en cas de reconstruction d'une nouvelle usine d'enrichissement.

On a envisagé un arrêt de l'usine entre 2020 et 2030. Suivant les scénarios, il pourra être nécessaire de reconstruire une usine afin de couvrir les besoins français en enrichissement. En cas de besoin d'une nouvelle usine, il est probable qu'un nouveau procédé d'enrichissement soit retenu : soit l'ultra-centrifugation, soit la séparation isotopique par laser.

Le premier procédé, qui est utilisé aujourd'hui dans plusieurs usines, est un procédé mature : le deuxième procédé fait encore l'objet de recherches. On a retenu comme consommation électrique par unité d'enrichissement la valeur actuellement obtenue par le procédé d'ultracentrifugation, soit environ 50 kWh par UTS.

Le tableau ci-dessous donne dans ces conditions une estimation des consommations électriques en 2020 et en 2050 pour les besoins en enrichissement de l'uranium dans les différents scénarios.

(1) Pour les besoins français et étrangers.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

	2020 (Eurodif)	2050 (nouvelle usine)
H1	13,8 TWh	0,0 TWh
H2	13,8 TWh	0,25 TWh
H3	13,8 TWh	0,40 TWh
B2	11,8 TWh	0,18 TWh
B3	11,8 TWh	0,24 TWh
B4	11,8 TWh	0,0 TWh
B4-30	3,4 TWh	0,0 TWh

Compte tenu des niveaux de demande électrique envisagés en 2050, la consommation électrique pour les besoins d'enrichissement sera donc inférieure à 0,1 % de la demande électrique totale, alors qu'elle s'élève à plus de 3 % actuellement.

Le passage de la demande intérieure totale d'électricité à la production brute par filière tient compte de l'autoconsommation du secteur électrique, variable selon les filières, et des contraintes et règles suivantes :

- en 2020, la production brute par filière est celle des scénarios S2 et S3 du « rapport Énergie 2010-2020 » dont on a retranché la production brute nucléaire correspondant aux exportations nettes d'électricité. La part de la production d'origine nucléaire reste stable entre 65 et 66 % (en baisse par rapport aux 76 % constatés en 1995). Dans S2, la demande intérieure, plus importante, est satisfaite par le développement de la cogénération et la mise sur le marché de cycles combinés au gaz couvrant en 2020 5 % de la demande d'électricité. La production d'origine nucléaire est stable par rapport à celle de 1995. Dans S3, des besoins d'électricité plus faibles peuvent être satisfaits avec un recours accru à la cogénération et à l'éolien, la production d'origine nucléaire étant réduite. L'utilisation de combustibles fossiles dans le secteur électrique atteint 16,2 Mtep dans S2 et 10,7 Mtep dans S3 ;
- pour 2050, différents scénarios d'offre seront préparés afin de satisfaire l'ensemble des besoins définis dans les scénarios de demande.

2. La fourniture d'électricité

Pour satisfaire aux besoins des deux scénarios de consommation d'électricité, nous avons élaboré plusieurs scénarios contrastés d'approvisionnement électrique en fonction de conjonctures politiques et sociétales diversifiées.

Dans un *premier type de scénario*, on assiste à une réduction du niveau d'intervention économique de l'État et à une redéfinition de ses modes d'action allant dans le sens d'une plus large confiance dans les mécanismes régulateurs du marché. Dans ce type de scénario, le progrès technique se situe dans un contexte de libéralisation du marché, d'une très forte concurrence entre filières de production et de contraintes mineures d'environnement. Ces scénarios apparaissent donc à priori peu propices au nucléaire.

Dans un *second type de scénario*, l'État entend redevenir interventionniste dans le domaine économique et industriel au nom d'une identification des intérêts à long terme de la nation avec la force et la compétitivité de son industrie. Cette attitude productiviste permet le maintien de la filière nucléaire et la promotion de nouvelles filières de production d'électricité.

Dans le *troisième type de scénario*, l'État français réussit à imposer le nucléaire dans un environnement international peu favorable.

Dans un *quatrième type de scénario*, l'État est prioritairement le gardien des valeurs de protection de la santé de la population, de la prévention des risques technologiques et de la préservation de l'environnement, aussi bien à l'échelle locale que globale. Les contraintes auxquelles il doit faire face portent à la fois sur la limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) et sur le problème des déchets nucléaires dans un contexte de sortie à terme du nucléaire au niveau international.

Il est clair que dans chacun des scénarios, quel que soit le type auquel il appartient, la composante environnement est présente, mais il n'y a que dans le dernier que sa sauvegarde apparaît comme l'objectif premier des pouvoirs publics.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Au total, le croisement des scénarios de demande et d'offre conduit à retenir six cas de figure différents :

- H1 = demande haute, offre libérale type 1
- H2 = demande haute, offre industrielle type 2
- H3 = demande haute, offre cavalier seul type 3
- B2 = demande basse, offre industrielle type 2
- B3 = demande basse, offre cavalier seul type 3
- B4 = demande basse, offre environnementale type 4

Le scénario H1 correspond à une logique de marché sans contrainte majeure de maîtrise des consommations, donc à une consommation élevée d'électricité dans un contexte où les choix entre filières sont d'abord guidés par leur compétitivité sur le marché international.

Dans **le scénario H2**, la France entend soutenir l'industrie électro-nucléaire, avec des préoccupations liées essentiellement à la prospérité des entreprises françaises dans le contexte international, sans préoccupation particulière visant à maîtriser les consommations d'électricité.

Dans **le scénario H3**, les pouvoirs publics, pour des raisons à caractère industriel ou stratégique, cherchent à maximiser la contribution du nucléaire à la fourniture d'électricité, quitte, pour ce faire, à limiter tous les facteurs de modération ou de bifurcation de la demande électrique.

Le **scénario B2** suppose que les préoccupations de limitation des risques nucléaires, en même temps que des autres risques d'environnement global, favorisent les facteurs de modération et de bifurcation de la demande d'électricité et que les pouvoirs publics créent un contexte favorable à un redéploiement important de l'industrie et des énergies renouvelables.

Le **scénario B3** ne peut se comprendre que si les contraintes environnementales liées à l'effet de serre deviennent très fortes au point de décourager toute initiative en matière de production indépendante d'électricité de réseau non nucléaire, face à une offre nucléaire surabondante et à une demande atone. Dans une telle situation, les pouvoirs publics chercheraient à maximiser la contribution du nucléaire pour la fourniture d'électricité tout en stimulant les facteurs de modération ou de bifurcation de la demande électrique, et en favorisant un redéploiement important de l'industrie française dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables.

Dans le *scénario B4*, les fortes préoccupations de limitation des risques nucléaires en même temps que des autres risques d'environnement global, favorisent les facteurs de modération et de bifurcation de la demande d'électricité et encouragent les pouvoirs publics à créer un contexte favorable à un redéploiement important de l'industrie française dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables. Dans une telle configuration, nous avons préparé une variante B4 (30 ans) dans laquelle la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes serait limitée à 30 ans.

2.1 La structure de l'offre correspondant aux scénarios

Plusieurs hypothèses de durée de vie moyenne du parc actuel avaient été envisagées dans le chapitre 1.

Dans la suite de ce travail nous avons privilégié comme hypothèse centrale une durée de vie moyenne de 45 ans¹ pour le parc actuel. Cette moyenne était la médiane d'une gaussienne : ainsi, avec une durée de vie moyenne (DVM) de 45 ans, 5 % des réacteurs sont fermés à 35 ans, 20 % à 40 ans, 45 % à 45 ans et 30 % à 50 ans.

Dans une variante du scénario B4, nous avons envisagé² une hypothèse de durée de vie moyenne beaucoup plus courte, 30 ans.

(1) Une durée de vie de 32 ans figure dans les documents remis à l'autorité de sûreté dans le cas d'une utilisation continue à pleine puissance, soit 40 ans de durée de vie dans le cas d'un fonctionnement à 80 % et 46 ans dans le cas d'un fonctionnement à 70 %. Ceci ne préjuge pas des décisions futures de l'autorité de sûreté, en particulier au moment des visites décennales des réacteurs nucléaires.

(2) Ce scénario est différent de celui envisagé par l'Allemagne dans l'accord de juin 2000. En effet, le scénario B4 30, compte tenu des hypothèses retenues pour la demande électrique française, conduit à une production en équivalent fonctionnement pleine puissance de 19,7 années, alors que le scénario attaché à l'accord allemand conduit à une production en équivalent fonctionnement pleine puissance de 23,8 années. Si le parc nucléaire allemand était exploité dans des conditions similaires à celles du parc nucléaire français, ceci conduirait à une durée de vie moyenne d'exploitation de 36,2 années au lieu des 32 ans retenus dans l'accord allemand de juin 2000 (voir en annexe).

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Chronique des arrêts du nucléaire (GWe nettes max installés)

Puissance brute	DVM ⁽¹⁾ 30 ans	DVM 45 ans
2000-2010	5,3	0
2010-2015	31,6	0,8
2016-2020	15,0	7,4
2021-2025	5,3	19,9
2026-2030	5,9	19,3
2031-2035	-	8,5
2036-2040	-	4,0
2041-2045	-	3,0
2046-2050	-	-
Total	63,1	63,1

(1) DVM : durée de vie moyenne

Dans le *premier scénario HI*, le choix entre filières est essentiellement guidé par leur compétitivité économique. On suppose une percée rapide des cycles combinés au gaz naturel (CCGN) : ceux-ci couvrent 73 % de la production d'électricité en 2050 aux côtés de la cogénération qui en couvre près de 13 % cette même année. Il n'y a dans ce scénario aucun nouvel équipement nucléaire au-delà du parc actuel : la mise sur le marché des CCGN vient compenser les capacités des réacteurs nucléaires au fur et à mesure de leur fermeture.

TWh	1995	2020 S2	2025 H1	2030 H1	2035 H1	2040 H1	2045 H1	2050 H1
Hydraulique	76	73	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	377	380	303	182	75	33	-
Autres	37	100	130	252	415	564	646	719
charbon	22	4	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	10	10	10	10	10	10	10
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	28	50	160	311	448	518	579
auto, cogen	11	40	50	60	70	80	90	100
éolien	-	7	8	8	9	9	10	10
divers	-	12	13	14	16	17	19	20
Total offre	471	551	584	629	671	714	754	793

La consommation de gaz naturel dans le secteur électrique atteint dans ce scénario 95,8 Mtep en 2050 (à comparer avec une consommation totale de 33,7 Mtep de gaz naturel dans l'ensemble de l'économie française en 1998).

Dans le *scénario H2*, le soutien apporté par l'État à l'industrie électronucléaire permet le maintien de la production d'électricité d'origine nucléaire à un niveau très proche de celui qu'elle atteignait en 1995. Mais au lieu de couvrir plus de 76 % de la production nette d'électricité, la production d'origine nucléaire n'en couvre plus que 44 % en 2050, l'essentiel du complément étant apporté par les cycles combinés (près de 29 %) et par la cogénération (12,6 %). Le parc nucléaire fournit l'essentiel de la production de base (50 % de l'électricité s'écoulant sur les grands réseaux de transports).

TWh	1995	2020 S2	2025 H2	2030 H2	2035 H2	2040 H2	2045 H2	2050 H2
Hydraulique	76	73	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	377	380	284	301	318	333	348
Autres	37	100	172	270	297	324	349	374
charbon	22	4	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	10	10	10	10	10	10	10
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	28	91	176	190	204	216	229
auto, cogen	11	40	50	60	70	80	90	100
éolien	-	7	8	10	11	12	14	15
divers	-	12	13	14	16	17	19	20
Total offre	471	551	584	629	672	715	755	795

La puissance continue nucléaire nette pour les besoins français passerait de 61,7 GWe en 2000 à 47 en 2050. De nouveaux équipements viennent compenser le parc nucléaire sorti du marché, à partir de 2030. Les cycles combinés couvrent dans ce scénario près de 30 % de la production en 2050. La consommation de gaz pour la production d'électricité atteindrait dans ce scénario 45,7 Mtep

Dans le *scénario H3*, les pouvoirs publics continuent à favoriser la suprématie du nucléaire dans la production d'électricité : le nucléaire qui couvrait plus de 76 % de la production nette d'électricité en 1995 en représenterait encore près de 70 % en 2050 (à comparer avec moins de 16 % pour le gaz naturel). Ceci impose la mise en place de nouveaux équipements nucléaires à partir de 2025 pour atteindre un parc de 85 GWe en 2050. Dans ce scénario, la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité reste très faible (13 Mtep pour la cogénération au gaz et uniquement 3,6 Mtep dans les cycles combinés).

- Des scénarios prospectifs pour la France -

TWh	1995	2020 S2	2025 H3	2030 H3	2035 H3	2040 H3	2045 H3	2050 H3
Hydraulique	76	73	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	377	407	437	467	497	526	556
Autres	37	100	103	118	131	145	155	165
charbon	22	4	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	10	10	10	10	10	10	10
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	28	23	26	27	28	27	25
auto, cogen	11	40	50	60	70	80	90	100
éolien	-	7	8	8	9	9	10	10
divers	-	12	13	14	16	17	19	20
Total offre	471	551	584	629	672	715	755	795

Les quatre autres scénarios se situent dans l'hypothèse d'une faible demande d'électricité.

Dans le *scénario B2*, de nouveaux équipements nucléaires sont mis sur le marché en 2030 ou 2035 : ils représentent, avec 33 GWe, près de 40 % de la capacité existante en 2050 et fournissent cette même année 42 % de la production d'électricité (la moitié de l'électricité transitant par le réseau de grand transport). La présence du nucléaire n'empêche pas le développement progressif de cycles combinés jusqu'à une capacité proche de 17 GWe en 2050 (plus de 20 % de la production cette même année). Dans ce scénario, la consommation de gaz atteindrait 30,4 Mtep en 2050.

TWh	1995	2020 S3	2025 B2	2030 B2	2035 B2	2040 B2	2045 B2	2050 B2
Hydraulique	76	73	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	337	281	228	233	238	242	246
Autres	37	86	148	222	235	248	260	272
charbon	22	1	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	6	5	5	5	5	5	5
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	-	53	116	118	120	121	122
auto, cogen	11	52	60	68	76	84	92	100
éolien	-	17	18	20	21	22	24	25
divers	-	10	12	13	15	17	18	20
Total offre	471	494	504	523	542	560	576	592

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Dans le *scénario B3*, les pouvoirs publics réussissent à favoriser le nucléaire dans un environnement où les contraintes environnementales liées à l'effet de serre deviennent très fortes. D'importants nouveaux équipements sont mis en place à partir de 2030 ou 2035 et ceux-ci représentent avec 47 GWe encore près de 60 % de la capacité électrique disponible en 2050. La capacité des cycles combinés reste très faible, ce qui limite la consommation de gaz naturel à 17,1 Mtep en 2050.

TWh	1995	2020 S3	2025 B3	2030 B3	2035 B3	2040 B3	2045 B3	2050 B3
Hydraulique	76	73	74	74	74	74	74	74
Nucléaire	359	337	302	307	313	319	325	330
Autres	37	86	128	142	155	167	178	188
charbon	22	1	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	6	5	5	5	5	5	5
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	-	34	38	40	42	43	43
auto, cogen	11	52	60	68	76	84	92	100
éolien	-	17	18	18	19	19	20	20
divers	-	10	12	13	15	17	18	20
Total offre	471	494	504	523	542	560	576	592

Dans les *scénarios B4 45 ans* et *B4 30 ans* des contraintes pèsent sur le nucléaire et conduisent à ne pas renouveler le parc à la fin de vie des réacteurs (45 ou 30 ans). C'est le gaz qui prend massivement le relais du nucléaire. La consommation de gaz dépasse alors 70 Mtep en 2050 dans chacun des deux scénarios. Un effort supplémentaire est accordé au développement des énergies renouvelables (30 TWh d'éolien dans B4 contre 20 TWh dans le scénario B3 en 2050).

- Des scénarios prospectifs pour la France -

B4 45 ans

TWh	1995	2020 S3	2025 B4	2030 B4	2035 B4	2040 B4	2045 B4	2050 B4
Hydraulique	76	72	76	76	76	74	74	74
Nucléaire	359	337	285	236	182	75	33	-
Autres	37	86	142	211	283	409	467	516
charbon	22	1	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	6	5	5	5	5	5	5
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	-	36	82	131	234	270	122
auto, cogen	11	52	69	86	103	121	138	155
éolien	-	17	19	21	24	26	28	30
divers	-	10	13	17	20	23	27	30
Total offre	471	494	504	523	541	558	574	590

B4 30 ans

TWh	1995	2020 S3	2025 B4	2030 B4	2035 B4	2040 B4	2045 B4	2050 B4
Hydraulique	76	72	76	76	76	74	74	74
Nucléaire	359	82	40	11	-	-	-	-
Autres	37	340	387	436	465	484	500	516
charbon	22	11	-	-	-	-	-	-
fuel + TAC	2	6	5	5	5	5	5	5
gaz hauts fourneaux	2	-	-	-	-	-	-	-
CCGN	-	244	281	306	313	310	303	296
auto, cogen	11	52	69	86	103	121	138	155
éolien	-	17	19	21	24	26	28	30
divers	-	10	13	17	20	23	27	30
Total offre	471	494	504	523	541	558	574	590

Dans chacun des scénarios, on a supposé d'ici 2050 :

- l'installation d'une capacité d'électricité décentralisée ¹ de 100 TWh. Dans le scénario B4 on ajoute à cette capacité d'électricité décentralisée une capacité de cogénération et/ou d'autoproduction décentralisée permettant la production de 50 TWh (piles à combustible, microturbines à gaz au pied d'immeubles, etc.) ;

(1) On rappelle que l'électricité est dite ici décentralisée lorsqu'elle ne transite pas par le réseau de grand transport 400 KV ou 225 KV.

- une production hydraulique stabilisée à 74 TWh (75 en 1995) ;
- l'abandon du charbon pour la production d'électricité en France au profit du gaz naturel à cause d'importantes contraintes d'émissions de gaz à effet de serre liées à ce combustible.

Dans cette capacité d'électricité décentralisée coexistent différentes technologies dont la présence dans les parcs électriques futurs est favorisée par la libéralisation des marchés européens de l'énergie.

La compétition, qui accompagne le processus de mondialisation, devrait logiquement conduire à la recherche de plus d'efficacité et constituer de ce fait un facteur de baisse des prix pour le long terme. Chaque offre d'énergie doit s'efforcer d'être compétitif, ce qui implique l'accès à de nouvelles sources à des coûts de plus en plus faibles. La concurrence est un excellent aiguillon du progrès technique. Mais, dans le même temps, il ne faut pas sous-estimer les risques de collusion qui peuvent générer des rentes et entraver la baisse des coûts. Les mégafusions auxquelles on assiste dans le secteur de l'énergie peuvent, à terme, apparaître comme facteur potentiel de monopole et le rôle de l'État sera précisément de veiller à ce qu'un minimum de contestabilité des marchés soit toujours assuré. La libéralisation, c'est-à-dire l'ouverture à la concurrence des principaux segments des industries de réseau, devrait logiquement conduire à élargir le champ des possibilités technologiques, puisqu'il y aura coexistence d'acteurs de grande dimension et d'opérateurs indépendants de petite taille. Les choix technologiques seront en effet probablement différents selon la dimension des acteurs présents sur chaque segment.

2.2 Les parcs nucléaires retenus dans les scénarios du futur

Dans le paragraphe précédent nous avons défini sept scénarios d'offre d'électricité {H1, H2, H3, B2, B3, B4 (45ans) et B4 (30ans)}. Trois d'entre eux {H1, B4 (45) et B4 (30)} n'entraînent pas de renouvellement du parc nucléaire en fin de vie. En revanche, les scénarios H2, H3, B2 et B3 impliquent un renouvellement partiel ou total du parc nucléaire actuel et, pour certains d'entre eux, l'installation de capacités nucléaires supplémentaires : en effet, dans les scénarios faisant appel à long terme au nucléaire, la capacité nécessaire en 2050 se situe entre 33 et 85 GWe, à comparer avec une puissance disponible en l'an 2000 de 63 GWe.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Pour remplir cette fonction, plusieurs « filières ¹ » comportant différents types de réacteurs et différents types de combustibles sont potentiellement candidates. Dans notre analyse, nous avons tenu compte, outre du contexte international, d'une part, de l'ampleur des besoins et des dates potentielles de mise à disposition des nouvelles filières et, d'autre part, des préoccupations générales qui sous-tendent les scénarios d'offre en termes de politique publique (politique industrielle, sécurité d'approvisionnement en énergie, cadre de vie et environnement).

Le croisement de ces diverses considérations nous a conduits, parmi les très nombreuses combinaisons possibles ², à privilégier et décrire huit « filières » nucléaires distinctes, qui font l'objet d'une analyse détaillée en annexe.

Six d'entre elles supposent la poursuite d'opérations de recyclage des combustibles au delà de 2010. Les deux autres prennent pour hypothèse un arrêt du retraitement en 2010.

Les filières nucléaires impliquant une poursuite du retraitement

Les six filières proposées présentent des configurations contrastées de production nucléaire et de bilan matières.

Elles s'articulent toutes, à l'exception de F8, autour de la filière de base des réacteurs à eau sous pression (REP ou sa version évolutionnaire EPR) qui ne suppose pas d'avancée technologique majeure et dont les coûts de mise en place et d'exploitation sont les mieux connus.

Elles visent à obtenir une gestion améliorée ³ de la matière énergétique que constitue le plutonium et recherchent des solutions pour diminuer l'inventaire de déchets ultimes à vie longue, soit par la mise au point de combustibles permettant le multirecyclage du plutonium sur matrice inerte (F2, F3), soit par

(1) Nous entendons ici par « filière » un parc pouvant comporter simultanément différents types de réacteurs et différents combustibles.

(2) Le groupe « Prospective technologique de la filière nucléaire » a étudié l'ensemble des filières. Leur rapport est annexé à cette étude.

(3) - en proposant des solutions basées sur le recyclage multiple, permettant de stabiliser à partir de 2050 l'inventaire plutonium tout en le maintenant dans le cycle du combustible (F2, F5), et ainsi de réduire à une valeur proche de zéro la quantité de plutonium sans emploi défini, contenue dans les combustibles usés ;

- en préservant à très long terme la possibilité de valoriser grâce au plutonium les matières fertiles (²³⁸U et ²³²Th) en tant que ressources énergétiques.

une amélioration du rendement énergétique des réacteurs (F4, F5, F8), en recourant à de nouvelles filières de réacteurs en complément des réacteurs EPR, soit en jouant sur le spectre neutronique (F5).

D'autres filières ont été introduites pour illustrer des scénarios d'arrêt du retraitement.

En utilisant des filières nucléaires différentes dans les mêmes scénarios d'offre, il est ainsi possible de comparer directement les bilans matières de ces filières ainsi que leurs bilans économiques.

La filière de base : F1-EPR (UOX, MOX)

C'est une filière dans laquelle cohabitent à partir de la période 2020-2035, selon les scénarios, les derniers réacteurs du parc REP actuel et une nouvelle génération de réacteurs EPR utilisant à la fois du combustible UOX et du MOX. Le monorecyclage du plutonium issu des combustibles UOX usés dans le combustible MOX implique la poursuite du type de retraitement actuel. En 2050, le parc nucléaire est uniquement constitué de réacteurs EPR. Après monorecyclage de l'UOX, le MOX irradié est entreposé sur une longue période (de l'ordre de 150 ans) avant son stockage définitif ou son éventuelle réutilisation. Les déchets B issus de l'exploitation des centrales et du retraitement, comme les déchets C issus du retraitement, sont conditionnés par les mêmes méthodes qu'aujourd'hui et stockés définitivement après refroidissement.

Il s'agit d'une filière évolutionnaire, dans la continuité de la filière actuelle et qui ne présente donc pas d'incertitudes techniques ou économiques nouvelles. Cette filière de base sera utilisée pour l'analyse économique de l'ensemble des scénarios retenus dans le chapitre 5 ci-après pour fournir la capacité électrique nécessaire en 2050.

À partir de cette filière de base, on a envisagé deux filières utilisant les mêmes réacteurs EPR pour le renouvellement du parc mais avec des combustibles nouveaux.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

La filière F 2 {REP (UOX, MOX), EPR (APA)}

Elle est constituée des réacteurs REP actuels et de réacteurs EPR à partir de la période 2020-2035 comme dans le cas précédent. Elle utilise d'abord, comme combustibles pour le parc actuel et jusqu'à l'arrêt des 28 réacteurs CP¹ 1 et 2, de l'UOX et du MOX et, ensuite, pour le parc EPR, de l'UOX et du combustible APA². Cette filière supposant le multi-recyclage du combustible implique de disposer de capacités de retraitement du MOX irradié à partir de 2018 et de capacités de retraitement de l'APA irradié à partir de 2030. Elle n'implique que des modifications mineures sur le parc de centrales, mais suppose la mise au point et le bon fonctionnement d'une technologie de combustible entièrement nouvelle. Elle conduit à réduire sur le long terme le stock de plutonium sans emploi.

La filière F3 MOX, Thorium

Constituée également des réacteurs REP actuels et de réacteurs EPR à partir de la période 2020-2030, elle brûle de l'UOX et du MOX jusqu'en 2040. À partir de 2040, le plutonium issu du retraitement des combustibles MOX est recyclé une deuxième fois dans les réacteurs EPR sous la forme d'un combustible MOX nouveau à base de plutonium et d'oxyde de thorium (MOX Pu-Th).

Cette filière, qui propose un birecyclage du plutonium dans le but d'épuiser au mieux le plutonium avant l'envoi des combustibles irradiés au stockage direct, nécessite l'installation d'une capacité de fabrication du nouveau combustible et suppose également un effort de recherche important.

À partir de la même filière de base (F1-EPR), on a également étudié deux filières introduisant en complément des réacteurs REP et des réacteurs EPR, une nouvelle composante de réacteurs (RHR 1 et 2) caractérisés par un meilleur rendement énergétique et qui auraient pour vocation d'épuiser plus rapidement et avec un meilleur rendement le plutonium contenu dans les combustibles usés.

(1) Les réacteurs 900 MWe ont été construits selon trois contrats de programme (CP) successifs CP0, CP1, CP2 : seuls les 16 réacteurs du CP1 étaient à l'origine autorisés à utiliser du MOX. Les 12 réacteurs du CP2 doivent obtenir un nouveau « décret d'autorisation » les autorisant à utiliser du MOX, 4 d'entre eux ont déjà obtenu cette autorisation en 1998.

(2) Le combustible APA est fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement des combustibles MOX venant du parc actuel, puis après l'arrêt des 28 réacteurs CP 1 et CP 2, du retraitement des combustibles UOX.

La filière F4 RHR 1

Cette première filière a le même tronc commun que la filière de base jusqu'en 2030 (REP, EPR, UOX, MOX). À partir de 2030, des réacteurs à haut rendement de première génération utilisant comme combustible le plutonium (issu du retraitement du MOX) inclus dans une matrice inerte, pénètrent dans le parc. Le parc de réacteurs RHR 1 est dimensionné pour brûler la quantité de plutonium issue du MOX irradié produit par la filière de base. Cette solution impose la mise sur le marché au-delà de 2030 d'une nouvelle génération de réacteurs construits sur le modèle du prototype actuellement à l'étude pour l'élimination du plutonium militaire et le monorecyclage du MOX.

La filière F5 RHR 2

Cette filière comporte les mêmes éléments que la filière de base jusqu'en 2040. Elle suppose à cette date l'introduction d'une nouvelle composante de réacteurs basée sur des réacteurs à haut rendement de deuxième génération plus performants que ceux de première génération (en termes de rendement électrique et de combustion du plutonium et des actinides mineurs). Cette nouvelle composante est dimensionnée pour recycler le plutonium issu du retraitement des MOX et stabiliser autour de 2070 l'inventaire plutonium.

Elle suppose la mise au point technique et le développement industriel d'un réacteur de deuxième génération, ce qui implique un programme de recherche plus ambitieux que dans la filière RHR 1.

La filière F8 REP, RHR 1

Dans cette filière, variante de la filière F4, on continue à retraiter les UOX et à faire du MOX dans les réacteurs REP (CP 1 et 2) jusqu'à leur fin de vie. On introduit à partir de 2030, (à la place des réacteurs EPR) une composante formée de réacteurs RHR 1 jusqu'à une puissance installée de 33 GWe. Le MOX issu du parc ancien est retraité pour alimenter les réacteurs RHR 1 en combustible Pu jusqu'à l'épuisement du stock de Pu (vers 2050), puis on alimente ces réacteurs RHR 1 par un combustible à l'uranium enrichi à 20 % d' ^{235}U .

Les filières avec arrêt du retraitement en 2010

Deux filières sont envisagées :

- Des scénarios prospectifs pour la France -

La filière F 6 EPR, UOX

Elle utilise les mêmes réacteurs (REP et EPR) que la filière de base mais abandonne l'usage du MOX après l'arrêt des opérations de retraitement en 2010.

La filière F7 REP, RHR 1

Elle n'utilise que les réacteurs REP existant jusqu'à l'émergence (vers 2030) de réacteurs à haut rendement capables de brûler directement de l'uranium enrichi à 20 % avec de meilleurs rendements que les réacteurs REP qu'ils remplacent progressivement.

Le tableau ci-après résume le choix des diverses options nucléaires retenues ainsi que les scénarios retenus pour les bilans matières et économique :

- Des scénarios prospectifs pour la France -

Filière future	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Réacteurs pour le parc futur	EPR	EPR	EPR	EPR RHR 1	EPR RHR 2	EPR	RHR 1	RHR 1
Combustibles chargés dans le parc futur	UOX MOX	UOX APA	UOX MOX Pu MOX Th	UOX MOX Pu RHR1Pu	UOX MOX Pu RHR2Pu	UOX	U (20 %)	MOX Pu U (20 %)
Combustibles du parc futur retraités	UOX	UOX APA	UOX MOX Pu	UOX MOX Pu	UOX MOX Pu	-	-	UOX MOX Pu
H1	abandon du nucléaire au bout de 45 ans de durée de vie moyenne des réacteurs actuels ; arrêt du retraitement en 2020							
H2	X	X	-	-	-	-	-	-
H3	X	-	-	-	X	-	-	-
B2	X	-	-	-	-	-	X	X
B3	X	-	-	-	-	-	-	-
B4	abandon du nucléaire au bout de 45 ans de durée de vie moyenne des réacteurs actuels ; arrêt de retraitement en 2010							
B4 30	abandon du nucléaire au bout de 30 ans de durée de vie des réacteurs actuels ; arrêt de retraitement en 2010							

Dans les comparaisons des bilans matières et économiques, nous orienterons notre présentation vers les scénarios : H1 (pas de nouveaux équipements nucléaires) ; H2 + F1 (EPR), H2 + F2 (EPR,APA), H3 + F5 (EPR, RHR 2), B2 + F8 (REP, RHR 1, Pu + U), B2 + F7 (REP, RHR 1, U 20 %), B4-45 et B4-30 (pas de nouveaux équipements nucléaires).

2.3 Les capacités électriques correspondantes

Les tableaux et courbes ci-dessous illustrent l'évolution des capacités électriques en place entre 2000 et 2050 pour fournir l'électricité nécessaire à chacun des scénarios que nous avons décrits.

Les capacités prévues prennent en compte la courbe de charge de la demande électrique des scénarios et le facteur de charge des différents moyens de production électrique pour chacune des filières retenues.

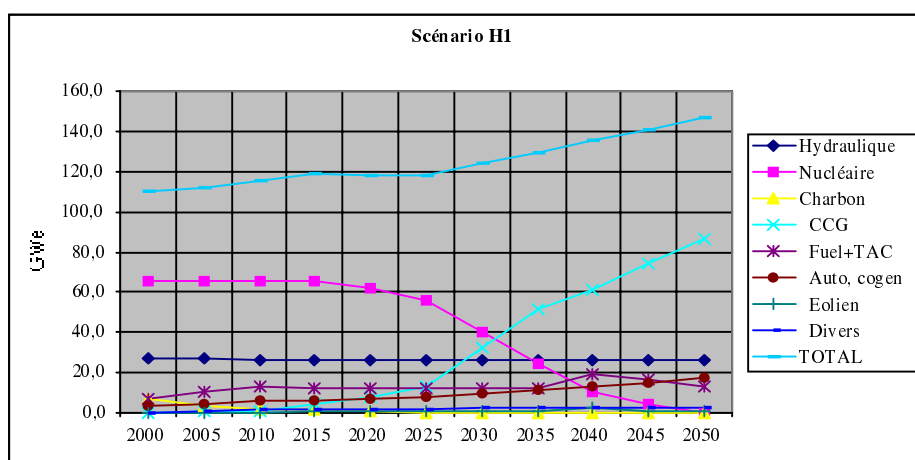
- Des scénarios prospectifs pour la France -

Les scénarios à haute consommation d'électricité

Le scénario H1

C'est le seul scénario à haute consommation d'électricité qui n'envisage pas de renouvellement du parc nucléaire existant au delà de sa durée de vie (45 ans).

Scénario H1 : évolution des capacités installées



Dans un tel scénario, les cycles combinés au gaz naturel viennent assurer la relève du parc nucléaire actuel pour la fourniture de base de l'électricité qui transite par le transport très haute tension. À elle seule, cette capacité atteint plus des deux tiers de la capacité totale installée (hors hydraulique). On observe parallèlement une forte progression d'installations de plus petite capacité, autoproduction et cogénération décentralisée (moteurs et turbines à gaz, microturbines ou piles à combustibles) dont la capacité passe de 0,5 GWe en 2000 à 17 GWe en 2050. Les turbines à combustion destinées à couvrir les besoins de pointe restent à peu près stables tout au long de la période. On assiste enfin à la mise en place d'une capacité éolienne de 1,2 GWe équivalent pleine puissance, 10 TWh d'ici 2050.

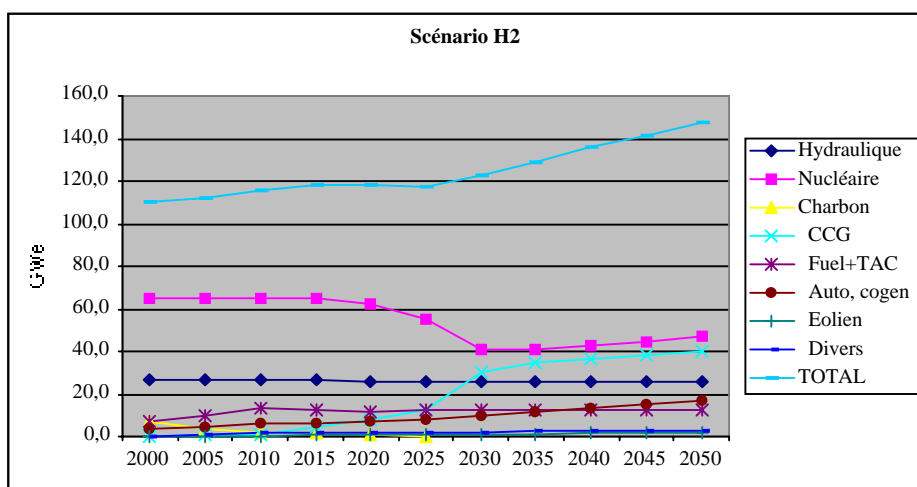
Le scénario H2

Ce scénario fait appel à un renouvellement du parc nucléaire actuel à un niveau tel que le parc puisse produire environ 50 % de l'énergie électrique transitant en 2050 à travers le réseau électrique de grand transport. Ceci suppose la mise en place de capacités de renouvellement progressif du parc actuel pour atteindre en

2050 une capacité de 47 GWe. Cette capacité nucléaire peut être réalisée à partir de plusieurs des filières envisagées précédemment (F1, F2, F3, F4, F5, F6).

La courbe ci-dessous montre pour le scénario H2 l'évolution de l'ensemble des capacités nucléaires sans discriminer les différentes filières nucléaires.

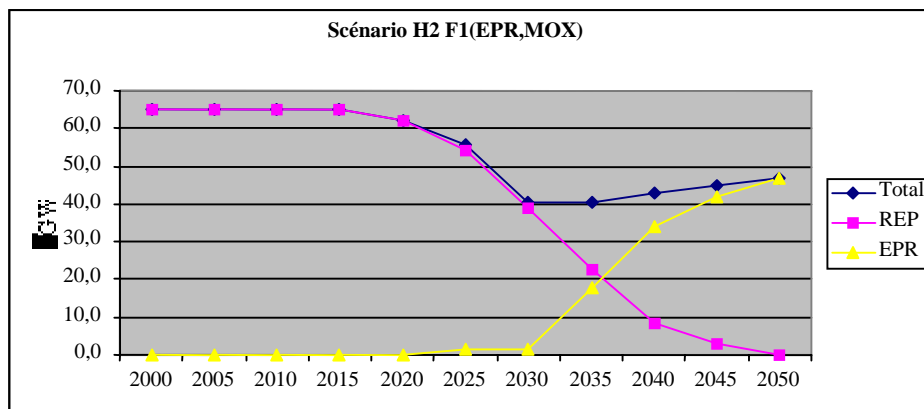
Scénario H2 : évolution des capacités installées



Dans ce scénario, la capacité des turbines à gaz à cycle combiné, bien qu'inférieure à celle retenue dans H1 atteint cependant près de 40 GWe en 2050. L'évolution des autres capacités (TAC, cogénération, etc.) est analogue à celle de H1. La capacité éolienne se renforce à 1,8 GWe en 2050.

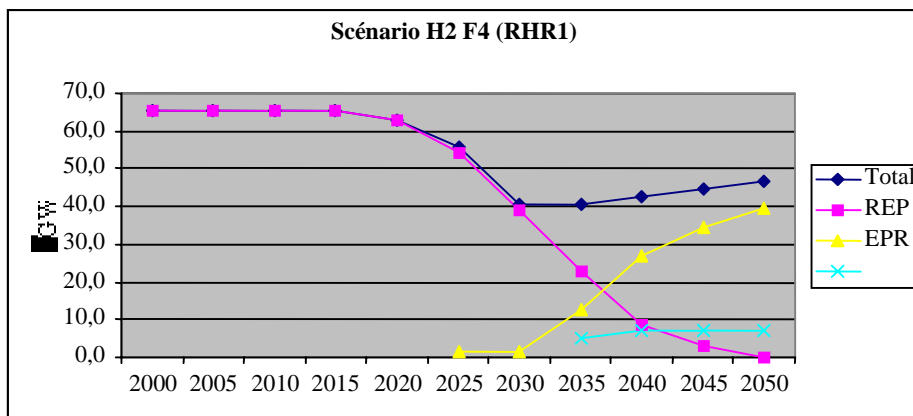
- Des scénarios prospectifs pour la France -

Scénario H2 (EPR, MOX): évolution des capacités nucléaires
(valable pour F1, F2, F3, F6)



Dans ce scénario, les premiers réacteurs EPR viennent se substituer aux réacteurs REP déclassés à partir de 2030-2035 pour atteindre une capacité de 47 GWe en 2050. On trouve la même évolution des capacités pour les filières F2 (APA), F3 (MOX Th) et F6 (UOX). À titre d'exemple, on donne ci-dessous l'évolution des capacités nucléaires installées dans le cas où, à partir de 2030-2035, on introduit à la fois des réacteurs EPR et des réacteurs RHR1 dans le parc pour brûler le plutonium issu du retraitement du combustible MOX irradié. En fin de période, le parc comprend 40 GWe de réacteurs EPR et 7 GWe de réacteurs RHR 1.

Scénario H2 F 4 (EPR MOX, puis RHR 1) évolution des capacités nucléaires

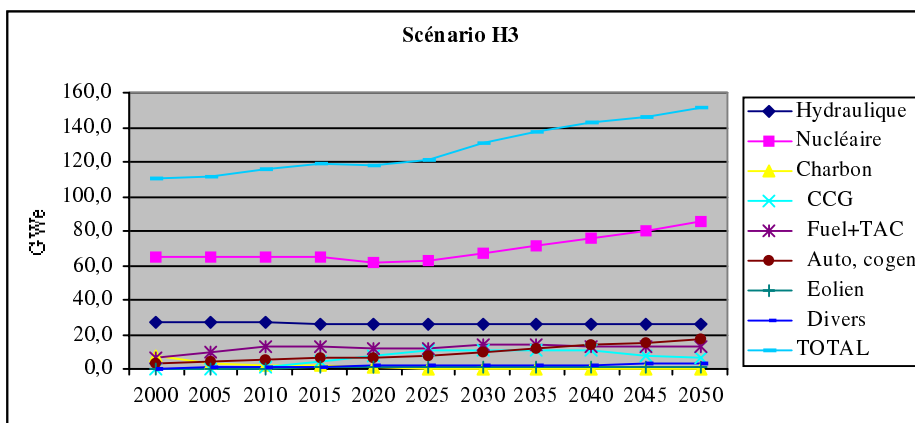


Le scénario H3

Ce scénario fait appel à un renouvellement du parc nucléaire actuel à un niveau tel qu'il puisse satisfaire à environ 80 % de l'énergie électrique transitant en 2050 à travers le réseau électrique de grand transport.

Ceci suppose la mise en place de capacités de renouvellement progressif du parc actuel, puis de capacités supplémentaires pour atteindre en 2050 une capacité totale de 85 GWe.

Scénario H3 : évolution des capacités installées



- Des scénarios prospectifs pour la France -

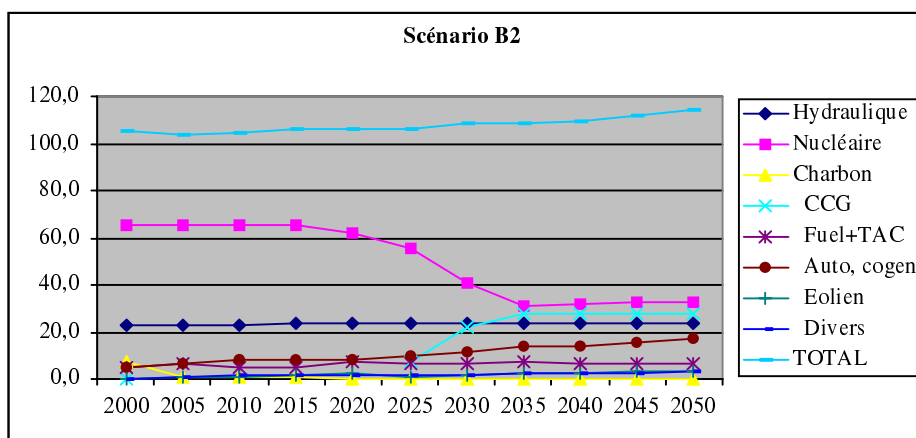
Dans ce scénario, les cycles combinés au gaz naturel ne jouent qu'un rôle négligeable avec 6 GWe en 2050. Les autres moyens de production TAC FOD, auto-production et cogénération, éolien, suivent la même évolution que dans les scénarios précédents. En ce qui concerne le nucléaire, on assiste à la pénétration des premiers réacteurs EPR dès 2025. Dans la variante comportant des réacteurs à haut rendement de deuxième génération (filière F5) la pénétration des réacteurs RHR 2 a lieu vers 2040. En fin de période (2050) le parc comporte 63 GWe de réacteurs EPR et 20 GWe de réacteurs RHR 2.

Les scénarios à basse consommation d'électricité

Le scénario B2

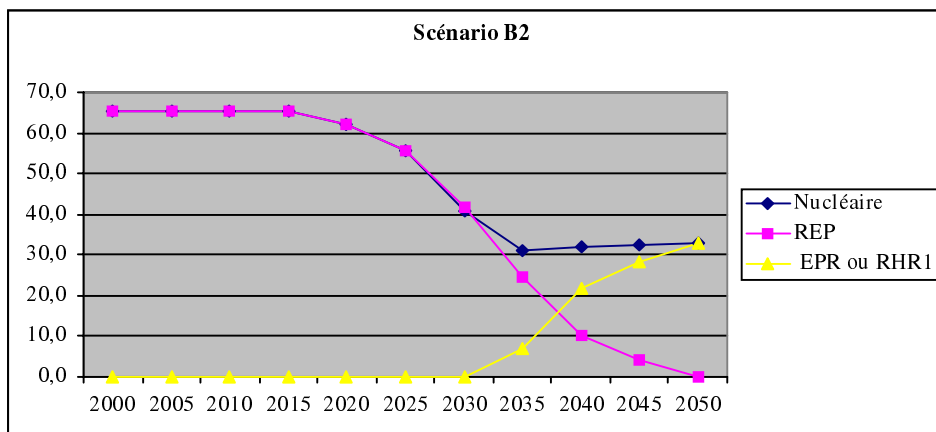
Dans ce scénario à faible consommation d'électricité (590 TWh en 2050 contre 795 TWh dans les scénarios H), on fait appel à un renouvellement du parc nucléaire actuel à un niveau tel qu'il puisse satisfaire à environ 50 % de l'énergie électrique transitant en 2050 à travers le réseau électrique de grand transport. Ceci suppose la mise en place de capacités de renouvellement progressif du parc actuel à partir de 2030-2035 pour atteindre en 2050 une capacité nucléaire de 33 GWe.

Scénario B2 : évolution des capacités installées



Dans un tel scénario, qui combine une durée de vie de 45 ans du parc actuel et des besoins plus modestes d'électricité, on peut envisager la relève du parc actuel dans la période 2030-2035, soit par des réacteurs EPR, soit grâce à une génération entièrement nouvelle de réacteurs RHR 1 qui constituent en fin de période l'ensemble de la capacité installée.

Scénario B2 : évolution des capacités nucléaires installées



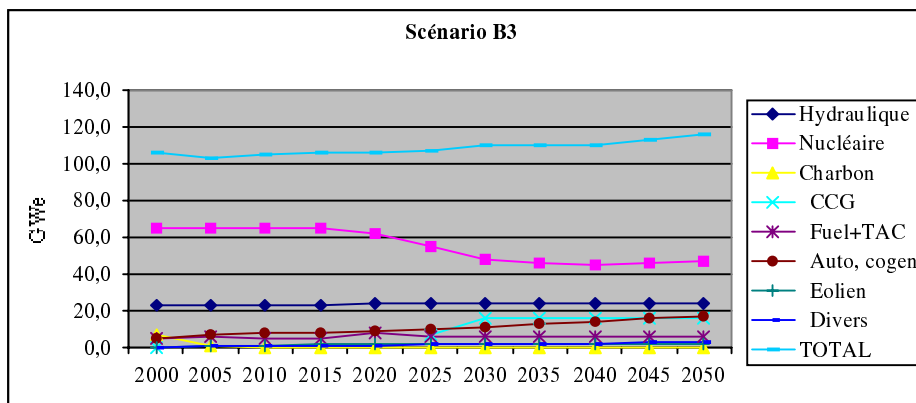
Le scénario B3

Ce scénario fait appel à un renouvellement du parc nucléaire actuel à un niveau tel que le nouveau parc puisse satisfaire à environ 80 % de l'énergie électrique transitant en 2050 à travers le réseau électrique de grand transport.

Ceci suppose la mise en place de capacités de renouvellement progressif du parc actuel pour atteindre en 2050 une capacité nucléaire de 47 GWe (égale à celle retenue dans H2).

- Des scénarios prospectifs pour la France -

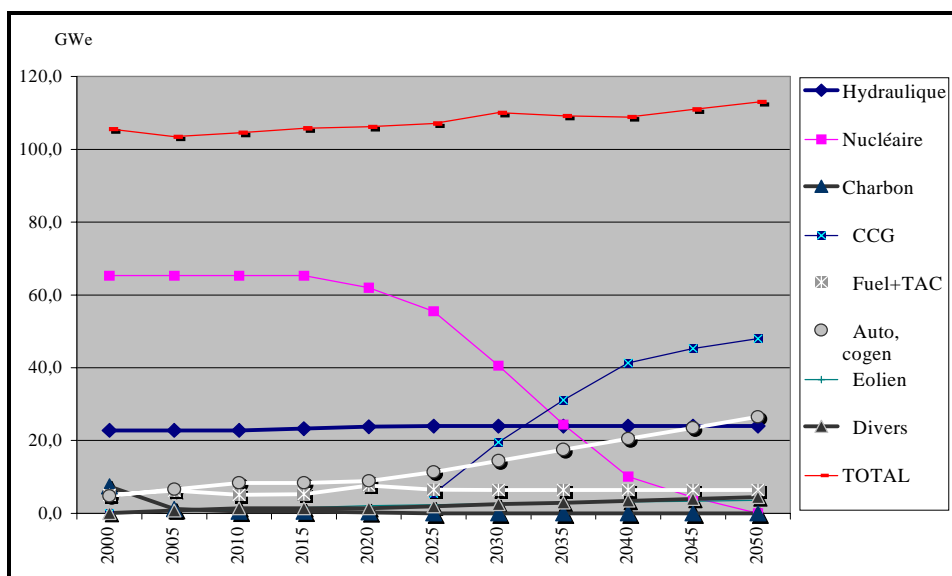
Scénario B3 : évolution des capacités installées



Les scénarios B4 45 ans et B4 30 ans

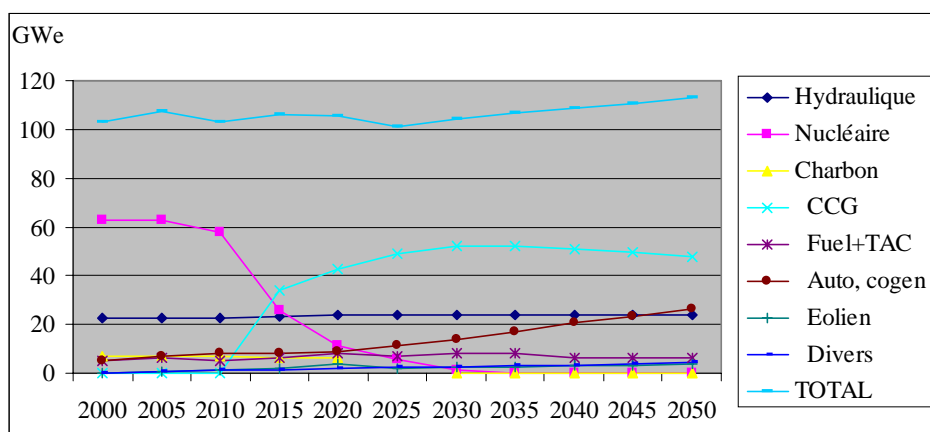
Dans ces deux scénarios, le parc nucléaire actuel n'est pas renouvelé à la fin de sa durée de vie moyenne (45 ans ou 30 ans). Le relais du parc actuel est pris, d'une part, par les cycles combinés à gaz naturel à partir de 2025 dans le scénario 45 ans et dès 2010 dans le scénario 30 ans et, d'autre part, par un apport plus important que dans les autres scénarios de l'auto-production et de la cogénération : les capacités de l'auto-production et de la cogénération atteignent une puissance installée de 26,5 GWe en 2050 contre 17 GWe dans les autres scénarios B. L'éolien et divers (déchets, bois énergie, etc.) atteignent respectivement 3,6 et 4,4 GWe en 2050 contre 2,4 et 3 GWe dans les autres scénarios.

Scénario B4 (45 ans) : évolution des capacités installées



Dans le scénario B4 (30 ans), l'usage des turbines à gaz à cycle combiné est plus précoce comme le montre la figure ci-dessous. Dès 2020 la capacité des cycles combinés au gaz (CCG) atteint plus de 40 GWe, valeur atteinte 20 ans plus tard dans le scénario B4 (45 ans).

Scénario B4 (30 ans) : évolution des capacités installées



- Des scénarios prospectifs pour la France -

3. Les bilans matières correspondants

Les différents scénarios présentent des bilans matières contrastés en 2050, qu'il s'agisse :

- des cumuls de combustibles fossiles et fissiles utilisés au cours de la période 2000 à 2050 ;
- du stock de déchets nucléaires (déchets et combustibles irradiés) ou du cumul des émissions de CO₂ sur la période.

Nous avons choisi d'en faire la comparaison en retenant comme paramètres pour chacun des scénarios :

- le cumul du gaz naturel, du charbon et du pétrole utilisés entre 2000 et 2050 ;
- le cumul de gaz carbonique émis (exprimé en équivalent carbone) entre 2000 et 2050 ;
- le cumul du plutonium+ actinides mineurs ¹ sans emploi en 2050 ;
- le cumul de production d'électricité sur la période 2000-2050.

On a aussi indiqué les cumuls de carbone et de transuraniens des différents scénarios entre 1977, date du démarrage du programme REP, et 2050.

Le tableau suivant rassemble ces informations pour les différents scénarios en faisant tout d'abord l'hypothèse d'un emploi systématique de la filière de base F1 (EPR) dans tous les scénarios supposant un renouvellement du parc nucléaire.

(1) Dans ce paragraphe, nous utiliserons indistinctement les mots « transuraniens » et « plutonium + actinides mineurs » sachant que par définition les transuraniens sont les éléments chimiques plus lourds que l'uranium (n° atomique 92). Les principaux transuraniens sont : le neptunium (93), le plutonium (94), l'américium (95) et le curium (96).

- Des scénarios prospectifs pour la France -

	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Combustibles							
Gaz naturel (Mtep)	1 784	1 233	621	748	704	1 340	2 196
Pétrole (Mtep)	95	95	95	39	44	44	44
Charbon (Mtep)	72	72	72	19	19	19	57
CO ₂							
CO ₂ (Mt de C) 2000-2050	1 425	1 037	607	710	556	1 006	1 646
CO ₂ total (Mt C) 1977-2050	1 935	1 547	1 117	1 220	1 066	1 516	2 156
Transuraniens							
Cumul Transuraniens (tonnes) 2000-2050	365	473	594	411	459	329	204
Électricité (TWh) 2000-2050	30 625	30 650	30 650	26 180	26 180	26 150	26 150
Cumul Transuraniens (tonnes) 1977-2050	495	603	724	541	589	459	334
Transuraniens/TWh (kilo/TWh) 2000-2050	12	15,4	19,4	15,7	17,5	12,6	8
CO ₂ /TWh (ktC/TWh) 2000-2050	46,5	33,8	19,8	27,1	21,2	38,5	62,9

Note 1 : Pour les principaux scénarios, on détaillera plus précisément les conséquences de l'emploi de variantes de filières nucléaires sur les bilans matières

Note 2 : On a considéré que : 1 tep de gaz naturel produit en moyenne d'ici 2050, 0,7 tonne de carbone dont 8 % pour l'extraction et le transport jusqu'aux centrales électriques ; 1 tep de fuel produit en moyenne 0,89 tonne de carbone dont 8 % pour l'extraction et le transport ; 1 tep de charbon produit en moyenne 1,15 tonne de carbone dont 3 % pour l'extraction et le transport

3.1 Cumul des émissions de gaz carbonique

Les différences entre scénarios se portent essentiellement sur l'utilisation du gaz naturel qui se situe entre 621 et 2 196 Mtep selon les scénarios.

Les émissions cumulées de carbone entre 2000 et 2050 évoluent dans une large plage (dans un rapport 3, entre 556 et 1 646 Mt de carbone) entre les scénarios extrêmes :

- elles sont les plus faibles et du même ordre de grandeur dans les deux scénarios « cavalier seul » **H3** (607 Mt) et **B3** (environ 556 M tonnes) qui

- Des scénarios prospectifs pour la France -

font appel à des capacités nucléaires importantes (56 à 70 % de la production électrique) ;

- elles sont les plus élevées dans les scénarios **H1 et B4 30 ans** qui émettent respectivement 1 425 et 1 646 Mtonnes de carbone, le premier avec une consommation électrique élevée et une sortie du nucléaire après une durée de vie moyenne de 45 ans, l'autre avec une consommation d'électricité plus faible mais une sortie du nucléaire après une durée de vie de 30 ans ;
- les scénarios **H2** (haute consommation, 44 % de production nucléaire en 2050) et **B4 45 ans** (sans renouvellement du parc) affichent des résultats intermédiaires, analogues en termes d'émissions (1 037 et 1 006 M tonnes).

Ces résultats montrent d'abord l'importance de l'évolution de la demande d'électricité sur le cumul de carbone : par exemple, un scénario haute consommation d'électricité avec 43 % de production nucléaire en 2050 (H2) est aussi émetteur de carbone qu'un scénario à consommation d'électricité plus modérée sans renouvellement du parc nucléaire, avec une durée de vie de 45 ans pour le parc actuel (B4). Mais il faut tenir compte que même dans le cas du scénario B4, la production électrique d'origine nucléaire représente 46 % de la production électrique cumulée totale, à comparer à 55 % dans le cas de H2.

Bien entendu, pour un scénario de demande électrique donnée, la quantité cumulée de carbone diminue au fur et à mesure de l'extension du parc nucléaire.

Enfin, si l'on compare les émissions de carbone des différents scénarios en prenant pour origine 1977, début de mise en route du programme des réacteurs REP, la fourchette se réduit mais reste importante : les émissions se situent entre 1 066 et 2 156 Mtonnes de carbone dans les scénarios extrêmes.

L'enjeu différentiel, de l'ordre de 1 000 Mtonnes en 2050, entre les différents scénarios est à comparer avec celui plus global du cumul des émissions associées aux deux scénarios énergétiques : celles-ci sont de l'ordre de 5 600 à 7 400 Mtonnes en 2050 ¹.

(1) Sur la base d'une énergie totale cumulée entre 2000 et 2050 de 11 000 à 13 400 Mtep dans les scénarios bas et haut dont 50 % environ d'électricité (1 100 à 2 000 Mt de C) et 5 500 à 6 700 Mtep d'énergies fossiles émettant de 4 500 à 5 400 Mt de carbone.

3.2 Cumul des transuraniens (plutonium et actinides mineurs)

En ce qui concerne les transuraniens (Pu + actinides mineurs), les bilans en 2050 sont également contrastés entre scénarios et dans ces scénarios selon les filières nucléaires utilisées (de 204 tonnes pour le scénario B4 30 ans à 594 tonnes pour le scénario H3 EPR).

Le tableau suivant présente les bilans associés aux différentes variantes envisagées dans les scénarios haute demande d'électricité.

Tonnes	H1	H2 EPR	H2 APA	H3 EPR RHR 2	H3 EPR
Cumul Transuraniens 2000-2050	365	473	221	362	594

Pour les scénarios haute demande électrique, c'est la solution du combustible APA dans H2 qui donne les meilleurs résultats du point de vue du cumul des transuraniens d'ici 2050 avec 221 tonnes cumulées contre 473 dans la solution de base (H2 EPR) et 365 dans H1. De même, la variante supposant des réacteurs RHR 2 dans H3 permet de passer d'un bilan de 594 tonnes dans la solution de base (H3 EPR) à 362 tonnes.

On remarquera que la situation peut être très sensiblement différente en fin de vie du parc des réacteurs présents en 2050 dans les différents scénarios. Ce point sera développé plus loin.

Le même exercice a été réalisé pour les scénarios à basse demande d'électricité.

Tonnes	B2 EPR	B2 RHR 1 Pu + U	B2 RHR 1 U (20%)	B3 EPR	B4	B4 30
Cumul Transuraniens 2000-2050	411	115	583	459	329	204

Parmi ces scénarios, c'est le scénario B2 RHR 1 (Pu + U) qui conduit au meilleur bilan matières avec 115 tonnes en 2050 contre 411 dans la solution de base B2 EPR : dans ce scénario, en effet, les réacteurs RHR introduits consomment la totalité du plutonium contenu dans le MOX irradié à la sortie des réacteurs REP existants. En revanche, dans la solution B2 RHR 1 avec arrêt du retraitement en 2010 et réacteurs à uranium enrichi, on cumule en fin de période le plutonium présent dans le MOX irradié non retraité et celui présent dans le combustible irradié à uranium enrichi à 20 %, ce qui conduit à un cumul de 583 tonnes en 2050, chiffre supérieur aux émissions de chacun des autres

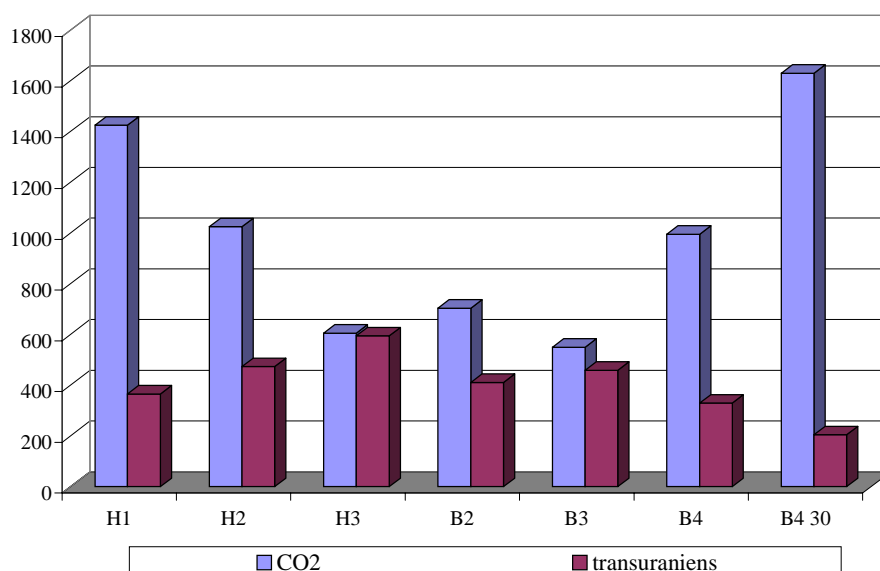
- Des scénarios prospectifs pour la France -

scénarios. Le scénario B4 30 de sortie au bout de 30 ans du parc actuel permet d'obtenir un bilan matières de 204 tonnes contre 365 tonnes pour le scénario H1 et 329 pour le scénario B4.

Ces quelques exemples de variantes pouvant être retenues dans divers scénarios montrent les enjeux liés à l'émergence éventuelle de nouvelles filières de réacteurs ou de nouveaux combustibles sur les bilans matières d'ici 2050.

Le graphique ci-dessous permet de montrer en parallèle les émissions de carbone et le bilan des matières nucléaires des différents scénarios en se limitant à la filière de base F1 (EPR).

Émissions cumulées entre 2000 et 2050
carbone en millions de tonnes, transuraniens en tonnes



On peut également examiner les performances des différents scénarios en les rapportant au cumul de l'électricité produite au cours de la période.

Le tableau suivant indique les résultats obtenus pour le carbone et les matières nucléaires dans le cas de base F1 (EPR) pour les différents scénarios.

- Des scénarios prospectifs pour la France -

2000-2050	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Transuraniens/TWh (kgs/TWh)	11,5	15	11,8	15,2	17,5	12,2	7,8
Carbone/TWh (ktonnes/TWh)	46,5	33,8	19,8	27,1	21,2	38,5	62,9

Il illustre les compromis qui s'établissent entre les performances au kWh des scénarios vis-à-vis de l'un ou l'autre des deux problèmes d'environnement que nous avons retenus ici. Les meilleurs scénarios du point de vue des déchets nucléaires (B4 30, H1 et B4) affichent de mauvaises performances en termes d'émissions cumulées de gaz à effet de serre. H3 et B3 par contre, qui affichent de bonnes performances en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, ont des performances moins bonnes que les premiers en ce qui concerne les déchets nucléaires.

On peut aussi comparer entre elles les filières nucléaires proposées dans les scénarios où elles s'insèrent en rapportant la production cumulée de déchets nucléaires à la production électrique cumulée sur la même période. Nous l'avons fait sur 3 périodes, 2000-2050, période sur laquelle nous effectuerons les bilans économiques, 2000- 2070, période qui permet de prendre en compte pleinement les conséquences de l'introduction des nouvelles filières, enfin 2000-fin de vie des réacteurs qui permet de déterminer la situation finale après l'arrêt de toutes les centrales construites avant 2050. C'est l'objet du tableau suivant :

- Des scénarios prospectifs pour la France -

	H1	H2 EPR	H2 APA	H3 EPR RHR2	B2 RHR1 Pu + U	B2 RHR1 U (20%)	B4	B4 30
Cumul (transuraniens) 2000-2050 (tonnes)	365	473	221	362	115	583	329	204
kg/TWh nucléaire (transu.) 2000-2050	26,5	26,5	12,4	16,2	7,4	37,6	26,5	34,9
Cumul (transuraniens) 2000-2070 (tonnes)	365	631	221	321	238	678	329	204
kg/TWh nucléaire (transu.) 2000-2070	26,5	25,3	8,9	9,8	11,6	33,2	25,7	34,5
Cumul (transuraniens) 2000-fin de vie (tonnes)	365	873	342	510	283	718	329	204
kg/TWh nucléaire (transuraniens) 2000-fin de vie	26,5	26,8	10,5	11,7	12,7	32,4	25,7	34,5

Période 2000-2050

Avec 7,4 kg de transuraniens (Pu + actinides mineurs) par TWh, la filière B2 RHR1 (Pu + U) apparaît la plus performante du point de vue du bilan matières sur la période 2000-2050. Elle est suivie de H2 APA (12,4 kg) et de la filière H3 RHR 2 dont l'intérêt réel ne se manifeste que plus tard.

Période 2000-2070

En 2070 les bilans matières des différents scénarios se situent dans une fourchette de 1 à 3,3 pour le cumul de transuraniens (204 à 678 tonnes). En dehors du scénario B4 30 supposant l'arrêt au bout de 30 ans du parc actuel (204 tonnes), c'est la filière APA dans H2 (221 tonnes) qui donne le meilleur résultat juste avant la filière RHR 1 dans H2 (238 tonnes). Si l'on rapporte ces bilans à la production d'électricité au cours de la période, on constate que c'est la filière H2 APA qui donne les meilleurs résultats (8,9 tonnes par TWh), devant la filière H3 RHR2 (9,8) et B2 RHR1 (Pu + U) (11,6).

Période 2000 - fin de vie (2110).

En 2110 les bilans matières des différents scénarios pour le cumul de transuraniens se situent dans des fourchettes de 1 à 4. Au-delà du scénario B4 30 qui affiche les meilleures performances (204 tonnes), c'est encore la filière RHR 1 dans le scénario B2 qui présente le bilan matières le plus faible à cet horizon (283 tonnes), devant B4 (329 tonnes), la filière APA dans le scénario H2 (342 tonnes), et H1 (365 tonnes). La filière RHR 2 dans le scénario

H3 voit ses performances se dégrader, avec 510 tonnes de transuraniens cumulés en 2110¹.

En termes de quantités de déchets cumulés par TWh de 2000 à la fin de vie du parc des différents scénarios, les deux filières H3 EPR RHR 2 avec 117 tonnes par TWh et H2 APA avec 10,5 tonnes par TWh ont une efficacité supérieure à celle de la filière B2 RHR 1 (12,7 tonnes par TWh).

Le tableau ci-dessus illustre donc des perspectives de réduction importantes du bilan matières rapporté à la production d'électricité d'origine nucléaire en cas d'émergence des filières évoquées ci-dessus².

Les filières EPR avec du combustible APA, EPR + RHR 1 (Pu + U) et EPR + RHR 2, permettent, en cas de poursuite d'une stratégie continue jusqu'en 2070, de faire chuter le bilan matières d'un facteur de l'ordre de 4 par rapport à celui de la filière de base, l'EPR (MOX). À un horizon plus court (2050) la filière RHR1 permet de faire chuter le bilan matières d'un facteur 3 par rapport à la solution de base.

(1) Ceci provient de la durée de vie supposée plus courte des réacteurs RHR 2 (40 ans) que des réacteurs EPR (60 ans). Les RHR 2 s'arrêtant avant les EPR, il y a accumulation de transuraniens.

(2) L'alternative RHR 1 Pu est actuellement à l'étude pour brûler le plutonium militaire en excès. Dans le cas d'une demande modérée ou d'une volonté de sortie à terme du nucléaire, l'introduction de réacteurs RHR 1 brûlant le plutonium présent dans le MOX irradié existant permet de réduire rapidement et de façon significative le volume des transuraniens (Pu + actinides mineurs) présents en 2050. Dans le cas d'une poursuite du programme nucléaire à un niveau plus élevé, l'introduction de réacteurs RHR 1 en aval des réacteurs EPR permet en fin de vie de réduire d'un facteur 3,4 le bilan matières par rapport à la solution EPR.

Chapitre 5

Le bilan économique des différents scénarios

La description des scénarios d'offre électrique du chapitre précédent a permis de tracer l'évolution dans le temps des principaux paramètres de nature physique (capacités installées, quantités de combustibles utilisées, production électrique associée et déchets ou émissions produits, capacités de traitement et de stockage de différents déchets, etc.) qui permettront, dans ce chapitre, d'établir les flux économiques de dépenses de chacun des scénarios dans la mesure où l'on peut accéder à des estimations fiables des coûts unitaires correspondants. Par contre les investissements et les coûts d'exploitation des mesures d'économie d'électricité nécessaires pour passer des scénarios à forte demande aux scénarios à demande électrique plus modérée ne sont pas pris en compte explicitement dans l'évaluation proposée. On suppose ici que les mesures adoptées n'entraînent pas de surcoût global (au sens du coût global sur la durée d'utilisation des appareils économes) pour les différents utilisateurs dans le contexte réglementaire et incitatif correspondant aux scénarios proposés. Toutefois il sera nécessaire d'évaluer les surcoûts éventuels des politiques publiques à mettre en place pour rendre possibles ces scénarios plus économes en électricité.

1. Préparation des données

Pour construire les bilans économiques, nous disposons d'un certain nombre de données chiffrées :

- chroniques d'investissements de nouvelles capacités de production électrique ; chroniques des éventuelles dépenses de jouvence relatives à ces capacités ; chroniques des dépenses correspondant au démantèlement des installations ;

- Le bilan économique des différents scénarios -

- chroniques d'investissements relatifs aux réseaux de transport de gaz et d'électricité nécessaires à l'approvisionnement des capacités et à l'écoulement de l'électricité produite ;
- chroniques d'investissements du cycle du combustible nucléaire aval (usines de retraitement, capacités d'entreposage et de stockage, etc.) ;
- chroniques de dépenses de combustibles (gaz naturel, charbon, fioul, uranium, etc.) ;
- chroniques de frais d'exploitation des centrales, des installations des cycles de combustibles, des installations d'entreposage ou de stockage.

Le principe de base des calculs effectués consiste, à partir de la connaissance précise ou d'une appréciation de l'évolution des coûts unitaires de chacun des éléments constituant ces différents postes de dépenses, à estimer les flux économiques annuels de dépenses de chacun des systèmes électriques décrits à travers les différents scénarios.

Enfin, la connaissance des flux et des stocks des émissions et des déchets des différentes filières dans chacun des scénarios permet, sur la base d'hypothèses de nature normative (valeur du carbone et valeur des transuraniens), de donner une première appréciation de l'importance relative de certaines externalités associées aux scénarios.

2. Les scénarios de prix des combustibles fossiles

Pour tenter de baliser l'éventail des possibilités, nous avons retenu deux images contrastées du futur en matière de prix du pétrole à l'horizon 2050 et trois en matière de prix du gaz naturel. Cela conduit de fait à trois scénarios :

- un scénario « *stabilité des prix de l'énergie* », avec indexation du prix du gaz sur un prix stable du pétrole ;
- un scénario intitulé « *déconnexion des prix relatifs* », avec augmentation du prix du gaz malgré un prix stable du pétrole ;
- un scénario intitulé « *tension sur le marché* », avec indexation du prix du gaz sur un prix élevé du pétrole.

Ces trois scénarios sont explicités de manière détaillée en annexe.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Par ailleurs, les prix des combustibles fossiles achetés sur les marchés internationaux étant exprimés en dollars, nous avons dû nous interroger sur l'évolution de la parité dollar-franc français à l'horizon de notre rapport.

Lorsque la technologie considérée utilise des combustibles fossiles achetés sur les marchés internationaux en dollars, le coût de ces combustibles, exprimé en monnaie locale, peut en effet intervenir de manière importante dans la compétitivité de cette technologie face à une technologie pour laquelle la part des combustibles importés est plus faible.

A l'horizon de notre rapport, sachant en particulier que pour les technologies utilisant du gaz, comme les cycles combinés ou la cogénération, la part des combustibles importés est importante dans le coût du kWh, il est nécessaire de faire une hypothèse sur le taux de change. Plutôt que de faire une étude sur l'évolution relative des deux monnaies sur le très long terme, nous prendrons ici, comme les principaux organismes de prévision (nationaux ou internationaux), une convention : retenir sur toute la période une parité s'appuyant sur la moyenne des parités de pouvoir d'achat calculées par l'OCDE. Sur la période 1988-1998, celle-ci s'élève à un euro pour un dollar.

**Prix du pétrole et du gaz naturel
(1 dollar = 1 euro = 6,55 F)**

	1999	2010	2020	2050
Prix du pétrole S99/baril				
1 – Stabilité	17,4	20	20	20
2 - Tension	17,4	28	30	40
Prix du gaz S99/MMBtu				
1.1 – Connexion	2,8	3,2	3,2	3,2
1.2 – Déconnexion	2,8	3,4	3,6	4,5
2.1 – Connexion	2,8	4,5	4,7	6,0

Source : les rapporteurs

En ce qui concerne l'uranium, nous avons repris les hypothèses proposées dans le chapitre 1 : on suppose une lente augmentation des prix de 2000 à 2050 les portant sur la période de 300 à 400 F/kg.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Prix de l'uranium

Uranium	2000	2010	2020	2030	2040	2050
F/kg	300	320	340	360	380	400

Source : CEA

3. Coûts d'investissement et d'exploitation des différentes filières de production d'électricité

L'analyse de l'évolution des coûts d'investissement, d'exploitation, d'entretien, a fait l'objet d'une évaluation précise pour les filières non nucléaires principales (en particulier les cycles combinés au gaz naturel pour lesquels on dispose de nombreuses données actuelles et prospectives) et plus indicatives sur les technologies utilisées marginalement dans les différents scénarios (par exemple les piles à combustibles ou les éoliennes). Pour les filières nucléaires nouvelles, nous nous sommes contentés de chiffrer la filière EPR pour laquelle on dispose d'indications assez précises (en particulier pour ce qui concerne l'investissement), de même que la filière RHR1 et la filière APA, même si le chiffrage en est plus imprécis. Quant aux filières REP (900 MWe, 1 300 MWe) et EPR, elles ont fait l'objet d'évaluations économiques complètes.

3.1 Capacités de production nucléaire

En ce qui concerne les filières REP, l'expérience acquise en France permet d'en cerner avec une bonne précision les différents coûts.

S'agissant de la filière EPR, l'évaluation est un peu moins précise, mais les incertitudes restent mineures. On a retenu les coûts d'investissement proposés par la Digeo¹ en supposant cependant un surcoût de 30 % pour la tête de série, un surcoût de 20 % pour les deux réacteurs suivants, un surcoût de 10 % pour le quatrième et un coût unitaire égal à celui proposé par la Digeo pour les réacteurs suivants (dans le cas d'une série de 10 réacteurs).

Pour le réacteur RHR1, dont le prototype serait très voisin du réacteur HTR actuellement en projet, nous avons retenu les hypothèses de coût proposées par Framatome et la même règle de décroissance des coûts que celle retenue pour l'EPR.

(1) Source : « Les coûts de référence de la production électrique » DGEMP mai 1997.

Pour la filière APA, nous avons utilisé les estimations fournies par le Commissariat à l'énergie atomique.

Les autres filières (réacteurs haute température de deuxième génération, combustible MOX Th) n'ont pu faire l'objet d'estimations économiques aussi précises. Compte tenu des nombreuses incertitudes les concernant, on fait donc ici l'hypothèse qu'à l'issue de travaux de R & D (dont on a tenté de chiffrer la durée et l'ampleur financière), ces nouvelles filières, en cas de succès de la R&D, deviendraient compétitives avec les filières précédentes.

Les coûts d'exploitation du parc existant ont été analysés à partir de la situation actuelle, telle qu'elle ressort des comptes d'exploitation nucléaire d'EDF et de perspectives de progrès qui prennent en particulier en compte des gains de productivité et une gestion des tranches sur la base de campagnes de production plus longue entre deux déchargements de combustibles. Les éléments actuels fournis par EDF¹ permettent de rendre compte des frais d'exploitation à travers une formule comportant un terme fixe, lié à la puissance de l'installation, et un terme proportionnel à la production sous la forme :

$$\text{Coût/kWh} = 380 \text{ F/kWe} + 0,5 \text{ centime/kWh}^2$$

Nous avons fait l'hypothèse que le progrès technique et organisationnel permettrait de réduire le coût fixe d'exploitation de 100 francs par kWe (280 francs/kWe) à la fin de la durée de vie du parc existant et avons en conséquence retenu en moyenne sur la période un coût d'exploitation pour les réacteurs REP traduit par la formule :

$$\text{Coût/kWh (REP)} = 330 \text{ F/kWe} + 0,5 \text{ centime/kWh}$$

Pour le parc EPR à construire, nous avons retenu une formule du même type en faisant l'hypothèse que le coût fixe d'exploitation évoluerait de 280 francs à 190

(1) Il faut noter que les comptes d'exploitation d'EDF intègrent la première visite décennale des tranches nucléaires (voir ci-dessous).

(2) Ce coût s'applique à l'ensemble du parc nucléaire y compris à la part du parc qui produit l'électricité exportée. Les scénarios élaborés supposent le maintien de l'exportation jusqu'en 2020 (cohérence avec les scénarios du « rapport Energie 2010-2020 »), mais ne tiennent pas compte au-delà de 2020, de l'exportation possible dans certains scénarios dont la demande électrique est plus faible que le productible des centrales du parc.

- Le bilan économique des différents scénarios -

francs par kWe¹ entre l'apparition des premiers réacteurs et 2050, avec un coût moyen fixe de 235 francs (hors première visite décennale) sur la période.

Les coûts d'exploitation de la filière EPR (y compris la première visite décennale) sont donc représentés par la formule suivante :

$$\text{Coût/kWh (EPR)} = 240 \text{ F/kWe} + 0,5 \text{ centime/kWh}^2$$

A ces coûts d'exploitation, il convient d'ajouter des coûts de « post exploitation », dépenses réalisées après l'arrêt définitif de la production et qui ne sont pas incluses dans les coûts de démantèlement. Elles ont été estimées à 1 000 F/kWe répartis sur 3 ans pour les REP et l'EPR, et à 800 F/kWe répartis sur 2 ans pour le RHR1.

Enfin la filière nucléaire présente une particularité du point de vue de l'assurance contre les accidents. En effet l'exploitant ne s'assure contre des accidents nucléaires éventuels que jusqu'à hauteur de 200 MF, et provisionne par ailleurs les sommes nécessaires aux réparations éventuelles jusqu'à 600 MF.

Si l'on admet que la couverture totale prise en compte par l'État français et le pool des États concernés est de 2 500 MF (dont 600 par EDF), la prime théorique correspondante serait de l'ordre de 500 millions de francs par an³. Nous avons retenu, dans la suite du chapitre, l'hypothèse d'une prime annuelle d'assurance de 10 MF/tranche de 1 000 MWe.

Dans les calculs effectués, cette somme de 10 F/kWe vient s'ajouter aux frais fixes d'exploitation des centrales qui atteignent donc en moyenne, sur la période, respectivement 340 et 250 F/kWe.

(1) La valeur de 190 francs retenue par la Digec dans les coûts de référence dès 2020 ou 2025 conduit à une réduction considérable des frais d'exploitation des tranches EPR par rapport aux REP existants. Nous l'avons retenue en fin de période.

(2) L'application de cette formule à des scénarios où le nucléaire est utilisé en base ($K_p = 85\%$) conduit à des frais d'exploitation (assurance et première visite décennale comprise) de 3,7 centimes/kWh, à comparer avec un coût supérieur à 6 centimes en 1998, le K_p étant de 70 %.

(3) Les primes d'assurances versées par EDF pour faire face à un dommage nucléaire sur les biens et les personnes s'élèvent à 42 millions de francs par an (pour 58 réacteurs) ; cela correspond à une couverture de 200 millions de francs (les 400 autres millions ayant été provisionnés). Si on admet que la couverture totale actuellement prise en compte est de 2 500 MF (600 par EDF et le reste par l'État ou un pool d'États) la prime théorique devrait être de 525 millions de francs par an, soit environ 10 millions par an et par réacteur.

- Le bilan économique des différents scénarios -

On a d'autre part retenu les coûts suivants pour les opérations de jouvence et de démantèlement :

Jouvence F/kWe					
Délai*	10 ans	20 ans	30 ans	40 ans	50 ans
REP 900 MWe	300**	600	600	500	-
REP 1 300 MWe	300**	600	600	500	-
EPR (60 ans)	200**	400	600	600	500
RHR1 (280 MWe)	400**	600	500	-	-

* à compter de la mise en service

** la première visite décennale est prise en compte dans les coûts d'exploitation indiqués ci dessus

Démantèlement	F/kWe
REP 900 MWe	1 700 - 2 000*
REP 1 300 MWe	1 700 - 2 000
EPR	1 700 - 2 000
RHR 1 (280 MWe)	3 000

* selon le calendrier de démantèlement

Les dépenses de R&D retenues comportent les dépenses de sûreté, les recherches sur l'aval du cycle, la radioprotection, les recherches sur les réacteurs et les cycles, les recherches sur les nouveaux combustibles.

Le tableau suivant présente les hypothèses d'évolution retenues dans les différents scénarios pour la partie de ces dépenses qui n'est pas prise en charge par les constructeurs ou le producteur d'énergie.

Evolution des dépenses de recherche nucléaires dans les différents scénarios

G francs/an	2000-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
H1, B4	3,4	2,7	2,2	2	1,7
B4 30	3	2,2	1,4	1	1
Scénarios EPR	3,55	2,9	2,7	2,7	2,7
EPR + RHR 1	3,55	3,4	2,9	2,9	2,9
EPR + RHR 2	3,6	3,4	3,2	3,2	3,2

- Le bilan économique des différents scénarios -

3.2 Filières utilisant des énergies fossiles et renouvelables

Les caractéristiques principales des filières retenues sont indiquées dans le tableau ci-après.

Coûts d'investissement et d'exploitation des principales filières fossiles et renouvelables envisagées

	2000	2020	2030	2040	2050					
Invest. FF/kWe installé										
TAC (fuel)	2 130	2 344	2 290	2 235	2 180					
CCG 650 MWe base	3 950	3 335	3 160	2 940	2 835					
CCG 650 MWe semi base	3 750	3 165	3 000	2 790	2 690					
Auto prod-cogénération	5 050	3 585	3 175	2 945	2 780					
Moteurs à gaz	6 120	4 080	3 570	3 264	3 060					
TAC (gaz)	4 220	3 090	2 780	2 625	2 500					
Eolien 600 kWe	9 800	7 840	6 270	5 490	4 700					
Eolien 1 500 kWe	7 060	5 600	4 480	3 920	3 360					
PAC	Ns	3 980	3 365	2 855	2 450					
Coûts d'exploitation	CF/kWh	F/kWe	CF/kWh	F/kWe	CF/kWh	F/kWe	CF/kWh	F/kWe	CF/kWh	F/kWe
Charbon (CPTF, 600 MWe)	1,45	210	1,45	210	1,45	210	1,45	210	1,45	210
TAC (fuel)	1,2	35	1,2	35	1,2	35	1,2	35	1,2	35
CCG 650 MWe base	1,2	65	1,2	65	1,2	65	1,2	65	1,2	65
CCG 650 MWe semi base	1,2	65	1,2	65	1,2	65	1,2	65	1,2	65
Auto prod-cogénération	0,01	105	0,1	105	0,1	105	0,1	105	0,1	105
Moteurs à gaz	0,01	120	0,01	120	0,01	120	0,01	120	0,01	120
TAC (gaz)	0,01	85	0,1	85	0,1	85	0,1	85	0,1	85
Eolien 600 kWe	0	440	0	440	0	440	0	440	0	440
Eolien 1 500 kWe	0	315	0	315	0	315	0	315	0	315
PAC	0,013	120	0,013	120	0,013	120	0,013	120	0,013	120

Les coûts d'investissement varient entre 2 000 et plus de 7 000 francs par kWe selon les filières. Les structures et les valeurs des coûts d'exploitation (hors combustibles) des diverses filières sont également très différentes : de 35 à 440 francs par kWe pour les coûts fixes et de 0,01 à 1,5 centime pour les coûts variables.

Il faut noter que la précision des éléments retenus (aussi bien pour les rendements techniques que pour l'investissement ou l'exploitation) dépend assez largement des technologies. C'est ainsi que les évaluations proposées sont plus fiables dans le cas des TAC, des turbines à gaz ou de la cogénération que pour l'éolien et surtout pour les piles à combustibles. Mais l'influence de ces imprécisions reste faible dans la mesure où ces technologies ne jouent encore qu'un rôle différentiel mineur dans les bilans cumulés des différents scénarios sur la période 2000-2050.

3.3 Les réseaux de gaz et d'électricité

Les différents scénarios décrits supposent des renforcements des réseaux de gaz et/ou d'électricité différenciés, dont les investissements et les coûts d'exploitation doivent être pris en compte. On trouvera dans le rapport du groupe « Prospective technologique des filières non nucléaires » deux notes spécifiques sur ces questions.

3.3.1 Le réseau électrique

Du point de vue du transport et de la distribution d'électricité, les différents scénarios peuvent se classer en trois catégories différenciées par le développement des réseaux :

- la première suppose une trajectoire haute de développement des réseaux (H1, H2, H3) avec 795 TWh à transporter et distribuer en 2050, dont 695 transitant par le réseau de grand transport ;
- la seconde suppose une trajectoire médiane de développement des réseaux (B2, B3) avec 592 TWh à transporter et distribuer en 2050, dont 492 transitant par le réseau de grand transport ;
- la troisième suppose une trajectoire basse (B4, B4 30) avec 590 TWh à transporter et distribuer en 2050, dont 445 à faire transiter par le réseau de grand transport.

Les hypothèses principales retenues pour estimer les dépenses de renouvellement et d'extension des réseaux de grand transport (400 KV et

- Le bilan économique des différents scénarios -

225 KV), des réseaux de répartition régionale (90 KV et 63 KV) et des réseaux de distribution (400 V à 20 KV) sont les suivantes :

- malgré les possibilités de souplesse supplémentaire apportées par les turbines à gaz comparativement aux réacteurs nucléaires (plus fort rendement, moins d'exigences de refroidissement, moins d'exigences de sûreté), on a considéré qu'il n'y avait pas d'argument décisif pour différencier les coûts du réseau de transport suivant la nature du parc de production centralisé (centrales à gaz de 600 MWe ou centrales nucléaires) ;
- dans l'ensemble des scénarios, 100 TWh sont produits en 2050 dans les secteurs industriel non énergétique et tertiaire et connectés au réseau haute tension. On a estimé qu'une partie (50 TWh) de cette énergie serait auto-consommée à proximité du lieu de production mais que 50 TWh transiteraient par le réseau de transport et de répartition régionale ;
- dans les scénarios B4 où 55 TWh sont produits de manière très décentralisée dans le secteur résidentiel, on maintient cependant la même règle de répartition supposant que la moitié de l'électricité serait auto-consommée près du lieu de production et que l'autre moitié (27,5 TWh) transiterait sur le réseau pour tenir compte des besoins de secours de ces installations ;
- on considère que, bien que la durée de vie des ouvrages soit probablement supérieure à 50 ans, l'ensemble des installations de transport et de distribution devra être remplacé sur la période 2000-2050, à la fois en raison de progrès techniques et pour des raisons de contraintes d'urbanisme.

A partir des informations disponibles ¹, on a ainsi pu décrire la chronique des investissements nécessaires d'extension, de renouvellement et de jouvence des différents types de réseaux et pour chacune des trajectoires.

On en donne ci-après un résumé sous forme de cumuls des dépenses d'investissement correspondantes sur la période 2000-2050.

(1) *Rapport Champsaur, communications d'EDF.*

Investissements des réseaux électriques

Investissements GF (2000-2050)	Traj. haute	Trajectoire basse	
	H1, H2, H3	B2, B3	B4, B4 30
Grand transport	79	61	55
Répartition régionale	149	119	109
Distribution	525	419	390
Total	753	599	554

En ce qui concerne les frais d'exploitation des réseaux, on a considéré ¹ que les frais liés aux réseaux de transport et de distribution basse tension restaient constants, quelle que soit la demande d'électricité.

3.3.2 Le réseau de gaz naturel

A partir de l'analyse technique des caractéristiques des installations de fourniture (et en particulier des besoins en installations de stockage du gaz), des éléments fournis par plusieurs sociétés gazières (GDF, Elf et Suez-Lyonnaise) et des analyses de la Digeo, on propose de décrire les investissements de réseaux gaziers sous la forme de la somme de deux termes, l'un lié aux caractéristiques du site ayant des besoins de stockage et l'autre au stockage lui-même.

Terme lié au site :

- sites spéciaux de fourniture pour équipements de très grande puissance : 25 MF/TWh ² ;

(1) Nous n'avons pas en effet pu recueillir d'informations suffisantes pour décrire les frais de transport et de distribution en les séparant en deux parties, l'une fixe et l'autre proportionnelle aux quantités distribuées. Il est très probable que les frais fixes d'exploitation dominant largement, mais il convient de noter que, vu l'importance des frais d'exploitation des réseaux de distribution dans le coût final de l'électricité distribuée, l'affectation d'une part variable, même modeste, conduirait à un surcoût d'exploitation significatif dans les trajectoires hautes (H1, H2, H3) par rapport aux trajectoires basses.

(2) On a choisi d'exprimer les termes liés au site ou au stockage en MF par TWh électrique, en utilisant la conversion suivante : la production de un TWh électrique nécessite le transport de 0,175 Gm³ de gaz dans le cas d'une installation ayant un rendement PCI de 60 %.

- Le bilan économique des différents scénarios -

- sites industriels ayant des équipements de moyenne puissance (5 à 100 MWe) : 45 MF/TWh ;
- sites résidentiels ayant des équipements de moins de 5 MWe : 115 MF/TWh.

Terme lié au stockage:

- durée d'appel de 7 000 à 8 000 heures : 30 MF/TWh ;
- durée d'appel de 4 000 heures centrées sur l'hiver : 150 MF/TWh ;
- durée d'appel de 2 500 heures centrées sur l'hiver : 225 MF/TWh ;
- durée d'appel de 1 000 heures centrées sur l'hiver : 310 MF/TWh.

Enfin, les coûts d'exploitation des réseaux ont été considérés comme proportionnels aux investissements (3,4 % de l'investissement).

Les résultats principaux sont indiqués dans le tableau suivant pour chaque type d'installation :

Coûts d'investissement et d'exploitation du réseau de gaz naturel

MF/TWh	Investissement		Exploitation
	Transport	Stockage	
Fuel + TAC	45	350	13,5
CCG 650 MWe en base	25	36	2
CCG 650 MWe semi base	35	100	4,6
Auto-prod. cogénération	moyenne	moyenne	moyenne
Moteur à gaz	115	150	-
TAC gaz	-	-	-
PAC gaz	-	-	-

4. La comparaison des flux et des coûts économiques cumulés associés aux différents scénarios

La comparaison porte sur les scénarios suivants choisis parmi l'ensemble des scénarios envisagés :

- le scénario H1, avec poursuite du retraitement jusqu'en 2020 et utilisation de MOX dans les réacteurs REP existants (28 tranches), mais pas de

- Le bilan économique des différents scénarios -

nouvellement des réacteurs REP en fin de vie (45 ans de durée de vie moyenne) ;

- le scénario H2, avec poursuite du retraitement et introduction de réacteurs EPR en remplacement des réacteurs REP à la fin de leur vie ; une variante avec utilisation de combustibles APA sera commentée ;
- le scénario H3, avec poursuite du retraitement, et introduction de réacteurs EPR en remplacement des réacteurs REP à la fin de leur vie ;
- le scénario B2 avec poursuite du retraitement jusqu'à la fin de vie des réacteurs REP existants et introduction de réacteurs EPR à partir de 2030-2035. Une variante d'introduction aux mêmes dates de réacteurs RHR 1 brûlant d'abord du plutonium issu du MOX irradié dans les REP puis, après l'arrêt des REP, de l'uranium enrichi à 20 % sera commentée ;
- le scénario B3 avec poursuite du retraitement et introduction de réacteurs EPR en remplacement des réacteurs REP en fin de vie ;
- le scénario B4, avec arrêt du retraitement en 2010 et sans renouvellement du parc nucléaire à la fin de vie du parc existant (45 ans de durée de vie moyenne) ;
- le scénario B4 30 avec l'arrêt du retraitement en 2010 et sans renouvellement du parc nucléaire à la fin de vie du parc actuel limitée à 30 ans.

Dans une première étape, on s'est intéressé à la comparaison des coûts cumulés entre 2000 et 2050 des stratégies développées dans les différents scénarios. On se place donc en 2050 et on récapitule l'ensemble des dépenses effectuées depuis 2000 pour construire, entretenir et exploiter les systèmes électriques proposés dans les scénarios.

Les tableaux utilisés présentent également les chroniques des dépenses inéluctables à engager au-delà de 2050 (démantèlement des installations nucléaires, entreposage et stockage des déchets nucléaires et des combustibles irradiés, etc.). Ces dépenses, à engager au-delà de 2050, seront prises en compte à la fin du chapitre à travers un calcul actualisé.

On a classé les flux et les cumuls de dépenses en trois rubriques principales distinctes :

- Le bilan économique des différents scénarios -

- les *investissements* (capacités électriques, gazoducs, renforcement des réseaux électriques, capacités de fabrication de combustibles nucléaires, usines de retraitement, capacités d'entreposage ou de stockage, etc.) ;
- les *dépenses de combustibles* (achat aux frontières ou aux producteurs nationaux de charbon, de gaz naturel, de fuel, de combustible nucléaire) ;
- les *dépenses d'exploitation* autres que les dépenses de combustibles (entretien, exploitation, etc.).

Enfin on a distingué une rubrique « *R & D* » dont l'importance dépend essentiellement de celle accordée au développement du nucléaire dans les scénarios.

4.1 Les investissements

On constate tout d'abord un écart important sur les investissements cumulés entre les scénarios haute demande d'électricité et basse demande d'électricité. Avec une moyenne cumulée d'investissement de 1 964 GF contre 1 521 GF les scénarios à haute demande d'électricité supposent des investissements supérieurs de 29 % à ceux des scénarios basse demande électrique (de l'ordre de 8,9 GF par an en moyenne).

Dans les scénarios hauts comme dans les scénarios bas, les investissements sont d'autant plus importants que la part du nucléaire est plus forte dans le parc : un écart de 567 GF apparaît par exemple entre le scénario H1 sans renouvellement du parc après 45 ans de vie et le scénario H3 comportant un parc nucléaire de 85 GWe en 2050 (+ 34 %).

De même, l'écart d'investissement entre le scénario B4 sans renouvellement du parc et le scénario B3 (47 GWe en 2050) atteint 323 GF soit 23 %.

On peut aller plus loin dans la comparaison des divers scénarios en examinant la structure des investissements de chacun d'entre eux en distinguant l'investissement en capacités de production (centrales), les investissements d'infrastructures de gaz et d'électricité (réseaux), et les investissements concernant le cycle du combustible nucléaire.

Le tableau ci dessous permet de comparer les différentes structures des coûts cumulés d'investissements pour les différents scénarios.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Coûts d'investissements cumulés (2000-2050)

Investissements GF	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Centrales	769	1 077	1 323	887	977	682	647
Réseau gaz	53	51	22	36	25	47	47
Réseau électrique	754	754	754	599	599	560	554
Cycle combustible	89	114	133	105	114	103	103
Total	1 665	1 996	2 232	1 627	1 715	1 392	1 351

Dans tous les scénarios, les deux plus gros postes sont les investissements concernant les centrales et le renforcement du réseau de transport d'électricité. Viennent ensuite le cycle du combustible et le renforcement du réseau gaz dont le poids reste marginal.

Il peut être intéressant d'examiner de plus près la comparaison entre les scénarios basés sur le nucléaire et ceux basés sur le gaz en cumulant d'une part les investissements « centrales nucléaires + cycle du combustible » pour le nucléaire, et d'autre part le poste « centrales à gaz + réseau gazier » pour le gaz.

Investissements gaziers et nucléaires (2000-2050)

Investissements GF	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Centrales nucléaires	293	700	1 089	609	736	277	140
Cycle nucléaire	89	114	133	105	114	103	103
Total nucléaire	382	814	1 222	714	850	380	243
Centrales gaz	285	133	44	87	51	147	275
Réseau gaz	53	51	22	36	25	47	47
Total gaz	338	184	66	123	76	194	322

Cette comparaison illustre le poids important des investissements nucléaires à réaliser par rapport à ceux liés à la mise en place de centrales au gaz dans tous les scénarios même dans ceux où le parc actuel n'est pas renouvelé à la fin de sa vie. Seul le scénario B4 30 fait apparaître des investissements nucléaires inférieurs à ceux du gaz sur la période 2000-2050.

Le tableau suivant permet enfin de comparer le cumul des investissements qu'il est nécessaire d'envisager en tout état de cause après 2050 dans les différents scénarios. Pour tenir compte du fait que les parcs existants en 2050 ont une

- Le bilan économique des différents scénarios -

structure et donc des durées de vie très diversifiées, on a mis en regard de ces investissements les quantités cumulées d'électricité ¹ qu'on peut attendre de ces parcs au-delà de 2050.

Cumul des dépenses inéluctables à engager et productibles ² électriques cumulés dans les différents scénarios au-delà de 2050

GF après 2050	Cumul dépenses	Cumul élec. (TWh)	dont nucléaire
H1	14	15 100	0
H2	140	35 500	16 700
H3	251	37 960	24 690
B2	102	24 680	12 030
B3	102	25 300	15 250
B4	14	17 200	0
B4 30	0	20 120	0

4.2 L'exploitation

Il s'agit de l'ensemble des frais engagés pour gérer et maintenir à la fois les outils de production, les réseaux d'approvisionnement en combustibles et les réseaux de fourniture d'électricité.

Les frais d'exploitation cumulés sur la période 2000-2050 représentent près de 75 % des frais d'investissement cumulés. Comme dans le cas précédent on constate tout d'abord des écarts importants entre les cumuls moyens des frais d'exploitation liés aux scénarios à haute demande et à faible demande électrique : 1 390 GF en moyenne pour les scénarios H contre 1 160 pour les scénarios B, soit une différence de l'ordre de 20 %.

Le tableau suivant présente la structure de ces coûts dans les différents scénarios.

(1) En choisissant la période 2000-2050, on prend en compte des investissements nucléaires et gaziers qui produiront de l'électricité très au-delà de 2050, en particulier pour le nucléaire.

(2) Le « productible » électrique se définit comme la quantité maximale cumulée d'électricité que l'on peut atteindre dans chacun des scénarios au-delà de 2050 en utilisant le parc existant en 2050.

Structure des dépenses cumulées d'exploitation des différents scénarios (2000-2050)

Exploitation (GF)	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Centrales	1 103	1 181	1 302	1 083	1 124	1 035	781
<i>dont nucléaire</i>	776	935	1 148	875	953	769	361
<i>CCG</i>	208	123	34	73	39	108	240
<i>Autres</i>	120	123	120	136	132	158	180
Cycle du comb.	133	201	243	183	198	129	103
Total	1 236	1 382	1 545	1 266	1 322	1 164	884
<i>dont nucléaire</i>	909	1 136	1 391	1 058	1 151	898	464

Ce tableau montre le poids de l'exploitation nucléaire dans les dépenses cumulées d'exploitation des scénarios puisque les dépenses d'exploitation liées aux réacteurs nucléaires portent sur 73 % à plus de 90 % de l'ensemble des dépenses d'exploitation dans tous les scénarios, à l'exception du scénario B4 30 où elles représentent néanmoins encore 53 % de l'ensemble des dépenses cumulées d'exploitation ¹.

Devant l'importance des dépenses d'exploitation des centrales nucléaires, nous avons exploré les conséquences de moins bonnes performances du parc EPR que celles envisagées précédemment. Cette hypothèse consiste à retenir pour les réacteurs EPR un coût fixe d'exploitation de 340 F/kWe (analogue à celui retenu sur la période pour les réacteurs REP existants). Elle conduirait, pour une utilisation du parc EPR en base, à un coût d'exploitation de 5 centimes par kWh.

(1) Il faut noter à ce sujet que dans certains des scénarios envisagés, et en particulier dans le scénario H3, le parc nucléaire n'est pas utilisé à son maximum. Il serait donc possible d'améliorer le bilan d'ensemble de l'exploitation d'un tel scénario par une politique d'exportation du productible potentiel non utilisé.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Le tableau suivant permet d'en analyser les conséquences.

Coûts cumulés d'exploitation du parc sur la période 2000-2050

GF	Coût d'exploitation du parc		Différence
	Hypothèse centrale	Hypothèse haute	
H1	1 236	1 236	0
H2	1 382	1 432	50
H3	1 545	1 665	120
B2	1 266	1 299	33
B3	1 322	1 381	59
B4	1 164	1 164	0
B4 30	884	884	0

Avec cette hypothèse haute correspondant à un coût d'exploitation plus important pour les réacteurs EPR, les frais cumulés d'exploitation restent les mêmes dans H1, B4 et B4 30 et augmentent de 50 GF pour H2 par rapport à l'hypothèse centrale retenue pour les coûts d'exploitation (3,6 %), de 120 GF (7,8 %) pour H3, de 33 GF (2,6 %) pour B2 et de 59 GF (4,5 %) pour B3. L'enjeu d'un contrôle strict des coûts d'exploitation des centrales et du cycle du combustible apparaît donc comme important au vu de l'ampleur de ce surcoût.

4.3 Les combustibles

Les dépenses cumulées liées à l'achat de combustibles dépendent très fortement des hypothèses d'évolution du coût des combustibles fossiles, comme le montre le tableau suivant établi pour les trois hypothèses d'évolution décrites en tête de ce chapitre

Les scénarios à forte proportion de nucléaire sont naturellement les moins sensibles à l'évolution des coûts des combustibles fossiles. Dans H1 par exemple, si les dépenses de combustibles sont du même ordre que celles liées à l'investissement dans le scénario « stabilité », elles représentent 1,7 fois plus que les dépenses d'investissement dans le scénario « tension ». Dans H3 par contre la sensibilité à l'évolution des coûts des combustibles est beaucoup plus modeste car ces coûts ne représentent que 35 % des coûts d'investissements.

La structure de ces coûts par filière est indiquée ci-dessous pour chacune des hypothèses d'évolution de prix des combustibles fossiles.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Coûts cumulés de combustibles par filière dans les différentes hypothèses d'évolution des prix des combustibles fossiles (2000-2050)

Coût des combustibles (GF)	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Stabilité							
Charbon	36	36	36	9	9	9	30
Gaz	1 635	1 184	659	917	728	1 266	2 037
Nucléaire	297	361	447	323	355	274	163
Total	1 968	1 581	1 142	1 249	1 092	1 549	2 230
Déconnexion							
Charbon	36	36	36	9	9	9	30
Gaz	2 116	1 495	813	1 151	902	1 622	2 546
Nucléaire	297	361	447	323	355	274	163
Total	2 449	1 892	1 296	1 483	1 266	1 905	2 739
Tension							
Charbon	36	36	36	9	9	9	30
Gaz	2 788	1 960	1 062	1 508	1 179	2 132	3 344
Nucléaire	297	361	447	323	355	274	163
Total	3 121	2 357	1 545	1 840	1 543	2 415	3 537

Dans presque tous les cas (sauf pour les scénarios H3 et B3 dans l'hypothèse de stabilité des prix des énergies fossiles), les dépenses cumulées de combustibles nucléaires restent faibles par rapport à celles liées aux achats de gaz.

4.4 La recherche et le développement

Les dépenses de R & D engagées au cours de la période sont pour la plupart intégrées dans les coûts d'investissement ou d'exploitation des différentes filières. Cependant, dans le cas du nucléaire, un certain nombre de dépenses de recherche et développement ne sont pas incluses dans ces coûts. Elles varient entre 86 GF et 146 GF selon les scénarios comme le montre le tableau ci-après.

- Le bilan économique des différents scénarios -

**Cumul des dépenses de R & D non incluses
dans l'exploitation ou l'investissement**

GF	R & D
H1	120
H2	146
H3	146
B2	146
B3	146
B4	120
B3 30	86

Ces dépenses représentent selon les cas de 2 à 2,4 % de l'ensemble des coûts cumulés (investissement, exploitation, combustibles, R & D) sur la période.

4.5 Récapitulatif des dépenses cumulées de 2000 à 2050

Les résultats d'ensemble apparaissent dans les tableaux suivants qui indiquent dans chacune des hypothèses d'évolution des coûts des combustibles fossiles les coûts totaux cumulés et leur répartition.

**Cumul de l'ensemble des dépenses liées aux scénarios
pour les différentes hypothèses d'évolution
des prix des combustibles fossiles (2000-2050)**

GF	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
<i>Stabilité</i>							
Investissement	1 665	1 996	2 232	1 627	1 715	1 392	1 351
Exploitation	1 236	1 382	1 545	1 266	1 322	1 164	884
Combustibles	1 968	1 581	1 142	1 249	1 092	1 549	2 230
R & D	120	146	146	146	146	120	86
Total	4 989	5 105	5 065	4 288	4 275	4 225	4 551
<i>Déconnexion</i>							
Investissement	1 665	1 996	2 232	1 627	1 715	1 392	1 351
Exploitation	1 236	1 382	1 545	1 266	1 322	1 164	884
Combustibles	2 449	1 892	1 296	1 483	1 266	1 905	2 739
R & D	120	146	146	146	146	120	86
Total	5 470	5 416	5 219	4 522	4 449	4 581	5 060
<i>Tension</i>							
Investissement	1 665	1 996	2 232	1 627	1 715	1 392	1 351
Exploitation	1 236	1 382	1 545	1 266	1 322	1 164	884
Combustibles	3 121	2 357	1 545	1 840	1 543	2 415	3 537
R & D	120	146	146	146	146	120	86
Total	6 142	5 881	5 468	4 879	4 726	5 091	5 858

On peut dans un premier temps comparer les scénarios à haute et faible demande d'électricité.

Dans l'hypothèse « stabilité des prix », la dépense moyenne des scénarios basse demande d'électricité dégage une économie cumulée de 718 GF sur la période par rapport à la dépense moyenne des scénarios à haute demande d'électricité (soit en moyenne 14,5 milliards par an). Le surcoût des scénarios hauts atteint 16 %.

Cette différence en faveur des scénarios bas se maintient pratiquement constante quel que soit le coût des combustibles (715 GF dans l'hypothèse « déconnexion » et 691 GF dans l'hypothèse « tension »).

- Le bilan économique des différents scénarios -

On dispose donc dans tous les cas d'importantes marges de manoeuvre, de l'ordre de 14 GF par an en moyenne d'ici 2050, pour développer les politiques publiques de maîtrise de l'électricité qui seraient nécessaires.

Une analyse plus détaillée pour chaque hypothèse d'évolution des coûts des combustibles fossiles fait ressortir les points suivants.

A - Hypothèse « stabilité » des coûts des combustibles

Aussi bien dans les scénarios haute demande que basse demande d'électricité les coûts cumulés des scénarios sans renouvellement du nucléaire à la fin de vie (45 ans) du parc actuel sont plus économes que ceux qui supposent un renouvellement du nucléaire (de 63 à 116 GF selon la demande d'électricité). Le scénario B4 30 de sortie du nucléaire en 30 ans se révèle plus cher de 326 GF que le scénario B4, plus cher de 276 GF que B3, plus cher de 263 GF que le scénario B2¹ mais nettement moins cher que l'ensemble des scénarios à haute demande d'électricité (de 500 GF environ).

B - Hypothèse « déconnexion » des prix du gaz et du pétrole

Dans cette hypothèse, les coûts cumulés des scénarios H1 et H2 deviennent très proches. Le scénario H3 devient plus économe que les deux premiers de 200 à 250 GF. Pour les scénarios B, les scénarios B2 et B3 apparaissent plus économes de 60 à 130 GF que B4. La sortie anticipée du nucléaire (B4 30) devient significativement plus chère dans ces conditions, avec 10 % de surcoût cumulé sur la période par rapport à B4 (480 GF), tout en restant moins onéreuse que chacun des scénarios H.

C - Hypothèse « tension » sur les prix des combustibles fossiles

Dans ces nouvelles hypothèses, et pour une demande haute d'électricité, c'est le scénario H3 qui apparaît le moins cher en coût cumulé, suivi de H2 (+ 7,5 %) et

(1) Ce scénario prend en compte (contrairement aux autres) la construction des capacités électriques nécessaires à l'exportation d'électricité jusqu'en 2020 définie dans le scénario S3 du « rapport Energie 2010-2020 », capacités de cycles combinés qui dans un tel cas ne seraient probablement pas construites spécifiquement pour exporter.

de H1 (+12,3 %). Il en est de même pour le scénario B3 qui est le moins cher, suivi de B2 (+ 3,2 %) et de B4 (+ 7,7 %). Le scénario B4 30 devient nettement plus cher dans ces nouvelles conditions de prix des combustibles fossiles (+ 15 % par rapport à B4).

En conclusion, on peut remarquer que, en coût cumulé sur la période 2000-2050, le scénario B4 30 est toujours plus cher que le scénario B4, quelle que soit l'hypothèse d'évolution du prix des combustibles ; qu'en cas de stabilité de ce prix, ce sont les scénarios H1 et B4 dans lesquels on ne renouvelle pas les centrales nucléaires qui sont les moins chers ; et qu'en cas de tension, ce sont les scénarios H3 et B3, dans lesquels on renouvelle une large partie du parc nucléaire, qui ont le coût le plus faible. Ces conclusions doivent cependant être relativisées dans la mesure où elles sont fondées sur des données non actualisées.

Deux variantes nucléaires faisant intervenir, soit une nouvelle génération de réacteurs RHR 1, soit un nouveau combustible l'APA, ont été chiffrés pour deux scénarios respectivement B2 pour RHR 1 et H2 pour l'APA.

Variante APA dans H2

Nous avons tenté une estimation des dépenses cumulées de cette filière à partir des principales hypothèses suivantes :

- on ne suppose pas de frais supplémentaires de recherche par rapport à la filière EPR dans laquelle était déjà comptés des frais de recherche sur les combustibles (APA + MOX Th + cycle) de 0,2 GF par an¹ ;
- on prévoit une usine de retraitement multi-combustibles à construire en 2030–2035 d'une capacité de 900 tonnes/an et un atelier de démontage du combustible dont l'investissement est estimé à 4 GF ;
 - le coût du combustible APA est estimé à 6 000F/kg comme pour le MOX ;
 - les coûts d'exploitation des centrales sont considérés comme équivalents à ceux de l'EPR ;
- on n'envisage pas d'entreposage à construire avant 2075, hypothèse qui diffère du cas de la filière EPR où plusieurs entreposages de surface sont à construire d'ici 2050.

(1) Source : rapport « La prospective technologique des filières nucléaires ».

- Le bilan économique des différents scénarios -

Sous ces hypothèses on trouve la structure suivante des dépenses cumulées pour le scénario H2 avec l'APA comparé au scénario H2 EPR.

	Investissement	Combustibles	Autres	R & D	Total
H2 EPR	1 995	1 580	1 382	146	5 103
H2-APA	2 004	1 572	1 350	146	5 072

Variante RHR 1 dans B2

L'estimation des dépenses cumulées de cette filière est envisagée à partir des principales hypothèses suivantes :

- des dépenses de recherche cumulées de 10 milliards supplémentaires sur la période 2000 à 2050 par rapport à la filière EPR (156 milliards) ;
- la construction d'un prototype industriel à l'étranger, donc sans frais pour la France ;
- un coût d'investissement de 12 675 F le kW pour la tête de série tombant à 9 750 F/kW à partir de la quatrième unité ;
- un coût du combustible de 8 000 F/kg ;
- un coût d'exploitation des centrales de 340 F/kW + 0,45 centime/kWh.

Dans ces conditions on trouve les coûts cumulés suivants pour le scénario B2 RHR 1 en regard de B2 EPR.

	Investissement	Combustibles	Autres	R & D	Total
B2 EPR	1 628	1 249	1 266	146	4 287
B2-RHR 1	1 653	1 214	1 246	157	4 269

Dans les deux variantes, les coûts cumulés restent très proches des scénarios équivalents équipés d'un parc d'EPR. Il faut néanmoins considérer ces chiffres avec prudence car les estimations financières proposées ne reposent sur aucune expérience de terrain. D'autre part, l'émergence de ces deux filières suppose la réussite de programmes de recherche et développement non encore acquis, et la mise en place de structures industrielles qui n'existent pas aujourd'hui.

Par contre ces scénarios présentent des bilans matières nettement plus favorables que leur équivalent EPR comme le montre le tableau ci-après.

- Le bilan économique des différents scénarios -

2000-2050	
Transuraniens	Tonnes
H2 EPR MOX	473
H2 EPR APA	221
B2 EPR	411
B2 RHR 1	115

5. La structure temporelle des dépenses correspondant aux différents scénarios

Les différents scénarios diffèrent non seulement par leur coût global, mais aussi par l'échelonnement des dépenses à engager au cours du temps. Nous avons cherché à présenter ces dépenses par pas de cinq années entre 2000 et 2050.

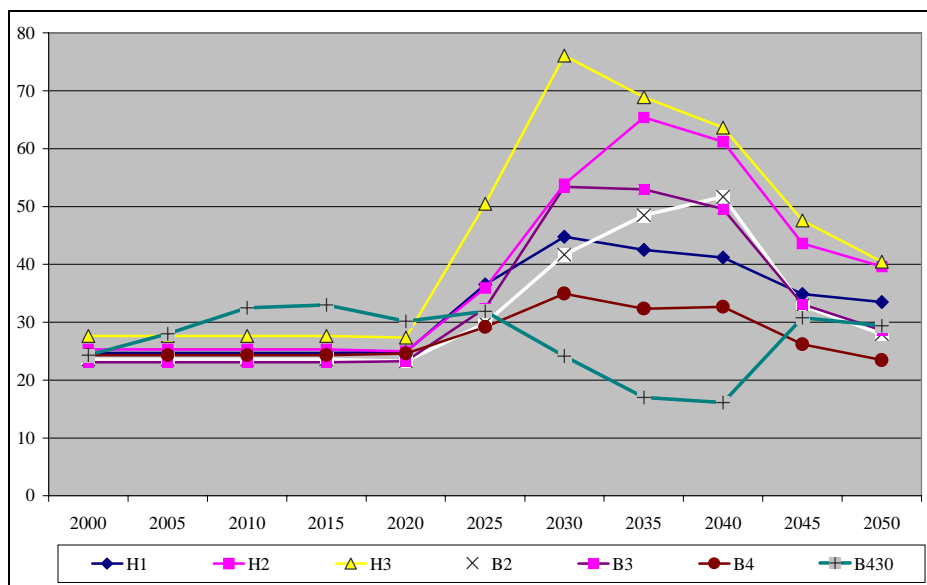
5.1 Chronologie des dépenses

Investissements

Pour les scénarios haute demande d'électricité, la chronique des investissements montre qu'à chaque moment les scénarios faisant appel au renouvellement du parc nucléaire actuel par des centrales nucléaires exigent plus d'investissement que ceux sans renouvellement. Il en est de même pour les scénarios basse demande d'électricité (sauf sur la période 2000-2020 dans le cas de B4 30). Par ailleurs, sur chaque période, les scénarios B demandent toujours moins d'investissements que les scénarios H, à l'exception du scénario H1 (sans renouvellement du parc) qui demande moins d'investissements annuels que B2 et B3 entre 2030 et 2050.

- Le bilan économique des différents scénarios -

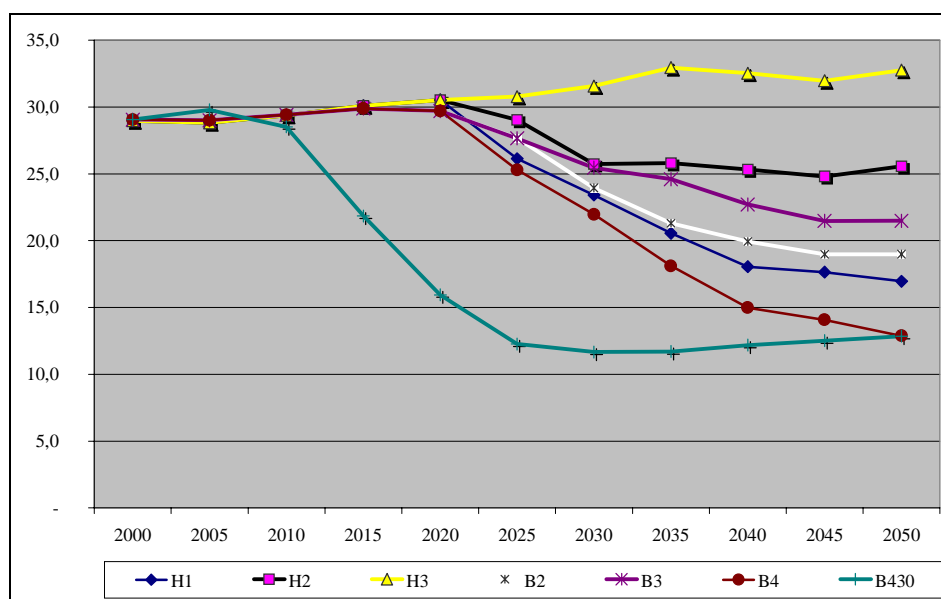
Chronologie des investissements (GF)



Dépenses d'exploitation

Les chroniques de dépenses d'exploitation font également l'objet d'évolutions bien distinctes. Les courbes montrent un accroissement des divergences au cours du temps. Les dépenses correspondant aux scénarios H2 et H3 sont constamment les plus élevées sur toute la période. Celles de B4 30 et B4 constamment les moins élevées.

Chronologie des dépenses d'exploitation (GF)



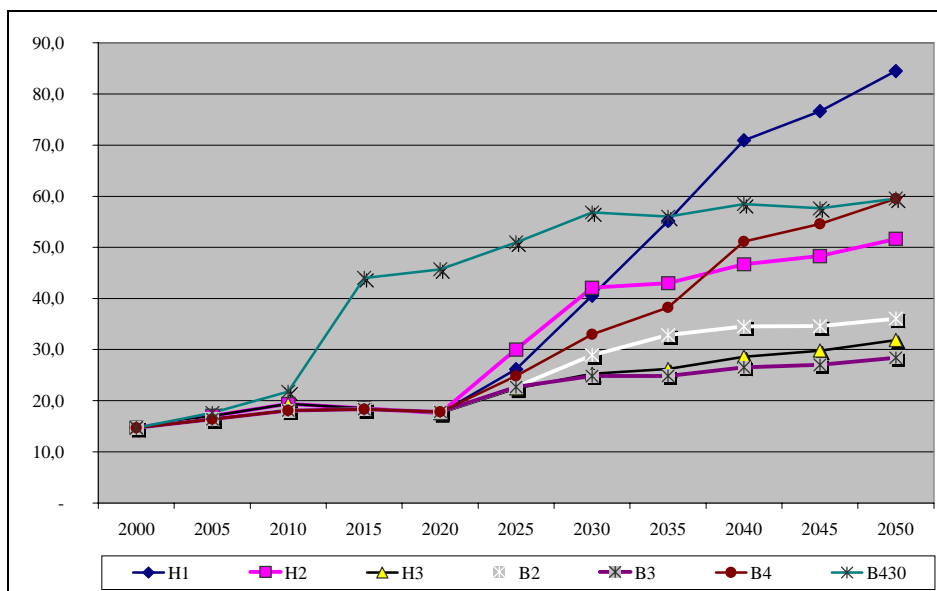
- Le bilan économique des différents scénarios -

Dépenses de combustibles

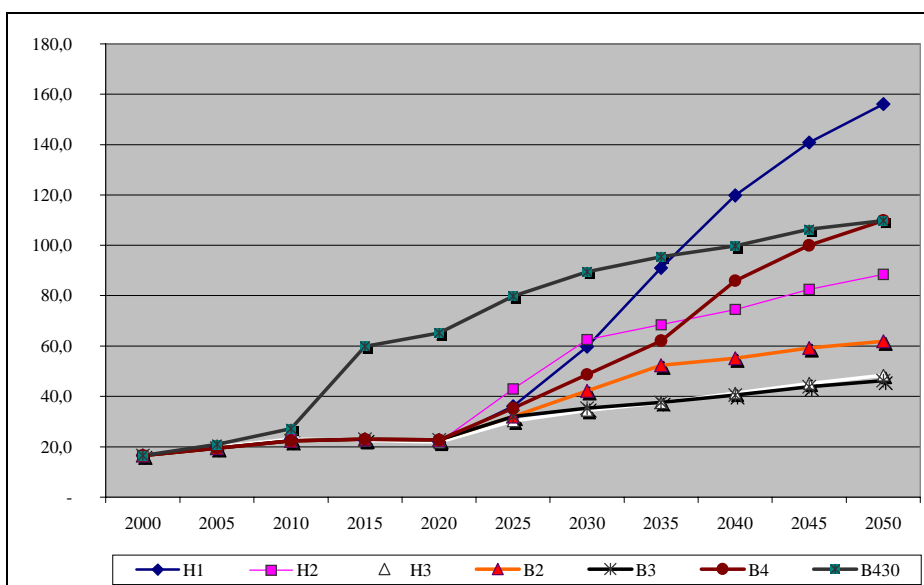
On a choisi d'illustrer les deux cas extrêmes, l'hypothèse « stabilité » et l'hypothèse « tension ». Les courbes représentant les dépenses de combustibles gardent la même allure dans les deux cas et montrent un accroissement rapide des divergences s'établissant entre les scénarios qui poursuivent le nucléaire et ceux qui l'arrêtent.

En fin de période les frais liés aux combustibles sont près de trois fois plus élevés dans le scénario H1 que dans les scénarios H3 et B3. L'écart atteint un facteur 3,3 dans l'hypothèse de tension des prix des combustibles fossiles.

Chronologies des dépenses de combustibles (hypothèse « stabilité ») (GF)



Chronologie des dépenses de combustibles (hypothèse « tension ») (GF)



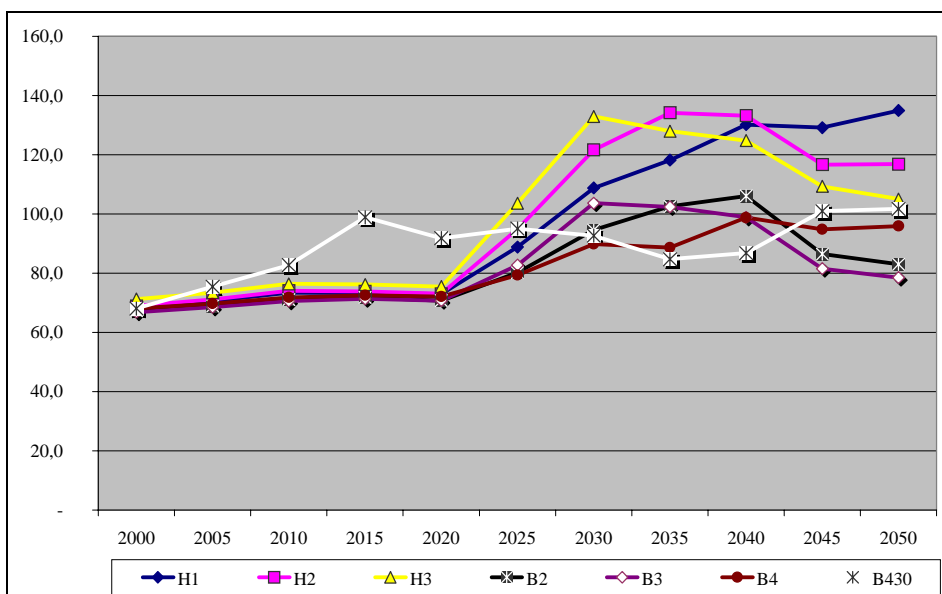
- Le bilan économique des différents scénarios -

Dépenses totales

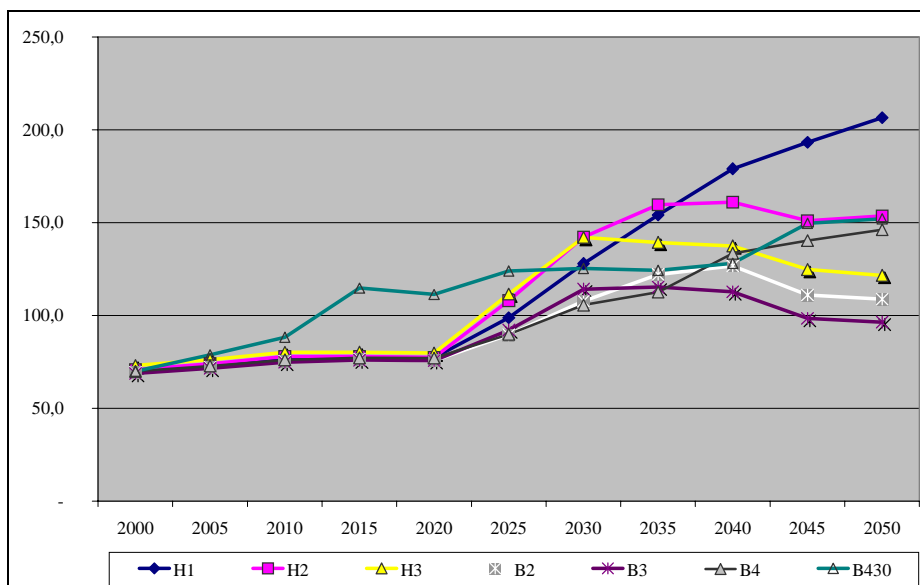
On présente ci dessous les chronologies de dépenses totales des scénarios dans les deux hypothèses extrêmes d'évolution des coûts des combustibles fossiles, l'hypothèse stabilité et l'hypothèse tension.

Dans les deux hypothèses, les dépenses annuelles accompagnant chacun des scénarios augmentent de façon significative au-delà de 2020 pour ne se stabiliser ou décroître qu'à partir de 2040. C'est la conséquence des investissements à réaliser au cours de la période 2020-2040 pour reconstituer le parc électrique édifié entre 1980 et 2000.

Chronologie des dépenses totales (hypothèse « stabilité ») (GF)



Chronologie des dépenses totales (hypothèse « tension ») (GF)



L'analyse chronologique des dépenses cumulées à chaque époque montre qu'en dehors du scénario B4 30 pour lequel le cumul des dépenses dans la première période 2000-2030 dépasse le cumul des dépenses pour les autres scénarios, les trois scénarios H présentent des chronologies de dépenses cumulées toujours supérieures à celles des scénarios B.

5.2 Les bilans actualisés

Pour prendre en compte les choix intertemporels, le calcul économique conduit souvent à choisir un ou plusieurs taux d'actualisation reflétant le degré de préférence du présent par rapport au futur.

Le choix d'un taux d'actualisation soulève toutefois de nombreux problèmes. Certains auteurs proposent de retenir le taux d'intérêt réel du marché financier au motif qu'il traduit assez bien le degré de tension entre l'offre et la demande d'épargne intertemporelle. Mais on peut faire observer que le taux d'intérêt n'a pas de signification au-delà d'une certaine durée. D'autres auteurs recommandent de retenir un taux d'actualisation décroissant avec le temps dès lors que l'on raisonne sur la très longue période pour des choix qui génèrent de

- Le bilan économique des différents scénarios -

fortes incertitudes. D'autres enfin militent en faveur d'un taux d'actualisation très faible dès lors que la gestion des ressources naturelles est en cause.

Le Commissariat général du Plan a longtemps recommandé un taux de l'ordre de 8 % pour des arbitrages sur 5 ans. Sur une période de 50 ans¹, il nous est apparu raisonnable d'opter pour un double taux : un taux intermédiaire entre ce taux de 8 % et le taux du marché financier (4 %) pour une première période allant de 2000 à 2030, soit un taux de 6 % ; un taux sensiblement plus faible pour la période suivante (3 %) tenant compte de l'effet de richesse dont bénéficieront les générations futures.

C'est sur ces bases qu'ont été préparés les bilans actualisés : ceux-ci comportent, d'une part tout ce qui concerne les dépenses (investissements, exploitation, combustibles, R & D) jusqu'à 2050, et d'autre part, les coûts liés au démantèlement et à l'entreposage des déchets jusqu'à la fin de vie des réacteurs du parc existant aujourd'hui. Le surcoût actualisé correspondant au démantèlement et à l'entreposage des déchets est très faible puisqu'il correspond à des dépenses, toujours inférieures à 5 % du total, se produisant au-delà de 2050 et bénéficiant donc d'un abattement très important du fait de l'actualisation. Selon les scénarios, ces dépenses actualisées supplémentaires se situent par exemple entre 10 GF pour B4 30 et 50 GF pour H3.

Bilans actualisés

Coût total actualisé GF	Stabilité	Déconnexion	Tension
H1	1 906	2 042	2 239
H2	1 957	2 048	2 188
H3	2 051	2 099	2 183
B2	1 710	1 781	1 895
B3	1 714	1 768	1 861
B4	1 689	1 792	1 947
B4 30	1 739	1 890	2 136

Taux d'actualisation : 6 % de 2000 à 2030, 3 % après

Comparaison entre scénarios à forte et faible demande d'électricité

On constate tout d'abord que l'actualisation maintient l'écart significatif de coût déjà observé sur les coûts cumulés à taux d'actualisation nul entre les scénarios haute et basse demande d'électricité. Selon l'hypothèse d'évolution du coût des combustibles, l'écart entre la moyenne des scénarios hauts et bas évolue de 267

(1) Voir une analyse de l'actualisation en annexe.

- Le bilan économique des différents scénarios -

à 312 GF, ce qui correspond pour les scénarios à forte demande d'électricité à un surcoût allant de 15 % dans le cas de la stabilité des prix à 16 % dans celui de la tension.

Il est également intéressant de comparer les coûts unitaires de l'électricité produite dans les différents scénarios en rapportant le coût total actualisé de chaque scénario au nombre total actualisé de kWh produits. Ce coût unitaire correspond au prix implicite auquel il faudrait vendre chaque kWh si l'on voulait récupérer, sous forme de recettes actualisées, les coûts actualisés supportés. Nous avons fait ce calcul pour la période 2020–2050¹ dans la mesure où jusqu'à 2020, les parcs sont les mêmes dans tous les scénarios (à l'exception de B4 30). C'est l'objet du tableau suivant :

**Coût moyen actualisé du kWh sur la période 2020-2050
dans les différents scénarios**

Centimes/kWh	Stabilité	Déconnexion	Tension
H1	17,2	19,0	22,0
H2	18,3	19,2	21,6
H3	19,5	20,1	21,1
B2	17,8	18,8	20,8
B3	18,0	18,8	20,2
B4	16,8	18,6	21,2
B4 30	17,7	20,5	24,4

Les scénarios à haute demande électrique font de nouveau apparaître des coûts moyens unitaires actualisés de l'électricité systématiquement supérieurs aux coûts estimés dans les scénarios à demande faible ayant une même structure du parc de production.

On relève par exemple : une économie de 1,5 à 0,8 centime (7 % à 5 %) sur la production de chaque kWh entre les scénarios B3 et H3 selon les hypothèses d'évolution des coûts des combustibles ; une économie de 0,4 à 0,8 centime par kWh entre les scénarios B2 et H2 et enfin une économie de 0,1 à 0,8 centime entre les scénarios B4 et H1. Le scénario de sortie du nucléaire après 30 années de durée de vie pour le parc affiche des coûts du kWh toujours sensiblement supérieurs à ceux du scénario de poursuite jusqu'à 45 ans de durée de vie moyenne du parc (B4).

(1) On trouvera plus loin les mêmes éléments sur la période 2000–2050.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Les deux tableaux précédents illustrent de nouveau l'intérêt de politiques de maîtrise de l'électricité puisque leur mise en œuvre éventuelle pourrait permettre à la fois des économies importantes pour l'ensemble du système électrique et des économies de coût unitaire de l'électricité produite. Ceci est vrai à condition que le coût de ces politiques reste inférieur à l'avantage¹ de 267 à 312 GF constaté sur les bilans actualisés².

Comparaison des coûts actualisés en fonction des hypothèses de coûts des combustibles fossiles.

A – Hypothèse « stabilité »

En cas de stabilité du prix des combustibles sur la période, c'est le scénario B4, basse consommation d'électricité et remplacement du nucléaire par des cycles combinés au gaz, qui apparaît comme le moins onéreux avec 1 910 GF de dépenses actualisées. Les scénarios B2 et B3 sont équivalents et présentent un surcoût de 2 % par rapport à B4. Par contre les scénarios H présentent des surcoûts significatifs par rapport à B4 (13 % pour H1, 16 % pour H2 et 22% pour H3).

L'économie cumulée d'électricité réalisée sur la consommation dans les scénarios de basse consommation par rapport aux scénarios de haute consommation entre 2000 et 2050 est de 1 459 TWh et la différence des coûts actualisés de ces mêmes scénarios s'élève à 267 GF. Ceci représente donc un gain de 18,3 centimes par kWh économisé alors que le coût moyen actualisé du kWh dans le scénario B4 sur la période 2000 à 2050 est de 16,1 centimes comme le montrent les tableaux suivants présentant le coût moyen actualisé du kWh sur les périodes 2000-2050 et 2020-2050 :

(1) La marge de manœuvre économique dont on dispose pour réaliser ces opérations de maîtrise de l'électricité est de l'ordre de 700 GF (à taux d'actualisation nul).

(2) Le coût de ces politiques publiques n'est pas aisé à estimer. Il comprend des coûts de R & D, des coûts de démonstration et de mise en place d'incitations diverses (réglementations, fiscalités spécifiques, éventuellement subventions). Actuellement l'ensemble des politiques publiques de maîtrise de l'électricité conduites par l'Ademe et EDF mobilisent moins de 50 millions de francs par an. Une multiplication par 20 de ces incitations resterait donc négligeable vis-à-vis des marges de manœuvre évoquées.

Coût moyen actualisé du kWh
Hypothèse « stabilité »

Centimes/kWh	2000-2050	2020-2050
H1	15,9	17,2
H2	16,5	18,3
H3	17,1	19,5
B2	16,3	17,8
B3	16,3	18,0
B4	16,0	16,8
B4 30	16,4	17,7

B – Hypothèse « déconnexion »

En cas de déconnexion du prix du gaz par rapport à celui du pétrole, les 3 scénarios B ont des coûts actualisés très proches, avec un très léger avantage à B3. par rapport à B2 (200 GF) et par rapport à B4 (17 GF). Parmi les scénarios à haute demande d'électricité, le scénario H1 reste moins onéreux que les scénarios H2 et H3.

Les coûts actualisés moyens du kWh calculés sur la période 2000-2050 augmentent de 1 à 1,6 centime par rapport aux coûts actualisés moyens calculés avec l'hypothèse stabilité pour les scénarios sans renouvellement du nucléaire et de 0,4 à 0,8 centime pour les scénarios faisant appel au nucléaire pour renouveler le parc actuel.

Coût moyen actualisé du kWh
Hypothèse « déconnexion »

Centimes/kWh	2000-2050	2020-2050
H1	17,2	19,2
H2	17,3	19,6
H3	17,5	20,2
B2	17,0	19,0
B3	16,8	18,9
B4	17,0	18,6
B4 30	17,9	20,4

- Le bilan économique des différents scénarios -

C – Hypothèse « tension »

Dans l'hypothèse de tension sur le prix des combustibles fossiles, les scénarios qui envisagent un renouvellement du nucléaire par du nucléaire présentent un avantage de coût par rapport aux scénarios de sortie progressive du nucléaire : ainsi le scénario H3 présente un coût actualisé inférieur de 68 GF (1 %) au coût actualisé de H1 de 29 GF par rapport au scénario H2 ; les scénarios B3 et B2 ont des coûts actualisés inférieurs de 83 et 39 GF à ceux du scénario B4. La variante B4 30 qui suppose l'arrêt des centrales nucléaires après 30 ans de vie a un coût actualisé supérieur de 183 GF (9 %) à celui de B4 qui suppose une durée de vie de 45 ans.

Coût moyen actualisé du kWh Hypothèse « tension »

Centimes 97/kWh	2000-2050	2020-2050
H1	18,8	22,0
H2	18,5	21,6
H3	18,2	21,1
B2	18,1	20,8
B3	17,7	20,2
B4	18,5	21,2
B4 30	20,3	24,4

5.3 Les coûts du kWh par filière

On a enfin calculé le coût moyen (hors transport et distribution) actualisé du kWh pour différentes filières, en particulier pour le nucléaire et les cycles combinés au gaz naturel retenus dans les différents scénarios.

On présente le résultat de ce calcul dans les tableaux ci-dessous à la fois sur la période 2000-2050 et sur la période 2020-2050. La période 2020-2050 est d'un intérêt particulier puisque c'est à partir de 2020 que les scénarios commencent réellement à diverger pour ce qui est de la contribution de ces deux filières.

Dans l'hypothèse « stabilité », le coût moyen actualisé du kWh nucléaire sur la période 2000-2050 apparaît toujours inférieur ou égal à celui du cycle combiné au gaz naturel (CCGN).

- Le bilan économique des différents scénarios -

Par contre, sur la période 2020-2050, c'est-à-dire à partir du moment où l'on doit investir soit dans un parc nucléaire soit dans des CCGN, la tendance s'inverse pour certains des scénarios.

Coût moyen actualisé par filière
Hypothèse « stabilité »

Centimes/kWh	CCG		Nucléaire	
	2000-2050	2020-2050	2000-2050	2020-2050
H1	14,7	14	12,7	13,0
H2	16,1	14,5	14,1	16,1
H3	20,0	14,4	14,7	16,6
B2	16	16,4	14,5	16,5
B3	18,5	19,3	14,5	16,8
B4	14,6	14,5	13,8	14,6
B4 30	18,6	15,2	10,2	43,7 ¹

Dans l'hypothèse « tension » le coût moyen actualisé du nucléaire reste compétitif sur les deux périodes dans tous les scénarios par rapport à celui des CCGN.

Coût moyen actualisé par filière
Hypothèse « tension »

Centimes/kWh	CCG		Nucléaire	
	2000-2050	2020-2050	2000-2050	2020-2050
H1	20,6	19,6	12,7	13,0
H2	22,4	20,4	14,1	16,1
H3	25,4	19,9	14,7	16,6
B2	22,6	22,4	14,5	16,6
B3	25,4	25,3	14,5	16,8
B4	20,5	20,1	13,8	14,6
B4 30	25,1	22,1	10,2	43,7

5.4 Sensibilité au choix du taux d'actualisation

Pour tester la sensibilité au choix du taux d'actualisation, nous avons calculé les bilans économiques actualisés, en adoptant le taux d'actualisation de 8 % retenu dans les calculs des coûts de référence préparés par la DGEMP et en comparant

(1) Le chiffre élevé obtenu dans B4 30 du coût moyen actualisé pour la filière nucléaire est lié au double effet d'une production d'origine nucléaire très faible et de coûts élevés (démantèlement des installations, entreposage, stockage).

- Le bilan économique des différents scénarios -

les résultats avec ceux des calculs précédents réalisés d'abord avec un taux zéro puis avec notre hypothèse centrale correspondant à un taux de 6 % pendant les trente premières années et 3 % au-delà.

Cette sensibilité peut être appréciée à travers les tableaux comparatifs suivants établis dans les deux hypothèses extrêmes de coût des combustibles fossiles.

1 – Hypothèse « stabilité »

En élevant le taux d'actualisation, on tend à tasser les différences de coûts entre scénarios. On constate cependant que la hiérarchie des coûts entre scénarios se maintient quel que soit le taux d'actualisation. En particulier le coût actualisé du scénario B4 reste toujours le plus faible. Avec un taux d'actualisation de 8 %, le scénario B2 obtient les mêmes performances que B4.

Stabilité			
Coût total GF	0 %	6 % et 3 %	8 %
H1	4 989	1 906	1 054
H2	5 105	1 957	1 076
H3	5 065	2 051	1 124
B2	4 288	1 710	997
B3	4 275	1 714	1 003
B4	4 225	1 689	997
B4 30	4 551	1 739	1 017

2 - Hypothèse « tension »

On constate une variation des hiérarchies de coûts à l'intérieur des scénarios hauts : le coût du scénario H3, plus faible que celui des scénarios H1 et H2 pour des taux d'actualisation faibles, devient plus élevé avec un taux de 8 %. Ceci est la conséquence directe du volume important d'investissements à réaliser dans la première période pour H3 par rapport aux autres scénarios. La même variation se retrouve pour B3 dont le coût actualisé rejoint celui de B2 pour un taux de 8 %.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Tension			
Coût total GF	0 %	6 % et 3 %	8 %
H1	6 142	2 253	1 144
H2	5 881	2 217	1 153
H3	5 468	2 188	1 180
B2	4 879	1 910	1 066
B3	4 726	1 866	1 065
B4	5 091	1 949	1 077
B4 30	5 858	2 132	1 163

En résumé, on constate que l'influence du taux d'actualisation sur l'ensemble des coûts attachés à chacun des scénarios est importante sur la valeur absolue de ces coûts mais qu'elle reste faible sur la hiérarchie des coûts des différents scénarios.

5.5 La valorisation des parcs existants en 2050

Pour aborder cette question, on a choisi comme référence les scénarios H3 et B3, faisant appel au maximum de nucléaire pour chaque type de demande d'électricité (haute et basse). Pour évaluer le coût de production de la même quantité d'électricité dans les autres scénarios, nous avons supposé la construction de cycles combinés à gaz.

Sur cette base, on a pu reconstituer les dépenses actualisées supplémentaires à engager (en investissement, combustibles et exploitation) pour atteindre des productions cumulées égales aux productions nucléaires constatées dans H3 et B3.

C'est l'objet du tableau ci-après qui donne les dépenses actualisées nécessaires au-delà de 2050 pour produire une électricité équivalente au potentiel de production des scénarios H3 et B3.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Dépenses actualisées

GF	Stabilité	Tension
H1	62	102
H2	40	56
H3	30	35
B2	24	32
B3	19	22
B4	46	75
B4 30	46	76

Dans l'hypothèse de stabilité des prix des combustibles entre 2000 et la fin de vie du parc, l'économie actualisée réalisée varie de 1,6 % pour H3 par rapport à H1 à 1,5 % pour B3 par rapport à B4.

Dans le cas tension sur les prix, le scénario H3 permet de réaliser après 2050 des économies actualisées de 67 GF par rapport à H1 (3 %) et de 21 GF par rapport à H2 (1 %).

6. La valorisation de certaines externalités

On a vu dans le chapitre 4 que les différents scénarios de consommation et de production d'électricité avaient des conséquences diversifiées du point de vue du cumul des émissions de CO₂ et du cumul des matières nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie. Même si ces deux « externalités » n'ont pas la même nature – les émissions de CO₂ ont une nature globale et font l'objet d'engagements internationaux de réduction, alors qu'à ce jour la prise en compte des déchets nucléaires reste dans le domaine des droits nationaux -, nous avons choisi de les prendre en compte afin de comparer l'économie de scénarios différenciés principalement par l'importance relative donnée au nucléaire et au gaz naturel dans le parc électrique futur.

L'une des façons de prendre en compte ces externalités est de leur donner une valeur pour exprimer l'importance relative qu'on accorde au contrôle des cumuls des différentes émissions ou des différents déchets sur la période 2000-2050. C'est la méthode qui a été retenue au plan international pour les émissions de gaz à effet de serre puisque les engagements de réduction de Kyoto conduisent de fait à définir une valeur pour le carbone.

Les valeurs unitaires à adopter dans les deux cas dépendent d'abord du degré d'importance relative que les sociétés décident d'accorder aux deux problèmes cités. Elles dépendent aussi de l'objectif de réduction devant être atteint pour le cumul des gaz à effet de serre ou de la façon dont le problème des déchets nucléaires est traité. Il n'est donc pas possible d'en présenter des valeurs précises.

On peut cependant donner une idée des conséquences qu'aurait la prise en compte à différents niveaux de chacun des problèmes sur l'économie des scénarios.

Dans le cas des émissions de gaz à effet de serre, il existe dans la littérature une fourchette large de chiffres sur la valeur du carbone allant de 10 dollars à près de 200 dollars la tonne de carbone. Le rapport Galley et Bataille¹ s'appuyant sur les résultats du modèle Pôles de l'IEPE considère la valeur de 100 dollars à l'horizon 2030 comme vraisemblable.

À cette valeur proposée pour le coût marginal correspond un coût moyen inférieur à la moitié, de l'ordre de 50 dollars².

À l'horizon choisi (2050), le coût marginal de la tonne de carbone évitée pourrait atteindre des valeurs nettement supérieures, par exemple 300 dollars, et le coût moyen correspondant serait de l'ordre de 150 dollars la tonne, puisqu'on sait que les premiers efforts sont à coût marginal très faible, voire nul ou négatif, mais que le coût se renforce au fur et à mesure que la contrainte de réduction d'émissions augmente.

Mais le coût dépendra aussi de l'extension du marché des permis négociables. Dans ces conditions, on propose d'adopter une fourchette de coûts moyens de 400 à 1 000 francs la tonne de carbone (60 à 150 dollars) pour couvrir ces différentes possibilités d'évolution.

En ce qui concerne les « déchets nucléaires » au sens qu'on leur a donné (transuraniens, à savoir Pu + actinides mineurs), il n'existe pas dans la littérature internationale de référence de coût analogue à celle du carbone. La seule mesure dont on dispose est issue du calcul effectué au chapitre 1 et qui donne comme valeur de la tonne de Pu + actinides mineurs évitée le coût du retraitement des combustibles usés qui a permis cette réduction. Les chiffres obtenus varient de 1,2 milliard de francs la tonne à 500 millions de francs la

(1) *Assemblée nationale Rapport n° 1359 (1999) Les coûts de production d'électricité.*

(2) *Les courbes quantité/coût de carbone évité sont concaves.*

- Le bilan économique des différents scénarios -

tonne selon qu'on prend en compte l'ensemble des investissements de retraitement depuis l'origine ou seulement le surcoût du maintien de l'option retraitement au-delà de 2010. On propose d'adopter comme ordre de grandeur cette fourchette pour le coût à la tonne de transuraniens évitée, tout en soulignant la fragilité plus grande et le caractère largement exploratoire de ces chiffres.

Le tableau suivant donne les résultats du croisement de ces diverses hypothèses.

Surcoût lié aux deux fourchettes ⁽¹⁾ d'externalités retenues

	H1	H2 EPR	H3 EPR	B2 EPR	B3 EPR	B4	B4 30
Valorisation carbone 400 F/t	570	415	243	284	222	402	658
Valorisation Pu 500 MF/t	183	237	297	206	230	165	102
Valorisation carbone C 1000 F/tonne	1 425	1 037	607	710	556	1 006	1 646
Valorisation Pu 1,2 GF/t	438	568	713	493	551	395	245
Valeur totale Pu et C hauts	1 863	1 605	1 320	1 203	1 107	1 401	1 891
Valeur totale C haut Pu bas	1 608	1 274	904	916	786	1 171	1 748
Valeur totale Pu haut C bas	1 008	982	956	777	773	797	903
Valeur totale C et Pu bas	753	651	540	490	452	567	760

(1) de 400 à 1 000 F la tonne de carbone ; de 500 millions à 1,2 milliard de F la tonne de transuranien

Si l'on se place dans l'hypothèse où les valeurs retenues pour les transuraniens (Pu + actinides) et pour le carbone restent basses sur la période, le coût supplémentaire engendré varie de 452 GF à 760 GF sur la période 2000-2050.

Dans l'hypothèse « stabilité » on obtient les surcoûts suivants pour les différents scénarios :

- Le bilan économique des différents scénarios -

Stabilité	Transuraniens bas, carbone bas			
	Coût total GF	Coût initial	Surcoût envir	%
H1	4 989	753	15	5 742
H2	5 105	651	13	5 756
H3	5 065	540	11	5 605
B2	4 288	490	11	4 778
B3	4 275	452	10	4 727
B4	4 225	567	13	4 792
B4 30	4 551	760	17	5 311

On trouve d'un côté les scénarios B2, B3 et H3 qui sont les moins pénalisés (10 à 11 % de surcoût) et de l'autre les scénarios H1 et B4 30 qui sont les plus pénalisés (15 et 17 %) du fait d'un important recours aux combustibles fossiles.

Dans tous les cas les scénarios H restent plus onéreux que les scénarios B.

Entre scénarios hauts, le scénario H1 dont le coût cumulé sans prise en compte des effets externes était le moins onéreux devient plus cher que le scénario H3. Entre scénarios bas, le scénario B3 devient le moins cher devant B2 (+ 1 %) et B4 (+ 1,4 %).

La variante du scénario B2 comportant l'introduction de réacteurs RHR 1 dont on a pu approcher les coûts cumulés dans les paragraphes précédents (4 340 GF) n'affiche qu'un surcoût de 8 % à 4 694 GF contre 10 % pour le même scénario mais avec des réacteurs EPR.

Dans le cas où les valeurs du carbone et des transuraniens atteignent simultanément le haut de la fourchette définie ci-dessus, le surcoût évolue de 1 107 GF dans B3 (26 %) à 1 891 GF (42 %) dans B4 30 :

Stabilité	Transuraniens haut, carbone haut			
	Coût total GF	Coût initial	Surcoût envir	%
H1	4 989	1 863	38	6 852
H2	5 105	1 605	31	6 710
H3	5 065	1 320	26	6 385
B2	4 288	1 203	28	5 491
B3	4 275	1 107	26	5 382
B4	4 225	1 401	33	5 626
B4 30	4 551	1 891	42	6 444

- Le bilan économique des différents scénarios -

La hiérarchie entre scénarios hauts et bas pour 45 ans de durée de vie du parc nucléaire actuel n'est pas modifiée. Le scénario B4 30 devient plus onéreux de 14 % que le scénario B4 (45). Les scénarios les plus nucléaires B3 et H3 deviennent les moins onéreux de leur catégorie.

Dans le cas où la valeur du carbone reste dans le bas de la fourchette et celle du Pu durablement élevée, on aboutit au résultat suivant :

Stabilité	Transuraniens haut, carbone bas			
Coût total GF	Coût initial	Surcoût envîr	%	Total
H1	4 989	1 008	20	5 997
H2	5 105	982	19	6 087
H3	5 065	956	18	6 021
B2	4 288	777	18	5 065
B3	4 275	773	18	5 048
B4	4 225	797	19	5 022
B4 30	4 551	903	20	5 586

La fourchette des surcoûts va de 18 % pour les scénarios B3, B2 et H3 à 20 % pour B4 30. Le scénario B4 apparaît comme légèrement moins onéreux que B2 (1,5 %) et que B3 (5 %).

Enfin dans le cas où la valeur du carbone atteint le haut de la fourchette alors que celle du plutonium reste basse, l'avantage des scénarios à forte composante nucléaire s'affirme.

Stabilité	Transuraniens bas, carbone haut			
Coût total GF	Coût initial	Surcoût envîr	%	Total
H1	4 989	1 608	32	6 597
H2	5 105	1 274	25	6 379
H3	5 065	904	18	5 969
B2	4 288	916	21	5 204
B3	4 275	786	18	5 061
B4	4 225	1 171	28	5 396
B4 30	4 551	1 748	38	6 299

Dans l'hypothèse de tension sur les coûts des combustibles fossiles (le prix du gaz double sur la période), la prise en compte complémentaire d'une valeur au carbone, même dans le bas de la fourchette rend les scénarios à forte composante nucléaire plus attractifs que les scénarios sans renouvellement du nucléaire, comme le montre le tableau suivant.

- Le bilan économique des différents scénarios -

Tension	Transuraniens bas, carbone bas			
Coût total GF	Coût initial	Surcoût envir	%	Total
H1	6 140	1 008	16	7 148
H2	5 879	982	17	6 861
H3	5 468	956	17	6 444
B2	4 878	777	16	5 655
B3	4 726	773	16	5 497
B4	5 089	797	16	5 886
B4 30	5 857	903	15	6 760

Globalement, on constate donc que la prise en compte des externalités induites par l'application d'un principe de précaution aux déchets nucléaires et aux émissions de gaz à effet de serre a des conséquences importantes sur le coût cumulé total des divers scénarios sur la période 2000-2050.

Dans la plage de valeurs retenues, cette forme de prise en compte des externalités renforce l'intérêt des scénarios à faible demande d'électricité et favorise les scénarios à fort contenu de nucléaire. L'exemple du bilan de la variante RHR 1 dans le scénario B2 ou de la variante APA dans le scénario H2 montre les marges de manœuvre et l'intérêt du développement de filières spécifiquement conçues pour diminuer la production de déchets (Pu + actinides). Dans le cas de B2, cela permettrait de réduire les coûts externes de 148 à 355 GF par rapport au scénario B2 EPR et dans le cas de H2, on les réduirait de 126 à 302 GF par rapport au même scénario avec un parc d'EPR MOX.

Annexe 1

Le scénario S7

Quels auraient été les bilans matières et économiques dans le cas où le parc nucléaire français aurait été mis en place sans retraitement et sans fabrication de MOX ?

Le scénario S7 a été bâti sur l'hypothèse d'écarter d'une absence complète de retraitement (sans l'investissement des usines de retraitement ni de fabrication de MOX). Ceci a permis d'enlever dans S7 les dépenses de R et D liées au retraitement, estimées à 30 GF.

Sur le *bilan matières*, on constate que le scénario S6 (28 tranches moxées) permet sur la durée de vie du parc une économie de 38 000 tonnes d'uranium naturel et de 28 MUTS par rapport à S7. Il apparaît favorable de la même façon en ce qui concerne l'UOX irradié puisqu'il en sort 40 700 tonnes de moins. La situation est bien sûr différente pour le MOX irradié (4 800 tonnes dans S6) et le stock de plutonium et d'américium non séparé.

Lorsque l'on compare les *bilans économiques* de S6 (28 tranches moxées) et S7 (sans retraitement), l'écart de coût est de 164 GF.

Comme S7 conduit à une production de plutonium supérieure de 153 tonnes, on arrive ainsi à un ordre de grandeur de la tonne de Pu évitée de 1,1 GF.

Lorsqu'on compare S4 (arrêt du retraitement en 2010) à S7, l'écart est de 125 GF soit un coût de la tonne évitée de 1,9 GF/tonne. Ce résultat est logique dans la mesure où dans S4 on fait la majeure partie des dépenses d'investissement et de démantèlement liées au retraitement, tout en réduisant la durée d'utilisation.

- Le scénario S7 -

On trouve ci-dessous :

- les bilans matières cumulés pour S4, S6, S7 ;
- les bilans économiques cumulés pour S4, S6, S7 sous l'hypothèse fournie par l'ANDRA pour le coût du stockage à savoir, par élément combustible, pour l'UOX 850 kF et pour le MOX 3 600 kF, en supposant pour l'UOX 55 GWj/t et le MOX 45 GWj/t, respectivement 50 ans et 150 ans d'entreposage préalable.

Les courbes illustrant pour une durée de vie de 45 ans, l'évolution des stocks de plutonium + américium, celle des différents déchets (UOX irradié, MOX irradié, déchets B, déchets C) pour les scénarios S4 (arrêt du retraitement), le scénario S6 (28 tranches moxées.) et pour le scénario S7 (hypothèse sans aucun retraitement) sont présentées dans le corps du chapitre 1 au paragraphe 3.3.

Bilan matières

Production	45 ans			
	20238			
Besoins	S4	S5	S6	S7
Production électrique en TWh	20238			
Uranium naturel en ktonnes	460	447	437	475
Enrichissement en MUTS	330	321	313	341
Fabrication UOX en ktonnes	56	55	54	58,3
Fabrication MOX en ktonnes	2,0	3,5	4,8	0,0
Retraitement en ktonnes	15,0	26,2	36,1	0,0
Capacité d'entreposage en ktonnes	30-45	20-35	10-25	58,3
Entreposage	S4	S5	S6	S7
Uranium appauvri en ktonnes	401	389	379	416,6
Uranium de retraitement REP en kt	14,3	24,8	34,1	0
Combustibles UOX en ktonnes	41,0	28,6	17,6	58,3
Combustibles MOX en ktonnes	2,0	3,5	4,8	0,0
Stock Pu + Am non séparé en tonnes	602	555	514	667
Stockage déchets	S4	S5	S6	S7
Déchets B en m ³ (retraitement)	11 786	14 825	18 091	0
Déchets B en m ³ (exploitation)	20 000			
Déchets C en m ³ (verres)	1 601	3 325	4 808	0

Source : groupe du « Parc nucléaire actuel »

Bilan économique

En GF	S4	S5	S6	S7
Investissements	470	470	470	470
Démantèlement immédiat (Dmt I)	128	128	128	128
Démantèlement décalé (Dmt D)	112	112	112	112
R&D	100	100	100	70
<i>s/t investissements (Dmt I)</i>	698	698	698	668
<i>s/t investissements (Dmt D)</i>	682	682	682	652
Exploitation	1 109	1 109	1 109	1 109
Post-exploitation	66	66	66	66
Jouvence	122	122	122	122
<i>s/t exploitation</i>	1 297	1 297	1 297	1 297
Amont 1977-1998	271	271	271	271
Amont 1999-2049	331	318	307	340
<i>s/t amont du cycle</i>	602	589	578	611
Aval 1977-1998	93	93	93	0
Aval 1999-2049	102	139	170	86
<i>s/t aval du cycle</i>	195	232	263	86
Fin de cycle déchets B + C	18	27	35	5,6
Fin de cycle combustibles irradiés	94	82	72	111
<i>s/t fin de cycle</i>	112	110	107	116
<i>s/t aval + fin de cycle</i>	307	342	370	203
<i>s/t cycle</i>	909	931	948	814
Total (Dmt immédiat)	2 904	2 926	2 943	2 779
Total (Dmt décalé)	2 888	2 910	2 927	2 763
Production électrique	20 238	20 238	20 238	20 238
<i>Coût moyen du kWh en cts</i>	14,27	14,38	14,46	13,65

Source : groupe du « Parc nucléaire actuel »

Annexe 2

Comparaison du scénario B4 30 avec les cas de l'Allemagne et de la Suède

Cas de l'Allemagne

L'accord de principe conclu le 14 juin 2000 entre le gouvernement fédéral allemand et les 3 principaux électriciens allemands – RWE (en y incluant VEW), E.ON (fusion de VEBA et VIAG), EnBW¹ – prévoit les principales dispositions suivantes :

- un plafond de droit à production électrique exprimé en TWh par réacteur nucléaire, déterminé à partir d'une durée de vie moyenne de 32 ans et d'hypothèses sur le coefficient de production basées sur les cinq meilleures années de chaque réacteur entre 1990 et 1999, majoré de 5,5%,
- des possibilités de flexibilité d'un réacteur à l'autre pour un exploitant nucléaire lui permettant de transférer des droits de production d'un réacteur à l'autre,
- le « gel » de la sûreté des réacteurs nucléaires à leur niveau actuel.

Le parc nucléaire allemand, composé de 14 réacteurs REP et de 6 réacteurs REB, représente une puissance installée de 22,3 GWe. Son âge moyen est de 18,5 ans.

Selon cet accord, 5 réacteurs nucléaires seraient susceptibles de s'arrêter rapidement :

- 3 réacteurs les plus anciens et de puissance moindre : Obrigheim (EnBW), Stade (E.ON), Brunsbuttel (HEW) ;

(1) EDF vient de prendre une participation dans le capital d'EnBW de 25 %.

- Comparaison du scénario B4 30 -

- 1 réacteur à l'arrêt depuis de nombreuses années, Mulheim Karlich, son exploitant, RWE, ayant obtenu l'autorisation de transférer le droit de production, 107 TWh, au bénéfice de ses autres réacteurs ;
- le réacteur de Biblis A (RWE) compte tenu d'une forte opposition locale.

Vu la souplesse intrinsèque de l'accord, on peut faire deux hypothèses quant aux critères retenus par les électriciens allemands pour les 15 réacteurs nucléaires restants après 2002 :

- maintien le plus longtemps possible des réacteurs les plus récents ;
- maintien des réacteurs présentant les meilleures performances pour la période de référence de l'accord, soit 1990 – 1999.

Le tableau ci-dessous donne les dates d'arrêts prévisionnels pour les différents réacteurs pour les deux hypothèses mentionnées ci-dessus, en respectant les droits à production par exploitant nucléaire.

Electricien	Réacteur	Age ans	Puissance MWe	date d'arrêt prévisionnel des réacteurs	
				maintien des réacteurs les plus récents	maintien des réacteurs les plus performants
E.ON	Stade	28	640	2002	2002
	Isar1	22	870	2008	2010
	Unterwese	21	1285	2012	2011
	Grafenrheinfeld	18	1275	2015	2014
	Grohnde	15	1360	2020	2018
	Brokdorf	13	1370	2022	2020
	Isar 2	12	1380	2023	2021
RWE	Mulheim Karlich	13	1219	2000	2000
	Biblis A	25	1167	2002	2002
	Biblis B	23	1240	2013	2012
	Gundremmingen B	15	1284	2022	2021
	Gundremmingen C	15	1288	2022	2021
	Emsland	11	1290	2026	2025
EnBW	Obrigheim	31	340	2002	2002
	Philippsburg 1	20	890	2010	2012
	Philippsburg 2	15	1358	2020	2018
HEW – E.ON	Brunsbüttel	23	771	2002	2002
	Krummel	16	1260	2020	2017
NWS	Neckar 1	23	785	2007	2010
	Neckar 2	11	1269	2026	2023

Référence : CEA/DSE/SEE Élecnucl

Compte tenu des dates d'arrêts mentionnés ci dessus, le parc nucléaire allemand actuel devrait vivre 32 ans en moyenne en prenant en compte Mulheim Karlich conformément au texte de l'accord de juin 2000 et 33 ans en ne tenant pas compte de Mulheim Karlich.

D'ici 2010, la puissance nucléaire allemande chuterait de 25 %, et seulement vers 2020 de 50 %. Plusieurs réacteurs devraient avoir une durée de vie moyenne supérieure à 32 ans, atteignant même 37 ans.

- Comparaison du scénario B4 30 -

Le productible net restant à produire au 1/1/2000 est de 2 623 TWh, plafond fixé par l'accord. Au total, le parc nucléaire allemand devrait produire 4 650 TWh, soit 23,8 années de production en fonctionnement pleine puissance.

Cas de la Suède

Le cas de la Suède est différent puisqu'une date d'arrêt du nucléaire en 2010 a été fixée par référendum en 1980. Or, 60 % du parc nucléaire suédois a été mis en service dans la décennie 1980.

En supposant que tous les réacteurs mis en service avant 1980 s'arrêteront au bout de 30 ans de durée de vie, et que les autres réacteurs s'arrêteront au 1/1/2010¹, le parc nucléaire suédois (en y incluant Barseback 1 qui a été arrêté en novembre 1999) devrait produire 1 854 TWh soit 21,0 années de production en fonctionnement pleine puissance.

Comparaison avec le scénario B4-30

Le scénario B4-30 retenu par la mission correspond à une décision d'arrêt de chaque réacteur du parc nucléaire actuel 30 ans après leur mise en service industrielle.

Par rapport à l'accord allemand, ce scénario prévoit une date d'arrêt fixe sans prise en compte du passé de chaque réacteur, sans amélioration de l'exploitation, et sans possibilité de transférer des droits à production d'un réacteur à un autre. Par ailleurs, ce scénario ne comporte aucune indication quant à un éventuel « gel » du niveau de sûreté des réacteurs actuels.

Par rapport au cas de la Suède, aucune date limite n'existe excepté celle se déduisant de la dernière mise en service industrielle, probablement celle du réacteur Civaux-2 qui devrait intervenir d'ici la fin de l'année 2000.

Le coefficient de production du parc REP français (en dehors des 4 réacteurs du palier N4 dont la mise en service industrielle n'est pas encore prononcée) est

(1) Cette hypothèse de sortie des réacteurs mis en service dans la décennie 1980 en même temps au 1/1/2010 n'est probablement pas réaliste car elle entraînerait un investissement massif des compagnies électriques suédoises dans les années précédentes.

inférieur à ceux des parcs suédois et allemand aussi bien pour les dernières années qu'en valeur cumulée.

Kp	1994	1995	1996	1997	1998	1999	cumul depuis la MSI fin 1999
Allemagne*	72,24 %	75,41 %	78,55 %	82,78 %	78,56 %	82,40 %	74,55 %
France	68,62 %	72,12 %	74,54 %	72,51 %	73,30 %	72,37 %	67,87 %
Suède	80,34 %	76,84 %	80,87%	76,41%	80,36%	79,90%	74,96 %

* en incluant le réacteur de Mulheim Karlich qui n'a pas produit depuis 1994

Le productible net qui resterait à produire par le parc nucléaire au-delà du 1^{er} janvier 2000 dans le cas du scénario B4 30, compatible avec les hypothèses de demande électrique future de la France, serait de 5 578 TWh. Ce productible n'inclue pas les exportations susceptibles d'être effectuées pendant cette période. Compte tenu de la production déjà réalisée par le parc nucléaire avant le 1^{er} janvier 2000 (5 300 TWh), la production totale du parc dans le cadre de ce scénario atteindrait donc 10 900 TWh, correspondant à 19,7 années de production en équivalent fonctionnement pleine puissance. Pour mémoire, la durée de vie mentionnée dans les documents remis aux autorités françaises de sûreté est de 32 années de production en équivalent fonctionnement pleine puissance.

Remarque

Le scénario B4 45 ans conduirait à une production totale d'électricité issue du parc nucléaire actuel de 16 660 TWh, en dehors des exportations pour la période au-delà de 2000, soit 30,1 années de production en équivalent fonctionnement pleine puissance.

Annexe 3

Le retraitement recyclage : situation internationale

Hors installations militaires ou installations strictement liées aux programmes de surgénérateurs, seuls cinq pays au monde exploitent aujourd'hui des usines de retraitement du combustible nucléaire.

La **France** est leader dans ce domaine avec deux usines à La Hague : UP2-800 et UP3, totalisant une capacité annuelle de retraitement de 1 700 tonnes de combustible issu des réacteurs à eau légère (REL). Le **Royaume-Uni** compte deux usines à Sellafield : B-205 pour le combustible des réacteurs britanniques Magnox, avec une capacité de 1 500 t/an ; Thorp pour le combustible issu des REL (900 t/an). La **Russie** possède à Cheliabinsk une capacité de retraitement de 200 à 400 t/an pour le combustible issu des REL (VVER-440). L'**Inde** possède deux usines de 125 t/an de capacité environ, mais n'exploite que la plus récente (Kalpakkam). Enfin, le **Japon** exploite une usine de démonstration (90 t/an), principalement destinée au combustible issu des REL.

Plusieurs usines ont été arrêtées : une usine aux États-Unis, une usine expérimentale en Allemagne ; l'usine Eurochemic en Belgique et enfin UP1, à Marcoule, en France.

Deux usines achevées ou presque n'ont pas été mises en service, l'une aux États-Unis, et l'autre en Allemagne.

Deux projets d'usines commerciales existent (à Krasnoyarsk en Russie et à Rokkasho Mura au Japon), mais l'achèvement de l'usine russe pourrait être compromis. Par contre, la mise en service industriel de l'usine Rokkasho Mura (800 t/an) est toujours prévue en 2005, mais pourrait de nouveau être retardée. Par ailleurs, la Chine s'apprête à mettre en service une usine de démonstration, d'une capacité de 50 t environ.

- Le retraitement recyclage : situation internationale -

Aujourd'hui, hormis les pays participant à cette industrie, seuls quelques autres producteurs nucléaires ont recours au retraitement à l'étranger de leur combustible usé : les plus importants sont l'**Allemagne**, la **Belgique** et la **Suisse**. Mais ces trois pays sont aujourd'hui engagés dans des politiques d'arrêt du retraitement qui devraient prendre effet après l'achèvement des contrats en cours. Les **Pays-Bas**, qui n'ont plus qu'un réacteur en exploitation, font également retraiter leur combustible. Quelques pays supplémentaires (la **Suède**, l'**Italie**, l'**Espagne**...) ont, dans les années soixante-dix et quatre-vingt, fait retraiter une partie de leur combustible, puis ont abandonné cette voie. Le **Japon**, enfin, retraite une part importante de son combustible dans les usines françaises et britanniques. En France, EDF est d'ores et déjà engagée dans une politique duale de gestion de l'aval du cycle. En **Grande-Bretagne**, l'exploitant British Energy a annoncé en mars 2000 sa volonté d'arrêter progressivement le retraitement de son combustible.

Bien qu'une minorité de pays producteurs d'électricité nucléaire choisisse aujourd'hui la voie du retraitement, les capacités industrielles de retraitement actuelles et programmées sont insuffisantes pour gérer l'ensemble du combustible de ces pays.

La France est aujourd'hui le seul pays qui s'approche d'un équilibre des flux de plutonium séparés et recyclés en adaptant annuellement les quantités d'UOX retraitées aux quantités de MOX chargées, les stocks accumulés restent cependant considérables¹. Par contre, l'uranium de retraitement n'est réutilisé que très partiellement, sans programme industriel bien défini à court terme.

Seuls quatre pays disposent d'usines de fabrication de MOX pour les réacteurs à eau légère : la France (le CFCa à Cadarache, 40 t/an, et Melox à Marcoule, 115 t/an autorisées mais environ 160 t/an de capacité réelle) ; la Belgique (Dessel, 35 t/an) ; le Japon (Tokai Mura, 40 t/an) et le Royaume-Uni avec l'usine pilote de Sellafield (8 t/an), à laquelle s'ajoute une usine de 120 t/an dont la mise en service est compromise par les difficultés nombreuses rencontrées depuis plusieurs mois par l'exploitant BNFL.

Le Japon et la Russie ont par ailleurs des projets d'usines commerciales.

(1) L'équilibre s'établit aujourd'hui autour de 8,5 tonnes de Pu issu du retraitement et recyclé dans le MOX par an. Au total, sur les 84 tonnes environ de plutonium que la France a séparées pour son compte depuis 1965, ce sont plus de 40 tonnes qui n'ont pas été recyclées en réacteur.

- Le retraitement recyclage : situation internationale -

Au total, un peu plus de 30 réacteurs sont moxés en Europe (Allemagne, Belgique et Suisse et l'essentiel en France avec 20 réacteurs). Le Royaume-Uni ne réutilise pas son plutonium séparé. Hors Europe, les rares programmes MOX restent expérimentaux. La Russie envisage un programme MOX, mais essentiellement dans le but de recycler du plutonium militaire. Au Japon, un ambitieux programme existe, mais il connaît quelques difficultés et aucun réacteur n'est actuellement chargé en MOX.

Annexe 4

La prolifération

Par définition ¹, la prolifération nucléaire est la dissémination des matières, des techniques et du savoir-faire permettant de fabriquer une arme nucléaire. On distingue la prolifération horizontale, qui conduit à l'accroissement du nombre d'États ayant la capacité d'avoir un programme d'arme nucléaire de la prolifération verticale, qui conduit à l'amélioration des performances de l'arme nucléaire. La non-prolifération recouvre l'ensemble des instruments internationaux visant à prévenir la dissémination des armes nucléaires, tels que le TNP, les traités portant création de zones exemptes d'armes nucléaires comme les traités de Tlatelolco, Rarotonga ou Pélingaba, ainsi que les règles (non contraignantes) édictés par les Comités Zangger ou NSG visant au contrôle des exportations nucléaires.

L'utilisation du plutonium à des fins militaires

Les cœurs des réacteurs nucléaires fabriquent tous du plutonium qu'il est théoriquement possible de détourner pour une utilisation militaire.

Il existe cependant plusieurs qualités de plutonium que l'on distingue par leur composition isotopique, et notamment par leur teneur en isotope 239 qui est fissile. Pour fabriquer des armes, les militaires utilisent du plutonium contenant plus de 90 % de cet isotope 239, tandis que le plutonium récupéré après retraitement du combustible irradié issu des réacteurs à eau sous pression ne contient qu'environ 60 % d'isotope 239.

De plus, ce plutonium renferme des quantités significatives de plutonium 240 à 242, isotopes indésirables pour un usage militaire, ainsi que de nombreuses impuretés tout aussi indésirables pour ce même usage.

(1) Définition issue de l'Encyclopédie Universalis de 1995.

- La prolifération -

Cependant la composition isotopique du plutonium étant fonction du type de réacteur dans lequel il est produit, du type de combustible utilisé, et du taux d'irradiation de ce combustible, certaines filières électronucléaires ont été privilégiées pour leur capacité à produire du plutonium de qualité militaire. C'est notamment le cas de l'ancienne filière française UNGG, de la filière russe RBMK ou du CANDU canadien.

Le danger du détournement à des fins militaires de l'usage de réacteurs civils exportés existe donc mais un certain nombre de garanties ont été prises par la communauté internationale. Des mesures préventives consistent par exemple à demander aux pays acheteurs d'adhérer au traité de non-prolifération. En signant ce traité, les États non dotés d'armes nucléaires s'engagent à ne pas chercher à développer ou à acquérir des armes nucléaires et à placer l'intégralité de leurs installations nucléaires sous le contrôle de l'AIEA, l'AIEA ayant été créée en 1957 pour surveiller ces installations.

Si la lutte contre le détournement des matières civiles à des fins militaires demeure une priorité, les contrôles sont cependant difficiles. La découverte du programme nucléaire clandestin de l'Irak et l'impossibilité pour l'AIEA de vérifier la déclaration initiale de la Corée du Nord ont jeté en particulier le trouble sur la fiabilité de ces contrôles et conduit les États Membres de l'Agence à y porter remède en adoptant un programme de renforcement des garanties, encore appelé « 93 + 2 ».

La prolifération par nature est un risque à caractère international auquel la communauté internationale a été confrontée dès les débuts du nucléaire civil. Elle a tenté d'y apporter des réponses dès 1968 en proposant aux divers pays un traité limitant à cinq le nombre d'États autorisés à posséder l'arme nucléaire et l'interdisant aux autres avec en contrepartie l'affirmation de leur droit inaliénable aux usages pacifiques de l'énergie nucléaire et un engagement des États Parties à faciliter les échanges techniques dans ce domaine, c'est le « Traité de non-prolifération des armes nucléaires » (TNP). Ce traité encourage l'accès des États signataires aux technologies nucléaires, à condition qu'ils renoncent à l'arme nucléaire pour les États non encore dotés et qu'ils souscrivent des accords de garanties généralisées. Il limite simplement et définitivement à cinq le nombre des États autorisés à détenir l'arme nucléaire.

Le traité de non-prolifération des armes nucléaires (TNP)

Adopté et ouvert à la signature le 1^{er} juillet 1968, il fait une distinction entre les pays dotés de l'arme nucléaire, définis comme les États ayant procédé à une expérimentation nucléaire avant le 1^{er} janvier 1967, et les autres qui sont soumis à des droits et devoirs différents.

Les États non dotés d'armes nucléaires signataires du Traité s'engagent à ne pas chercher à développer ou à acquérir des armes nucléaires et à placer l'intégralité de leurs installations nucléaires sous le contrôle de l'AIEA. Bien entendu, ces engagements ne sont pas opposables aux États non signataires, tels l'Inde et le Pakistan.

De leur côté, les États dotés de l'arme nucléaire s'engagent à faciliter les échanges d'équipements, de matières et de renseignements scientifiques et technologiques, permettant des utilisations de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques. Par ailleurs, tous les signataires du Traité s'engagent à poursuivre des négociations en vue de mettre fin à la course aux armements nucléaires, et de parvenir à un désarmement général et complet sous un strict contrôle international.

La France a adhéré en 1992 au TNP, qui était signé par 178 pays à la veille de la conférence de prorogation qui s'est tenue à New York du 18 avril au 12 mai 1995. Cette conférence a permis de consolider le régime de lutte contre la prolifération nucléaire. La prorogation indéfinie du TNP y a été décidée par consensus, en contrepartie de progrès dans la réalisation des objectifs du traité, selon un programme en trois points :

- conclusion du « Traité d'Interdiction Complète des Essais » (TICE) en 1996. Ce traité n'est toujours pas en vigueur, il doit être ratifié par 44 pays au moins dont l'Inde, le Pakistan, Israël et les Etats-Unis ¹ ;
- négociation d'un Traité d'Interdiction de la Production des Matières Fissiles (TIPMF) : une résolution du 11 août 1998 de la Conférence du Désarmement a fixé le mandat de la négociation qui a débuté en 1999 ;
- poursuite des négociations sur la réduction des arsenaux nucléaires des États dotés d'armes.

Des avancées significatives ont été accomplies sur ces trois points.

Suite à l'expérience irakienne, les États membres de l'AIEA ont négocié un protocole additionnel, dit « 93 + 2 », destiné à permettre de détecter d'éventuelles activités clandestines.

Les cinq puissances nucléaires déclarées (États-Unis, Russie, France, Royaume-Uni, Chine) ont également renouvelé conjointement les assurances de sécurité données aux États non nucléaires ayant adhéré au TNP.

Par ailleurs, le TNP a été complété par des accords régionaux créant des « zones exemptes d'armes nucléaires ». La France a ainsi ratifié le 20 septembre 1996 les Protocoles de Rarotonga applicables au Pacifique Sud.

(1) *Le Congrès américain bloque à ce jour la ratification.*

Annexe 5

La sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire vise à assurer la protection des personnes et de l'environnement contre l'ensemble des dangers et nuisances liés à l'activité nucléaire.

Elle répond à trois exigences : assurer la sûreté, en fonctionnement normal, des installations nucléaires en limitant les rejets d'effluents radioactifs dans l'environnement ; prévenir les incidents et les accidents ; limiter les conséquences de tels événements. Elle prend en compte l'ensemble des risques inhérents aux installations, de la conception au démantèlement, et aux substances radioactives, utilisation, transport et transformation.

Pour disposer d'une installation nucléaire sûre, il est indispensable d'assurer en permanence le contrôle de la réaction nucléaire, le refroidissement du combustible et le confinement de l'ensemble des produits radioactifs. Ces trois fonctions fondamentales régissent la conception, puis la construction et enfin l'exploitation d'une centrale nucléaire.

Différentes instances internationales contribuent à la sûreté nucléaire comme l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ou l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN).

Les activités de **l'AIEA** dans le domaine de la sûreté nucléaire ont pour but de faire connaître et de promouvoir des pratiques permettant d'atteindre et de maintenir un haut niveau de sûreté des installations nucléaires dans tous les pays concernés.

- La sûreté nucléaire -

Elles consistent notamment en :

- l'organisation de groupes de réflexion à différents niveaux et la rédaction de textes, appelés « normes de sûreté » ou « safety standards », décrivant les principes et pratiques de sûreté ; les États membres peuvent utiliser ces textes comme base de leur réglementation nationale. Cette activité est suivie, depuis le début de 1996, par une commission, l'ACSS (Advisory Commission on Safety Standards), composée de représentants au plus haut niveau des Autorités réglementaires des pays membres et chargée de donner des avis au directeur général de l'Agence. Ces « normes de sûreté » approuvées par l'ACSS sont publiées sous la responsabilité du directeur général de l'AIEA ;
- la mise à disposition des États membres de « services » destinés à leur donner des avis sur des aspects particuliers intéressant la sûreté.

L'AEN, créée en 1958, comprend tous les pays de l'OCDE à l'exception de la Nouvelle-Zélande et de la Pologne. Son principal objectif est de promouvoir la coopération entre les gouvernements des pays participants pour le développement de l'énergie nucléaire en tant que source d'énergie sûre, acceptable du point de vue de l'environnement et du point de vue économique.

Au sein de l'AEN, les Autorités de sûreté nationales participent en particulier aux travaux de différents comités ou groupes de travail.

Parmi ceux-ci, on citera un groupe qui examine les problèmes liés aux déchets radioactifs (RWMC : Radioactive Waste Management Committee) et qui réunit les Autorités de sûreté et les organismes chargés de la gestion des déchets.

Par ailleurs, plusieurs conventions ont été négociées au sein des pays concernés par le nucléaire.

Conventions de sûreté nucléaire

La convention sur la sûreté nucléaire a été négociée à la suite de l'accident de Tchernobyl. Ses articles décrivent les bonnes pratiques dans le domaine de la sûreté des réacteurs électronucléaires civils fixes. Les parties contractantes, en la ratifiant, s'engagent à fournir un rapport décrivant de quelle façon elles mettent en œuvre ces bonnes pratiques. La convention est entrée en vigueur en octobre 1996 après que vingt-deux pays, dont dix-sept « nucléaires », l'eurent ratifiée.

La convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs est le pendant de la convention sur la sûreté nucléaire pour les installations de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Elle entrera en vigueur lorsqu'elle sera ratifiée par vingt-cinq États dont quinze ayant au moins une centrale électronucléaire en service. À la fin de 1999, elle était ratifiée par 13 pays dont 9 ayant au moins une centrale électronucléaire en service. Pour sa part, la France a terminé son processus d'approbation et son « instrument » d'approbation a été transmis au directeur général de l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne le 7 avril 2000.

Par ailleurs, l'Association des responsables des Autorités de sûreté nucléaire des pays d'Europe de l'Ouest (WENRA) a été formellement créée en février 1999. Elle regroupe les plus hauts responsables des Autorités de sûreté de l'Allemagne, de la Belgique, de l'Espagne, de la Finlande, de la France, des Pays-Bas, de la Suède, de la Suisse et du Royaume-Uni. Ses objectifs sont :

- de développer une approche commune en matière de sûreté nucléaire et de sa réglementation, en particulier au sein de l'Union européenne ;
- de procurer à l'Union européenne une capacité indépendante pour examiner les problèmes de la sûreté nucléaire et de sa réglementation dans les pays candidats à l'Union ;
- d'évaluer et de mettre en œuvre une approche commune pour les problèmes survenant dans le domaine de la sûreté nucléaire et de sa réglementation.

L'année 1999 a été marquée par une accélération des discussions avec des pays d'Europe de l'Est en vue de leur accession à l'Union européenne. Même si la sûreté nucléaire ne fait pas *stricto sensu* partie de l'acquis communautaire, il est évident que l'Union européenne doit tenir compte de la sûreté des centrales nucléaires de ces pays dans les critères d'accession. De plus, la perspective de rejoindre l'Union est un argument de pression pour obtenir que les centrales les moins sûres ferment dans les meilleurs délais.

- La sûreté nucléaire -

L'association WENRA a publié dès mars 1999, *un rapport sur la sûreté nucléaire dans les pays d'Europe de l'Est candidats à l'entrée dans l'Union européenne* et possédant au moins un réacteur électronucléaire (Bulgarie, Hongrie, Lituanie, Roumanie, République Tchèque, Slovaquie et Slovénie).

Ses principales conclusions sont les suivantes :

- tous les régimes réglementaires et toutes les Autorités de sûreté ont connu des évolutions positives au cours des dernières années. Néanmoins, quelques pays doivent encore accomplir des progrès dont certains risquent d'être tributaires de la situation économique ;
- bien que de nombreuses déficiences à la conception des réacteurs RBMK aient été identifiées et que des actions correctrices aient été entreprises, l'absence d'un confinement approprié reste un problème majeur qui ne peut pas être résolu de manière réaliste : cette constatation concerne tous les réacteurs de la filière RBMK ;
- les réacteurs VVER 440-213 (2^{ème} génération) et VVER 1000, moyennant certaines améliorations, peuvent être amenés à un niveau de sûreté comparable à celui des réacteurs occidentaux des mêmes générations ;
- sur la base des seules informations qu'elle avait pu vérifier, l'association WENRA n'a pas pu conclure en ce qui concerne les réacteurs VVER 440-230 (1^{ère} génération) : cela concerne les réacteurs 1 et 2 de la centrale slovaque de Bohunice et les réacteurs 1 à 4 de la centrale bulgare de Kozloduy.

Des collaborations internationales ont été mises en place pour favoriser la sûreté des réacteurs nucléaires en Europe de l'Est.

Menées dans le cadre des programmes européens Phare et Tacis et des projets de la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD), les actions de sûreté vers les pays de l'Europe de l'Est sont marquées par une forte collaboration entre l'IPSN et la GRS, les deux principaux acteurs du groupement des organismes techniques de sûreté européens (TSOG), dont la coordination est assurée par leur filiale Riskaudit.

L'objectif poursuivi est de contribuer, au travers de collaborations concrètes, au renforcement des Autorités de sûreté de ces pays et de leurs appuis techniques, de même qu'à l'amélioration du niveau de sûreté des installations. Les activités dans ce domaine sont focalisées sur :

- le transfert de méthodes et de pratiques réglementaires occidentales, principalement au profit de l'autorité de sûreté ukrainienne ;
- le transfert d'outils d'analyse (Cathare, Escadre et Icare) aux organismes techniques de sûreté ukrainien et russe ;
- différents travaux d'évaluation de sûreté réalisés en appui des autorités de sûreté arménienne, russe, slovaque et ukrainienne. Ces évaluations concernent des réacteurs à eau sous pression (VVER) ou à tubes de force (RBMK) ainsi que le sarcophage de Tchernobyl.

Enfin, l'IPSN et le GRS se sont engagés depuis 1998 dans la mise en œuvre des trois volets de l'initiative franco-allemande pour Tchernobyl consacrés à la sûreté du « sarcophage », au transfert des radioéléments dans l'environnement et à la santé des populations. Un accord, signé à Kiev en 1997, implique la centrale de Tchernobyl et porte sur la mise en commun des données recueillies par divers instituts d'Ukraine, de Biélorussie et de Russie. Le budget total est d'environ 40 millions de francs sur trois ans, également répartis entre la France et l'Allemagne, avec une participation des électriciens de chaque pays.

La sûreté à l'Est

Les problèmes de sûreté liés aux réacteurs existant dans les pays de l'Est, RBMK et VVER, sont liés aux caractéristiques génériques de ces réacteurs.

Les 14 réacteurs RBMK en exploitation appartiennent à trois générations différentes et ont été construits selon différentes séries de normes de sûreté de l'ancienne Union soviétique. Il existe des différences considérables entre les divers paliers de réacteurs RBMK et même des différences significatives entre des réacteurs d'un même palier.

Toutefois, les éléments de base de la conception du cœur, de la conception du bloc réacteur et de celle du circuit primaire sont communs à tous les réacteurs de type RBMK. Ceci implique que certains problèmes de sûreté spécifiques sont communs à toutes les tranches.

Le plus important problème de sûreté lié à la conception est l'absence totale ou partielle, selon le palier, d'enceinte de confinement du circuit primaire. Le cœur du réacteur est contenu dans une cavité séparée conçue pour faire face à un endommagement grave. Contrairement aux conceptions occidentales, la cuve du réacteur n'est pas contenue dans une enceinte conçue pour résister à toute l'énergie qui pourrait se dégager lors d'un accident.

S'agissant des VVER, il existe deux générations de réacteurs VVER 440 qui ont été conçues selon des philosophies de sûreté différentes. De la plus vieille génération

- La sûreté nucléaire -

VVER 440/230, onze réacteurs sont encore en exploitation et cinq sont définitivement à l'arrêt. Quinze tranches de la deuxième génération de VVER du type 440/213 fonctionnent actuellement.

Dans les pays candidats de l'Union européenne, on trouve

- *Six tranches du type VVER 440/230, dont quatre en Bulgarie et deux en Slovaquie.*

Dans la conception d'origine de ces centrales, certains systèmes ne sont pas appropriés pour faire face à des accidents potentiels et leur sûreté n'est pas acceptable au regard des normes en vigueur en Europe de l'Ouest.

Néanmoins, tous les réacteurs VVER 230 actuellement en exploitation ont fait l'objet de modifications significatives à divers degrés par rapport à la conception d'origine.

- *Onze tranches du type VVER 440/213, dont quatre en Hongrie, quatre en République Tchèque et quatre en Slovaquie.*

Si la conception d'origine présente des anomalies de sûreté inacceptables au regard des normes en vigueur en Europe de l'Ouest, la plupart des anomalies de sûreté ont fait l'objet sur tous les réacteurs d'améliorations et de modifications.

Un problème général non résolu est celui de l'efficacité de l'enceinte du réacteur pendant les accidents de dimensionnement. Les tests expérimentaux correspondants sont prévus dans le cadre du projet Phare.

Si l'efficacité des fonctions de confinement était clairement démontrée, il devrait être possible de porter la sûreté des VVER 440/213 à un niveau comparable à celui de nombreuses centrales actuellement en exploitation en Europe de l'Ouest. Cette amélioration devrait résoudre tous les problèmes de sûreté signalés par l'AIEA.

- *Deux tranches de type VVER 1000/320 en exploitation, toutes deux en Bulgarie. Deux autres tranches de conception similaire avec des modifications importantes sont en construction en République Tchèque.*

La conception d'origine présente des faiblesses qui ne sont pas acceptables au vu des normes préconisées en Europe de l'Ouest. Dans toutes les centrales, des améliorations ou des modifications visent à résoudre les problèmes entraînés par cette conception.

Il est possible d'améliorer la sûreté des VVER 1000 et de la porter à un niveau comparable à celle de nombreuses centrales en exploitation en Europe de l'Ouest. Ces améliorations devraient concerner tous les problèmes de sûreté identifiés par l'AIEA.

- La sûreté nucléaire -

Le développement des instances multilatérales (ONU, associations diverses) et de conventions multilatérales de sûreté nucléaire montre bien que le concept de sûreté des installations nucléaires civiles, même si il ne fait pas encore toujours l'objet d'accords contraignants, prend une dimension internationale de plus en plus nette.

Annexe 6

L'évolution du prix directeur de l'énergie

Elle dépend en très longue période (50 à 70 ans) de l'interaction de trois séries de facteurs :

- l'évolution du coût d'accès à l'énergie, laquelle dépend fondamentalement des perspectives du progrès technique ;
- la pression de la demande d'énergie, globalement et par forme d'énergie, laquelle dépend au niveau mondial de quatre paramètres essentiels :
 - l'évolution démographique ;
 - les hypothèses faites sur la croissance économique mondiale, et par zones géographiques ;
 - l'impact des progrès techniques sur les équipements transformateurs et utilisateurs d'énergie ;
 - les politiques publiques menées en matière d'infrastructures, de normes environnementales, de fiscalité et de sécurité d'approvisionnement.
- la stratégie des acteurs, qu'il s'agisse de celle des pays exportateurs de pétrole ou de celle des sociétés multinationales qui par leurs actions (diversification, concentration, collusion) peuvent influencer notablement l'offre d'énergie disponible sur le marché.

Il importe d'analyser brièvement chacun de ces facteurs avant de tenter l'élaboration de divers scénarios de prix.

- L'évolution du prix directeur de l'énergie -

1 – Le coût d'accès à l'énergie

La question principale est de savoir si l'on doit ou non parler d'un épuisement possible des réserves de *pétrole* et de *gaz* à l'horizon 2070.

La plupart des géologues font observer que si le ratio réserves/production, qui était de 30 ans en 1973, est passé à 44 ans aujourd'hui c'est essentiellement grâce à une réévaluation à la hausse des découvertes anciennes. Ils en déduisent que la pointe de production du pétrole conventionnel (produit avec des techniques classiques) se situera vers 2005-2010. Ils s'appuient notamment sur la baisse du rendement de l'exploration et la difficulté à trouver de nouveaux gisements géants.

Les industriels du secteur constatent, que dans le passé, les craintes d'épuisement comme celles concernant le charbon au 19^{ème} siècle ou le pétrole dans les années 1930 n'ont jamais été justifiées, que le ratio R/P au niveau mondial a toujours oscillé entre 25 et 45 ans et que la hausse des prix (qui s'est manifestée au moment où le rythme de croissance de la demande dépassait celui de l'offre de pétrole) a permis de lancer de nouvelles recherches et de découvrir du nouveau pétrole. Le progrès technique améliore le taux de récupération du stock en terre, permet d'accroître l'efficacité de la prospection (cf. sismique en trois dimensions) et permet d'accéder à des gisements plus difficiles (cf. forage horizontal). Le coût d'accès au brut a ainsi baissé en moyenne de 20 % à 30 % en termes réels entre 1973 et 1998.

En réalité, grâce au progrès des connaissances et à celui des techniques, la frontière entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel est constamment repoussée. A titre d'exemple, les huiles extra-lourdes du bassin de l'Orénoque (au Venezuela), qui jusqu'aux années 1990 étaient considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé, de l'ordre de 30 à 40 \$ le baril de pétrole brut, le sont aujourd'hui à un prix de l'ordre de 15 \$ le baril. Il existe donc un continuum de ressources pétrolières entre pétrole facile d'accès, offshore profond, huiles extra lourdes, schistes ou sables asphaltiques et bitumineux. De la même manière les procédés Fisher-Tropsch qui permettent la production de carburants liquides à partir de gaz naturel ou les procédés de liquéfaction du charbon permettront, dans le futur, d'accroître sensiblement les réserves prouvées de pétrole en établissant des passerelles entre les divers combustibles fossiles.

En se mettant du côté des industriels, on supposera ici qu'il n'y aura pas de limitation des ressources en hydrocarbures à l'horizon 2070, en termes

physiques du moins, mais qu'il y aura nécessité de faire appel à des technologies plus performantes pour accéder à ces hydrocarbures au fur et à mesure que le pétrole facile s'épuisera. La question de l'épuisement se déplace alors vers celle de la technologie : ces techniques seront-elles nécessairement plus coûteuses ?

Les pétroliers sont divisés sur l'évolution du coût d'accès au pétrole subconventionnel (offshore profond, pétrole en zones polaires) et au pétrole issu des gisements de schistes, de gaz ou de charbon. Cela dépend de l'efficacité de la recherche-développement.

D'un côté, des sauts technologiques sont possibles à une telle échéance (50 à 70 ans) et il n'est pas improbable que les coûts d'accès aux hydrocarbures diminuent régulièrement en termes réels sur la période, d'autant qu'il existe des solutions de substitution au niveau des énergies renouvelables ou du nucléaire qui feront pression sur les coûts.

Mais d'un autre côté la confiance dans le progrès ne saurait servir d'alibi, et certains auteurs nous rappellent que les réserves de pétrole sont, à concurrence de 75 % concentrées dans moins de 1 % des champs connus¹. Si le progrès technique est moins prometteur que prévu et les contraintes environnementales beaucoup plus fortes que ce que l'on peut imaginer, alors il n'est pas exclu que le coût d'accès au nouveau pétrole aille en augmentant sensiblement, en termes réels bien sûr.

Du côté du gaz, les réserves sont prometteuses et beaucoup de géologues affirment qu'elles devraient être sensiblement supérieures à celles de pétrole. Mais le coût de mise à disposition de ce gaz dépendra largement de celui de son transport.

Il en va de même du **charbon** : les réserves sont abondantes : le ratio R/P dépasse les 200 ans. Le coût de production peut être très bas lorsqu'il s'agit de charbon extrait de mines à ciel ouvert (2 à 3 fois moins cher en moyenne que le charbon extrait de mines souterraines). La proportion de charbon extrait de mines à ciel ouvert ne cessant de croître dans le monde, cela exerce une pression à la baisse des prix. Cette tendance devrait se poursuivre et la part du charbon extrait de mines à ciel ouvert, passée de 22 % en 1970 à 50 % en 2000,

(1) *Tous les pétroliers savent qu'il y a un très grand nombre de petits champs et très peu de géants. Comme le rappelle L. Weeks « les zones très riches sont souvent plus riches que nous n'osions l'imaginer, et la majorité plus pauvre que nous ne l'aurions souhaité. La notion de valeur moyenne a peu de sens en géologie ... ».*

- L'évolution du prix directeur de l'énergie -

pourrait continuer à progresser. Mais la compétitivité du charbon dépendra en particulier des coûts de transport et, ici encore, le progrès technique devrait permettre de baisser les coûts de logistique (notamment au niveau du fret maritime).

En d'autres termes, des réserves abondantes de charbon et de gaz (accessibles à des coûts modestes) peuvent jouer le rôle de gendarme sur le marché international de l'énergie et empêcher une forte hausse des prix du brut tout en incitant les pétroliers à faire de la R/D susceptible de baisser le coût d'accès au pétrole.

2 – L'efficacité énergétique au niveau de l'utilisation

Plusieurs scénarios de demande d'énergie à l'échelle mondiale doivent être élaborés si l'on veut embrasser le champ des possibles. De fortes incertitudes demeurent quant au rythme de croissance dans les pays du nord comme dans les pays du sud. L'évolution de la population mondiale est elle-même sujette à débat. A partir de 6 milliards d'individus présents sur la terre en 2000, beaucoup de prévisionnistes pensent que l'hypothèse de 8,9 milliards en 2050 est l'hypothèse la plus probable mais encadrée par deux hypothèses, l'une haute (10,7 milliards) et l'autre basse (7,3 milliards). Dès lors, 10 milliards d'individus en 2070 paraît un chiffre raisonnable.

Pour satisfaire les besoins d'une telle population, l'offre d'énergie disponible sera-t-elle suffisante ?

Le problème ne se pose pas en termes physiques mais en termes économiques : à quel coût l'énergie sera-t-elle accessible ? Là encore, le progrès technique demeure la principale inconnue car les besoins en énergie comme l'offre d'énergie dépendront fondamentalement des progrès technologiques observés du côté de la demande. Les progrès observés en longue période au niveau de l'efficacité énergétique du PIB n'ont a priori aucune raison d'être interrompus. Mais de nouveaux besoins apparaîtront, liés à des équipements aujourd'hui inconnus. Et du côté de l'offre, certaines de ces innovations majeures sont aujourd'hui perceptibles, comme les piles à combustible.

Beaucoup d'autres innovations majeures constituent des défis au niveau de la transformation, du transport ou de l'utilisation de l'énergie. Ainsi l'apparition de supraconducteurs à haute température critique ouvre la perspective d'utilisation et de nouveaux capteurs photovoltaïques de puissance paraissent

également en mesure de produire une énergie compétitive à l'horizon 2050. Des contraintes environnementales de plus en plus fortes vont pousser la recherche dans le domaine du transport ou dans celui des appareils utilisateurs d'électricité. Le potentiel de gains en efficacité est encore énorme avec les technologies existantes et l'on peut penser que l'accroissement des besoins au niveau des biens et services s'accompagnera de la mise sur le marché de technologies nouvelles beaucoup plus performantes. Dans ce domaine, l'optimisme est donc raisonnable.

3 – La stratégie des acteurs

On doit compter avec la géographie : les 3/4 des réserves de *pétrole* sont localisées au sein des pays de l'OPEP et les 2/3 de ces réserves se trouvent au Proche-Orient. A elle seule, l'Arabie Saoudite détient 25 % de ces réserves (près de 10 % en Irak, 10 % en Iran et 10 % au Koweït). Le respect des quotas de production au sein de l'OPEP, durant les derniers mois de 1999 et le début 2000, a montré que cela pouvait être profitable pour les pays producteurs en termes de recettes. La hausse des prix du brut ces derniers mois s'explique largement par le respect d'une bonne discipline ; on ne peut donc pas exclure des stratégies collusives qui pourraient maintenir des prix du brut bien au-dessus des coûts de production.

Mais une telle configuration est-elle soutenable en longue période ? On peut en douter dans la mesure où toute augmentation durable des prix au-delà des coûts d'accès produirait une substitution vers d'autres énergies. Le marché du *charbon* est un marché parfaitement contestable, sur lequel il existe un grand nombre d'offreurs de taille modeste et où toute hypothèse de collusion semble difficile à justifier. Les réserves de charbon et celles de gaz sont moins inégalement réparties que celles de pétrole et il est probable que ces deux marchés constitueraient des garde-fou à une hausse artificielle et durable des prix du brut. Cela n'exclut pas des hausses de prix passagères mais la tendance reste à un alignement du prix sur les coûts. Le contre choc de 1983 (accentué par la guerre des prix de 1986) qui a suivi le second choc pétrolier (1979-1981) a montré comment une hausse excessive, injustifiée, des prix du pétrole conduit inexorablement à un retournement du marché. Il est donc raisonnable d'affirmer que, tendanciellement sur longue période, les prix s'aligneront sur les coûts ce qui n'exclut pas que certaines configurations du marché puissent, à court terme, provoquer des mouvements de prix déconnectés des coûts.

- L'évolution du prix directeur de l'énergie -

Mais lorsqu'on parle de coûts, il faut tenir compte des externalités qui dans le futur seront davantage prises en considération qu'aujourd'hui. Les préoccupations environnementales croissantes obligeront les acteurs à respecter des normes de plus en plus contraignantes, à subir une fiscalité environnementale plus forte et à acquérir des droits à polluer sans doute coûteux. Cela pèsera sur les coûts mais incitera aussi à plus d'efficacité. Dans nos scénarios, ces coûts externes pourront donc croître plus ou moins rapidement et nul doute que la volonté politique de préserver l'environnement et de favoriser un développement durable est un élément du débat qui ne doit pas être sous-estimé. L'État est un acteur qui pèsera sur le sentier de prix de l'énergie en tant que régulateur du marché et percepteur d'impôts.

A partir de ces quelques considérations, et malgré de très fortes incertitudes, il est possible de proposer quelques scénarios de prix de l'énergie, qui constituent des images de futurs possibles plus que des prévisions d'un futur probable.

Annexe 7

Prise en compte des externalités

L'externalité peut être analysée comme une défaillance du système des prix, en économie de marché. Certains coûts et certains avantages ne sont pas pris en compte dans la détermination du prix de revient d'une activité et il y a donc divergence entre le « coût privé » observé sur le marché et le « coût social » supporté par la collectivité. Pour faire coïncider les deux, il faut internaliser ces externalités et cela peut se faire soit par la réglementation (fixation de normes ou d'interdictions par la puissance publique), soit par l'instauration d'une taxe (principe du pollueur-payeur), soit par le recours à un marché de droits à polluer (l'État fixe le montant de pollution acceptable et c'est par le marché que les divers acteurs acquièrent des droits dont le prix est fonction de l'offre et de la demande).

L'externalité est donc un échec du marché mais le marché peut être un moyen de résoudre ces problèmes dans la mesure où il permet de préciser des droits de propriété qui étaient mal définis.

Ces externalités peuvent être appréhendées soit à un niveau local (pollution géographiquement bien délimitée), soit à un niveau mondial.

Avec le risque climatique (effet de serre) ou la gestion des déchets nucléaires, *trois dimensions* nouvelles doivent aujourd'hui être prises en considération :

- le caractère mondial du risque ; le problème est d'emblée planétaire et sa solution doit donc procéder d'une volonté internationale de coopérer ;

- le caractère quasi irréversible des effets observés. D'emblée, le problème concerne le très long terme, implique les générations futures et tout choix est générateur de fortes inerties ;

- Prise en compte des externalités -

- l'ampleur des incertitudes qui sont mises en jeu. L'état de la connaissance scientifique ne permet pas toujours aujourd'hui d'apprécier la nature des risques encourus. D'où la nécessité de bien dissocier le risque contre lequel il est possible de se couvrir (assurances et marchés à terme), de l'incertitude majeure face à laquelle le décideur est désarmé car il lui faut agir en information totalement imparfaite (non probabilisable objectivement). Le concept d'irréversibilité défini par C. Henry montre que l'attente d'informations scientifiques permettant de lever, au moins partiellement, l'incertitude doit conduire le décideur à maintenir ouvertes plusieurs options.

L'introduction de « valeurs d'option », c'est-à-dire d'une disponibilité à payer pour maintenir ouverte une option, permet ainsi d'attendre que davantage d'informations soient acquises pour prendre des décisions définitives. En ce sens, elle introduit un facteur de flexibilité dans les choix publics. On peut même tenir compte de « valeurs d'existence » si l'on est prêt à payer pour éviter la disparition de certains éléments du patrimoine mondial, quand bien même l'usage de ces éléments ne serait pas certain. A l'optimum, la valeur d'un actif quelconque est la somme de trois éléments : sa valeur d'usage, sa valeur d'option et sa valeur d'existence.

La grande difficulté c'est de mesurer et valoriser ces externalités, une difficulté qui croît avec l'incertitude des effets potentiels et qui s'expliquera souvent par l'absence d'un marché permettant d'attribuer une valeur monétaire à ces effets. Plusieurs techniques permettent de contourner cette difficulté : la méthode du surplus, celle des dépenses défensives (logique du coût d'évitement), celle des prix hédonistes, l'évaluation contingente. Cette dernière méthode procède par interrogation directe pour déterminer le montant maximal que les individus sont prêts à payer pour bénéficier d'un accroissement de la qualité de l'environnement ou bien le montant minimal que ces mêmes individus sont prêts à accepter pour y renoncer. Toutes ces méthodes ont des avantages et des inconvénients et selon les cas, telle ou telle méthode sera privilégiée.

Une autre difficulté réside dans le choix du taux d'actualisation. Sur le plan économique, il est justifié de dévaloriser le futur en introduisant un prix du temps mais cela pose problème dès que l'on raisonne sur le très long terme. Même avec un taux très faible (1 %), les conséquences supportées dans plusieurs dizaines ou centaines d'années n'ont plus aucune valeur présente. On peut certes penser que les générations futures seront plus riches et capables de bénéficier d'un progrès technique qui leur permettra de faire face à ces

conséquences. Mais cette vision optimiste est discutable. D'un autre côté, ne pas actualiser, c'est un peu sacrifier la génération présente. On peut dès lors moduler le taux d'actualisation en fonction de la nature des externalités mais cette approche est contestée par ceux qui affirment que seule l'unicité du taux permet de faire des choix optimaux. Une solution de moindre mal (second best) consiste donc à quantifier les externalités en termes physiques (polluants déversés, déchets à stocker, etc.) et à ne recourir à la monétisation (actualisée) que le plus tard possible au niveau du calcul économique.

Deux problèmes méritent une attention particulière : la valorisation de la tonne de carbone pour les approches tenant compte de l'effet de serre d'une part, la valorisation des externalités liées à la production d'électricité pour les différentes filières en compétition d'autre part.

1 – L'effet de serre : quelle valeur pour le carbone ?

Le protocole de Kyoto de 1997, qui fait suite à la convention –cadre adoptée en 1992 à Rio de Janeiro, a pour objectif de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre (6 gaz sont concernés) à un niveau qui « *empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique, dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre de façon durable* ». Le monde est divisé en deux : les pays dits de l'annexe I (pays de l'OCDE et pays en transition de l'ex-bloc soviétique) et les autres. Seuls les premiers ont souscrit à des engagements quantifiés. Pour une réduction moyenne des émissions sur la période 2008-2012 de 5,2 % par rapport à 1990 (pour ces pays de l'annexe I), l'Europe doit réaliser - 8 %, les États-Unis - 7, la Russie 0, l'Australie + 8 %. Au sein de l'Union européenne, les engagements sont répartis comme suit : + 27 % pour le Portugal, 0 pour la France, - 21 % pour l'Allemagne. Le 0 % de la France par rapport à 1990 correspond en fait à - 10 % par rapport à sa tendance jusqu'en 2008-2012.

Le Protocole a mis en œuvre plusieurs instruments de lutte contre les gaz à effet de serre :

- l'application conjointe (AC) entre les parties visées à l'annexe I. Il peut être moins coûteux pour un pays de l'annexe I de réduire les émissions de CO₂ en investissant dans un autre pays de l'annexe I plutôt que chez lui, ce qui est collectivement préférable ;

- Prise en compte des externalités -

- le mécanisme de développement propre (MDP) qui permet d'aider un pays en développement à parvenir à un développement durable tout en permettant à un pays de l'annexe I de remplir ses engagements de réduction des émissions ;
- un marché des droits (ou permis) négociables entre les parties signataires du Protocole de Kyoto.

Pour orienter les choix d'investissements vers des projets économes en émissions de gaz à effet de serre, il convient donc de déterminer la « valeur du carbone ». Cette valeur correspond au coût des actions permettant de ne pas mettre dans l'atmosphère une tonne de carbone (ou encore de la faire absorber par des « puits »). A l'optimum, cette valeur est obtenue au point de rencontre entre le coût marginal de réduction des émissions et le bénéfice marginal de réduction (coût marginal des dommages évités). Les courbes des coûts marginaux de réduction des émissions peuvent être étudiées pour chaque région prise isolément et pour une région consolidée (ou bulle). Dans l'hypothèse où les dispositifs de flexibilité prévus dans le Protocole de Kyoto fonctionnent parfaitement (échanges de permis d'émissions possibles sans limitations), la valeur nationale du carbone est identique à la valeur internationale du carbone. Dans le cas contraire (plafonds fixés aux échanges de permis) il y aurait plusieurs valeurs du carbone, variables selon les pays.

Les simulations faites avec divers modèles (dont le modèle POLES) montrent que les valeurs nationales du carbone varient de 150 à 300 US dollars de 1990 aux États-Unis, de 194 à 700 dollars au Japon, de 160 à 327 dollars dans l'Union européenne. En France, les valeurs oscillent entre 212 et 226 dollars par tonne de carbone. Si l'on introduit la possibilité de procéder à des échanges de permis d'émission, la valeur internationale du carbone doit baisser et elle baissera d'autant plus que le marché de permis s'élargira. Dans la configuration d'un marché « annexe B », Patrick Criqui rappelle que les modèles aboutissent à une valeur internationale de la tonne de carbone comprise entre 70 et 150 dollars (du moins si l'on se limite au seul CO₂). Si l'on inclut les autres gaz à effet de serre, la valeur de la tonne de carbone chute dans une fourchette de 47 à 68 dollars.

Dans le cas d'un véritable marché mondial, de nouvelles opportunités de réduction des émissions de gaz à effet de serre apparaissent à des coûts faibles et les « prix » de la tonne de carbone peut baisser en deçà de 25 \$. Plus une région est économe en énergie, moins elle émet de carbone par unité de PIB et plus le coût marginal de réduction de la tonne émise a des chances d'être élevé.

- Prise en compte des externalités -

D'où l'intérêt de procéder à des échanges, soit dans le cadre de l'application conjointe ou du mécanisme de développement propre, soit a fortiori dans le cadre d'un marché élargi de permis négociables.

Ces résultats supposent toutefois que le marché des permis d'émission fonctionne sans coûts de transaction et de façon parfaite (absence de collusion, information parfaite, coûts de contrôle nuls et absence de pollution sans droits).

Une simulation réalisée à l'aide du modèle POLES de l'IEPE donne les résultats suivants :

Pays	2010 Référence (MtC)	2010 Kyoto (MtC)	Réduction Kyoto (MtC)	Kyoto/ Référence (%)	Coût marginal (\$/tC)	Coût total (M\$)	Taux d'effort (% PIB)
Etas-Unis	1 745	1 243	502	29	149	31 975	0,36
Canada	142	110	32	23	174	2 274	0,28
Union européenne	1 026	822	204	20	165	14 325	0,17
Ex-URSS *	512	802	- 293	0	0	0	0
Japon	347	279	68	20	203	5 742	0,18
Total annexe B	4 182	3 618	564	13,5	-	56 419	0,23
Monde	8 345	7 748	564	-	-	56 419	0,11

* pour l'ex-URSS les émissions prévues sont inférieures au niveau global que les pays de la région (Russie, Ukraine, Pays Baltes) se sont engagés à respecter à Kyoto. La différence constitue un droit à émettre (hot air) qui peut être exporté.

Source : P. Criqui et L. Viguiet

Ainsi le coût total de la réalisation de Kyoto pour les pays de l'annexe B, c'est-à-dire une réduction de 564 millions de tonnes de carbone par rapport au scénario de référence est de 56,419 milliards de dollars en l'absence de coopération. L'instauration d'un mécanisme de flexibilité (Action Conjointe ou marché de permis d'émission) peut réduire ce coût. Avec l'action conjointe, un pays assujéti à un engagement de réduction d'émissions peut financer une opération de réduction dans un pays où le coût unitaire est moins élevé que chez lui. La simulation montre que le coût marginal de la réalisation de l'objectif de Kyoto, en l'absence de flexibilité, se situe autour de 156 US \$/tonne de carbone pour les pays de l'OCDE tandis que ce même coût se situe à 107 US \$/tonne de carbone à l'échelle des pays de l'annexe B (OCDE et pays en transition) avec la mise en place de l'application conjointe. Cela induirait une économie de l'ordre de 16 milliards de dollars.

- Prise en compte des externalités -

Dans le cas d'un marché de permis négociables étendu à l'ensemble des pays ayant souscrit des engagements quantitatifs à Kyoto (annexe B) les résultats du modèle POLES indiquent un coût marginal (donc un prix du permis) de 63 US \$ par tonne de carbone. Le volume des échanges serait de l'ordre de 408 MtC. Les permis seraient vendus par les pays en transition et achetés par les pays de l'OCDE pour un montant total de 26 milliards de dollars (408 Mt de carbone à 63 \$ la tonne). Les gains réalisés par les pays l'OCDE par rapport à la solution de référence non coopérative seraient de 17 milliards de dollars, ceux des pays en transition s'élèveraient à 22 milliards de dollars (recettes liées à la vente de permis, 26 milliards, moins les coûts de réduction des émissions estimés à 4 milliards de dollars).

L'extension du marché de permis négociables à l'ensemble des pays du monde permettrait de réduire sensiblement le coût marginal, donc le prix du permis : 21 US \$ par tonne de carbone contre 63 \$ précédemment. A ce prix, la moitié environ des engagements des pays de l'OCDE serait réalisée grâce à l'achat de permis aux pays en transition et la moitié grâce à l'achat aux pays non contraints (pays en développement). Le coût total de la réalisation des objectifs de Kyoto serait fortement réduit : 6 milliards de dollars contre 17 dans le cas d'entraide réservée aux seuls pays de l'annexe B et 56 milliards en l'absence de marché de droits.

2 – La production d'électricité : quelle valeur pour les externalités ?

Depuis les années 1980, la problématique des externalités environnementales s'impose avec force dans le secteur de la production d'électricité. L'une des premières études empiriques d'estimation des dommages liés à la production d'électricité a été menée en Allemagne en 1988 par Hohmeyer. Cette étude a eu un grand impact car elle suggérait que l'introduction des coûts externes pouvait rendre les énergies renouvelables plus compétitives que le charbon ou le nucléaire pour la production de kWh. L'approche se voulait « globale » et prenait en considération les impacts sur la santé, les récoltes, l'emploi, etc. Certes les hypothèses étaient discutables car l'auteur imputait arbitrairement le tiers de la pollution atmosphérique en Allemagne aux centrales à charbon ; il supposait en outre que tout accident sur un réacteur nucléaire aurait les mêmes effets que ceux observés à Tchernobyl, etc. Cette approche « top down » a progressivement cédé la place à des approches technico-économiques, de type « bottom-up », plus modestes et menées dès 1991 sous l'égide du Département de l'Energie des Etats-Unis et de la Commission Européenne.

Il faut attendre les travaux d'Ottinger (1990) pour voir émerger aux Etats-Unis une procédure d'internalisation des coûts environnementaux liés à la production d'électricité. Des compagnies de production d'électricité de l'Etat de New-York, de Californie, du Massachusetts, du Nevada, de l'Oregon et du Wisconsin se sont efforcées d'intégrer de tels coûts. C'est la logique des adders c'est-à-dire de surcoûts environnementaux que l'on ajoute aux coûts directs. En 1993, 23 Commissions de Régulation (PUC) obligeaient les compagnies d'électricité à intégrer de tels coûts pour sélectionner leurs investissements nouveaux. Mais après 1993, le mouvement s'est quelque peu inversé aux États-Unis, pour trois séries de raisons :

- la difficulté rencontrée par les régulateurs pour obtenir des évaluations qui ne soient pas contestées ;
- les procédures d'internalisation mises en œuvre ont été critiquées en raison des effets pervers qu'elles ont provoqués. L'obligation faite aux sociétés d'électricité de sélectionner leurs nouveaux investissements sur la base du coût social (coût privé + coût environnemental) a incité de nombreuses sociétés à retarder la construction d'équipements nouveaux et à prolonger la vie des équipements anciens plus polluants ;
- le cadre organisationnel dans lequel le régulateur américain a construit l'internalisation est en train de se modifier. L'ouverture des réseaux, la dérégulation (en voie d'accélération au niveau fédéral depuis 1988) pénalisent la prise en compte des externalités : l'heure n'est plus à l'interventionnisme et une compétition accrue entre producteurs doit normalement inciter les compagnies d'électricité à opter pour des équipements performants à faibles coûts privés et sociaux.

En Europe, c'est indiscutablement l'étude « ExternE » menée par la Commission européenne (en 1995 avec une réactualisation en 1997-1998) qui constitue la référence la plus sérieuse en matière d'externalités associées à la production d'électricité. D'un point de vue méthodologique, la démarche retenue est la suivante :

- dans une *première étape*, on quantifie les phénomènes physiques liés à la construction et au fonctionnement d'une centrale électrique (ou d'un parc de centrales) ;
- dans une *seconde étape*, on évalue les impacts environnementaux des divers risques et rejets possibles, dans une perspective physique : maladies,

- Prise en compte des externalités -

accidents, décès, effets sur la chaîne alimentaire, les récoltes, l'utilisation de l'espace, l'effet de serre, etc. Ces impacts sont évalués en termes probabilistes, à court moyen et long terme ;

- dans une *troisième étape*, on traduit ces évaluations physiques (nombre de décès, de journées de travail perdues, etc.) en évaluations monétaires. Cela nécessite bien sûr de nombreuses hypothèses sur le prix de la vie humaine, la valeur de l'espace, la valeur des récoltes perdues ou des paysages détruits. Il faut en outre se prononcer sur la valeur du taux d'actualisation à retenir, c'est-à-dire du taux de préférence social pour le présent.

Les dommages environnementaux locaux étant propres à un site particulier, il importe de trouver un site représentatif du parc électrique analysé. Pour les filières fossiles, les exemples ont été pris en Allemagne et au Royaume Uni (charbon, fuel, gaz). Pour la filière nucléaire, l'exemple a été pris en France. Pour les énergies renouvelables (éolien, biomasse et hydraulique) les exemples ont été pris au Royaume-Uni et en Norvège. Dans l'ensemble, les résultats font apparaître de très fortes disparités selon les sites et technologies retenus pour chaque filière. La dernière version de l'étude ExternE qui ne se limite pas à quelques sites représentatifs mais balaie des situations très différentes selon les 15 pays de l'Union européenne montre qu'il est difficile de retenir un chiffre moyen, qui n'aurait aucune signification vu l'écart type autour de la moyenne.

Lorsqu'on compare les résultats d'ExternE à ceux des études antérieures, on ne peut que constater les divergences dans les résultats obtenus. Le faible niveau du coût externe du nucléaire, comparé à ceux des filières fossiles, s'explique fort bien par la nature des externalités prises en compte dans toutes ces études.

Auteurs	Méthodologie	Caractéristiques principales	Résultats en m€COURVA (ECU 1990)			
			Charbon	Fuel	Gaz	Nucléaire
OTTINGER et alii 1991	« top down »	Cas des Etats-Unis (nucléaire, charbon, fuel, gaz, hydraulique, solaire, biomasse) Impacts sur la santé, les récoltes, les forêts, les paysages ; accident d'un réacteur puis en compte ainsi que l'effet de serre (coût d'évitement)	22 à 55	22 à 64	6 à 9	23
PEARCE et alii 1992 et 1995	« top down »	Cas du Royaume Uni et des Etats-Unis (3 filiales ou technologies) Impacts sur la santé, les récoltes, les forêts, les paysages ; accident d'un réacteur puis en compte	0,11 à 0,14	-	-	0,007 à 0,044
FRIEDRICH et VOSS 1993	« top down »	Cas de l'Allemagne (nucléaire, charbon, vent, photovoltaïque) Impacts sur la santé, l'agriculture, la faune, les forêts ; accident d'un réacteur puis en compte	0,02 à 0,09	-	-	0,002 à 0,01
ORNLURF 1994 Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future	« bottom up »	Cas des Etats-Unis (2 sites dans l'Est et l'Ouest) (nucléaire, charbon, fuel, gaz, hydroélectrique, biomasse) Impacts locaux et régionaux	0,7 à 1,4			0,09 à 0,1
ROWE et alii 1995	« bottom up »	Cas des Etats-Unis (2 sites dans l'Etat de New-York) (nucléaire, charbon, fuel, gaz, biomasse, vent) Impacts locaux et régionaux				0,09
EXTERNE 1995	« bottom up »	Cas de l'Union européenne (3 sites au Royaume Uni, Allemagne) (nucléaire, charbon, lignite, fuel, gaz, hydraulique, éolien) Impacts locaux, régionaux et globaux (surveys de la littérature pour l'effet de serre)	de serre 20 à 30 avec effet de serre de serre	de serre 12 sans effet de serre de serre 22 avec effet de serre	de serre 0,7 sans effet de serre de serre 6,7 avec effet de serre	de serre 2,52 de serre 2,52
RABI et alii 1996	« bottom up »	Application d'ExternE (1995) à la France (nucléaire, charbon, fuel, gaz) Impacts locaux, régionaux et globaux (effet de serre)	20 à 29	22	6,7	2,5
EXTERNE 1997	« bottom up »	Cas des 15 pays de l'Union européenne (nombreux sites) Impacts locaux, régionaux et globaux (avec nouvelle analyse pour l'effet de serre) Application de la méthodologie YOLL pour la valeur de la vie humaine	20 à 100 selon localisation	26 à 84	5 à 24	2,5 à 7,4

Source : tableau construit à partir de RABL (et alii) 1998 et L. Tellier-Maynat (1999)

- Prise en compte des externalités -

Une étude du CREDEN (1999) donne quelques pistes sur les raisons de telles divergences. D'une façon générale, on constate que le charbon (a fortiori le lignite) et dans une moindre mesure le fuel présentent les coûts externes les plus élevés. Le gaz naturel a des coûts externes sensiblement plus faibles. Les énergies renouvelables (éolien, hydraulique) et le nucléaire présentent des dommages externes faibles. Dans le cas des énergies renouvelables, cela tient largement au fait que leur contenu en CO₂ est nul. S'agissant du nucléaire, nous savons que les chiffres produits ne prennent pas en compte certains coûts liés à la gestion à long terme des déchets, faute d'une connaissance scientifique suffisante. A titre d'exemple, plusieurs hypothèses sont faites dans l'étude ExternE :

- l'analyse s'intéresse en priorité aux impacts physiques sur la population humaine (effets sur la santé, décès liés aux accidents et aux rejets). L'analyse privilégie en outre les impacts radiologiques des substances radioactives relâchées aux divers stades du cycle du combustible ;

- la fiabilité des modèles de dispersion des radio nucléides et l'impact des faibles doses sur le long terme voire le très long terme soulèvent encore beaucoup d'interrogations scientifiques. Le choix d'un modèle de dispersion conditionne fortement la qualité de l'estimation des impacts physiques.

C'est un modèle simple de type « plume de Gauss » qui a été utilisé dans l'étude ExternE pour analyser la dispersion locale (moins de 100 km) des particules, du SO₂ ou des oxydes d'azote. Pour la dispersion régionale, on utilise des modèles de type « grille d'Euler » ou de type « trajectoire d'Harwell » selon les études. Les fonctions dose-réponse exploitées dans toutes ces approches reposent sur des études épidémiologiques qui s'efforcent d'établir une corrélation entre l'exposition à chaque polluant et les effets sur la santé des populations exposées. Ces données sont soit des suivis chronologiques ou données longitudinales, soit des données en coupe transversale. Selon les cas, les résultats obtenus seront différents.

Le passage à la valorisation monétaire ne se fait pas non plus sans difficultés. La mesure du coût économique de la maladie consiste généralement à additionner les coûts médicaux et les pertes de journées de travail. Le coût de la mortalité est encore plus difficile à déterminer. Une fois admise l'idée qu'il faut attribuer une valeur statistique à la vie humaine (celle d'un « citoyen statistiquement anonyme »), il convient de fixer le montant de cette valeur statistique. Dans le cas d'ExternE 1995, cette valeur est une moyenne

arithmétique d'estimations basées sur le consentement à payer des individus pour éviter un risque d'accident mortel sur leur lieu de travail ou dans leur véhicule. On a ainsi écarté l'approche en termes de capital humain qui consiste à actualiser puis à additionner l'ensemble des revenus acquis par un individu, ce qui aurait conduit à différencier cette valeur de la vie selon la catégorie sociale des individus. La valeur retenue a finalement été de 2,6 millions d'écu (environ 17 millions de FF).

Cette valeur est nettement supérieure à celle qui était retenue à la même époque en France par la sécurité routière (3,6 millions de francs). Dans la seconde version d'ExternE (celle de 1997), on a préféré faire référence à la valeur d'une année de vie perdue (YOLL pour Year of life loss). Du côté la valeur de la vie humaine peut être estimée à 20 millions de francs avec cette approche.

En réalité, ce sont les dommages sur la santé publique qui conditionnent la hiérarchie entre les différents sites de production d'électricité à partir de ressources fossiles. Les dommages sur la santé imputables au site de Lauffen en Allemagne sont à titre d'exemple 13 fois supérieurs à ceux du site américain de Knoxville et 3 fois supérieurs à ceux du site anglais de West-Burton. L'écart des estimations traduit en fait largement le manque de fiabilité de certaines informations et des divergences quant à la méthode retenue pour les valoriser.

Dans le cas du nucléaire, et parce que certains effets externes n'interviendront que dans un avenir très lointain, la valorisation monétaire des dommages pose avec force la délicate question du choix du taux d'actualisation. Même avec un taux d'actualisation faible, de l'ordre de 3 %, un dommage de 1 franc dans un siècle ne représente que 5 centimes aujourd'hui. Les équipes d'ExternE ont contourné la difficulté en adoptant trois taux différents : 0 %, 3 % et 10 %. Ainsi, le coût externe du nucléaire estimé à 2,5 m écu/kWh sans actualisation devient égal à 0,1 m écu avec un taux de 3 % et égal à 0,05 m écu avec un taux de 10 %. Le coût de production d'un kWh nucléaire étant de l'ordre de 35 m écu, le coût externe représenterait 7 % environ du coût « privé » sans actualisation contre 0,3 % avec un taux d'actualisation de 3 %. Ce choix est important car il modifie la structure du coût complet.

En définitive, les estimations des coûts externes disponibles dans la littérature doivent être exploitées avec beaucoup de précautions. Les externalités liées aux équipements thermiques classiques (gaz, charbon et fuel) constituent un ordre de grandeur et sont évidemment très sensibles à la valeur du carbone qui est retenue par l'étude. Mais surtout, le coût externe lié au cycle du nucléaire est encore trop incomplet pour représenter correctement l'ensemble des externalités

- Prise en compte des externalités -

de cette filière. Une planification au moindre coût social ne bouleverserait pas la structure du parc de production de la France dans la mesure où, avec les chiffres actuellement estimés, la place relative de chaque filière correspondrait à celle que l'on obtient en calculant le prix de revient « privé ». Elle pourrait toutefois modifier à la marge la compétitivité des équipements en développement (à l'horizon 2015-2020 les cycles combinés à gaz et le nucléaire). Le fait d'introduire les externalités ne permet pas de dire que le nucléaire serait favorisé dans la mesure où seule une partie du coût externe est valorisée.

Références bibliographiques

Arrow (K.) « Effet de serre et actualisation » in Revue de l'Energie. n°471, Octobre 1995.

Battelle Institute « International Emissions Trading and Global Climate Change » Battelle, Washington DC, décembre 1999 (Edmonds (J.) et alii).

Bontemps (P.) et Rotillon (G.) (1998) « Economie de l'environnement » Collection Repères, Ed. La Découverte.

Blanchard (O.) et Criqui (P.) « Le concept de valeur du carbone ; évaluations et applications dans les politiques de lutte contre le changement climatique » document CGP, 1999.

Criqui (P.) et Viguier (L.) « Régulation des marchés de droits d'émission négociables pour le CO₂ : une proposition de plafonds pour les quantités et pour les prix » doc. IEPE, janvier 2000.

Commission Européenne (1995 et 1997) « ExternE. Externalities of Energie » (vol. 1, 2, 5).

Henry (C.) (1974) « Investment Decisions Under Uncertainty ; The Irreversibility Effect » in American Economic Review, 64, p.1006-1012.

Hohmeyer (O.) (1990) « Social Costs of Electricity Generation », Contemporary Policy Issues vol. 8, n° 3, p. 255-282 (California State University).

Krutilla (J.) « Conservation Considered » in American Economic Review, septembre 1967, p. 777-786.

Ottinger (R.L.) and alii (1990) « Environmental Costs of Electricity » Pace University Center for Environmental Legal Studies, New-York.

Pearce (D.W.) et Turner (R.K.) (1990) « Economics of Natural Resources and the Environment » Harvester Wheatsheaf, Londres.

Percebois (J.) (1997) « L'énergie nucléaire face aux externalités et à la dérégulation électrique » in Percebois (Editor) « Energie et théorie économique », Ed. Cujas.

Rabl (A.) et Dreicer (M.) (1998) « Health and Environmental Impacts of Energy Systems » document CEE (Bruxelles).

- Schubert (K.) et Zagame (P.) (Editors) (1998) « L'environnement. Une nouvelle dimension de l'analyse économique » Ed. Vuibert.
- Teulere-Maynat (L.) (1999) « Le coût externe lié à la production et à la consommation d'électricité », Thèse, Université Bordeaux IV.
- Treich (N.) (1997) « Environnement : vers une théorie économique la précaution ? » in Risques n° 32, octobre-décembre (repris in Problèmes économiques n° 2572 du 10 juin 1998).
- Viguié (L.) (1999) « L'environnement en économie communiste et post-communiste : de la crise systémique à l'agenda global » Thèse Université Grenoble II (IEPE).
- Weisbrod (1964) « Collective Consumption Services of Individual Consumption Doods » in Quarterly Journal of Economics, vol. 78, p. 471-477.

Annexe 8

Le choix d'un taux d'actualisation

Le choix d'un taux d'actualisation pour sélectionner les investissements privés ou publics a été source de longs débats entre économistes depuis plus d'un siècle, plus précisément depuis que Böhm-Bawerk a proposé une réponse en 1887. Faut-il déprécier le futur (donc actualiser les recettes et dépenses qui apparaîtront demain) ou faut-il au contraire additionner sans les actualiser des sommes d'argent disponibles à des moments différents du temps ? Si l'on décide d'actualiser faut-il retenir un taux unique, quelle que soit la décision à prendre, ou faut-il différencier les taux selon la nature des décisions ? Faut-il maintenir un taux constant dans le temps ou faire varier ce taux selon la période retenue ? Quel taux faut-il choisir ? Le taux d'intérêt réel des marchés financiers, le taux de croissance de l'économie ? Toutes ces questions font partie d'interrogations lancinantes que se sont posées les décideurs en charge des choix publics, que ce soit au moment de la révolution soviétique, de l'élaboration des plans français ou de la mise en œuvre de projets financés par la Banque mondiale dans les pays en développement. Deux types d'arguments sont souvent avancés :

- ne pas actualiser (donc opter pour un taux d'actualisation nul), au motif que l'intérêt des générations futures serait « écrasé » si l'on dépréciait le futur, est économiquement discutable car il existe une « préférence pure pour le présent » ;

- Le choix d'un taux d'actualisation -

- actualiser (et retenir un taux fortement positif) risque de conduire à des arbitrages en faveur des générations présentes et au détriment de l'intérêt des générations futures¹. C'est un choix éthiquement indéfendable car il est de notre devoir de tenir compte du bien-être des générations futures, surtout lorsque les choix faits aujourd'hui auront des conséquences lourdes pour demain.

Face à cette absence de consensus, il revient donc au décideur public de choisir une solution parmi les nombreuses alternatives que lui offre la théorie économique. Ce choix sera à un moment nécessairement arbitraire donc discutable. Avant de justifier le choix qui a été fait, il nous semble important de rappeler l'état des débats sur cette question.

1- Le point sur le débat

Impatience et effet de richesse

Deux raisons ont été avancées par Böhm-Bawerk pour actualiser l'avenir : la première est celle d'une préférence pure pour le présent. Les agents économiques sont "impatiens" et préfèrent disposer de la même somme d'argent aujourd'hui plutôt que demain. Ce point de vue a donné lieu à de nombreuses controverses et des auteurs comme Pigou, Ramsey, Koopmans ont contesté cette vision des choses ; la deuxième raison tient à « l'effet de richesse ». Les générations futures auront des conditions de vie meilleures que les nôtres. En conséquence un investissement produisant une unité de biens dans le futur en échange d'une unité de biens dans le présent serait inacceptable. La croissance de l'utilité de la génération future serait plus que compensée par la perte d'utilité de la génération présente, rendant l'investissement inefficace, sinon injuste (cf. C. Gollier). Cette vision des choses a été reprise par W. Cline qui propose de retenir un taux d'actualisation constitué par deux éléments : un taux de préférence pure pour le présent et un effet de richesse. Si l'on retient par exemple un taux de croissance par tête de l'économie de l'ordre de 2 à 4 % et que l'on y ajoute l'argument d'impatience (taux de préférence pure pour le présent autour de 2 %), on obtient un taux d'actualisation compris entre 4 et 6 % (en termes réels c'est-à-dire hors dépréciation monétaire). De son côté,

(1) Sauf si l'on fait l'hypothèse selon laquelle il existerait un très fort altruisme intergénérationnel. Dans ce cas effectivement, comme le montre Claude Henry, les legs intergénérationnels peuvent plus que compenser l'effacement du futur résultant de l'actualisation à un taux positif.

K. Arrow propose un taux de 4 à 5 % (1 % pour la préférence pure et 3 à 4% pour l'effet de richesse).

Contraintes financières

Certains auteurs font observer qu'il faut aussi tenir compte de la contrainte financière et qu'il existe une rareté des capitaux y compris dans une perspective intertemporelle. Ils proposent alors de retenir le taux d'intérêt réel du marché financier qui, lorsque les marchés sont parfaits (informations parfaites, pas de coûts de transaction etc.), réalise l'allocation intertemporelle optimale de l'épargne disponible. On pourrait par exemple retenir le taux d'intérêt à long terme des obligations d'État (en France les OAT). C'est oublier que les marchés financiers ne sont pas parfaits mais cloisonnés (d'où la coexistence de plusieurs taux). C'est surtout oublier qu'il n'existe pas d'actifs financiers dont la durée de vie soit aussi longue que les effets attendus de certains choix d'investissement. À titre d'exemple la gestion des déchets nucléaires concerne plusieurs milliers d'années alors que les obligations d'État ne dépassent en général pas trente ans. De plus, comme le fait remarquer C. Gollier « en supposant même que les taux d'intérêt existent pour des horizons très longs, ceux-ci seront biaisés par la présence de coûts de transaction, par des asymétries de l'information, par des contraintes de liquidité et par une taxation non forfaitaire des revenus du capital ».

Risques et incertitudes dans le long terme

Un problème spécifique se pose dès lors que l'on raisonne sur le très long terme dans un contexte de forte incertitude. Il faut non seulement tenir compte de l'aversion face au risque des agents mais également des incertitudes majeures qui entachent toute décision dès lors que plusieurs générations sont concernées (cas de l'effet de serre ou de la gestion des déchets nucléaires). La prudence doit conduire dans ce cas à réduire le taux d'actualisation. Cette réduction a pour effet de favoriser les investissements de prévention des risques (puisque les bénéfices futurs attendus se trouvent valorisés par rapport à une situation où le taux d'actualisation serait élevé). Kimball et Gollier ont montré par exemple que l'incertitude sur la croissance économique (à très long terme) doit inciter à réduire le taux d'actualisation « si la dérivée troisième de la fonction d'utilité des agents est positive ». On parle de « prudence positive » qui conduit à faire plus d'efforts aujourd'hui pour prévenir les risques des générations futures. Sous l'hypothèse d'aversion relative décroissante, on démontre que le taux d'actualisation est une fonction décroissante de l'horizon temporel retenu. Face aux risques à long terme, des auteurs comme Faber et Hemmersbaugh proposent

- Le choix d'un taux d'actualisation -

un taux qui n'excède pas le taux de croissance à long terme de l'économie (donc de l'ordre de 2 à 4 % en termes réels). D'autres comme Harvey proposent une actualisation adaptative de la forme

$$a(t) = b/(b + t) \text{ où } b \text{ est une constante positive et } t \text{ le temps.}$$

D'autres comme Norgaard et Howarth ou Daly refusent l'actualisation et proposent l'usage d'un taux nul lorsque la gestion des ressources environnementales est en cause.

Il n'y a donc pas de consensus parmi les économistes sur ce que doit être le taux d'actualisation lorsque les choix publics impliquent les générations futures et pourtant le choix d'un taux est incontournable. Ne pas actualiser c'est aussi faire un choix. Toute décision sera donc à ce niveau arbitraire, ce qui ne veut pas dire qu'elle ne s'appuie pas sur des arguments justifiés mais le choix qui est fait révèle, in fine, un choix « politique ».

2 – Quel taux d'actualisation choisir ?

La réponse n'est pas aisée et la théorie économique nous fournit des pistes mais pas de solution. Dans le cas qui nous occupe (la production d'électricité, et plus spécifiquement la production nucléaire) l'influence du taux d'actualisation est extrêmement complexe en raison de la chronique très particulière des dépenses – les coûts différentiels apparaissent initialement (investissement) puis au démantèlement, et en raison de la variabilité du profil temporel des bénéfices selon que l'on considère un cycle ouvert ou fermé ou selon la durée de vie des centrales.

La production d'électricité d'origine nucléaire génère un nombre important d'effets sur le bien-être des générations présentes et futures. Il faut donc pouvoir rendre comparables ces effets pour être en mesure d'arbitrer. En première approximation ces investissements ont un coût pour la génération présente : construction des centrales, recherche et développement, etc. Ils présentent aussi des avantages, ou effets richesse, pour les générations futures qui utiliseront les installations existantes et bénéficieront des fruits de la croissance économique et de l'accumulation des technologies énergétiques engendrés par les générations qui les auront précédées. En outre, ces investissements peuvent générer des effets induits positifs pour l'ensemble des générations présentes et futures, car ils peuvent indirectement contribuer à la résorption - ou à l'atténuation - des déséquilibres de type macro-économique : réduction des déficits extérieurs, accroissement de l'emploi.

Toutefois ces investissements peuvent aussi avoir des effets induits négatifs très importants sur le bien-être des générations futures. Ces dernières devront alors supporter les coûts de démantèlement - ou de renouvellement - des centrales et de gestion des déchets radioactifs, dont certains ont une durée de vie très importante. Elles devront en outre supporter les conséquences environnementales - risques d'accidents nucléaires et prolifération de déchets radioactifs - occasionnées par la production d'une électricité dont elles ne bénéficieront pas nécessairement.

Le débat sur le choix du taux d'actualisation se résume par conséquent à la manière dont le décideur mesure ou estime l'ampleur de ces deux types d'effets opposés. Ou, en d'autres termes, à la manière dont le décideur pondère ces effets, dans son évaluation aujourd'hui, afin de rendre « équitables » ses choix intergénérationnels. Ainsi, s'il décide de retenir un taux d'actualisation élevé, il arbitre fortement en faveur de la génération présente et considère donc que les effets « richesse » dont bénéficient les générations futures sont plus importants que les effets négatifs qu'elles devront supporter. A l'inverse, s'il décide d'utiliser un taux d'actualisation faible, il favorise les générations futures au détriment de la génération présente. Il considère dans ce cas que même si la génération présente supporte les coûts d'investissement initiaux et engendre des effets « richesse » et des externalités bénéfiques pour les générations futures, les conséquences que subiront ces dernières ne doivent pas être mésestimées.

Face à de difficiles arbitrages, quel taux d'actualisation peut retenir le décideur public pour évaluer les scénarios des filières de production électrique ?

Le décideur possède au départ une référence essentielle, le taux de rendement du capital à long terme. En effet, compte tenu de l'importance de l'horizon des scénarios (50 ans) et du fait que le financement des investissements effectués par les « ex » monopoles publics se fait de plus en plus par les circuits financiers de marché, le décideur peut prendre comme taux de référence, par exemple, le taux des emprunts obligataires à long terme (30 ans) qui est actuellement de l'ordre de 6 % en valeur nominale - ceci correspond, pour une hypothèse moyenne d'inflation de 2 % sur l'ensemble de la période d'évaluation, à un taux d'intérêt réel de 4 %.

Ce taux ne représente cependant que la rentabilité privée d'un investissement et n'intègre donc pas l'ensemble des effets indirects induits par cet investissement. Le décideur peut alors réajuster ce taux à la hausse comme à la baisse, en fonction de l'idée qu'il se fait du poids relatif des externalités positives et négatives de la production d'électricité.

- Le choix d'un taux d'actualisation -

Le décideur peut ainsi considérer que les effets positifs de la production d'électricité par la filière nucléaire sont très importants, notamment parce qu'ils contribuent à résoudre des déséquilibres macro-économiques - argument qui a été utilisé, entre autres, pour choisir le taux d'actualisation lors du 9ème Plan -. Il rajoute alors une prime au taux d'intérêt de marché pour fixer le taux d'actualisation en accroissant le poids de la génération présente. C'est ce type de raisonnement qui peut justifier le fait que le décideur arbitre en faveur d'un taux d'actualisation aussi élevé que 8 %.

Si le décideur public estime par contre que les externalités négatives pourront s'avérer importantes pour les générations futures, il va choisir un taux inférieur au taux d'intérêt de marché de long terme. Il peut ainsi aboutir à n'importe quel taux d'actualisation en dessous de 4 % (4, 3, 2 ou 1 %, ou même encore 0 %) en fonction de l'idée qu'il se fait de l'ampleur des conséquences potentielles de ces externalités.

Tout ceci démontre le caractère éminemment politique du choix du taux d'actualisation. Voilà pourquoi certains auteurs qualifient ce choix de « méta-éthique ». En effet, quel que soit le taux d'actualisation choisi, il ne peut satisfaire tous les points de vue.

Un taux d'actualisation très élevé, parce qu'il écrase les valeurs futures à partir de la 10ème année, comme c'est le cas avec un taux de 8 %, est éthiquement inacceptable pour évaluer des scénarios dont l'horizon est aussi important.

Un taux d'actualisation de 4 %, qui correspond au taux de rendement réel du capital à long-terme - qui suppose par conséquent que les externalités positives et négatives se compensent -, ne constitue qu'un compromis partiel. En effet, d'une part, ce taux ne permet pas de prendre suffisamment en compte l'intérêt des générations futures (il faudrait des taux encore plus bas, par exemple 2 %, qui par contre anéantirait la rentabilité économique des projets). D'autre part, ce taux n'intègre pas suffisamment l'impatience - ou la préférence « pure » pour le présent - de la génération présente ou du décideur. Il correspond donc à un compromis qui pourrait s'avérer pénalisant à la fois pour les générations présentes et futures.

Enfin, un taux d'actualisation plus bas que 4 % favorise l'intérêt des générations futures au détriment de la génération présente qui pourtant supporte les coûts d'investissements initiaux et génère des effets richesse dont bénéficieront les générations futures.

- Le choix d'un taux d'actualisation -

On en conclut qu'il ne peut être satisfaisant de s'en tenir au choix d'un unique taux d'actualisation pour étudier des scénarios à aussi long terme. Il faut par conséquent définir une « technique » d'actualisation qui, bien qu'elle soit elle aussi discutable, prenne « mieux » en compte la rationalité des agents économiques - y compris celle du décideur public -.

3 - L'adoption d'une double actualisation en pratique

On choisit donc ici de construire une technique d'actualisation qui, tout en préservant une certaine efficacité économique aux investissements, a le double objectif :

- de prendre en compte, d'une part, trois réalités qui conditionnent le choix du niveau du taux d'actualisation : le fait que la génération présente - comme le décideur public - a bel et bien une préférence « pure » pour le présent strictement positive ; le fait qu'elle génère des effets de richesse et le fait qu'elle engendre des progrès technologiques qui pourraient être bénéfiques pour les générations futures ;
- de pondérer, d'autre part, assez fortement le bien-être des générations futures, afin de ne pas mésestimer les conséquences négatives qu'elles seraient susceptibles de subir.

Pour ce faire, nous avons adopté la décomposition du taux d'actualisation proposée par Böhm-Bawerk et reprise par Cline, et formalisée comme suit :

<p style="text-align: center;">Taux d'actualisation = taux de préférence pure pour le présent + effet richesse</p>

L'effet richesse est égal au produit d'une élasticité de l'utilité marginale de la consommation (que l'on suppose égale à 1,5) et d'un taux de croissance du revenu par tête (anticipé à 2 %), soit 3 % sur la période.

Ainsi, avec un taux de préférence pure pour le présent d'une valeur annuelle moyenne de 3 %, on obtient un taux d'actualisation de 6 %.

- Le choix d'un taux d'actualisation -

Toutefois, le taux de préférence pure pour le présent introduit dans la définition du taux d'actualisation ne fait que refléter l'impatience du décideur - qui ne peut rester indéfiniment aux « affaires » - ou de la génération présente - qui a une durée de vie finie -. En conséquence, nous distinguerons **deux phases dans l'actualisation** :

- une **première phase** qui intègre explicitement la préférence pour le présent du décideur et que l'on estime environ à 30 ans, c'est-à-dire la durée de vie moyenne d'un décideur aux « affaires » ou encore la durée de vie d'une génération. **Le taux d'actualisation choisi pour cette période (2000-2030) est donc de 6 % ;**
- une **seconde phase**, après 30 ans, dans laquelle on exclut l'impatience et où on ne tient plus compte que de l'effet richesse induit. Ceci nous permet par ailleurs d'intégrer explicitement, dans l'évaluation aujourd'hui, le bien-être des générations futures. **Le taux d'actualisation choisi pour la seconde période (2030-2050 et au-delà) est alors de 3 %.**

Nous avons donc choisi une double actualisation, 6 % entre 2000 et 2030 et 3 % sur la fin de l'horizon des scénarios, nous permettant de satisfaire au double critère défini précédemment. Même si cette méthode demeure discutable, elle correspond à un meilleur compromis - car elle prend en compte les préférences individuelles - dans l'exercice difficile de l'actualisation sur le long terme. Le taux d'actualisation sur un horizon aussi important ne saurait en effet être uniforme.

A titre d'exemple, on peut comparer la valeur ainsi actualisée de 100 francs à différentes échéances avec la valeur correspondant à un taux uniforme de 4 % :

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
6 %/3 %	100 F	55,84	31,18	17,41	12,96	09,64
4 %	100 F	67,56	45,64	30,83	20,83	14,07

Quelques références bibliographiques

Arrow Kenneth J. (1995) « Effet de serre et actualisation », Revue de l'Energie n°471, octobre pp.631-636.

- Cline William (1999) « Discounting for the very long term » in P.R. Portney et J. P. Weyant (eds) « Discounting and intergenerational equity », chapitre 13, pp.131-140, Resources for the Future.
- Feldstein (M.S.) (1964) « The social time preference discount rate in cost-benefice analysis », Economic Journal, vol. 74.
- Gollier Christian (1998) « Actualisation du long terme », Revue de l'Energie, n°496, mars-avril, pp.157-159.
- Harvey (C.M.) (1994) « The reasonableness of non-constant discounting », Journal of Public Economics vol. 53 pp.31-51.
- Henry (C.) (2000) « Orientation du progrès technique et développement durable », Revue d'Économie et Statistique, vol. 57, pp.83-107.
- Howarth (R.B.) et Norgaard (R.B.) (1995) « Intergenerational choices under global environmental change », in D.W. Bromley (ed) « The Handbook of Environmental Economics », Blackwell Handbooks in Economics, pp.111-138.
- Kimball (M.S.) (1990) « Precautionary saving in the Small and in the large », Econometrica.
- Lyon (R.M.) (1994) « Intergenerational equity and discount rates for climate change analysis » IPCC, Nairobi-Kenya.
- Marglin (S.) (1963) « The social rate of discount and the optimal rate of investment », Quarterly Journal of Economics, vol. 77, pp.95-111.
- Tirole (J.) (1981) « Taux d'actualisation et optimum de second rang », Revue Economique, 78.
- Weitzman (M.L.) (1994) « On the environmental discount rate », Journal of Environmental Economics and Management, mars.

Annexe 9

L'assurance du risque nucléaire civil

L'accident de Tchernobyl, survenu le 26 avril 1986, a suscité d'importants débats sur la question de l'assurabilité du risque nucléaire. La loi du 22 juillet 1987 s'est efforcée de renforcer le dispositif en vigueur. Sont définis comme susceptibles de provoquer un « risque nucléaire majeur » les sites comportant :

- un réacteur nucléaire d'une puissance thermique supérieure à 10 MWe ;
- une usine de traitement de combustibles nucléaires irradiés ;
- une usine de séparation des isotopes de combustibles nucléaires ;
- une usine de conversion chimique de combustibles nucléaires ;
- une usine de fabrication de combustibles nucléaires.

L'ampleur du risque nucléaire a dès les années 1950 révélé la nécessité d'une législation appropriée en matière de réparation et d'indemnisation. Cette législation, dérogoire au droit commun, s'est édiflée d'emblée dans un cadre international en raison du caractère transnational du risque nucléaire. Sous l'égide de l'OCDE ont été signées la Convention de Paris le 29 juillet 1960 (convention considérée comme fondatrice) et la Convention de Bruxelles le 31 janvier 1963 avec un protocole additionnel le 16 novembre 1982. Ces conventions ont donné lieu en France au vote de deux lois (30 octobre 1968, 16 juin 1990).

Le régime spécial¹ de l'assurance nucléaire repose sur les 5 principes suivants :

- responsabilité objective, pour éviter les aléas de la recherche d'une faute ;
- canalisation de la responsabilité sur l'exploitant de l'installation nucléaire, pour éviter la recherche du responsable ;

(1) *H. Pac « Droit et politique nucléaires » PUF (1994).*

- L'assurance du risque nucléaire civil -

- responsabilité limitée en montant et dans le temps, pour qu'elle reste supportable et assurable ;
- obligation de garantie financière, pour donner aux victimes la certitude d'une indemnisation ;
- règles particulières de compétence des tribunaux et d'exécution des jugements, pour faciliter au maximum cette indemnisation.

Ainsi la responsabilité est une responsabilité « objective », la victime n'ayant pas à apporter la preuve d'une faute mais seulement la preuve d'un lien de causalité entre l'accident nucléaire et le dommage subi. C'est une responsabilité « canalisée » dans la mesure où elle incombe exclusivement à l'exploitant de l'installation. L'exploitant ne peut se prévaloir de la force majeure qu'en cas d'accident nucléaire résultant directement d'actes de conflit armé, de guerre civile et d'insurrection. A noter qu'en cas d'accident nucléaire survenant en cours de transport de substances nucléaires c'est l'exploitant de l'installation nucléaire d'origine ou de destination de substances, et non le transporteur, qui supporte l'entière responsabilité des dommages.

Mais l'assurance est partielle dans la mesure où elle est limitée dans son montant (600 millions de francs actuellement en France) et dans sa durée (la période maximale durant laquelle l'indemnisation pourra être demandée est actuellement fixée à 10 ans). La responsabilité retenue étant objective (donc sans faute) et canalisée, il ne peut être question, estime le législateur, de faire peser sur l'exploitant une responsabilité illimitée¹. Ces principes de responsabilité objective canalisée ont d'ailleurs été repris dans les conventions concernant la pollution marine par les hydrocarbures.

Mais il est prévu que l'État peut se substituer en tout ou en partie à l'assurance et qu'en cas de défaillance de l'assureur ou de l'exploitant il doit supporter la charge de la réparation. L'État apparaît ainsi comme un « assureur en dernier recours ». Il lui appartient par ailleurs en France d'indemniser les victimes au-delà du montant de la responsabilité de l'exploitant jusqu'en un montant de 1 500 millions de francs. Au-delà et jusqu'à 2 520 millions de francs la réparation résulte d'un fonds interétatique des parties prenantes à la Convention de Bruxelles.

L'État apparaît donc comme le garant de la responsabilité de l'exploitant nucléaire et il le supplée en cas de défaillance. Il prend lui-même en charge

(1) Les États-Unis ont été les premiers à introduire le principe de responsabilité limitée avec le Price Anderson Act de 1957.

certains risques, au-delà d'un certain plafond mais jusqu'à un seuil maximal. C'est le signe manifeste que « l'énergie nucléaire est un domaine où la responsabilité de l'État repose principalement sur la notion de risque exceptionnel encouru par la population, du fait de l'exercice d'activités d'intérêt public, ou sur celle de solidarité nationale » (H. Pac p. 179) ¹. L'État peut même être tenu pour responsable en raison de son autorisation ou de son absence d'interdiction de fonctionnement.

Pour répondre au caractère obligatoire des dispositions légales en vigueur, l'exploitant nucléaire (EDF, CEA, COGEMA) peut souscrire trois polices d'assurance :

- une responsabilité civile exploitant nucléaire pour couvrir les accidents survenant dans ses installations ;
- une responsabilité civile armes et engins (cela concerne le CEA uniquement) ;
- une responsabilité civile transport nucléaire pour couvrir les accidents survenant au cours du transport de substances radioactives.

Les exploitants français s'assurent auprès d'un groupement d'assureurs (Assuratome). Les primes versées annuellement sont de l'ordre de 55 MF. Mais, il faut noter qu'EDF a immobilisé 400 MF pour couvrir sa part de responsabilité civile et ne s'assure que pour les 200 MF restants. Des discussions sont actuellement en cours visant à augmenter le plafond de responsabilité des exploitants (donc les primes), qui passerait de 600 MF à 3 500 MF. Mais rien n'est encore arrêté. Il convient en effet de signaler que le plafond de responsabilité de l'exploitant est, en France, nettement inférieur à ce qu'il est aujourd'hui dans les autres pays industrialisés qui disposent de centrales nucléaires.

Par ailleurs, les exploitants nucléaires ont choisi de souscrire un contrat « Responsabilité civile opérateur nucléaire » dont la finalité est la prise en charge des dommages aussi bien « classiques » que « nucléaires » afin d'assurer, soit le patrimoine industriel, soit les conséquences dommageables résultant des prestations d'études et d'ingénierie ainsi que la fabrication et/ou la vente d'équipements et matériels. Les primes versées chaque année pour couvrir cette responsabilité sont nettement plus élevées que celles versées pour couvrir la responsabilité civile : 20 MF pour le CEA, 57 MF pour la COGEMA contre respectivement 8 et 6 MF.

(1) H.Pac « *Droit et politique nucléaires* » PUF 1994.

- L'assurance du risque nucléaire civil -

Si l'on considère que le niveau des primes payées par EDF est de 42 MF par an pour une couverture effective (hors provision) de 200 MF (et ce pour 58 réacteurs) on peut admettre que le montant total des primes à payer pour couvrir 2 500 MF (montant maximum prévu par la Convention de Bruxelles) devrait être de l'ordre de 530 MF par an pour le parc français, soit un ordre de grandeur de 10 MF par an et par réacteur.

1 – Au Royaume-Uni

La logique d'indemnisation est la même qu'en France, le Royaume-Uni étant signataire de la Convention de Bruxelles. La première tranche, qui implique l'exploitant, a un plafond de 140 millions de livres (soit environ 1 500 MF), ce qui est nettement plus élevé qu'en France. La seconde tranche qui concerne l'État est plafonnée à 175 millions de livres soit 35 millions de livres à la charge de l'État. Au-delà, c'est la Convention de Bruxelles qui s'applique, c'est-à-dire une syndication d'États (avec un plafond de 250 millions de livres). Mais l'État britannique peut ensuite prendre à nouveau le relais si le Parlement le décide (sur proposition du ministre en charge de l'énergie). Notons que l'État peut, a posteriori, se retourner contre l'exploitant pour lui demander une indemnisation au cas où l'accident serait dû à une négligence grave de l'exploitant.

2 – Aux États-Unis

Le texte fondateur est celui du "Price-Anderson Act" adopté en 1957 mais revu régulièrement depuis (ce document est en fait un amendement à la législation sur l'énergie nucléaire prévue dans "the Atomic Energy Act" de 1954). Au départ l'idée est de permettre le développement de l'énergie nucléaire en limitant la responsabilité financière des exploitants et en garantissant, en cas d'accident, un apport supplémentaire de fonds publics. La couverture maximale disponible auprès des compagnies privées d'assurance était au départ de 60 millions de dollars, l'apport de fonds publics étant lui plafonné à 500 millions de dollars. En 1967 puis en 1975 et en 1988 le Price-Anderson Act a été prorogé et les plafonds revus à la hausse. Il doit être renouvelé en 2002. En 1975 un système à deux niveaux a été introduit pour la partie "assurance privée".

Le système actuellement en vigueur (plafonds réajustés en 1998) est le suivant :

- une première tranche de 200 millions de dollars (environ 14 00MF) est à la charge de l'exploitant (via son assurance) ;
- si cette couverture se montre insuffisante, les exploitants de l'ensemble des réacteurs sous licence (108 actuellement, soit 105 en fonctionnement et 5 arrêtés mais qui gèrent encore des combustibles usés) sont mis à contribution dans le cadre d'un pool pour un montant maximal de 88 millions de dollars par réacteur soit un total de 9 500 millions de dollars. Cela porte le plafond de la seconde tranche à 9 700 millions de dollars (soit environ 69 000 MF) ;
- au-delà de ce second plafond il appartient au Congrès de décider si une compensation supplémentaire doit être apportée et qui doit en porter la responsabilité financière.

En pratique les exploitants sont assurés auprès de l'American Nuclear Insurers, un groupement d'une soixantaine de sociétés d'assurances. C'est à l'Autorité de sûreté nucléaire (la Nuclear Regulatory Commission, NRC) qu'incombe la classification comme tel d'un accident nucléaire. Les plaignants peuvent alors être indemnisés dès lors qu'ils sont en état de montrer 1) l'existence de dommages (corporels ou matériels) 2) la relation entre le dommage et la contamination radioactive. On retrouve là l'idée qui prévaut dans les autres pays (dont la France) : canalisation de la responsabilité sur l'exploitant et responsabilité objective de l'exploitant (il faut établir un lien entre le dommage et l'accident mais il n'est pas nécessaire de prouver qu'il y a eu faute). La matérialité d'un dommage et sa relation à la contamination radioactive doivent toutefois être établies pour prétendre à indemnisation.

3 – Au Japon

Dans le cadre de la loi de 1961, l'exploitant nucléaire s'oblige à endosser *sans restriction* les indemnités des dégâts causés par un accident nucléaire. Il s'oblige également à contracter une assurance dont l'indemnité maximale est déterminée par la loi selon le type d'opération et le type d'installation. L'indemnité maximale versée par l'assureur est par exemple de 60 milliards de yens (environ 4 200 MF) en cas d'accident dans une centrale nucléaire de puissance thermique supérieure à 10 MWe, ou en cas d'accident dans une usine de retraitement. Elle est limitée à 12 milliards de yens (environ 840 MF) pour un accident survenu dans une centrale de moins de 10 MWe, dans une installation de déchets nucléaires ou lors d'une opération de transport de matières ou déchets nucléaires. Elle est plafonnée à 2 milliards de yens (140 MF) dans d'autres cas prévus par la loi. La prise d'assurance payée par la totalité des entreprises

- L'assurance du risque nucléaire civil -

concernées a été de 24 milliards de yens (1 680 MF) en 1998. Un pool d'assureurs a été fondé dès 1960 ; il est constitué de 43 compagnies d'assurance. D'autres tranches de dédommagements sont actuellement à l'étude, qui concernent le stockage, le démantèlement d'un réacteur ou les réacteurs à fusion nucléaire.

La loi sur les dédommagements des accidents nucléaires a été appliquée et l'indemnité a été payée pour la première fois au Japon lors de l'accident de criticité de l'usine de conversion d'uranium JCO à Tokai Mura en septembre 1999. L'indemnité payée par le pool d'assureurs s'est élevée à 1 milliard de yens soit 70 MF environ, mais la somme des indemnités accordées par JCO a été de 11,6 milliards de yens (810 MF environ), portant sur 6 540 dossiers. La responsabilité de l'exploitant est donc particulièrement engagée au Japon en cas d'accident nucléaire puisqu'elle est a priori sans limite.

Il est à noter toutefois que dans le cas où la somme des dédommagements dépasserait l'indemnité maximale de l'assurance et où l'entreprise responsable serait financièrement incapable de payer, une subvention sera accordée par le gouvernement après délibération du Parlement (nouvelle disposition prévue en 2000). Lors d'un accident provoqué par une catastrophe naturelle ou un soulèvement social, le gouvernement prend en charge les indemnités à la place de l'entreprise concernée. L'État apparaît donc comme un recours mais son intervention est beaucoup plus restrictive qu'en Europe, l'indemnisation étant a priori à la charge de l'exploitant.

En Allemagne et en Suède, le système actuellement en vigueur est proche du système français mais l'indemnité qui est à la charge de l'exploitant est plafonnée à un niveau sensiblement supérieur à ce que l'on constate en France (cf. tableau ci-après). Il existe donc une spécificité dans la façon dont le risque nucléaire est assuré puisque, partout, l'État peut être amené à prendre le relais de l'exploitant. Certains y voient une forme de subvention potentielle, d'autres considèrent que cela fait partie des fonctions régaliennes de l'État.

- L'assurance du risque nucléaire civil -

	France	Allemagne	R.U.	Suède	Etats-Unis	Japon
1 ^{ère} tranche	Exploitant 600 millions	Exploitant 800 millions	Exploitant 1 500 millions	Exploitant 1 500 millions	Exploitant 1 400 millions	Exploitant pas de limite à priori
2 ^{ème} tranche	État de 600 à 1500 millions	Pool entre exploitants de 800 à 2000 millions	État de 1500 à 1800 millions	Pool d'États (convention de Bruxelles) 1500 à 2500 millions	Pool entre exploitants de 1400 à 69000 millions	mais assurances plafonnées de 140 à 4200 millions selon les cas
3 ^{ème} tranche	Pool d'États (convention de Bruxelles) 1500 à 2520 millions	État (ou pool d'Etats)	Pool d'États de 1800 à 2520 millions	État sous certaines conditions	État fédéral (après décision du congrès)	État (sous certaines conditions) (si défaillance de l'exploitant

Glossaire

Actinides : Famille d'éléments chimiques plus lourds que l'actinium (numéro atomique 89). Quatre actinides existent à l'état naturel : l'actinium (89), le thorium (90), le protactinium (91) et l'uranium (92).

Actinides mineurs : Éléments de numéro atomique compris entre 89 et 103 de la classification de Mendeleiev. Les actinides majeurs sont l'uranium et le plutonium. Les autres actinides sont dits actinides mineurs et comprennent notamment l'américium, le neptunium et le curium formés dans les combustibles irradiés.

AEN : Agence pour l'Énergie Nucléaire. Créée en 1957 au sein de l'OCDE, elle constitue un espace de collaboration juridique, technique et scientifique entre les États sur la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire. L'AEN ne dispose d'aucune prérogative de contrôle.

AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique (International Atomic Energy Agency). Organisation intergouvernementale créée en 1957, qui fait partie de l'organisation des Nations Unies. Son rôle est de favoriser et d'encourager l'utilisation pacifique de l'énergie atomique dans le monde entier.

Alpha : Les particules composant le rayonnement alpha sont des noyaux d'hélium 4 (2 neutrons + 2 protons), fortement ionisants mais très peu pénétrants. Une simple feuille de papier est suffisante pour arrêter leur propagation (symbole α).

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs, établissement public à caractère industriel et commercial chargé de la gestion et du stockage des déchets radioactifs solides.

- Glossaire -

Atome : Constituant de base de la matière. Il est composé d'un noyau (neutrons + protons) autour duquel gravitent des électrons.

Barres de contrôle ou de commande : Tubes de bore ou de cadmium introduits verticalement au sein du cœur d'un réacteur dans le but de contrôler, par absorption de neutrons, la réaction et donc la puissance fournie (aussi appelées « grappes de contrôle ou de commande »).

Barrières de confinement : Ensemble de dispositifs étanches interposés entre les sources de rayonnement (produits de fission présents dans le réacteur) et le milieu extérieur. Ces protections sont constituées successivement par :

- la gaine métallique contenant le combustible nucléaire (tube en zircaloy) ,
- la cuve en acier abritant le cœur du réacteur et le circuit de refroidissement ;
- le bâtiment réacteur (enceinte étanche en béton armé).

Bêta : Les particules composant le rayonnement bêta sont des électrons de charge négative ou positive. Un écran de quelques mètres d'air ou une simple feuille d'aluminium suffisent à les arrêter (symbole β).

CEA : Commissariat à l'Énergie Atomique. Placé sous l'autorité du Premier ministre, il est chargé de promouvoir l'utilisation de l'énergie nucléaire dans les sciences, dans l'industrie et pour la défense nationale.

Césium : Métal rare et toxique dont les caractéristiques sont comparables à celles du potassium. L'un de ces isotopes, le césium 137, est un produit de fission radioactif que l'on trouve dans les différents circuits de la zone nucléaire.

Chargement du réacteur : Introduction du combustible nucléaire dans le réacteur. Pour les REP, l'opération s'effectue à froid, réacteur à l'arrêt et cuve ouverte ; elle a lieu habituellement une fois par an. Le combustible séjournant trois à quatre ans dans un réacteur, seul un tiers ou un quart sera renouvelé annuellement, les assemblages neufs étant alors placés dans les zones périphériques du cœur.

COGEMA : Compagnie Générale des Matières Nucléaires. Filiale du CEA, ses activités couvrent l'ensemble du cycle du combustible nucléaire (exploitation minière, conversion, enrichissement, fabrication, retraitement des combustibles irradiés).

Combustible nucléaire : Matière fissile utilisée dans un réacteur pour y développer une réaction nucléaire en chaîne. Le combustible neuf d'un réacteur à eau pressurisée est constitué d'oxyde d'uranium enrichi en uranium 235 (entre 3 et 4 %).

Confinement : Dispositif de protection qui consiste à contenir les produits radioactifs à l'intérieur d'un périmètre déterminé fermé (dite barrière de confinement).

Cycle du combustible : Ensemble des étapes suivies par le combustible fissile : extraction du minerai, élaboration et conditionnement du combustible, utilisation dans un réacteur, retraitement et recyclage ultérieur.

Déchargement d'un réacteur : Opérations consistant à retirer le combustible nucléaire d'un réacteur. Dans les REP, elles s'effectuent toujours réacteur à l'arrêt et cuve ouverte.

Déchets radioactifs : Matières radioactives inutilisables provenant de centres médicaux, de laboratoires ou de l'industrie nucléaire.

Effluents : Liquides ou gaz contenant des substances radioactives. Leur activité est réduite par des dispositifs appropriés avant leur rejet ou leur utilisation.

Enceinte de confinement ou bâtiment du réacteur – : Enceinte étanche en béton, contenant la cuve du réacteur, le circuit primaire, les générateurs de vapeur ainsi que les principaux auxiliaires assurant la sûreté du réacteur. Pendant les arrêts programmés du réacteur, plusieurs dizaines de personnes interviennent à l'intérieur de l'enceinte de confinement.

Enrichissement : Procédé par lequel on accroît la teneur en isotopes fissiles d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et de 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, la proportion d'uranium 235 sera portée aux environs de 3 à 4 %.

EURATOM : Créée en 1957, la Communauté Européenne de l'Énergie Atomique a pour mission générale de contribuer à la formation et à la croissance des industries nucléaires et au développement des échanges avec les autres pays. Cet organisme intervient notamment pour le contrôle des matières nucléaires dans les centrales.

- Glossaire -

EURODIF : Usine européenne d'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse fournissant les industries nucléaires civiles ; elle est édifiée à proximité de la centrale de Tricastin, dans la Drôme. Les principaux pays représentés dans EURODIF sont la France (majoritaire), l'Italie, l'Espagne et la Belgique.

Fertile : Un nucléide est dit fertile, s'il peut se transformer en nucléide fissile par capture d'un neutron. Exemple : l'uranium 238, qui se transforme en plutonium 239, est un nucléide fertile.

Fissile : Un nucléide est dit fissile si son noyau est susceptible de subir une fission sous l'effet de neutrons de toutes énergies. Exemple : l'uranium 235.

Fission nucléaire : éclatement d'un noyau lourd en deux parties, accompagné d'émission de neutrons, de rayonnements et d'un important dégagement de chaleur.

Isotopes : Eléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons, mais un nombre différent de neutrons. Il existe par exemple trois isotopes d'uranium : l'uranium 234 (92 protons, 92 électrons et 142 neutrons), l'uranium 235 (92 protons, 92 électrons et 143 neutrons) et l'uranium 238 (92 protons, 92 électrons et 146 neutrons). On recense actuellement environ 325 isotopes naturels et 1 200 isotopes créés artificiellement.

MOX : Combustible mixte contenant de l'oxyde d'uranium et de l'oxyde de plutonium (UO_2 et PuO_2).

Neutron : Particule fondamentale électriquement neutre qui entre, avec les protons, dans la composition du noyau de l'atome. C'est le neutron qui provoque la réaction de fission des noyaux fissiles dont l'énergie est utilisée dans les réacteurs nucléaires.

Nucléide : Noyau atomique caractérisé par le nombre de protons et le nombre de neutrons qu'il renferme.

Période : La période radioactive est le temps nécessaire pour qu'une matière radioactive perde la moitié de sa radioactivité. En 2 périodes, la radioactivité tombe au quart de son niveau initial. En 10 périodes, elle tombe à $1/1000^{\text{ème}}$. En 20 périodes, elle tombe à environ $1/1\ 000\ 000^{\text{ème}}$.

Produits d'activation : Radioéléments formés par irradiation des gaines de combustible, des embouts et autres matériaux de structure des réacteurs nucléaires.

Plutonium : Élément de numéro atomique 94 dont aucun isotope n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238. Sa manipulation exige de strictes précautions en raison de sa toxicité chimique et des dangers présentés par ses rayonnements alpha. Symbole Pu.

Produits de fission : Fragments de noyaux lourds produits par la fission nucléaire ou la désintégration radioactive ultérieure des éléments formés selon ce processus.

Radioactif : Doté de radioactivité, c'est-à-dire émettant spontanément des particules alpha « α », bêta « β » ou un rayonnement gamma « γ ». On désigne plus généralement sous cette appellation l'émission de rayonnements accompagnant la fission ou la désintégration d'un élément instable.

Radioélément : Toute substance chimique radioactive. Seul un petit nombre de radioéléments existe naturellement : il s'agit de quelques éléments lourds (thorium, uranium, radium, etc.) et de quelques éléments légers (carbone 14, Krypton 40). Les autres, dont le nombre dépasse 1 500, sont créés artificiellement en laboratoire pour des applications médicales ou dans les réacteurs nucléaires sous forme de produits de fission.

Réaction nucléaire : Processus entraînant la modification de la structure d'un ou de plusieurs noyaux d'atome. La transmutation peut être soit spontanée, c'est-à-dire sans intervention extérieure au noyau, soit provoquée par la collision d'autres noyaux ou de particules libres. La réaction nucléaire de certains atomes s'accompagne d'un dégagement de chaleur. Il y a fission lorsque, sous l'impact d'un neutron isolé, un noyau lourd se divise en deux parties sensiblement égales en libérant des neutrons dans l'espace. Il y a fusion lorsque deux noyaux légers s'unissent pour former un noyau plus lourd.

Réaction en chaîne : Suite de fissions nucléaires au cours desquelles les neutrons libérés provoquent de nouvelles fissions, à leur tour génératrices de neutrons expulsés vers des noyaux cibles et ainsi de suite.

- Glossaire -

Transmutation : Dans le cas des déchets radioactifs à haute activité, opération de transformation des radionucléides à vie longue dans des noyaux stables, en transitant éventuellement par des corps à durée de vie nettement plus courte.

Transuraniens : Famille des éléments chimiques plus lourds que l'uranium (numéro atomique 92). Les principaux sont : Neptunium (93), Plutonium (94), Americium (95), Curium (96). Ils font également partie de la famille des actinides. Neptunium, Americium et Curium sont dits des « actinides mineurs » car en plus faible quantité que le Plutonium dans les combustibles irradiés.

Tritium : Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau. Symbole : H3.

Uranium : L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes :

- l'uranium 238, fertile dans la proportion de 99,28 % ;
- l'uranium 235, fissile dans la proportion de 0,71 % ;
- l'uranium 234.

L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie. Symbole U.

Vie longue : Un radioélément est considéré comme étant à vie longue lorsque sa période est supérieure à 30 ans et inférieure à 1 milliard d'années. En dessous de 30 ans, il est considéré comme étant à vie courte. Au-dessus d'un milliard d'années, il est considéré comme stable.

Autres

Extrait de la « loi Bataille » de décembre 1991

« L'Assemblée nationale et le Sénat ont adopté.

Le Président de la République promulgue la loi dont la teneur suit :

Art. 1^{er} – La gestion des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue doit être assurée dans le respect de la protection de la nature, de l'environnement et de la santé, en prenant en considération les droits des générations futures.

Art. 2 – Il est inséré, après l'article 3 de la loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 relative aux installations classées pour la protection de l'environnement, un article 3-1 ainsi rédigé :

« Art. 2.1 – Le stockage souterrain en couches géologiques profondes de produits dangereux, de quelque nature qu'ils soient, est soumis à autorisation administrative. Cette autorisation ne peut être accordée ou prolongée que pour une durée limitée et peut en conséquence prévoir les conditions de réversibilité du stockage. Les produits doivent être retirés à l'expiration de l'autorisation.

« Les conditions et garanties selon lesquelles certaines autorisations peuvent être accordées ou prolongées pour une durée illimitée, par dérogation aux dispositions de l'alinéa précédent, seront définies dans une loi ultérieure ».

Art. 3 – Le stockage en France de déchets radioactifs importés, même si leur retraitement a été effectué sur le territoire national, est interdit au-delà des délais techniques imposés par le retraitement.

Art. 4 – Le Gouvernement adresse chaque année au Parlement un rapport faisant état de l'avancement des recherches sur la gestion des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue et des travaux qui sont menés simultanément pour :

- la recherche de solutions permettant la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans ces déchets ;
- l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains ;
- l'étude de procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface de ces déchets.

Ce rapport fait également état des recherches et des réalisations effectuées à l'étranger.

A l'issue d'une période qui ne pourra excéder quinze ans à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement adressera au Parlement un rapport global d'évaluation de ces recherches accompagné d'un projet de loi autorisant, le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue et fixant le régime des servitudes et des sujétions afférents à ce centre.

- Glossaire -

Le Parlement saisit de ces rapports l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

Ces rapports sont rendus publics ».

