Synthèse et lecture critique

Bernard Laponche

Rapport au Premier ministre

Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire

Introduction

Le Gouvernement a demandé à Messieurs Jean-Michel Charpin, Commissaire au Plan, Benjamin Dessus, Directeur du programme Ecodev-CNRS, René Pellat, Haut Commissaire à l'énergie atomique, de « *réaliser 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* »[1].

Il s'est écoulé un an et demi entre l'annonce de principe de la mission, en comité interministériel du 9 décembre 1998, et sa conclusion. Le rapport final, intitulé « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire » a été présenté par ses auteurs au Premier ministre, puis à la presse le 28 juillet 2000.

Cette étude est constituée de cinq chapitres et de neuf annexes; elle est sous-tendue par des rapports particuliers d'experts notamment sur la prospective technologique relative aux usages et à la production de l'électricité ainsi que sur le parc nucléaire actuel.

Nous procédons dans le présent document de synthèse à un double exercice : d'une part rapporter de façon concise mais la plus fidèle possible les principaux éléments et résultats de l'étude, d'autre part exprimer un certain nombre de commentaires d'appréciation personnelle. Nous espérons ne pas avoir trahi cette étude à bien des égards remarquable et qui marque en tout cas une date dans l'histoire de la politique nucléaire française par sa clarté, sa compétence et le refus de toute « langue de bois ». Ce jugement d'ensemble positif n'empêchant pas un certain nombre de critiques essentiellement formulées dans la dernière partie de cet exposé.

Le présent article est constitué de cinq parties : les quatres premières sont des synthèses de l'étude tandis que la dernière est réservée à des « commentaires ».

Cet article évitera à certains la lecture de l'étude complète qui demande un travail important et donc du temps, mais ce que

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

nous espérons surtout c'est que notre contribution incitera beaucoup à lire cette étude[2], ce que nous recommandons fortement : une synthèse, même bien faite et saisissant l'essentiel d'une étude, supprime une grande quantité de raisonnements, d'informations et de résultats et par conséquent en appauvrit considérablement l'apport.

L'héritage du passé

Les évaluations prospectives perdent souvent de leur force en ignorant la situation réelle à leur point d'origine. Toute analyse des options énergétiques futures en France ne peut faire abstraction de l'héritage que constitue, quelque valeur qu'on lui accorde, le parc de 58 réacteurs dont elle s'est équipée en un quart de siècle. Le chapitre 1 présente brièvement le programme électronucléaire français depuis ses origines, puis établit le bilan matières et le bilan économique associés au parc actuel de centrales nucléaires, jusqu'en 2050.

Si la période 1977–1998 est une reconstruction du passé, la période 1999–2050 donne lieu à différents scénarios selon les hypothèses concernant la durée de vie des centrales et le sort réservé aux combustibles irradiés en sortie du réacteur : retraitement ou non. Ces hypothèses s'appuient sur deux parti-pris très forts :

- d'une part, l'hypothèse d'une prolongation de la durée de vie du parc au-delà de la durée de 30 années généralement retenue comme référence devient centrale, la variation portant simplement sur 10 % de plus ou non pour une durée de vie portée de toutes façons, en moyenne[3], au-delà de 40 ans;
- d'autre part, l'hypothèse d'un maintien du retraitement jusqu'en 2010 au minimum[4].

Six scénarios S1 à S6 sont présentés, ainsi qu'un scénario S7 (en annexe), scénario fictif dans lequel l'option retraitement eut été écartée dès le début du programme.

Les scénarios S1 à S6 sont définis dans le tableau suivant (tableau 1).

Le bilan économique

Le bilan économique est établi en dépenses cumulées (calculées en francs 1999, mais non actualisées) depuis 1977 et jusqu'en 2050 pour les principaux postes suivants :

- les investissements (construction, démantèlement, R & D pour les centrales nucléaires);
- l'exploitation (incluant les dépenses de jouvence nécessaires à l'extension de la durée de vie du parc);
- l'amont de la filière combustible (uranium naturel, conversion, enrichissement, fabrication de l'UOX);
- l'aval de la filière combustible (retraitement, MOX, entreposage, démantèlement d'UP2-800);
- la fin de la filière combustible (stockage des déchets B et C, stockage des combustibles irradiés UOX et MOX non retraités).

Les principaux résultats globaux de ce bilan sont les suivants :

- Du fait de la différence de production d'électricité liée à la durée de vie, le coût moyen du kWh est plus élevé de 5 % environ pour les scénarios S1 à S3 que pour les scénarios S4 à S6 (15,2 centimes par kWh pour S2 comparé à 14,4 pour S5).
- Les dépenses cumulées par poste se répartissent approximativement de la façon suivante dans l'ensemble des scénarios :

- investissements des centrales : 25 %
- exploitation : 43 %
- amont de la filière combustible : 20 %
- aval et fin de la filière combustible : 12 %

Cette répartition est importante. Elle montre que, contrairement à l'idée reçue, le coût dominant

Tableau 1.

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

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

n'est pas l'investissement (25 %) mais l'exploitation (43 %), tandis que le coût total de la filière combustible, y compris la fin, se situe à 32 %.

• Les éléments les plus intéressants et les plus nouveaux du bilan économique concernent la question du retraitement (et de l'utilisation du MOX qui lui est liée).

• Le scénario “fictif” S7, sans retraitement, a été établi pour une durée de vie des centrales de 45 ans; il est donc comparable à S4, S5 et S6. La comparaison du coût total traduit en coût moyen du kWh produit donne un avantage net à S7 : 13,7 c/kWh à comparer à 14,3 pour S4, 14,4 pour S5 et 14,5 pour S6.

• La différence porte évidemment sur les dépenses liées à la filière combustible qui s'établissent comme suit, en milliards de francs et suivant le scénario (tableau 2) :

- Entre le scénario (fictif) S7 sans retraitement et le scénario S6 (retraitement à 100 % et “moxage” maximum), la différence est de 134 milliards de francs, soit 3 milliards de francs par an (45 ans de durée de vie).

- Si l'on se place dans les scénarios alternatifs à partir de la situation réelle actuelle, on voit que le scénario au coût le moins élevé est S4 (arrêt du retraitement en 2010), suivi de S5 (retraitement partiel et MOX dans 20 tranches : c'est-à-dire prolongement de la situation actuelle), et de S6 (retraitement à 100 %, MOX dans 28 tranches).

- La différence entre les trois scénarios “réels” doit être appréciée sur la période 1999–2049, pour la filière combustible (tableau 3) :

Le surcoût de l'aval de la filière combustible (retraitement + MOX) n'est pas compensé par la réduction du coût de l'amont.

- Le scénario S5 correspond à la poursuite de la situation actuelle; la comparaison montre qu'il y aurait perte économique à passer de S5 à S6 en augmentant la quantité de combustible retraité et le nombre de tranches utilisant du MOX.

- Par contre la réduction, voire l'arrêt du retraitement et du MOX vont dans le sens de la réduction du coût.

- La séparation entre S4 et S5 se faisant en 2010, la différence de coût de 22 milliards se rapporte à une période de 30 ans : l'arrêt du retraitement représenterait donc une économie moyenne d'environ 730 millions par an[5] (tableau 4).

Les bilans matières

Les bilans matières ont été calculés pour les différents scénarios. Ils portent sur les besoins en uranium naturel, les capacités d'enrichissement et de fabrication des combustibles (UOX et MOX), les quantités produites d'uranium appauvri, de combustibles irradiés, d'uranium de retraitement, de plutonium et des différentes catégories de déchets.

L'amont de la filière combustible

La différenciation des scénarios n'a pas de conséquences majeures sur l'amont de la filière combustible. En particulier, les besoins cumulés en uranium naturel varient de 5 % entre les scénarios d'arrêt du retraitement en 2010 (S1 et S4) et les scénarios à 28 tranches utilisant le MOX (S3 et S6) qui constituent, rappelons-le, le maximum du “moxage” possible du parc nucléaire.

Tableau 2.

S4	S5	S6	S7
909	931	948	814

Tableau 3.

	S4	S5	S6
Amont filière combustible 1999-2049	331	318	307
Aval filière combustible 1999-2049	102	139	170
Fin de la filière combustible	112	110	107
Total	545	567	584

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

L'aval de la filière combustible

La question du bilan matières du retraitement des combustibles irradiés est une question centrale.

Le plutonium

Le retraitement des combustibles irradiés est une technique qui a été développée pour extraire le plutonium des combustibles irradiés, d'abord à des fins militaires (explosif de la “bombe atomique”), puis à des fins civiles (combustible du surgénérateur). Les usines de retraitement ont été appelées “Usines Plutonium” : UP1 à Marcoule, UP2-400 puis UP2-800 et UP3 à la Hague.

Ces deux utilisations du plutonium n'étant plus d'actualité, une nouvelle doctrine a été élaborée pour justifier le retraitement : l'utilisation du plutonium extrait des combustibles irradiés comme élément constitutif de nouveaux combustibles (MOX) permettrait de réduire considérablement la quantité de plutonium qui devra être stockée définitivement. Cet argument est développé dans l'encadré de la page 33 du rapport (extrait de “L'énergie nucléaire en 110 questions” de la DGEMP[6]).

Le rapport était donc particulièrement attendu sur ce point.

Le résultat du rapport en tonnes de plutonium et américium non séparés (donc contenus

Tableau 4.

	Durée de vie moyenne						
	41 ans			45 ans			
Scénarios	S1 Arrêt retraitement 2010	S2 Retraitement partiel UOX 20 réacteurs moxés	S3 Retraitement partiel UOX 28 réacteurs moxés	S4 Arrêt retraitement 2010	S5 Retraitement total UOX 20 réacteurs moxés	S6 Retraitement total UOX 28 réacteurs moxés	S7 (2) Fictif Aucun retraitement
Production électrique TWh	18.111	18.111	18.111	20.238	20.238	20.238	20.238
Bilan Matière							
U naturel (kilotonnes)	415	407	398	460	447	437	475
UOX retraité (ktonnes)	15,0	22,4	31,1	15,0	26,2	36,1	0,0
Pu séparé réutilisé (tonnes)	146	230	327	146	275	387	0
UOX irradié (ktonnes)	36,2	28,0	18,4	41,0	28,6	17,6	58,3
MOX irradié (ktonnes)	2,0	3,0	4,1	2,0	3,5	4,8	0,0
Contenu Pu (4) (tonnes)	542	512	476	602	555	514	667
Déchets B (m3)	31.786	33.811	36.564	31.786	34.825	38.091	20.000
• d'exploitation	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
• du retraitement	11.786	13.811	16.564	11.786	14.825	18.091	0
Déchets C (m3)	1.600	2.695	3.974	1.601	3.325	4.808	0
Bilan Économique							
Dépenses totales (GF)	2.740	2.752	2.768	2.888	2.910	2.927	2.763
• Investissement	682	682	682	682	682	682	652 (3)
• Exploitation	1.210	1.210	1.210	1.297	1.297	1.297	1.297
• Cycle	848	860	876	909	931	948	814
- Amont	555	546	537	602	589	578	611
- Aval	190	213	240	195	232	263	86
- Fin	103	101	99	112	110	107	116
Coût moyen du kWh (1) (cts)	15,13	15,20	15,28	14,27	14,38	14,46	13,65

(1) Francs constants 1999 - Coûts moyens non actualisés calculés à partir d'une dépense globale sur toute la période de production du parc existant.
(2) Scénario rétrospectif correspondant au fonctionnement du parc actuel sans retraitement depuis son origine en 1977.
(3) La différence d'investissement entre S1 à S6 et S7 est due à la déduction de 30 GF de R&D affectée à l'aval du cycle.
(4) Contenu en plutonium (plus son dérivé l'américium) des combustibles UOX et MOX irradiés non retraités en fin d'exercice.

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

dans les combustibles irradiés non retraités) est présenté dans le tableau 5.
(notons que l'étude se place dans le cas d'un retraitement “optimal” incluant les rebuts de l'usine Melox qui sont importants).

Les combustibles irradiés et les déchets

Le bilan des combustibles irradiés et des déchets est lui, beaucoup plus contrasté.
Dans le scénario (fictif) S7, il n'y aurait que des combustibles irradiés UOX à stocker : 58 000 tonnes.
Cette quantité diminue à 41 000 dans S4, 29 000 dans S5 et 18 000 dans S6 tandis que la quantité de combustibles irradiés MOX à stocker passe respectivement de 0 dans S7 à 2000 dans S4, 3 500 dans S5, 4 800 dans S6.
Diminution des volumes et des masses donc, mais augmentation des dégagements thermiques et des temps de refroidissement avant stockage définitif pour le MOX.
Contraste également pour les déchets B issus du retraitement : 12 000 m^3 dans S4 (arrêt du retraitement en 2010) contre 18 000 m^3 dans S6.
Et pour les déchets C : 4 800 m^3 dans le scénario S6, contre 1 600 m^3 dans S4.

Conclusion

Voilà l'essentiel de ce que nous apporte le chapitre 1. Ce n'est pas rien, car si nous admettons les résultats qui sont présentés, nous pouvons en déduire :

- La répartition par grands postes du coût moyen du kWh sur la durée de vie d'une centrale nucléaire s'établit à 43 % pour l'exploitation, 32 % pour le combustible et 25 % pour l'investissement.
- Tous les scénarios envisagés montrent que l'option “retraitement + MOX” a un coût économique plus élevé que l'option “non retraitement”. L'arrêt du retraitement en 2010 est une option plus économique que la poursuite des pratiques actuelles (retraitement + MOX).
- L'option “retraitement + MOX” n'entraîne pas d'économies d'uranium naturel significatives. Par rapport à l'option d'arrêt du retraitement en 2010, le scénario de poursuite du retraitement et du MOX selon le schéma actuel ne représente qu'une diminution de moins de 10 % du plutonium devant être stocké définitivement (dans les combustibles irradiés).

La situation internationale

Ce chapitre relativement court peut être divisé en deux parties distinctes :

- une analyse de situation sur les parcs électronucléaires dans le monde, les différents modes de gestion des combustibles usés et les programmes de recherche et développement;
- la présentation de la prise en compte des problèmes d'environnement à l'échelle internationale, l'accent étant mis sur le parallélisme entre la question du contrôle des émissions de CO_2 majoritairement dues aux systèmes énergétiques (aggravation de l'effet de serre) et celle de la gestion à long terme des déchets radioactifs.

L'électronucléaire dans le monde

La première partie comporte un bref historique de l'évolution de l'électronucléaire dans le monde et de la situation actuelle des différentes filières de réacteurs nucléaires, ainsi que des techniques de gestion des combustibles usés.
Des éléments intéressants sont apportés sur l'âge des différents parcs nucléaires et les prévisions d'arrêts définitifs : 45 % du parc nucléaire actuellement en fonctionnement devrait être arrêté sur la période 2000–2020.
Pour ce qui concerne la gestion des combustibles usés, la dynamique d'abandon du

Tableau 5.

Durée de vie : 41 ans			Durée de vie : 45 ans			
S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7
542	512	476	602	555	514	667

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

retraitement à l'échelle mondiale est clairement présentée. Notons que le chapitre est complété par l'Annexe 3 qui traite du “retraitement recyclage” au plan international et montre la situation de plus en plus minoritaire de cette stratégie parmi les pays producteurs d'électricité nucléaire.
Les éléments apportés sur les programmes de recherche et développement sont très (trop) succincts. Ils mettent toutefois en évidence la disproportion des efforts entre le nucléaire et les autres sources d'énergie (notamment efficacité énergétique et énergies renouvelables). On regrette que les données relatives aux programmes de l'Union Européenne ne soient pas fournies.

L'environnement à l'échelle mondiale

La deuxième partie traite des problèmes d'environnement à l'échelle mondiale. Il s'agit d'examiner de quelle façon la comparaison des différents risques globaux peut être effectuée, des difficultés multiples d'appréciation étant liées d'une part à l'extrême diversité de ces risques et d'autre part à leur étalement dans le temps.
Sont examinées :

- la gestion des ressources (épuisement des ressources fossiles et fissiles, dont l'usage abusif des sols);
- la sécurité (accidents majeurs, prolifération nucléaire);
- l'accumulation de sous-produits nocifs ou dangereux au-delà d'un certain seuil (gaz à effet de serre, déchets nucléaires).

Le chapitre est complété par les Annexes 4 (la prolifération), 5 (la sûreté nucléaire), 7 (prise en compte des externalités), 9 (l'assurance du risque nucléaire civil).
Ce chapitre fait le point de la question du traitement du risque sur le plan méthodologique et montre les limites actuelles des outils utilisés et des résultats obtenus ainsi que la taille des marges d'incertitude pour la prise en compte du risque – surtout à long terme – dans les évaluations économiques.
L'idée la plus originale développée dans ce chapitre est le parallélisme proposé en ce qui concerne l'application du principe de précaution vis-à-vis des risques liés aux émissions des gaz à effet de serre et de ceux liés à l'accumulation des déchets radioactifs à vie longue.

Remarque

Le lecteur reste un peu sur sa faim sur la question du nucléaire et de l'effet de serre.
En effet, si les réacteurs nucléaires n'émettent pas de gaz à effet de serre, il n'en est pas de même des industries de la filière du combustible nucléaire : extraction, transport et traitement du minerai d'uranium, transformation chimique des matériaux fissiles et enrichissement de l'uranium, traitement des combustibles irradiés.
Une annexe précise sur cette question eut été la bienvenue.

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

Ce chapitre est un chapitre de transition qui fournit les bases techniques des scénarios de prospective qui feront l'objet des chapitres 4 et 5 qui constituent le cœur de l'étude. Il présente un résumé des deux études de prospective technologique qui ont été réalisées à la demande des auteurs du rapport.
Le chapitre est divisé en deux parties : la première relative aux technologies de maîtrise de la demande d'électricité, la seconde aux technologies de production d'électricité.
Bien que son importance soit soulignée par les scénarios qui vont suivre, la première partie reste relativement succincte et classique; les innovations scientifiques à venir apparaissent plutôt dans le transport de l'électricité que dans son utilisation elle-même.
On notera cependant (page 106) un paragraphe dont les implications pourraient être considérables mais qui reste insuffisamment développé ou exploité par la suite :
“*Plus précisément, si la consommation électrique d'une maison équipée de manière conventionnelle est en moyenne pour les usages captifs de 2500 à 3000 kWh par an aujourd'hui en France, d'un point de vue purement technique cette consommation pourrait être réduite jusqu'à 700 kWh, sans*

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

diminuer pour autant le degré de confort de l'usager. Ceci suppose que l'on fasse appel à des technologies que l'on sait être disponibles dans les prochaines années".

De façon générale, le contenu de cette partie relative aux technologies d'utilisation de l'électricité laisse à penser que des scénarios à demande d'électricité plus basse que ce qui est indiqué dans le rapport sont parfaitement envisageables.

La seconde partie consacrée aux technologies de production est beaucoup plus développée. Une telle disproportion est habituelle et ne nous surprend pas outre mesure mais elle illustre la permanence d'un état d'esprit plus facilement orienté vers la production et ses performances technologiques que vers la maîtrise de l'énergie.

Sont passées en revue les perspectives d'évolution technologiques des diverses filières nucléaires (réacteurs et combustibles) actuellement envisagées et à des stades divers d'études, de conception et d'évaluations techniques et économiques ainsi que les technologies de production d'électricité d'origine fossile et renouvelable.

On note cependant que l'examen des technologies utilisant les énergies renouvelables est relativement succinct dans ce chapitre et se limite essentiellement aux aérogénérateurs. Du côté nucléaire, l'analyse porte sur les réacteurs et l'ensemble du cycle combustible, « *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* ». Le réacteur EPR est étudié avec différents types de combustibles, ainsi que deux filières "émergentes", RHR1 et RHR2 (réacteurs à haut rendement de première et deuxième génération) qui en sont encore au stade de la recherche.

Du côté non nucléaire, les techniques de production dite "centralisée" (alimentant le réseau de transport de 400 kV ou 225 kV) ou "non centralisée" (en dessous de 225 kV) sont présentées. Dans cet ensemble, les centrales à cycle combiné (juxtaposition d'une turbine à gaz et d'une turbine à vapeur) au gaz naturel devraient occuper une position prééminente pour assurer les besoins électriques de base ou de semi-base dans les scénarios qui ne retiennent pas un remplacement du parc nucléaire par du nucléaire. Outre son faible coût d'investissement, le grand avantage de cette technologie réside dans son rendement qui devrait encore augmenter de 55 % aujourd'hui à 65 % en 2040.

Des scénarios prospectifs pour la France et leur bilan économique

Les chapitres 4 et 5 constituent la partie la plus importante et la plus novatrice de l'étude économique de la filière électrique nucléaire. Les auteurs ont présenté dans deux chapitres distincts la description des scénarios et leurs résultats en termes physiques (bilans matière, chapitre 4) et la présentation de leur bilan économique (chapitre 5). Notre approche synthétique vise à extraire les points forts des résultats de l'étude qui sont essentiellement de caractère économique : notre présentation portera donc ici sur les deux chapitres traités ensemble.

L'étude présente au total sept scénarios techniques qui se distinguent par les niveaux de demande d'énergie et d'électricité et par les techniques utilisées pour la production d'électricité. Du point de vue économique, chaque scénario se traduit par un ensemble de dépenses qui se distinguent pour un même scénario suivant les différentes hypothèses d'évolution des prix des combustibles fossiles.

Deux scénarios de demande d'énergie à l'horizon 2050

Pour ce qui concerne la demande d'énergie et d'électricité, deux scénarios sont étudiés pour la période 1998–2050. Ils ont en commun l'évolution démographique et les taux de croissance économique. Ils correspondent respectivement aux scénarios S2 et S3 du rapport "Energie 2010–2020" du Commissariat

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

Général du Plan pour la période 1998–2020 (croissance moyenne du PIB de 2,3 % par an), puis aux scénarios retenus par l'IIASA pour la région Europe au-delà (croissance moyenne du PIB de 1,6 % par an).

Les deux scénarios différent par conséquent essentiellement par les modes d'utilisation de l'énergie (notamment dans les transports) et par le degré de maîtrise des consommations d'énergie et notamment d'électricité.

Ce qu'il est essentiel de noter est que la réponse aux besoins de “services requérant de l'énergie” (confort, déplacements, production de biens et de services) est assurée de la même façon dans les deux scénarios de demande.

Les deux scénarios de demande retenus sont :

- Un scénario haut (H) de “forte consommation énergétique” pour lequel la demande totale d'énergie primaire (hors usages énergétiques) serait de 325 Mtep en 2050 (à comparer à 210 Mtep en 1998) et la consommation finale d'électricité de 720 TWh en 2050 (à comparer à 364 TWh en 1997).
- Un scénario bas (B) de “faible consommation énergétique” pour lequel la demande totale d'énergie primaire serait de 225 Mtep et la consommation d'électricité de 535 TWh en 2050.

Les scénarios H et B vont devenir chacun une “famille” de scénarios” (H1, 2, 3; B2, 3, 4 et B4–30) en fonction des options sur la production d'électricité.

Les dépenses totales

De façon assez paradoxale, le résultat le plus important de l'étude commanditée par le Premier ministre n'a rien à voir avec la filière nucléaire et ses perspectives : dans tous les cas de figure, l'ensemble des dépenses liées aux scénarios étudiés est inférieur pour la famille des scénarios à basse demande d'électricité à celui de la famille des scénarios à haute demande d'électricité.

Ainsi, dans l'hypothèse de stabilité des prix des combustibles fossiles, la dépense moyenne des scénarios à basse demande d'électricité (soit environ 4 300 milliards de francs sur la période 2000–2050) dégage une économie de 718 milliards de francs 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 scénario le plus cher de la famille B est 9 % au dessous du scénario le moins cher de la famille H.

Cette différence en faveur des scénarios B se maintient pratiquement constante sur la moyenne des scénarios quel que soit le coût des combustibles : 715 milliards de francs dans l'hypothèse “déconnexion” (augmentation des prix du gaz malgré un prix stable du pétrole) et 691 milliards de francs dans l'hypothèse “tension” (indexation du prix du gaz sur un prix élevé du pétrole).

Ce n'est que dans ce dernier cas que le scénario B le plus cher est le seul scénario B situé au-dessus (de 7 %) du scénario H le moins cher.

Le coût du kWh

L'étude compare dans le chapitre 5 les coûts unitaires (par kWh) 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.

Les résultats sont présentés pour la période 2020–2050 dans la mesure où les parcs sont les mêmes dans tous les scénarios (à l'exception de B4-30) jusqu'à 2020.

Il est tout à fait remarquable que les scénarios à haute demande électrique (H) font apparaître des coûts moyens actualisés du kWh systématiquement supérieurs aux coûts du kWh des scénarios à demande faible ayant même structure de production, dans les trois hypothèses d'évolution des coûts des combustibles fossiles : avantage de B3 sur H3 de 4 à 8 %, avantage de B2 sur H2 de 3 % à 4 %, avantage de B4 sur H1 de 2 à 4 %.

Ce résultat est tout à fait intéressant : non seulement la dépense totale est plus faible en cas de maîtrise de la demande d'électricité, mais également (bien que la différence soit

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

évidemment plus faible) le coût du kWh. Ce résultat correspond au fait que le coût du kWh a été calculé en tenant compte des dépenses en aval et en amont de la stricte production d'électricité (notamment des dépenses sur les réseaux de transport de gaz et d'électricité).

Cette méthode originale et très instructive mérite d'être approfondie avec des données plus précises (notamment pour ce qui concerne les coûts comparés du kWh en cas de production centralisée ou de production décentralisée).

Commentaire

• De tels résultats font d'autant plus regretter la relative brièveté de l'étude sur la maîtrise de la demande d'électricité qui s'avère, sur le plan économique, un objectif majeur des politiques énergétiques à mettre en œuvre sur les cinquante prochaines années, quelles que soient les orientations sur l'offre d'énergie.

• L'argument économique est considérablement renforcé par les considérations écologiques. En effet, lorsque nous comparons les différents scénarios d'offre d'électricité, nous pouvons constater les différences entre scénarios B et H dont les structures d'offre sont similaires.

Ainsi, dans les scénarios H2 et B2 qui sont comparables en structure d'offre les émissions cumulées entre 2000 et 2050 sont :

- pour le carbone : 30% inférieurs dans B;

- pour les transuraniens : 10% inférieurs dans B.

D'autre part, les questions qui peuvent se poser sur la sécurité d'approvisionnement (notamment du gaz naturel) renforcent évidemment l'intérêt des scénarios de type B.

• Nous noterons enfin que l'étude approfondie des potentiels et des conditions de mise en œuvre de la maîtrise de la demande d'électricité n'était pas l'un des objectifs premiers assignés à cette étude concernant au premier chef la filière nucléaire. Il n'est donc pas étonnant de constater la relative timidité des scénarios dits de “basse consommation d'électricité” en regard des potentiels techniques qui sont fournis dans le rapport lui-même. On peut s'étonner en particulier du maintien dans tous les scénarios d'une forte consommation pour le chauffage électrique.

Les scénarios de fourniture d'électricité

Les scénarios

Les scénarios de demande H et B sont subdivisés en scénarios d'offre d'électricité correspondant à des politiques industrielles et environnementales contrastées se traduisant par des proportions variables des différentes techniques de production de l'électricité, en fait essentiellement de la filière nucléaire (sous différentes formes) et de la filière du cycle combiné au gaz naturel.

Concernant l'évolution du nucléaire, l'hypothèse centrale de l'étude est une durée de vie moyenne des tranches nucléaires de 45 ans pour l'ensemble des six scénarios H1, H2, H3 et B2, B3, B4 et de 30 ans pour le scénario B4-30.

Il n'est pas facile de résumer la présentation déjà synthétique de l'étude. Nous essayerons d'en extraire l'essentiel sans en déformer l'esprit.

Nous caractérisons d'abord chaque scénario par ses aspects dominants tout au long de la période.

Scénarios H

Production d'électricité “haute” (tableau 6) Trois scénarios de fourniture d'électricité :

H1 : non renouvellement du parc nucléaire actuel par du nucléaire; les cycles combinés au gaz naturel (CCGN) compensent les capacités des réacteurs nucléaires au fur et à mesure de leur fermeture.

H2 : maintien du nucléaire pour la production en base (50% de la fourniture sur le réseau de grand transport); donc nouveaux équipements nucléaires à partir de 2030; développement des CCGN.

H3 : maintien à haut niveau du nucléaire (70% en 2050); donc mise en place de nouveaux équipements nucléaires à partir de 2025.

Dans les scénarios H, les combustibles irradiés sont retraités jusqu'à la fin de vie des réacteurs.

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

Les parts de production des différentes filières sont indiquées dans le tableau 7 (en%).

Scénarios B

Production d'électricité “basse” (tableau 8) Quatre scénarios de fourniture d'électricité :
B2 : maintien du nucléaire pour la production en base (50% de la fourniture eu réseau de grand transport); donc nouveaux équipements nucléaires à partir de 2030 ou 2035. Développement progressif des CCGN.
B3 : maintien à haut niveau du nucléaire (environ 60% en 2050); donc importants nouveaux équipements à partir de 2030 ou 2035. Très faible développement des CCGN.
B4 : non renouvellement du parc nucléaire par du nucléaire à la fin de vie des réacteurs (45 ans). Le relais est pris par les CCGN. Effort sur l'éolien.

B4-30 : même scénario, mais arrêt des réacteurs nucléaires à 30 ans.

Dans B2 et B3 les combustibles irradiés sont retraités; dans B4 et B4-30 on arrête le retraitement en 2010.

Les parts de production des différentes filières sont indiquées dans le tableau 9 (en%).

Du point de vue de la structure du parc électrique, les différents scénarios B sont donc comparables dans leurs grandes lignes aux scénarios H (B2 à H2, B3 à H3, B4 et B4-30 à H1).

D'autre part, l'offre d'électricité possède dans les scénarios H comme dans les B une capacité de production d'électricité décentralisée (ne transitant pas par le réseau de grand transport) de 100 TWh en fin de période.

Tableau 6.

Année	1995	2020	2035	2030	2040	2050
TWh	471	551	672	629	715	795

Tableau 7.

	1995	2020 *	2035			2050		
			H1	H2	H3	H1	H2	H3
Nucléaire	76 %	68	27	45	69	0	44	70
CCGN	0 %	5	46	28	4	73	29	3
Auto-cogénération	2 %	7	10	10	10	13	13	13
Eolien	0 %	1	1	2	1	1	2	1
Hydraulique (74 TWh)	16 %	13	11	11	11	9	9	9
Autres	6 %	6	5	4	5	4	3	4

* Scénario S2 du Plan

Tableau 8.

Années	1995	2020	2030	2035	2040	2050
TWh	471	494	523	542	560	592

Tableau 9.

	1995	2020 *		2035				2050			
		B2,3,4	B4-30	B2	B3	B4	B4-30	B2	B3	B4	B4-30
Nucléaire	76	68	17	43	58	34	0	42	56	0	0
CCGN	0	0	49	22	7	24	58	21	7	50	50
Auto-cogen	2	11	11	14	14	19	19	17	17	26	26
Eolien	0	3	3	4	4	4	4	4	3	5	5
Hydraulique	16	15	15	14	14	14	14	13	13	13	13
Autres	6	3	5	3	3	5	5	3	4	6	6

* Scénario S3 du Plan

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

Dans le scénario B4-30, cette quantité atteint 150 TWh.

Chaque scénario étant ainsi caractérisé, on peut passer au stade des comparaisons économiques.

Les comparaisons économiques

Celles-ci sont relativement complexes et on doit se référer pour les comprendre au tableau 11 qui fournit le cumul de l'ensemble des dépenses liées aux scénarios, en distinguant les quatre principaux postes de dépenses (investissement, exploitation, combustibles, recherche et développement), pour les différentes hypothèses d'évolution des prix des combustibles fossiles sur la période 2000 – 2050 (tableau 10).

Les dépenses sont ainsi classées en trois rubriques principales :

- les investissements : capacités électriques, gazoducs, renforcement des réseaux électriques, capacités de fabrication des combustibles nucléaires, usines de retraitement, capacités d'entreposage ou de stockage, etc.);
- les dépenses de combustibles : achats 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.

Tableau 10.

	1999	2010	2020	2050
Prix du pétrole US dollar 99/ baril				
1. Stabilité	17,4	20	20	20
2. Tension	17,4	28	30	**40**
Prix du gaz naturel US dollar 99/Mbtu				
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

Tableau 11.

GF	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4 30
Stabilité							
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	4989	5105	5065	4288	4275	4225	4551
Déconnexion							
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	5470	5416	5219	4522	4449	4581	5060
Tension							
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	6142	5881	5468	4 879	4726	5091	5858

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

La rubrique R & D correspond aux dépenses de l'Etat en recherche et développement dans le secteur de l'électricité (utilisation et production) d'origine nucléaire et non nucléaire.

Nous avons commenté dans la première partie de ce chapitre la comparaison entre les familles de scénarios à “haute” (H) et “faible” (B) demande d'électricité qui montre l'intérêt économique des scénarios B. Nous nous intéressons donc ici aux différences liées à la structure du parc de production et à l'évolution des prix des combustibles fossiles.

Les résultats essentiels sur le total des dépenses sont les suivants :

- Dans l'hypothèse de “stabilité” des coûts des combustibles fossiles, les coûts cumulés des scénarios sans renouvellement du nucléaire à la fin de vie de 45 ans sont plus économes que ceux qui supposent un renouvellement du nucléaire. Le scénario B4-30 de sortie du nucléaire pour une durée de vie de 30 ans, moins cher que tous les scénarios H, est plus cher que les autres scénarios B.

Cependant, alors que l'écart entre scénarios comparables des familles B et H est de l'ordre de 15% (environ 800 milliards de francs sur la période), l'écart entre B4-30 (le plus cher de B) et B4 (le moins cher de B) n'est que de 7% (326 milliards de francs).

- Dans l'hypothèse de “déconnexion” des prix du gaz et du pétrole, la différence entre H et B se confirme mais les coûts des différents scénarios au sein de chaque famille sont très proches : écart de 1% entre H1 et H2 et 5% entre H1 et H3; écart de 2% entre B2 et B3 et 3% entre B3 et B4.

Comme précédemment, B4-30 est plus cher de 10% que B4.

- Dans l'hypothèse de “tension” sur les prix des combustibles fossiles, on constate d'abord que l'écart entre H et B devient plus important pour les scénarios à forte composante gazière, ce qui est normal. Les écarts sont de 1 051 milliards (17%) entre H1 et B4, 1 002 milliards (17%) entre H2 et B2; 742 milliards (14%) entre H3 et B3.

Les différences liées à la structure de production sont plus accentuées que précédemment : le scénario H3 est moins cher de 11% que H1 et 9% que H2; le scénario B3 est moins cher de 3% que B2 et 7% que B4; le scénario B4-30 est 13% plus cher que B4.

La répartition des quatre principaux postes de dépenses est beaucoup plus contrastée que l'ensemble des dépenses.

En ordre de grandeur, chacun des trois principaux postes - investissement, exploitation, combustibles - représente environ un tiers de la dépense totale, mais avec de fortes variations autour de cette valeur moyenne.

Le poste « Recherche et développement » (qui couvre les dépenses de R & D prises en charge par l'Etat) est faible - au plus 2% du total - mais ses variations significatives : elles montrent que la recherche développement est quasi exclusivement consacrée au nucléaire et chute dramatiquement lorsque celui-ci est arrêté.

C'est dans le cas de l'hypothèse de “tension” sur les prix des combustibles fossiles que la différence entre les scénarios H et B est la plus sensible : elle est de 517 milliards par exemple entre H2 et B2 et de 406 milliards entre H1 et B4.

La présentation de l'ensemble des dépenses cumulées est complétée dans l'étude par la chronologie de chaque poste de dépense dans les différents scénarios et hypothèses, ainsi que par la présentation des bilans économiques actualisés.

Nous retiendrons sur le premier point que l'analyse chronologique des dépenses annuelles totales à chaque époque montre qu'en dehors du scénario B4-30 pour lequel les dépenses dans la première période 2000–2030 dépassent celles des autres scénarios, les trois scénarios H présentent des chronologies de dépenses toujours supérieures à celles des scénarios B.

Les informations synthétiques fournies par les bilans actualisés que nous retiendrons sont :

- L'actualisation (taux de 6% de 2000 à 2030, 3% après) maintient l'écart significatif de coût entre les scénarios à haute et basse demande d'électricité.
- Le coût moyen actualisé du kWh sur la période 2020–2050 suit la même tendance : les scénarios à haute demande électrique ont

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

des coûts moyens actualisés du kWh systématiquement supérieurs aux coûts des scénarios à demande faible ayant une même structure de parc de production.

• Si l'on regarde le coût moyen actualisé du kWh sur la période 2020–2050 en fonction des hypothèses sur les prix des combustibles fossiles, on constate :

- Dans l'hypothèse “stabilité” des prix, le kWh est nettement moins cher dans H1 (17,2 centimes) que dans H3 (19,5); et dans B4 (16,8 c.) que dans B2 (17,8) et B3 (18,0)
- Dans l'hypothèse “déconnexion” : les trois scénarios H se rapprochent avec un léger avantage pour H1 (19,2 c. contre 19,6 pour H2 et 20,2 pour H3); même chose pour les scénarios B (18,6 c. pour B4 contre 18,9 pour B3 et 19,0 pour B2), à l'exception de B4-30 à 20,4 c.
- Dans l'hypothèse “tension”, les scénarios restent proches avec avantage pour H3 dans la famille des H (21,1 c. comparé à 21,6 pour H2 et 22,0 pour H1) et pour B3 (20,2 c. comparé à 20,8 pour B2 et 21,2 pour B4), dans la famille B, à l'exception de B4-30 à 24,4 c.

Eléments complémentaires sur les scénarios

• Les scénarios de production d'électricité se différencient essentiellement par la part relative de la filière nucléaire et celle du cycle combiné au gaz naturel.

Autant les scénarios à sortie du nucléaire et dominante gazière (H1, B4, B4-30) sont faciles à décrire, autant les scénarios impliquant le renouvellement du parc nucléaire par du nucléaire sont relativement complexes puisque plusieurs filières nucléaires (association réacteur-combustible avec retraitement ou non selon les cas[7]) sont envisagées, présentées précédemment au chapitre 3.

Les deux scénarios qui paraissent les plus vraisemblables en cas de renouvellement nucléaire sont H2 (substitution des réacteurs REP déclassés à partir de 2030–2035 par des réacteurs EPR et RHR1) et B2 (substitution à partir de 2030–2035 soit par des réacteurs EPR soit par des réacteurs RHR1) dans lesquels le parc nucléaire fonctionne en base.

Notons que la poursuite de l'utilisation du nucléaire par l'introduction de nouvelles filières est compatible, pour certaines de celles-ci, avec l'arrêt du retraitement en 2010.

• La question essentielle pour les scénarios à forte composante gazière est évidemment la consommation de gaz naturel.

On retrouve ici l'importance de l'impact des niveaux de demande d'électricité : en consommation cumulée, H1 (1 784 Mtep) dépasse B4 (1 340 Mtep) de 25 % et H2 (1 233 Mtep) dépasse B2 (748 Mtep) de 39 %. Selon les scénarios, la consommation annuelle de gaz naturel pour la production d'électricité en 2050, année où elle est maximale, serait celle présentée dans le tableau 12 (en Mtep). À titre de comparaison, la consommation totale de gaz naturel en France en 1998 était de 34 Mtep (et celle de pétrole de 94 Mtep).

Le traitement des externalités environnementales

Les aspects environnementaux de l'étude prospective sont traités de façon quantitative à travers les émissions cumulées de gaz carbonique et la production cumulée de plutonium et actinides mineurs sans emploi en 2050.

◗ Les résultats sur les émissions de CO_2 sont sans surprises (avec les réserves que nous avons faites précédemment sur le cas du nucléaire) et suivent à peu près les quantités de gaz consommées.

À nouveau ces résultats montrent d'abord l'importance de l'évolution de la demande d'électricité sur le cumul de carbone : le scénario H2 à haute consommation d'électricité avec 43 % de production nucléaire en 2050 est aussi émetteur de carbone que le scénario B4 à consommation d'électricité plus modéré sans renouvellement du parc nucléaire par du nucléaire.

La différence des cumuls des émissions entre le scénario le plus haut (B4-30 : 1646 MtC sur 2000 – 2050) et le scénario le plus bas (B3 : 556 MtC) est d'environ 1 100 MtC. Cet écart est à comparer avec celui du cumul en 2050 des émissions associées à l'ensemble des consommations énergétiques (et non plus seulement électriques) des deux scénanos : celles-ci varient entre 5 600 et 7 400 tonnes de carbone.

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

◗ En ce qui concerne les transuraniens (plutonium + actinides mineurs) les bilans en 2050 varient avec chaque scénario et en fonction des filières nucléaires utilisées.
Pour les scénarios B, le cumul varie entre 115 tonnes pour le scénario B2 avec RHR1 et 459 tonnes pour le scénario B3 avec réacteurs EPR. Deux enseignements :
• La différence entre scénarios comparables de type H1-B4 et H2-EPR - B2-EPR avec filière nucléaire "classique", est de l'ordre de 10 à 13 % : on retrouve l'intérêt de la maîtrise de la demande d'électricité.
• C'est l'émergence à terme de nouvelles filières nucléaires de type APA ou RHR qui permet d'améliorer de façon plus significative le bilan en cumul des transuraniens.
◗ La comparaison économique des "nuisances" que constituent le cumul du CO_2 dans l'atmosphère et le cumul des transuraniens dans les déchets nucléaires se fait en attribuant un coût à ces quantités cumulées.
Cette méthode est déjà adoptée internationalement pour les émissions de gaz à effet de serre, elle est originale pour l'estimation du "coût" des déchets nucléaires.
En s'appuyant sur "l'état de l'art" du débat sur le changement climatique, les auteurs de l'étude ont choisi une fourchette de coût moyen de 400 à 1 000 francs la tonne de carbone.
En ce qui concerne les déchets nucléaires, la nouveauté du concept ne permet pas de comparaison internationale et les auteurs ont choisi d'adopter comme valeur de la tonne de "plutonium et actinides mineurs" évitée la différence de coût entre les scénarios « sans retraitement » et « retraitement + MOX » permettant cette réduction qui ont été étudiés au chapitre 1. Le coût obtenu varie entre 0,5 et 1,2 milliard de francs la tonne selon les hypothèses retenues[8].
◗ En croisant ces différentes hypothèses, on obtient un coût de ces deux "externalités" pour chaque scénario.

Cette méthode permet de calculer un "surcoût environnement" pour chaque scénario.

Ces surcoûts peuvent être comparés aux coûts des scénarios précédemment calculés, pour les différentes hypothèses de coûts des combustibles fossiles.

A titre d'exemple, le choix des valeurs hautes à la fois pour les transuraniens et pour le carbone conduit à un surcoût dû aux externalités variant entre 1 107 milliards de francs pour le scénario B3-EPR et 1 891 milliards pour le scénario B4-30.

Si l'on compare H1 et B4 qui diffèrent par le niveau de demande d'électricité, à structure de production comparable, le surcoût des externalités est de 1 863 milliards dans H1 et 1 401 milliards dans B4 : l'économie sur les externalités liée à la maîtrise de la demande d'électricité s'élevant donc à 462 milliards. On constate le même phénomène entre H2 et B2 : la différence est de 402 milliards.

Si l'on compare les coûts des externalités au coût total, ils se situent entre 10 et 17 % pour les fourchettes basses et 26 à 42 % pour les fourchettes hautes en cas de stabilité des prix des combustibles fossiles.

On peut conclure de ces comparaisons :

• La prise en compte des externalités induites par l'application d'un principe de précaution aux déchets nucléaires et aux émissions de CO_2 a des conséquences importantes sur le coût cumulé des divers scénarios sur la période 2000–2050.

• Cette prise en compte des externalités renforce l'intérêt des scénarios à faible demande d'électricité : le gain sur les externalités est de l'ordre de 10 % du coût total d'un scénario moyen.

• Les valeurs choisies dans l'étude pour l'externalité CO_2 et l'externalité transuraniens conduisent à un moindre surcoût dans les scénarios à fort contenu en nucléaire.

• Les résultats renforcent l'intérêt du développement de filières nucléaires spécialement conçues pour diminuer la production de déchets.

Tableau 12.

	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4-30
Gaz naturel (Mtep)	96	46	17	30	17	70	70

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

Commentaires

Nature et objectif de l'étude

L'« Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » (que nous nommerons « l'étude » par la suite) demandée par le gouvernement porte, comme l'indique la lettre de mission envoyée par le Premier ministre aux trois auteurs, sur les données économiques de la filière nucléaire. Le sujet est déjà vaste puisque l'étude doit être comparative et prospective, mais il ne traite pas toutes les questions que l'on peut se poser à propos du système électrique français futur. Notamment, la plupart des questions liées aux risques et à la sécurité énergétique ne sont pas oubliées et font l'objet d'informations de base, mais elles ne sont pas traitées en profondeur car ce traitement ne relève pas de la question posée.

L'objet de l'étude est de fournir les données les plus fiables possibles sur la composante économique du débat sur la politique énergétique. Le travail de fourniture des données économiques est en partie élargi aux questions environnementales puisqu'un calcul des externalités que représentent les émissions de gaz carbonique et les productions de transuraniens a été effectué. Mais, si cette prise en compte représente une avancée, elle ne règle pas l'ensemble des questions de pollutions et de risques.

L'étude comprend deux grandes parties : la première est relative à l'analyse économique du parc nucléaire actuel et de ses avenirs possibles; la seconde est relative à la prospective de la demande et de l'offre de l'électricité en France à l'horizon 2050, dans la suite des travaux du Commissariat Général du Plan à l'horizon 2010–2020.

La nécessité d'arrêter une étude prospective à un borizon raisonnable pour que les données économiques gardent une certaine crédibilité, ici 2050, conduit évidemment à la question de savoir ce qui se passerait après (notamment pour ce qui concerne les déchets nucléaires, mais aussi sur les ressources énergétiques, etc). On peut répondre que plus l'horizon s'éloigne, plus ces questions doivent être traitées à une échelle plus vaste que l'hexagone et que ce sont les scénarios mondiaux de long terme (IIASA, NOE, etc.) qui peuvent seuls fournir des bases de réflexion pertinente.

L'ètude telle qu'elle existe apporte à notre avis une somme d'informations suffisantes (ne serait-ce que par rapport à la pauvreté de l'information économique sur le nucléaire en France) pour alimenter un premier débat sur l'orientation des choix de politique électrique dans les années à venir.

Les limites de l'étude

C'est à l'intérieur de ce cadre thématique (les données économiques) et temporel (horizon 2050) que nous avons quelques critiques, ou réserves, à formuler.

◗ La première est la limitation quasi-totale de l'ètude à la situation française, à l'exception du chapitre 2 qui présente très brièvement la situation nucléaire internationale actuelle et aborde les question d'environnement global. Autant le chapitre 1 dédié à « l'héritage du passé pour la France » est normalement limité à la situation de notre pays, autant il nous semble que l'étude prospective des chapitres 4 et 5 aurait dû s'ouvrir plus largement sur l'Europe (la seule allusion à l'espace européen étant la référence aux scénarios de l'IIASA). Il faut bien reconnaître qu'il n'existe pas actuellement d'exercice de prospective énergétique sérieux pour l'Europe.

Non pas que les données de base utilisées dans les scénarios eussent été forcément différentes, mais parce qu'il est difficile d'admettre que l'on puisse raisonner sur des scénarios électriques limités à l'hexagone pour 2000–2050 alors que nous ne sommes aujourd'hui qu'à la première année de cette période et qu'avec elle, les marchés européens de l'électricité et du gaz viennent de s'ouvrir, que l'Europe est en train de prendre des décisions sur la production d'électricité par les énergies renouvelables et qu'elle a pris des engagements collectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

A l'évidence, la question de la sécurité des approvisionnements gaziers ne se pose pas

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

en termes nationaux mais européens et le « tout nucléaire dans un seul pays », orientation de certains scénarios, prête à réfléchir.

Cette limite a bien été perçue par les auteurs de l'étude et exprimée dans son introduction : il reviendra au politique de savoir replacer les résultats de cet exercice purement national dans le contexte international adéquat.

◗ La deuxième limite de l'exercice tient au fait que la demande centrale porte sur l'économie de la filière nucléaire, les autres filières énergétiques (gaz, renouvelables, autres) n'étant que des éléments de comparaison, traités avec moins d'importance. Le lecteur ne peut que regretter que, tandis que la prospective technologique est largement développée dans le domaine du nucléaire, elle reste relativement faible pour les filières non nucléaires et particulièrement pour les énergies renouvelables et surtout la maîtrise de la demande d'électricité dont l'ensemble de l'étude montre la toute première importance.

On est en particulier frappé par l'évolution des dépenses publiques de recherche et développement : lorsque le nucléaire s'arrête, ces dépenses chutent radicalement. Si cela confirme la quasi exclusivité actuelle du nucléaire dans les efforts de recherche publics dans le secteur de l'énergie, cela manifeste aussi la non prise en compte du transfert des moyens de recherche vers d'autres filières énergétiques (sur la demande comme sur l'offre).

Cela est particulièrement vrai pour la maîtrise de la demande d'électricité. Nous avons souligné la timidité des efforts dans le scénario dit de « basse consommation ». Ce scénario est de fait basé sur la mise en œuvre de techniques actuellement disponibles. Un effort conséquent de R & D sur cinquante ans grâce à un certain transfert des moyens de la recherche publique devrait permettre de faire beaucoup mieux.

◗ La troisième limite de l'exercice est plus gênante car elle est moins évidente : elle tient à la façon dont sont pris en compte les aléas dans les différentes filières.

Le grand compétiteur du nucléaire est, dans cette étude, le gaz naturel. L'aléa majeur de cette forme d'énergie pour une évaluation prospective est son prix : cet aléa est bien pris en compte puisque trois scénarios de prix des combustibles fossiles sont étudiés (dont le doublement du prix du gaz naturel à l'horizon 2050).

Dans le cas du nucléaire, l'aléa ne porte pas ou très peu sur le prix du combustible, ni sur l'investissement (du moins pour les filières éprouvées). On voit donc apparaître dans les tableaux des prix du nucléaire extraordinairement stables.

Or l'aléa majeur du nucléaire est l'incident ou l'accident technique. On comprend qu'une étude économique de ce type exclut l'accident très grave qui mettrait en question l'existence même du nucléaire : l'analyse d'une telle situation de crise n'est pas de son ressort. Par contre, les années récentes ont montré que les conséquences industrielles et économiques d'accidents techniques sans conséquences nuisibles extérieures pouvaient être importantes : immobilisation de tout le palier N4 (6000 MWe) pendant une année du fait d'une erreur de conception du circuit de refroidissement à l'arrêt, arrêt prolongé de la centrale de Belleville du fait de fissures dans l'enceinte de confinement, et autres incidents relativement fréquents, sans oublier l'exemple de Superphenix qui n'est pas sans enseignements pour la prospective technologique (et économique) nucléaire.

Il paraîtrait intéressant qu'une étude sur les conséquences économiques des aléas techniques de la filière nucléaire soit entreprise afin de compléter la présente étude.

Les principaux résultats

A ce stade et sans avoir eu la possibilité matérielle d'étudier les rapports partiels qui ont élaboré les données de l'étude (sur le parc nucléaire existant et sur la prospective technologique), nous nous proposons de tirer les principaux enseignements de l'étude telle qu'elle est.

◗ Le premier résultat de l'ètude est l'avantage incontestable des scénarios à forte maîtrise de la demande d'électricité : la mise en œuvre de politiques de maîtrise de la demande d'électricité pourrait permettre à la fois des économies importantes pour l'ensemble du

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

système électrique et des économies sur le coût du kWh produit.

Cet avantage apparaît nettement dans toutes les comparaisons économiques « pures » et il est fortement accentué lorsque l´on prend en compte les externalités environnementales. Il y a là une indication extrêmement forte pour le choix politique.

◗ L´accord des experts pour envisager une durée de vie technique moyenne des centrales nucléaires supérieure à quarante ans conduit à ce que la première prise de relais éventuelle des centrales nucléaires actuelles par de nouvelles centrales nucléaires se situe, selon les scénarios, dans la période 2025–2035.

Cela écarte donc toute urgence sur la construction de nouvelles centrales de puissance, fussent-elles qualifiées de prototype, et notamment d´un EPR.

A cette considération technique s´ajoute le fait que le paysage électrique européen devrait assez profondément changer dans les dix prochaines années du fait de l´ouverture des marchés. Les choix pourront se faire dans de bien meilleures conditions à la suite de cette période de transition.

◗ L´examen des coûts liés au parc nucléaire actuel met en évidence qu´un scénario avec retraitement des combustibles irradiés et utilisation du MOX est d´un coût plus élevé qu´un scénario sans retraitement.

On peut en déduire un coût du plutonium évité à prendre en compte dans l´évaluation économique des externalités.

◗ Les différents scénarios prospectifs de production d´électricité portent essentiellement sur la compétition entre différentes combinaisons de filières nucléaires (types de réacteurs et de combustibles) et centrales à gaz naturel à cycle combiné pour le remplacement des centrales du parc actuel lorsqu´elles arriveront en fin de vie.

Dans l´hypothèse centrale d´une durée de vie moyenne des centrales nucléaires de 45 ans, la date de la prise de relais par de nouvelles centrales se situe autour de 2025–2030.

Dans l´hypothèse de « stabilité » des coûts du gaz naturel, les coûts cumulés des scénarios sans renouvellement du nucléaire sont moins élevés que ceux qui supposent un renouvellement du nucléaire.

Dans l´hypothèse d´un prix du gaz multiplié par 1,5 entre 2000 et 2050, les coûts cumulés des différents scénarios sont très proche à l´intérieur de chaque famille de niveau de demande d´électricité.

Dans l´hypothèse de doublement du prix du gaz entre 2000 et 2050, la différence entre scénarios extrêmes est d´environ 10 % au profit du scénario fortement nucléaire.

En règle générale, le scénario de fin de vie moyenne des centrales nucléaires à trente ans sans renouvellement du nucléaire est le plus cher des scénarios à faible demande d´électricité mais reste moins cher que les scénarios à haute demande d´électricité, sauf dans le cas du prix maximal du gaz naturel dans lequel son coût est égal à celui du scénario avec renouvellement du nucléaire parc un parc nucléaire fonctionnant en base.

◗ On peut considérer comme raisonnable d´écarter les scénarios à très forte proportion de nucléaire (environ 70 %) H3 et B3 pour des raisons de besoin de diversification des sources et des filières énergétiques (sécurité énergétique) et d´optimisation de l´utilisation des parcs nucléaires (fonctionnement en base). Les scénarios vraisemblables de renouvellement du nucléaire sont alors les scénarios H2 et B2 qui prévoient ce fonctionnement en base.

L´effet du renouvellement ou non du parc nucléaire et donc de la place prépondérante ou non du gaz naturel dans la production d´électricité en 2050 se traduit par des consommations de gaz naturel en 2050 pour cette production de 30 Mtep dans B2, 46 Mtep dans H2, 70 Mtep dans B4 et B4–30 et 96 Mtep dans H1. Ces consommations de gaz sont à comparer à la consommation totale de gaz en France en 1998 qui était de 34 Mtep et à celle de pétrole qui était de 94 Mtep.

On voit ainsi qu´entre un scénario à basse consommation d´électricité et sans nucléaire B4 et un scénario à haute consommation d´électricité et nucléaire H2, le surplus de consommation de gaz naturel pour la production d´électricité n´est que de 24 Mtep en 2050.

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

D´un point de vue économique, un scénario de sortie programmée du nucléaire par arrêt des centrales au bout de trente ans de fonctionnement est moins pénalisant qu´un scénario « laisser faire » sans forte maîtrise de la demande d´électricité. Le tabou sur une telle éventualité – du fait de choix politiques ou d´autres impératifs – est donc levé.

A propos des questions environnementales

◗ La question de la prise en compte des externalités environnementales progresse de façon indéniable par le traitement parallèle accordé aux émissions cumulées de CO_2 et à la production cumulée de transuraniens.
Quelques remarques sur ce point :

• Nous avons souligné l´intérêt d´un point précis sur les émissions de gaz à effet de serre par l´industrie nucléaire.

• On peut considérer que l´aggravation de l´effet de serre constitue aujourd´hui le handicap majeur, sinon le seul, du gaz naturel sur le plan environnemental. Prendre en compte les émissions de CO_2 dans une évaluation économique des externalités sanctionne ce handicap. Du côté du nucléaire, il est important de souligner que le handicap environnemental du nucléaire va bien au-delà de la production des transuraniens : une étude comparative des impacts environnementaux (pouvant ou non se traduire en coûts d´externalités) devrait prendre en compte les rejets radioactifs et chimiques (surtout pour les usines de retraitement) ainsi que les risques d´accidents.

• La production de transuraniens est strictement associée à l´utilisation du nucléaire : le problème disparaît avec la non poursuite de celui-ci (scénarios H1, B4, B4–30); par contre les émissions de CO_2 ne sont que partiellement dues à la production d´électricité et les diminutions que représentent les scénarios à composantes nucléaires doivent être relativisées par rapport aux émissions totales liées à la production et à la consommation d´énergie.

◗ On doit cependant souligner l´aspect réducteur de la comparaison des risques liés à la production d´électricité à partir des combustibles fossiles ou des matières à travers la seule prise en compte des externalités « émissions de CO_2 » et plutonium.

Du côté des combustibles fossiles, le risque principal est l´émission de CO_2 dans le cas du gaz naturel et la comparaison est légitime (il en serait autrement si l´on comparait au charbon et au pétrole). Par contre, le risque lié au plutonium n´est qu´une partie de la question du risque global spécifique nucléaire :

• d´abord, l´activité nucléaire pose en soi des problèmes de sûreté (accidents majeurs, d´impact environnemental quasi-mondial, comme Tchernobyl), de sécurité et de prolifération, de rejets et de déchets (pas seulement les déchets hautement actifs à vie longue, HAVL);

• ensuite, si on se concentre sur cette question des déchets HAVL, les stratégies qui permettent de les réduire (en tonnage, mais pas forcément en volume) ont d´autres inconvénients, notamment celui de renforcer globalement les risques énumérés ci-dessus;

• enfin, le plutonium, qui est un point clé du débat à cause de sa valeur énergétique qui conduit au refus par certains, contre toute réalité industrielle, de le considérer comme déchet, n´est qu´un indicateur partiel des résultats obtenus par les stratégies de réduction des déchets HAVL. On peut par exemple se poser la question en termes de dégagement thermique (c´est ça qui est compliqué pour le stockage) ou d´autres éléments, par exemple des produits de fission tels que l´iode (très compliqué à piéger donc à stocker).

◗ La prospective technologique et les bilans matières présentés dans l´ètude nous montrent que la question de la nocivité à long terme des déchets nucléaires ne reçoit pas de réponse satisfaisante par l´utilisation des techniques nucléaires actuelles ou « améliorées » de type EPR. Seuls des sauts technologiques, tant sur les réacteurs que sur les combustibles, tels ceux présentés dans l´ètude, paraissent susceptibles de permettre une réduction significative des productions cumulées de transuraniens (plutonium et actinides mineurs).

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale

Notes

1 Lettre de mission du Premier ministre du 7 mai 1999.

2 Voir l´ensemble des références de l´étude et de ses rapports annexes dans la section bibliographie.

3 Le modèle est en fait une répartition gaussienne des arrêts autour d´une valeur moyenne : les valeurs extrêmes de durée de vie retenues sont 35 et 50 ans.

4 L´hypothèse d´un arrêt rapide du retraitement, avec non renouvellement des contrats EDF-COGEMA en 2001, a été écartée pour privilégier un scénario de transition plus souple.

5 En réalité, la différence est beaucoup plus importante les premières années, où le parc est au complet, qu´à la fin.

6 Direction Générale de l´Energie et des Matières Premières, Ministère de l´économie, des finances et de l´industrie.

7 Dans les huit scénarios principaux, six supposent la poursuite du retraitement et du “recyclage”, voire le passage au “multirecyclage”, du plutonium

8 Comparaison des scénarios S4-S6 ou S7-S6 pour le parc actuel.

Ceci est une réédition électronique réalisée en 2010 à partir d'exemplaires originaux et en reproduisant le plus fidèlement possible la maquette initiale