

Les coûts associés passés sous silence

Le coût d'un réacteur nucléaire, tel qu'il est analysé dans le cas de l'EPR, comprend les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement mais aussi de nombreux coûts associés en amont ou en aval de sa construction et de son exploitation. Il s'agit notamment de coûts directs, comme les coûts de R&D, des coûts liés à la chaîne du combustible, et des coûts croissants résultant de l'héritage de l'énergie nucléaire, c'est-à-dire la gestion des déchets nucléaires et le démantèlement. Il existe aussi des coûts indirects qui peuvent être importants, particulièrement ceux qui résultent de la mise en œuvre du cadre technique et organisationnel nécessaire, comme les coûts pour les réseaux électriques haute tension ou les coûts d'évaluation et de contrôle de la sûreté et de la sécurité. Les estimations officielles négligent ou minimisent généralement ce type de coûts.

Coûts de R&D

Il est difficile de calculer le coût total de la R&D publique en faveur de l'industrie nucléaire en France du fait de l'insuffisance des données et de la difficulté de répartir les coûts lorsqu'il y a recoupement d'applications civiles et militaires, ou la part de la recherche fondamentale du CEA utilisée ultérieurement pour des développements nucléaires. Il s'avère encore plus difficile d'identifier les différents coûts de R&D associés aux diverses technologies développées pour la production nucléaire et le cycle du combustible.

Globalement, au moins la moitié des coûts de R&D en matière d'énergie nucléaire ont été couverts par le financement public du CEA. Les dépenses totales de R&D du CEA en faveur du programme nucléaire civil depuis sa création en 1946 jusqu'à la fin 1998 ont été estimées pour le rapport Charpin-Dessus-Pellat à 24,7 milliards d'euros (162 milliards de FRF).

Coûts économiques du retraitement en France

En France, les coûts liés au cycle du combustible sont déterminés par le choix structurel de retraiter, au moins partiellement, les combustibles nucléaires usés. Les décisions stratégiques de lancer à grande échelle le retraitement des combustibles usés des réacteurs REP ont été prises à la fin des années 1970, à un moment où les prix spot de l'uranium avaient atteint un pic qu'ils n'ont connu à nouveau qu'à la fin 2006. À la mi-2008, ces prix sont déjà retombés à un chiffre inférieur de moitié à ce niveau record. L'hypothèse, démentie par ce qui s'est passé par la suite, que les prix de l'uranium allaient rester élevés et continuer d'augmenter, a permis de justifier d'abord le projet d'un parc de réacteurs surgénérateurs (dont Superphénix a été la première commande), puis la construction d'une usine de retraitement et plus tard une usine de fabrication de combustible MOX pour séparer et réutiliser le plutonium des REP dans des REP.

Ces décisions ont été prises, et Superphénix, La Hague UP2-800 et UP3 et Marcoule MELOX ont été construits, alors que la justification économique, dans les conditions définies par l'industrie et le gouvernement eux-mêmes au moment des cours élevés de l'uranium, avait disparu avec la fin de ce pic.

Superphénix s'est indéniablement avéré une perte considérable. Commandé en 1976, ce réacteur de 1 200 MWe a été raccordé au réseau en 1986. Il a connu divers problèmes techniques et administratifs jusqu'à ce qu'il soit définitivement fermé en 1996 et que son démantèlement soit décidé en 1998. Au final, il ne sera parvenu qu'à un facteur de charge de 7 % et une production brute qui n'a pas dépassé 8,6 TWh pendant sa courte durée de vie. Le coût global de Superphénix a été estimé à 9,7 milliards d'euros (64 milliards de FRF) par la Cour des comptes en 1996, une estimation très proche de celle qui a été fournie par son exploitant, le consortium européen NERSA, en

1998, de 9,8 milliards d'euros (65 milliards de FRF, dont 38 milliards payés par EDF). Ce chiffre ne comprend pourtant pas les coûts échoués de R&D et une éventuelle augmentation des futures dépenses de démantèlement et de gestion des déchets, notamment l'entreposage et le futur stockage ou le retraitement des deux cœurs fabriqués pour le réacteur (un irradié et un non irradié).

La question du retraitement et de la fabrication du MOX pourrait être tout aussi claire si les données économiques globales de l'industrie du plutonium étaient débattues ouvertement. Le rapport Charpin-Dessus-Pellat demandé par le Premier ministre en 1999-2000 a offert une rare occasion de le faire. Sur la base des coûts réels ou prévus fournis par l'industrie, le rapport a comparé les coûts globaux du parc nucléaire actuel à partir de diverses hypothèses, notamment le statu quo sur le retraitement et le MOX d'une part, et le scénario théorique du choix du stockage direct du combustible utilisé depuis le début du programme REP français. Alors qu'il intègre des hypothèses favorables sur de futurs coûts associés au retraitement, comme ceux du démantèlement de la Hague, le rapport a conclu que le choix du gouvernement français en faveur du retraitement a représenté une augmentation du coût moyen de production de l'ordre de 5,5 % par GWe installé sur la durée de vie des réacteurs. En d'autres termes, si le retraitement n'avait pas été mis en œuvre dès le début, des économies totales de 25 milliards d'euros (164 milliards de FRF) auraient été permises.

En 2003, le rapport officiel de la DIGEC sur les coûts de référence de la production d'électricité a reconnu que « à l'heure actuelle, les prix faibles de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel et services d'enrichissement) ne justifient pas de retraiter le combustible utilisé sur un plan strictement économique ». Toutefois, même si elle admet que les conclusions du rapport Charpin-Dessus-Pellat sont « représentatives de l'économie actuelle du cycle », la DIGEC a en revanche utilisé les coûts projetés pour la période 2025-2085 (correspondant au retraitement du combustible utilisé d'un futur réacteur EPR). Ces hypothèses, basées sur des discussions confidentielles entre Areva et la DIGEC, se sont avérées inférieures de plus de moitié aux coûts calculés dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat (450 €/kg de combustible retraité au lieu de 1 000 €/kg ou plus selon les différentes hypothèses). Aucune explication n'a été donnée sur la possibilité de diviser par deux les coûts d'investissement et d'exploitation d'une future usine de retraitement en comparaison avec La Hague, si ce n'est une affirmation claire de son origine politique par la DIGEC : « Le coût de retraitement choisi dans l'étude est le coût objectif permettant de garantir la compétitivité du retraitement par rapport à la solution d'entreposage-stockage direct des combustibles irradiés. »

Ce jeu de dupes qui vise à utiliser des hypothèses irréalistes pour sauver les apparences d'une équivalence des coûts entre le retraitement et le stockage direct ne pourra peut-être plus être joué pendant très longtemps par EDF. Avec plus de 8 000 tML de combustibles usés entreposés à La Hague, qui représentent 99,8 % des matériaux stockés en attente de retraitement au 31 décembre 2007, l'électricien français est confronté au financement de la plus grande partie des coûts du retraitement. En 2007, au cours de la première phase des discussions de travail pour la préparation d'une actualisation du rapport 2003 de la DIGEC, EDF a expliqué dans un document de travail qu'il « prévoit certains gains de productivité avec les nouvelles installations [de retraitement] ». « Il faut rester prudent sur l'impact définitif des coûts du retraitement », ajoute toutefois EDF qui considère « les valeurs utilisées dans ce rapport comme une estimation basse ».

Depuis 1995, EDF a assigné une valeur zéro dans sa comptabilité à ses stocks de plutonium séparé (ainsi qu'à ses stocks d'uranium de retraitement), et a indiqué clairement que, s'il existait un marché pour le plutonium séparé issu du combustible REP, « il aurait un prix négatif ». EDF a par exemple facturé à l'électricien néerlandais EPZ (qui a fait retraiter son combustible à La Hague mais n'a pas les moyens de réutiliser le plutonium) le service correspondant à la prise en charge de son plutonium. La libéralisation du secteur de l'électricité impose à EDF d'abaisser ses coûts, notamment ceux qui sont liés à l'industrie du plutonium. Bien que le contrat de retraitement et de MOX signé pour 7 ans en 2001 ait déjà intégré une option pour 2008-2015, EDF n'a signé avec Areva en avril 2008 qu'un accord complémentaire provisoire d'un an.

Démantèlement et gestion des déchets

L'option du retraitement a un impact important sur les politiques de gestion des déchets et les estimations de coûts. La question essentielle pour les calculs de coût est le poids du stockage définitif des déchets radioactifs à haute activité et à très longue durée de vie, qui devrait être assuré par un site d'enfouissement en couche géologique profonde aux termes de la loi de 2006 sur la gestion des déchets radioactifs. Toutefois, les incertitudes sont importantes en ce domaine et le raffinement du concept ne va pas nécessairement faire baisser les coûts, comme l'illustrent les prévisions de coûts publiées par l'Agence française de gestion des déchets radioactifs, l'ANDRA. Son estimation du coût total du stockage géologique est passée de 14,7 milliards d'euros en 1996 à une fourchette de 15,9 à 58,0 milliards d'euros en 2003.

Comme par hasard, cette estimation de 2003 concluait, en reprenant à son compte l'affirmation que le retraitement permettait des réductions du volume des déchets, qu'un arrêt du retraitement en 2010 multiplierait par plus de deux le coût du stockage définitif par rapport au retraitement de l'ensemble des combustibles usés. Le biais de ce raisonnement était toutefois évident : dans le premier cas, le coût prenait en compte le stockage de toutes les matières radioactives retirées des réacteurs alors que dans le second, au contraire, plus de la moitié des inventaires

totaux de plutonium et d'uranium étaient transférés à une hypothétique nouvelle génération de réacteurs, et aucun élément du coût de la gestion des déchets qui en résultaient à l'avenir n'était comptabilisé.

Comme la loi de 2006 allait exiger des exploitants des fonds dédiés pour couvrir les dépenses à long terme de la gestion des déchets, le ministère de l'Industrie a mis en place un groupe de travail avec les exploitants pour réduire la fourchette des valeurs des estimations de l'Andra. Le groupe est arrivé pour le scénario de retraitement de la totalité des combustibles à des estimations de coûts moins élevées, de l'ordre de 11,5 à 12,9 milliards d'euros. Dans un rapport publié ultérieurement, la Cour des Comptes a souligné que l'étude n'avait pas permis de résoudre certaines incertitudes importantes concernant le site de stockage, sa conception, son inventaire ou sa taille ainsi que sur certains des facteurs de coûts essentiels. Elle a insisté sur le fait que les réductions de coûts présentées étaient conditionnées par une stratégie annoncée qui devait encore faire la preuve de sa faisabilité technique et politique.

De nombreux facteurs doivent encore être pris en compte qui déboucheront sur des coûts de stockage plus élevés que ceux qui sont prévus actuellement. Le calcul est basé sur une disponibilité du site de stockage d'ici 2020 alors que le programme a déjà pris plusieurs années de retard. Il reste à concevoir le conditionnement final de certaines catégories de déchets qui représentent des volumes importants, ainsi qu'à définir certains concepts de galeries. Enfin, certaines des matières nucléaires dont on fait l'hypothèse d'une réutilisation illimitée, feront finalement l'objet d'un stockage définitif.

Les charges financières à long terme portent également sur le démantèlement de l'une des plus grandes infrastructures du monde en termes de centrales nucléaires, centres de recherche et installations de tous types. La Cour des comptes a calculé que les charges de démantèlement actuelles pour les trois principaux exploitants (EDF, Areva et CEA) s'élevaient à 65 milliards d'euros (sans actualisation) à la fin 2004. Ce chiffre tient compte du démantèlement des REP, pour lesquels on a retenu une estimation provisoire correspondant à 15 % du coût d'investissement, mais aussi des énormes coûts du démantèlement des usines de retraitement. Toutefois, les exploitants pourraient se voir déchargés d'une partie de ces dépenses qui seraient transférées à un financement public. En 2004, les provisions calculées par AREVA pour le démantèlement de ses installations sont passées d'un total de 12,2 milliards d'euros à 8,0 milliards d'euros grâce à un accord avec le CEA qui transfère à l'État la responsabilité du démantèlement du site de retraitement de Marcoule en l'échange du paiement par Areva d'une somme forfaitaire (soulte) de 427 millions d'euros accompagné d'un engagement de paiement ultérieur de 158 millions d'euros.

Coûts structurels

L'estimation des coûts structurels liés au développement de l'énergie nucléaire est hors de portée d'une simple analyse indépendante, pour d'évidentes raisons méthodologiques, notamment la difficulté à établir la limite des coûts imputables à l'industrie nucléaire et l'absence de données sur les coûts structurels en général. Néanmoins, l'énergie nucléaire suscite certains besoins spécifiques en matière d'infrastructures qui peuvent être identifiés et analysés à partir de quelques exemples.

Un besoin évident est lié à l'énergie nucléaire : un réseau électrique adapté pour transporter et distribuer l'électricité produite par les centrales nucléaires. Un réseau électrique serait bien sûr nécessaire de toute façon pour alimenter les consommateurs en électricité, mais la répartition extrêmement centralisée de l'énergie nucléaire sur le territoire s'accompagne de certains besoins spécifiques. Cette situation est clairement illustrée par l'exemple du projet EPR à Flamanville, où l'introduction d'une troisième tranche de grande taille pour la production électrique sur le site nécessite une ligne à haute tension supplémentaire pour permettre l'évacuation de l'énergie à partir du site et la transporter vers les zones de consommation. Bien que la ligne envisagée apporte aux consommateurs un bénéfice qui va au-delà de la seule évacuation de la production de l'EPR, ce bénéfice pourrait être obtenu par d'autres moyens, dont certains seraient moins coûteux. Une grande partie du coût d'investissement lié à la construction de cette ligne 400 kV de 150 km, estimé à 240 millions d'euros, est donc directement attribuable au projet EPR.

Un groupe de travail pour le rapport Charpin-Dessus-Pellat a estimé que les coûts d'investissement globaux pour le développement du réseau électrique (transport et distribution) depuis les années 1970 jusqu'en 1997 dépassait 75 milliards d'euros dont plus de 10 % pour le réseau à très haute tension. À la fin du siècle dernier, environ 2,9 milliards étaient dépensés chaque année pour le développement du réseau, dont 0,5 milliard pour le réseau à très haute tension. À partir de ces coûts, le rapport a introduit une différence de 6,8 milliards sur la période 2000-2050 dans un scénario de faible demande électrique, en faveur d'un système électrique décentralisé non nucléaire comparé à un parc nucléaire sans changement.

Les coûts structurels comme ceux qui résultent de l'organisation de la sûreté et de la sécurité sont encore plus difficiles à cerner. Ils concernent, par exemple, une bonne partie du budget de l'IRSN, d'un montant de 276 millions d'euros en 2006, consacré à l'expertise publique et au travail de consultation sur la radioprotection, la sûreté nucléaire et les questions de sécurité ; ou celui, bien sûr, de l'autorité de sûreté nucléaire, l'ASN, et de ses moyens décentralisés dans les régions françaises, d'un montant d'environ 50 millions d'euros. Les activités spécifiques des forces de sécurité pour la protection des installations et des transports nucléaires devraient également être incluses.