

COUR DES COMPTES

Synthèse du Rapport public thématique

Janvier 2012

Les coûts de la filière électronucléaire

■ Avertissement

Cette synthèse est destinée à faciliter la lecture et l'utilisation du rapport de la Cour des comptes. Seul le rapport engage la Cour des comptes. Les réponses des administrations et des organismes concernés sont insérées dans le rapport.

Sommaire

Introduction	5
1 Des dépenses de production étalées sur une très longue période	7
2 Les dépenses financées sur crédits publics	19
3 Les questions en suspens	23

Introduction

Par une lettre du 17 mai 2011, le Premier ministre a demandé à la Cour des comptes, au titre de sa mission d'assistance au Gouvernement (procédure désormais régie par l'article L.132-4-1 du code des juridictions financières), d'expertiser « les coûts de la filière nucléaire », en précisant qu'il souhaitait « pouvoir disposer de ce rapport avant le 31 janvier 2012 ».

En réponse à cette demande, le rapport de la Cour rassemble l'essentiel des données factuelles disponibles actuellement sur les éléments qui constituent les coûts, passés, présents et futurs, de la production d'électricité nucléaire en France. Ce rapport ne comporte pas de prise de position sur le niveau souhaitable de cette production ni sur les modalités de son financement. Il peut être considéré comme une « base de données », mise à disposition de tous les citoyens dans un souci de transparence et de pédagogie.

L'essentiel de l'étude porte sur les coûts de production du parc actuel dans les comptes des exploitants, qu'il s'agisse des dépenses d'investissement (passées), des dépenses courantes (charges d'exploitation) ou des dépenses futures (démantèlement et gestion des combustibles et des déchets).

La Cour cherche à mesurer les coûts « pour la société » et pas seulement pour l'exploitant. Elle a donc également évalué les dépenses sur crédits publics qui ne sont pas comptées, en général, dans les coûts des énergies, faute de les connaître avec précision. Pour la première fois, l'ensemble des dépenses de recherche faites en France dans le domaine de la production électronucléaire depuis 1957 a été estimé. La Cour a aussi mesuré les dépenses de sécurité et de sureté financées sur crédits publics en 2010.

Par conséquent, la Cour a exclu de son champ d'analyse les dépenses nucléaires militaires et les coûts de transport et de distribution de l'électricité, pour se limiter au coût de la production de l'électricité nucléaire, qui ne représente qu'environ 40 % du prix payé par les consommateurs.

Le rapport ne présente pas de comparaisons de coût entre les énergies ni de scénario d'évolution du mix énergétique. Il ne compare pas les coûts aux tarifs. La Cour ne prend pas position sur la bonne ou mauvaise gestion des crédits publics concernés. Il ne s'agit pas d'un rapport d'évaluation.

Pour mener à bien cette étude, la Cour a organisé une large consultation : constitution d'un comité d'experts ayant vocation à éclairer ses travaux, audition des responsables de la filière mais aussi de responsables d'organisations syndicales et d'ONG de protection de l'environnement, consultation écrite de nos ambassades dans les principaux pays « nucléaires ». ■

(1) Les coûts de production ne représentent qu'une partie (environ 40 %) du prix payé par les consommateurs qui comprend également les coûts de transport et de distribution.

1 Des dépenses de production étalées sur une très longue période

La production d'électricité nucléaire est une activité très capitalistique dont les coûts s'étalent sur très longue période. Pour calculer aujourd'hui le coût total de production du parc actuel, du point de vue de l'exploitant, il faut donc additionner les coûts passés, relatifs aux investissements, les coûts présents, c'est-à-dire les charges d'exploitation, et les coûts futurs, qui concernent à la fois l'investissement (le démantèlement des installations) ou les charges d'exploitation (la gestion des combustibles usés et des déchets).

D'une manière générale, on considère que les coûts d'AREVA (investissements et charges d'exploitation, y compris les coûts futurs) sont intégrés dans les coûts du combustible payés par EDF, pour la partie de l'activité d'AREVA qui est concernée par la production d'électricité nucléaire française. Par conséquent, pour éviter de comptabiliser deux fois les mêmes coûts, les calculs sont faits uniquement à partir des comptes d'EDF.

Des dépenses passées relativement bien identifiées

Un investissement initial lourd

Le montant total de construction des installations nécessaires à la production d'électricité nucléaire s'est élevé à 121 Md€₂₀₁₀ (hors construction de Superphénix), dont 96 Md€₂₀₁₀ pour le coût de construction des 58 réacteurs existants, stricto sensu. Ce montant comprend un coût « overnight⁽²⁾ » de 83 Md€₂₀₁₀ correspondant à des investissements réalisés essentiellement au cours des années 1973 à 2002, complété par les intérêts intercalaires, dus au fait que la construction des centrales dure plusieurs années, évalués par la Cour à 13 Md€₂₀₁₀.

Ces 58 réacteurs représentent une puissance installée de 62 510 MW.

(2)Le coût "overnight" est la somme du coût de construction initial (72,9 Md€₂₀₁₀), des frais d'ingénierie (6,9 Md€₂₀₁₀) et des charges de pré-exploitation (3,4 Md€₂₀₁₀).

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Un coût de construction au megawatt (MW) qui progresse dans le temps

Le coût de construction initial, y compris l'ingénierie (79 751 M€₂₀₁₀) ramené à la puissance des réacteurs, progresse dans le temps, de 1,07 M€₂₀₁₀/MW en 1978 (Fessenheim) à 2,06 M€₂₀₁₀ en 2000 (Chooz 1 et 2) ou 1,37 M€₂₀₁₀ en 2002 (à Civaux), avec une moyenne de 1,25 M€₂₀₁₀/MW pour les 58 réacteurs. Cette augmentation s'explique notamment par des référentiels de sécurité dont les exigences augmentent dans le temps.

Sans qu'il soit possible de faire une comparaison précise, faute de connaître le coût total final de l'EPR, la Cour constate que le coût de construction rapporté au MW continue de progresser

avec cette nouvelle génération, qui doit répondre, dès sa construction, à des exigences de sûreté très importantes. Avec un coût de construction estimé à 6 Md€ pour l'EPR de Flamanville (tête de série) et une puissance de 1 630 MW, le coût au MW est de 3,7 M€ ; avec un coût de série estimé de 5 Md€, le coût au MW est de 3,1 M€.

Des charges courantes d'exploitation bien cernées

Ces charges d'exploitation annuelles d'EDF se sont élevées à 8,9 Md€₂₀₁₀ pour une production de 407,9 TWh en 2010. Ces charges sont bien identifiées et leur chiffrage ne pose pas de problème majeur.

Charges d'exploitation en € courants	En M€ 2010	Evolution 2008-2010
Combustible nucléaire	2 135	+ 5 %
Coût du personnel	2 676	+ 5 %
Consommations externes	2 095	+ 19 %
Impôts et taxes	1 176	+ 15 %
Fonctions centrales	872	+ 30 %
Total charges d'exploitation	8 954	+ 11 %

Source : Cour des comptes

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Les charges d'exploitation représentent un coût de 22 €/MWh, en 2010. Elles ont progressé de 11 % entre 2008 et 2010 (en € courants), essentiellement du fait de l'augmentation des programmes de maintenance courante et des impôts et taxes.

Une augmentation des dépenses de personnel est prévisible pour les années qui viennent, du fait de la prise en compte des prescriptions de l'autorité de sûreté nucléaire à la suite de l'accident de Fukushima (notamment création d'une force d'action rapide nucléaire) et de la nécessaire préparation du renouvellement des effectifs tout en maintenant les compétences des exploitants.

Des charges futures incertaines par nature

Des dépenses de démantèlement dont le montant ne peut être connu avec certitude faute d'expériences nationales ou internationales complètement comparables

Les dépenses de démantèlement, c'est-à-dire les dépenses de « fin de vie » des centrales, sont estimées aujourd'hui à 18,4 Md€₂₀₁₀, en charges brutes, pour le démantèlement des 58 réacteurs du parc actuel.

Le chiffrage du démantèlement repose sur une méthode historique simpliste mais dont les résultats sont corroborés par des méthodes beaucoup plus élaborées, dont les paramètres techniques doivent toutefois être validés par des experts externes à l'entreprise.

Les chiffrages actuels doivent être regardés avec précaution, l'expérience en la matière, tant d'EDF (centrales de 1ère génération) que du CEA ou d'AREVA, ayant montré que les devis ont très généralement tendance à augmenter quand les opérations se précisent, d'autant plus que les comparaisons internationales donnent des résultats très généralement supérieurs aux estimations d'EDF. Toutefois, la grande dispersion des résultats de ces comparaisons internationales montre l'incertitude qui règne dans ce domaine.

Sur ce point la Cour fait donc deux recommandations en matière de coût du démantèlement :

→ elle souhaite qu'EDF utilise la méthode Dampierre 2009 comme support de son évaluation des provisions de démantèlement et non la méthode historique qui ne permet pas un suivi suffisamment précis des évolutions de cette provision ;

→ elle confirme la nécessité de faire réaliser rapidement, comme l'envisage la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs,

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

afin de valider les paramètres techniques de la méthode Dampierre 2009.

Une estimation du coût de gestion à long terme des déchets radioactifs qui n'est pas encore stabilisée

Les charges brutes correspondant à la gestion à long terme des déchets issus de la production électronucléaire s'élèvent à 23 Md€ pour EDF actuellement, mais ne sont pas stabilisées. Pour la part correspondant à la gestion des déchets à haute ou moyenne activité à vie longue, elles sont calculées depuis 2005 sur la base d'un devis (16,5 Md€₂₀₁₀) du projet de centre de stockage géologique élaboré par l'ANDRA mais que celle-ci a revu en 2009, de manière approfondie. Ce nouveau chiffrage (36 Md€₂₀₁₀) représente un quasi doublement du devis initial et est contesté par les producteurs. L'estimation officielle doit faire l'objet d'un arrêté ministériel avant 2015, sur la base duquel EDF, AREVA et le CEA seront éventuellement conduits à revoir leurs provisions.

Par ailleurs, en l'absence actuellement de filière capable de recycler les quantités de MOX et d'URE (uranium de retraitement enrichi) usés que produisent les centrales, EDF calcule les provisions pour la gestion à long terme de ces matières comme s'il s'agissait de déchets relevant du centre de stockage géologique profond dans les mêmes conditions que les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie

longue (MAVL). Cette méthode est cohérente avec les règles de prudence comptable mais nécessite que la provision soit bien « calibrée », ce qui n'est pas assuré aujourd'hui. Au-delà du chiffrage, il serait plus sécurisant que cette hypothèse soit réellement étudiée et à terme, éventuellement développée, au cas où le programme de 4^{ème} génération connaîtrait des difficultés.

La Cour fait donc deux recommandations en matière de gestion à long terme des déchets :

→ elle souhaite que soit rapidement fixé le nouveau devis sur le coût du stockage géologique profond, de la manière la plus réaliste possible et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sûreté de ce centre de stockage ;

→ elle demande que soit chiffré, dans le cadre de ce nouveau devis, le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'uranium de retraitement enrichi (URE) produits chaque année et que cette hypothèse soit prise en compte dans les travaux futurs de dimensionnement du centre de stockage géologique profond.

Des investissements de maintenance qui vont augmenter

Les investissements de maintenance visent à la fois à assurer le bon fonction-

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

nement des réacteurs en termes de production, à en améliorer progressivement la sécurité et la sûreté et à permettre une augmentation éventuelle de la durée de fonctionnement des centrales.

Le ralentissement de ces investissements au cours des années 2000 a montré leur importance puisqu'il a fait significativement chuter le coefficient de disponibilité du parc et donc sa production. Par ailleurs, la nécessité d'améliorer la sécurité du parc est renforcée par le niveau atteint en ce domaine avec l'EPR et la prise en compte des conséquences de l'accident de Fukushima, en mars 2011.

Le programme d'investissements de maintenance d'EDF, pour les années 2011 – 2025, préparé en 2010, s'élevait à 50 Md€, soit une moyenne annuelle

d'environ 3,3 Md€, ce qui correspond presque au double des investissements réalisés en 2010 (1,7 Md€), eux-mêmes déjà en hausse par rapport aux années antérieures. Les investissements à réaliser pour satisfaire aux demandes de l'ASN dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté après Fukushima sont aujourd'hui estimés à une dizaine de milliards, dont la moitié serait déjà prévue dans le programme initial de 50 Md€. Le montant des investissements de maintenance annuel moyen devrait donc être de 3,7 Md€ pour un programme d'environ 55 Md€₂₀₁₀, à réaliser entre 2011 et 2025.

Investissements et maintenance

En Md€ 2010	Montant annuel
Moyenne 2008-2010	1,5 Md€
En 2010	1,75 Md€
Moyenne avec un programme de 55 Md€ d'ici 2025, y compris l'impact de Fukushima	3,7 Md€

Source : Cour des comptes

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Un coût de production global qui va augmenter

Un coût du capital très significatif et pouvant faire l'objet de diverses estimations selon l'objectif poursuivi

La production d'électricité nucléaire est une industrie très capitalistique à cycle long pour laquelle le coût du capital est une variable qui a un impact très significatif sur le calcul du coût global.

L'histoire du financement de ces investissements nucléaires ne peut pas être reconstituée avec précision, faute d'informations disponibles et d'un mode de financement spécifique au sein des activités d'EDF. Par ailleurs, il n'est pas évident de déterminer la valeur économique du parc actuel, en l'absence d'un marché des centrales d'occasion suffisamment liquide pour évaluer la valeur de marché du parc historique d'EDF ; les ratios boursiers sont inopérants, dans la mesure où il n'existe pas d'opérateurs purement nucléaires cotés et où les parcs sont structurellement divers ; enfin, une approche en termes de flux de trésorerie actualisés se heurterait à la forte incertitude qui pèse sur les prix de vente futurs de l'électricité et sur la durée résiduelle de vie du parc historique. Par conséquent le choix du mode

de calcul du coût du capital repose sur des conventions.

Aussi, le calcul du coût du capital et de sa part dans le coût global de production fait-il l'objet d'approches diverses, plusieurs paramètres pouvant varier en fonction de ce que l'on veut mesurer, et donc du montant du capital dont on cherche à calculer le coût, voire de la répartition, dans le temps, de ce coût (coût annuel constant ou dégressif). On peut citer notamment :

- *le coût comptable de la production pour une année donnée* : ce calcul consiste à prendre en compte le montant des amortissements comme seul élément de mesure de la part des investissements et du capital dans le coût de la production électronucléaire. Mais cette méthode ne tient pas compte du coût du capital, c'est-à-dire de sa rémunération. Par ailleurs, en fin de période, le total des amortissements ne permet de reconstituer le montant du capital investi dans le parc qu'à sa valeur initiale, sans tenir compte de l'inflation ni de l'évolution des référentiels technologiques et de sûreté des réacteurs nucléaires.

- *l'approche de la commission Champsaur* : elle vise à calculer le coût de production du parc français actuel sur les 15 prochaines années, en tenant compte du fait que le parc était déjà amorti à 75 % en 2010 alors qu'il n'avait qu'un âge moyen de 25 ans sur une durée d'amortissement totale de 40 ans. Il s'agit donc de calculer un tarif à un moment donné, en tenant compte de l'historique du parc notamment de ses conditions de finan-

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

gement et de ses amortissements passés ; le loyer économique, censé mesurer le coût du capital, est calculé par l'application d'un taux de rémunération du capital à la valeur nette comptable du parc à la date du calcul (en l'occurrence 2010).

- *le coût courant économique (CCE)* : il permet de calculer le coût global moyen de production du parc nucléaire sur toute sa durée de fonctionnement pour l'exploitant ; il est utile notamment pour comparer les coûts de production de différentes formes d'énergie. Le coût de rémunération et de reconstitution du capital investi y est mesuré à travers un loyer économique à échéances annuelles constantes sur toute la durée de fonctionnement du parc. Ce loyer est calculé de façon à permettre à un investisseur d'être remboursé et rémunéré de son investissement à la hauteur de sa valeur réévaluée à la fin de sa durée de vie. Cette approche ne tient pas compte des conditions historiques de financement de la construction du parc et donne une idée de ce que coûterait aujourd'hui sa reconstruction à l'identique.

Pour le CCE comme pour l'approche de la commission Champsaur, les résultats sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi mais la durée de fonctionnement du parc est, en revanche, relativement sans effet sur le montant calculé.

Ces différentes approches ne visent donc pas à répondre à la même question et il faut être très attentif, quand on compare le coût de production de diffé-

rentes énergies, à ce que les modes de calcul soient identiques.

Des coûts qui diffèrent sensiblement en fonction des différentes approches du calcul

Si elles donnent un poids différent aux investissements et au coût du capital, les différentes approches du calcul du coût de production de l'électricité nucléaire prennent toutes en compte les divers types de coûts (passés, présents, futurs) identifiés chez les exploitants, les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets étant actualisées avec un taux nominal d'actualisation de 5 % (2,94 % en taux réel, sans inflation).

Les calculs faits sur la base d'une durée de fonctionnement des 58 réacteurs du parc actuel de 40 ans, avec le montant d'amortissements et d'investissements de maintenance réalisés en 2010, donnent les résultats suivants pour l'année 2010 pendant laquelle la production a été de 407,9 TWh :

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Résultats des différentes évaluations du coût du MWh en 2010 en fonction de l'objectif poursuivi	En € ₂₀₁₀
- Le coût comptable, qui tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	33,4 €/MWh
- Le coût de l'approche de la commission Champsaur, qui tient compte de l'amortissement du parc et de la rémunération du capital qui n'est pas amorti (objectif : calcul d'un tarif)	33,1 €/MWh
- Le coût courant économique (CCE), qui ne tient pas compte de l'amortissement du parc, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen de production sans référence historique).	49,5 €/MWh

Source : Cour des comptes

Ce n'est pas ce coût de production qui est aujourd'hui calculé dans certaines comparaisons internationales, par exemple celles de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE, ni comparé à celui des autres énergies, comme dans les coûts de référence de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Dans ces deux cas, outre le coût du capital qui peut être calculé avec des méthodes encore différentes, le coût est calculé pour un investisseur qui entrerait aujourd'hui sur le marché avec de nouvelles centrales, en l'occurrence, des EPR pour la France. Une telle évaluation, simulation du coût fictif d'un parc

fictif, présente un caractère très théorique. La Cour ne connaît aujourd'hui que les estimations, qu'elle n'est pas en capacité de valider tant que le chantier est en cours, d'un coût de construction de l'EPR de Flamanville à 6 Md€ conduisant à un coût de production compris, au minimum, entre 70 et 90€/MWh, sachant qu'il ne s'agit donc pas du coût de l'EPR « de série ». Il est par conséquent beaucoup trop tôt pour que la Cour puisse donner et valider un calcul du coût de production d'un parc d'EPR.

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Les résultats sont relativement peu sensibles aux évolutions des charges futures provisionnées

Les charges futures de démantèlement et de gestion à long terme des déchets, qui ne donneront lieu à des dépenses que dans plusieurs dizaines, voire centaines d'années pour la surveillance des sites de stockage des déchets, sont calculées en faisant des hypothèses et avec des incertitudes souvent notables. Il est donc important de mesurer la sensibilité du coût de production global aux évolutions des éléments de coût les plus incertains.

Sur la base des données comptables disponibles, des simulations ont été effectuées aux conditions 2010 et établies selon la méthode CCE telle que

calculée par la Cour, c'est-à-dire sur un coût total de 20 Md€ pour une production de 407,9 MWh : elles ne mesurent que l'effet sur le coût de production.

Sensibilité à une variation du taux d'actualisation

Compte tenu du fait que les dates de décaissement des charges brutes sont éloignées dans le temps, elles doivent être actualisées pour être intégrées dans les comptes d'aujourd'hui. Ce calcul est fait en leur appliquant un taux d'actualisation de 5 %, intégrant un taux d'inflation de 2 % (taux réel de 2,94 %) qui réduit globalement leur montant dans les calculs de 48 %, faisant passer le montant de l'ensemble des charges brutes pour l'ensemble des opérateurs de 79 Md€2010 à 38 Md€ de provisions.

Tableau charges brutes/provisions

En M€ 2010	EDF	AREVA	CEA	Total
Charges brutes	62,1	10,5	6,8	79,4
Provisions	28,3	5,6	4,5	38,4
Provisions/chages brutes	46 %	54 %	66 %	48 %

Source : Cour des comptes

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

Ce taux d'actualisation est sensiblement équivalent à celui utilisé à l'étranger.

Une diminution de ce taux de 1 %, le faisant passer de 5 % à 4 %, provoquerait une augmentation des provisions d'EDF de 21 % (+ 6 Md€ par rapport aux 28,3 Md€ actuellement) ; le coût annuel de production de l'électricité nucléaire, calculé avec la méthode du CCE, croîtrait de + 162 M€/an, soit + 0,8 %.

À l'inverse, si le taux d'actualisation augmentait et passait à 6 % (au lieu de 5 %), le coût annuel fléchirait de - 131 M€/an, soit - 0,6 %.

Sensibilité à une variation des dépenses de fin de cycle

Concernant les dépenses de fin de cycle, si les provisions pour gestion des combustibles usés semblent relativement certaines, celles pour gestion des déchets devraient être rapidement revues. Le nouveau devis de l'ANDRA représentant un peu plus du double de celui qui sert aujourd'hui de base aux calculs des provisions, il est intéressant de mesurer ce que donnerait un doublement de cette provision dont l'augmentation devrait également résulter d'un calcul plus précis des conséquences du stockage du MOX et de l'URE usés.

Sur la base d'une simulation simplifiée, si l'on retient la dernière hypothèse de devis de l'ANDRA, le coût annuel de production de l'électricité nucléaire augmenterait de 200 M€, soit une augmen-

tation de 1 % en coût par MWh, sur la base du calcul du CCE.

Sensibilité à une variation du coût du démantèlement

Les coûts de démantèlement d'EDF, comme ceux d'AREVA et du CEA, font l'objet de calculs et de suivis réguliers qui montrent, d'une part, qu'en règle générale, les devis ont tendance à progresser dans le temps malgré les progrès des méthodes d'élaboration du fait de la nouveauté de ces sujets et du manque de retour d'expérience dans ce domaine, et que, d'autre part, ces augmentations sont périodiquement intégrées dans les comptes des exploitants réduisant donc les risques de dérapages significatifs.

Les simulations simplifiées réalisées, sur la base du CCE, à taux d'actualisation inchangé (5 %), montrent que si le devis de démantèlement augmentait de 50 %, le coût annuel de production augmenterait de 505 millions. Cela ne représenterait toutefois qu'une augmentation du coût de production du MWh de 2,5 %.

Ces tests de sensibilité à la variation de divers paramètres relatifs aux charges futures montrent que, compte tenu de l'horizon d'une durée de fonctionnement du parc de 40 ans sur laquelle ils ont été calculés, ils modifient le coût annuel actuel de production de l'électricité nucléaire de façon certes non négligeable mais relativement limitée.

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

L'impact de l'évolution des investissements de maintenance est significatif

Si l'impact de l'évolution des charges futures liées au démantèlement et à la gestion des déchets est limité, celui de l'évolution des investissements de maintenance est nettement plus sensible.

Les calculs précédents sont faits en utilisant le montant des investissements de maintenance de 2010 (1 747 Md€). Pour la période 2011 – 2025, EDF prévoit un programme d'investissements de

55 Md€ environ, qui semble intégrer les investissements consécutifs aux travaux de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté ; le montant moyen annuel d'investissement serait donc de 3,7 Md€ pour les prochaines années.

L'impact de cette évolution des coûts d'investissements sur le coût de production au MWh est compris entre 10 et 15 % selon le mode d'évaluation retenu. Dans tous les cas, il est significatif.

Impact du programme d'investissements de 55 Md€ d'ici 2025 sur le coût au MWh

<i>Investissements de maintenance</i>	Coût comptable	Approche Champsaur	CCE
<i>Valeur 2010 1 747 M€</i>	33,4	33,1	49,5
<i>Valeur moyenne du programme de 55 Md€ 3,7 Md€</i>	38,2	37,9	54,2
<i>Variation en %</i>	+ 14,5 %	+ 14,5 %	+ 9,5 %

Source : Cour des comptes

Des dépenses de production étalées sur une très longue période

La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales a un effet sur leur rentabilité

L'effet de la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales ne peut pas être mesuré à partir d'un calcul de sensibilité des coûts mesurés avec les approches retenues précédemment, à l'exception de l'approche par le coût comptable. En effet, les deux autres méthodes ne tiennent pas compte de cette durée dans les calculs mais seulement de la valeur initiale de l'investissement.

En revanche, si on fait l'hypothèse que les coûts calculés sont couverts par des recettes (prix, tarifs, autres), il est

évident que plus le nombre d'années de fonctionnement du parc augmente, plus les recettes rapportées par l'investissement initial s'accroissent et plus cet investissement initial est rentable pour son propriétaire.

En outre, le prolongement de fonctionnement du parc éloigne le moment du décaissement des charges futures de démantèlement, ce qui diminue le montant des provisions, et repousse à plus tard les investissements de renouvellement du parc qui nécessiteront des ressources de financement importantes, d'autant plus que les coûts de construction des nouvelles générations de centrales sont supérieurs à ceux des anciennes.

2 Les dépenses financées sur crédits publics

Si l'on cherche à calculer les coûts « pour la société » de la production d'électricité nucléaire, le coût pour l'exploitant doit être complété par les dépenses financées sur crédits publics, qui ne sont pas, par construction, dans les comptes des producteurs. Les deux grands types de dépenses financées sur crédits publics concernent la recherche et les actions en faveur de la sécurité, la sûreté et la transparence de l'information. Les chiffres réalisés par la Cour sur ces sujets permettent de faire cinq constats.

En 2010, les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche de celui de la taxe sur les installations nucléaires de base

En 2010, les dépenses financées par des crédits publics se sont élevées à un montant estimé à 644 M€ (414 M€ de recherche publique et 230 M€ pour la sécurité/sûreté/transparence). Limitant son analyse à la détermination de ces coûts, la Cour ne porte aucun jugement sur le caractère suffisant ni sur l'efficacité de l'utilisation de ces crédits.

Ces dépenses ne représentent donc que 5 à 6 % des charges d'exploitation annuelles (y compris les provisions asso-

ciées sur les combustibles usés et les déchets).

Leur montant est du même ordre de grandeur que celui de la taxe sur les installations nucléaires de base (INB), fiscalité spécifique payée par les exploitants (580 M€ en 2010) et dont on peut considérer qu'elle est destinée à couvrir les dépenses publiques qui lui sont liées, même si, à l'origine, la taxe sur les INB et les redevances qui l'ont précédée ne visaient que le financement des dépenses de sécurité et de sûreté.

Le développement de l'énergie nucléaire repose sur un fort investissement dans la recherche qui a été financé majoritairement sur crédits publics

L'étude de l'évolution de la recherche depuis le milieu des années 50 jusqu'à aujourd'hui, réalisée par la Cour à l'occasion de ce rapport, montre qu'on peut estimer à 55 Md€₂₀₁₀ les dépenses totales de recherche faites dans le domaine de l'électricité nucléaire, soit environ 1 Md€₂₀₁₀ par an.

Ces dépenses ont été financées à hauteur de 38 Md€₂₀₁₀, (690 M€₂₀₁₀ par an en moyenne) par des crédits publics, ce qui représente une proportion de 70 %, sensiblement supérieure à

Les dépenses financées sur crédits publics

celle constatée en 2010 et, plus généralement, à celle de ces dix dernières années qui n'était que de 40 % environ.

En revanche, il n'a pas été possible de faire un chiffrage des dépenses passées de sécurité/sûreté/transparence, mais il est probable qu'à l'inverse des dépenses de recherche financées sur crédits publics, ces dépenses aient tendance à progresser légèrement dans le temps, avec la constitution et le renforcement progressif des organismes qui représentent l'essentiel de ces coûts : l'ASN et l'IRSN.

Même en l'absence de ces informations, on peut considérer que les montants relativement proches en 2010 du produit de la taxe sur les INB et des dépenses financées sur crédits publics constituent une situation nouvelle, consécutive à deux mouvements de sens contraire : la diminution progressive des dépenses de recherche sur crédits publics et l'augmentation très sensible du produit de la taxe, qui a été multiplié par 4,6 entre 2000 et 2010 (en euros courants).

La comparaison, en euros courants, du produit réel de la taxe sur la dernière décennie, 2000 à 2010, soit 3,3 Md€, et du montant de recherches financées sur crédits publics pendant la même période, soit 5,5 Md€, illustre le fait que la situation antérieure était beaucoup plus déséquilibrée qu'en 2010.

L'Etat devra financer les provisions du CEA

Les charges futures du CEA s'élèvent, fin 2010, à 6,8 Md€₂₀₁₀, soit 4,5 Md€₂₀₁₀ de provisions après actualisation, dont 2,9 Md€ pour démantèlement, 1,2 Md€ pour la gestion à long terme des déchets et 0,3 Md€ pour la gestion des combustibles usés.

Ces provisions sont réputées couvertes à hauteur de 3,1 Md€ par des actifs dédiés essentiellement constitués de créances sur l'Etat ou de titres d'AREVA dont il est prévu que le CEA puisse les vendre à l'Etat au fur et à mesure de ses besoins.

De manière directe ou indirecte, l'Etat est donc le financeur de ces charges futures dont le montant, calculé avec des méthodes sérieuses, reste toutefois incertain comme l'ont montré les réévaluations souvent très significatives des devis de ces charges futures depuis une dizaine d'années. Il devra permettre le financement des décaissements, à l'aide de crédits budgétaires, au moment où ils devront avoir lieu.

Le programme de 4ème génération augmente sensiblement les dépenses futures de recherche sur crédits publics

Le programme « nucléaire du futur » inclus dans les investissements d'avenir permet de financer, à hauteur de 650 M€ (entre 2011 et 2017), l'avant projet

Les dépenses financées sur crédits publics

détaillé (APD) d'ASTRID, démonstrateur visant à développer des réacteurs de 4ème génération à neutrons rapides refroidis au sodium. Si la France continue dans cette voie sur la base des résultats de l'APD, il faudra donc envisager d'autres formes de financements, probablement en grande partie publics, pour des montants aujourd'hui inconnus, tout d'abord pour financer la construction d'ASTRID, ensuite pour financer d'autres installations car ce démonstrateur sera encore loin d'avoir atteint la maturité industrielle.

L'Etat assure une partie du risque « responsabilité civile » en cas d'accident nucléaire

En matière d'assurance, la filière nucléaire est dans une situation très particulière : la réalisation du risque est très peu probable mais, en cas de sinistre majeur, les conséquences peuvent être catastrophiques ; toutefois la probabilité de survenance comme la gravité des conséquences sont difficile à estimer et l'objet de nombreux débats. Néanmoins, il est certain qu'en cas d'accident notable, les plafonds de garantie à la charge des exploitants en matière de responsabilité civile, fixés par des conventions internationales, seraient rapidement atteints et probablement dépassés.

Aussi, dans le dispositif actuel en matière de responsabilité civile nucléaire, l'Etat pourrait être conduit, en cas d'accident nucléaire dont la probabi-

lité est, certes, très faible, à indemniser les dommages au-delà des plafonds de responsabilité prévus dans les textes actuellement applicables, ainsi qu'à supporter les impacts économiques non couverts par les mécanismes d'indemnisation. Cette garantie est apportée actuellement de manière gratuite aux opérateurs. La Cour a montré que le coût de cette garantie est très faible, si on le rapporte à la totalité des coûts de la production électronucléaire. Mais, en cas d'accident grave, les coûts peuvent être massifs et peser très fortement sur les moyens de l'Etat, sachant qu'en tout état de cause, l'Etat reste in fine le garant de la prise en charge du coût des réparations d'un dommage nucléaire et de ses conséquences, dans leur ensemble.

Sur ce point, la Cour formule deux recommandations :

► elle préconise que la France fasse ses meilleurs efforts pour que les conventions de Paris et de Bruxelles, signées en 2004, entrent rapidement en vigueur, car elles augmentent sensiblement le plafond de responsabilité des opérateurs, même s'il reste limité ;

► elle souligne également la nécessité que les dispositions du droit positif français actuel soient appliquées avec rigueur, en particulier en matière d'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants, ce qui suppose d'appliquer complètement le dispositif réglementaire.

3 Les questions en suspens

Au-delà des incertitudes identifiées dans les développements précédents et dont la Cour a essayé de mesurer la sensibilité par rapport aux coûts de production de l'électricité nucléaire, plusieurs questions méritent une attention particulière parce qu'elles pourraient avoir des conséquences significatives :

L'importance des coûts ne doit pas conduire à négliger les externalités, positives et négatives, des différentes formes d'énergie

L'impact de la production d'électricité nucléaire sur la santé, l'environnement, la balance des paiements, l'économie, etc. est, en règle générale, très difficile, voire impossible, à mesurer dans l'état des connaissances actuelles. Ces externalités sont plutôt à prendre en compte dans les comparaisons entre différentes formes d'énergie.

La Cour a cependant chiffré le coût, faible, des émissions de CO₂ de la production d'électricité nucléaire en 2010 qui s'élève à 90 M€ pour un coût moyen de 15 €/teq CO₂ (prix moyen du CO₂ sur la période récente) et à 190 M€ pour un coût de 32 €/tCO₂ (référence du rapport Quinet).

La Cour recommande que soient encouragés et soutenus les travaux et

études consacrés à ces sujets, tant sur l'énergie nucléaire que sur les autres énergies, de nombreux impacts ne pouvant pas être monétarisés, en tout cas actuellement, mais sont utiles pour les comparaisons entre les différentes formes d'énergie.

Le chiffrage des évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de Fukushima doit être complété et affiné

A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a lancé, à la demande du gouvernement, un exercice approfondi de réexamen des conditions de sécurité et de sûreté des réacteurs du parc actuel. Son rapport et son avis portant sur les « installations prioritaires » ont été rendus publics le 3 janvier 2012. Ils ne permettent pas encore un chiffrage complet et précis de toutes les conséquences qui seront tirées de cet accident, mais il est toutefois possible de préciser certains éléments, sachant que les situations d'EDF, d'AREVA et du CEA ne sont pas similaires.

Les questions en suspens

La situation d'EDF

Les éléments concernant EDF sont les plus nombreux. Si on se limite aux conséquences financières, on peut distinguer deux grands types de coûts :

- les dispositions pour « augmenter la robustesse des installations face à des situations extrêmes ». Les conséquences financières de ces mesures, en termes d'investissements, sont aujourd'hui estimées par EDF à une dizaine de milliards d'euros à réaliser en quelques années, qui sont déjà en partie inclus dans les programmes d'investissements provisionnels d'EDF. Mais il faudra aussi tenir compte du coût de ces mesures en termes de personnels, notamment pour la mise en place de la « force d'action rapide », ce qui devrait au total, d'après EDF, représenter un coût important de l'ordre de 300 M€ par an ;

- les facteurs sociaux, organisationnels et humains, dont les coûts sont encore plus difficiles à déterminer aujourd'hui mais qui auront des conséquences sur les effectifs et les charges salariales qui en découlent ainsi que sur l'organisation des travaux en sous-traitance.

La situation d'AREVA

La diversité des installations d'AREVA et la nécessité d'adapter le cahier des charges, initialement conçus pour les réacteurs de puissances, à leurs spécificités font que la démarche d'AREVA n'a pas encore été menée à

son terme et qu'elle doit être poursuivie pour compléter les améliorations de sûreté. AREVA doit encore produire pour la mi-2012, la définition de mesures concrètes dans des études transverses relatives à la gestion de crise.

Comme pour EDF, l'accent est mis sur la constitution d'un noyau dur pour chaque « plateforme » d'AREVA et les dispositifs complémentaires permettant de rendre plus robuste le remplissage des piscines. En revanche, la constitution d'une force d'action rapide semble avoir moins de sens, le nombre de sites étant plus limité et les activités plus diversifiées ; il faut donc plutôt envisager un renforcement des dispositifs de crise sur chaque « plateforme ».

Les investissements d'AREVA, prévus dans un plan stratégique sur 5 ans, s'élèvent à 2 Md€ pour la période. Actuellement, l'entreprise semble considérer que les investissements liés aux évaluations complémentaires de sûreté devraient représenter quelques centaines de millions d'euros supplémentaires pour la période. Mais la Cour n'a aucun moyen de valider ces chiffres, notamment du fait que les prescriptions de l'ASN sont encore très peu précises.

La situation du CEA

Le CEA est dans une situation relativement proche de celle d'AREVA, compte tenu de la diversité de ses installations, mais encore un peu plus singulière du fait que, d'une part, la plupart de ses installations seront examinées en

2012 et que, d'autre part, 3 sur 5 des installations qui ont été examinées dans le cadre de cette première série d'évaluations sont fermées et en cours de démantèlement (Phénix, l'atelier Plutonium et Osiris). Il faut donc, dans chaque cas, préciser les investissements qui ont un sens compte tenu de la diminution des risques au fur et à mesure des progrès des opérations de démantèlement.

Le CEA estime aujourd'hui le coût possible des conséquences des évaluations complémentaires de sûreté avec une fourchette relativement large, entre 50 et 500 M€, à réaliser sur 3 ou 4 ans.

D'une manière générale, il est donc encore trop tôt pour chiffrer et vérifier le montant des investissements et coûts humains qui seront les conséquences de ces premières évaluations complémentaires de sûreté. En outre, comme le dit l'ASN dans son rapport, « le retour d'expérience de l'accident de Fukushima pourra prendre une dizaine d'années. Il est apparu nécessaire d'évaluer sans délai la robustesse des installations vis-à-vis des situations extrêmes », mais ce n'est que la première étape d'un processus d'analyse et de réflexion qui sera long.

La multiplication des dérogations à la loi de 2006 et les conséquences de la crise financière sur la gestion des actifs dédiés devraient conduire à un réexamen des conditions de mise en œuvre de ce mécanisme

Sur un total de 27,8 Md€ de provisions pour opérations de fin de cycle devant être couvertes par des actifs dédiés, 18,2 Md€ étaient couverts par des titres financiers cotés, au 31 décembre 2010, 2,7 Md€ n'étaient pas censés être couverts à cette date et 6,9 Md€ étaient constitués de couvertures croisées entre opérateurs du domaine nucléaire, y compris l'Etat. Au total, on peut considérer que 4,6 Md€ repose directement ou indirectement sur l'Etat, sans compter les titres de RTE (2,3 Md€) comptabilisés dans les actifs dédiés d'EDF.

Plusieurs décisions ont modifié significativement l'application des textes initiaux de 2006 (loi sur la transparence et la sûreté nucléaire) : la date de couverture totale des provisions par des actifs dédiés a été repoussée de juin 2011 à juin 2016 ; la liquidité de ces actifs a été affectée par l'acceptation de titres de filiales des opérateurs ainsi que par des créances croisées entre opérateurs ; enfin le principe même des actifs dédiés a été abandonné pour le CEA.

Les questions en suspens

Parallèlement, la crise financière aggrave les incertitudes sur la rentabilité à moyen et long terme des actifs constituant les portefeuilles et donc sur leur capacité à couvrir, à terme, les besoins de financement des charges futures.

Les évolutions du dispositif ont eu lieu sans que la commission qui devait structurer la gouvernance de ce dispositif soit mise en place, ce qui est très regrettable. La CNEF⁽³⁾ est désormais en état de fonctionner, de donner un avis sur l'état actuel du dispositif et, éventuellement sur son adaptation à la situation financière actuelle.

► **La Cour recommande** que ce sujet fasse l'objet d'un nouvel examen car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient profondément modifiées par des dérogations successives, chaque fois que se présente une nouvelle difficulté.

La durée de fonctionnement des centrales est une variable stratégique qui devrait faire l'objet d'orientations explicites

La durée de fonctionnement de chaque centrale fait l'objet d'un examen décennal par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui précise les conditions d'une éventuelle autorisation de

poursuivre l'exploitation. Actuellement, seuls deux réacteurs des centrales du Tricastin et de Fessenheim ont reçu une autorisation de fonctionnement jusqu'à 40 ans, sous réserve de la réalisation de travaux significatifs pour en améliorer la sécurité.

Toutefois, comptablement, les centrales d'EDF sont amorties sur 40 ans depuis 2003. Or, la durée de vie des centrales a un impact significatif sur le coût de production réel en permettant d'amortir les investissements sur un plus grand nombre d'années. D'autre part, elle repousse dans le temps les dépenses de démantèlement et le besoin d'investissement dans de nouvelles installations de production.

La Cour constate que d'ici une dizaine d'années (fin 2020), 22 réacteurs sur 58 atteindront leur quarantième année de fonctionnement. Par conséquent, dans l'hypothèse d'une durée de vie de 40 ans et d'un maintien de la production électronucléaire à son niveau actuel, il faudrait construire 11 EPR d'ici la fin de 2022, ce qui paraît très peu probable, voire impossible, y compris pour des considérations industrielles.

Cela signifie qu'il est fait l'hypothèse soit d'une durée au-delà de 40 ans, comme semble l'indiquer la « programmation pluriannuelle des investissements » (PPI) de production d'électricité

(3) Commission nationale du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

pour la période 2009-2012, qui « privilégie un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire », soit d'une évolution du mix énergétique vers d'autres sources d'énergie, sans que ces orientations stratégiques n'aient fait l'objet d'une décision explicite, connue du grand public, alors qu'elles nécessitent des actions de court terme et des investissements importants.

Des investissements importants sont à prévoir à court/moyen terme avec des conséquences significatives sur le coût de production global

Ainsi, le prolongement de l'autorisation de fonctionnement jusqu'à 40 ans, la prise en compte des conséquences des évaluations de sûreté faites à la suite de Fukushima (rapport de l'ASN) et le maintien du taux de disponibilité des centrales à un niveau acceptable (entre 80 et 85 %) nécessitent un doublement du rythme actuel d'investissement de maintenance, ce qui représente une augmentation d'environ + 10 % du coût complet économique de production (CCE).

Par ailleurs, si les centrales actuelles étaient remplacées par des EPR dont le coût de construction (au moins 5 Md€ pour un EPR « de série ») sera très sensiblement supérieur à celui des centrales actuelles, et dans l'hypothèse d'une durée de vie des centrales actuelles de 50

ans, cela supposerait un investissement de 55 Md€ (11 EPR) dans les 20 ans qui viennent.

Quelles que soient les réponses données à ces questions dans l'avenir, la Cour relève qu'à court et moyen terme des dépenses importantes d'investissements sont prévisibles tant en matière de maintenance que de construction de moyens de production de remplacement ; elles viendront s'ajouter aux dépenses d'investissement dans les réseaux de distribution ou dans la recherche, s'il est décidé de poursuivre le programme de développement des réacteurs de 4ème génération, qui devrait conduire à des investissements sensiblement supérieurs à ceux faits actuellement dans ce domaine, sans qu'il soit actuellement possible de les chiffrer.

Les conséquences stratégiques et financières de cette situation doivent être analysées de manière à pouvoir en tirer des orientations de la politique énergétique à moyen terme, publiquement connues et utilisables par tous les acteurs du secteur. En effet, compte-tenu du délai, en matière de politique énergétique, entre la prise de décision et ses effets, particulièrement long pour le nucléaire mais qui existe aussi pour toutes les autres filières, y compris pour les économies d'énergie, ne pas prendre de décision revient à faire un choix, celui de faire durer le parc actuel au-delà de 40 ans.

Un besoin de maintenir la transparence sur les chiffres et d'actualiser régulièrement les données du présent rapport

La complexité du sujet, l'incertitude des données et le grand nombre d'hypothèses sur lesquelles les chiffres du présent rapport ont été calculés nécessitent que ce travail soit régulièrement revu et approfondi, dans le cadre d'une gouvernance adaptée à la dimension stratégique de la question énergétique et à la grande sensibilité du sujet pour les citoyens.

Aussi la Cour recommande-t-elle que cette enquête soit régulièrement actualisée, en toute transparence et objectivité, afin de permettre de :

→ préciser progressivement les méthodes d'évaluation en situation d'incertitude qui sont nécessaires pour évaluer économiquement les décisions à prendre ; les études sur les coûts et les probabilité d'accidents devraient notamment être approfondies ;

→ suivre, en fonction des retours d'expérience, les évolutions futures des différents éléments de coûts qui ont été analysés, en particulier le chiffrage des conséquences des évaluations complémentaires de sûreté suite à l'accident de Fukushima ;

→ capitaliser les efforts faits par les différents acteurs et spécialistes du sujet.

Au demeurant, l'importance des externalités non chiffrables, sauf éventuellement par comparaison avec d'autres solutions, notamment en termes d'impact sur l'environnement, la santé, l'emploi et la balance commerciale, souligne le fait que les coûts ne sont certainement pas les seules variables à prendre en compte dans les décisions en matière de production électronucléaire. termes d'impact sur l'environnement, la santé, l'emploi et la balance commerciale, souligne le fait que les coûts ne sont certainement pas les seules variables à prendre en compte dans les décisions en matière de production électronucléaire.