

Le coût de production de l'électricité nucléaire - actualisation 2014

<https://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/Le-cout-de-production-de-l-electricite-nucleaire-actualisation-2014>

Sur la gestion à long terme des déchets nucléaires – extraits

P17 :

le coût des dépenses de gestion future des combustibles usés (6) (16,3 Md€ fin 2013) comporte peu d'incertitudes majeures...

(6) Il s'agit essentiellement des coûts de retraitement des combustibles usés recyclables et de reconditionnement, transports et entreposage des combustibles non recyclables.

P18 - 20 :

les charges brutes de gestion des déchets (31,8 Md€ en 2013) sont en augmentation de 7,6 % en euros constants depuis 2010. Au sein des dépenses futures pour obligations de fin de cycle, ce poste est celui sur lequel pèse le plus d'incertitudes, qui pourraient générer à terme des surcoûts importants (création éventuelle d'un nouveau centre de stockage pour les déchets FAVC, devenir de certaines matières considérées aujourd'hui comme valorisables mais qui pourraient être reclassées à l'avenir comme déchets, etc.).

(...)

Un des principaux points d'incertitude en matière de gestion des déchets concerne le projet de stockage profond Cigéo, à Bure, dans l'Aube.

(...)

les écarts sont encore importants entre les différentes estimations : d'environ 14 Md€ selon les exploitants à 28 Md€ selon l'ANDRA, chiffrage hors fiscalité et assurances, qui prend en compte des dépenses pour certaines très lointaines (les dépenses d'exploitation s'étalant jusqu'en 2153) et donc forcément très incertaines. Il serait souhaitable que les travaux d'optimisation en cours permettent de réduire notablement ces écarts avant qu'une nouvelle estimation officielle des coûts permette de fixer, par arrêté ministériel, le nouveau devis à prendre en compte. Ce nouveau chiffrage officiel pourrait utilement présenter les grandes phases du projet, et notamment le coût d'investissement de la 1^{ère} tranche, à distinguer des dépenses d'investissements plus lointaines, comme les coûts de démantèlement et de jouvence et les dépenses annuelles d'exploitation pendant plus de cent ans et présentant donc un niveau d'incertitude supérieur.

Par ailleurs, il serait souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année, et plus généralement de tous types de combustibles usés, même ceux considérés pour l'instant comme valorisables, fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études du projet Cigéo. Cette position est soutenue par l'ASN, qui s'est notamment exprimée sur le sujet dans son avis du 16 mai 2013.

P19 :

Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, sont inscrites dans les comptes des exploitants sous forme de provisions, pour un montant de 43,7 Md€ en 2013, soit une augmentation de 14 % par rapport à 2010, en partie due au changement de taux d'actualisation utilisé.

P20 :

En effet, du fait de l'évolution des conditions économiques, le taux plafond réglementaire fixé par les textes a baissé en 2012 et est devenu inférieur au taux d'actualisation de 5 % utilisé par les exploitants pendant la période précédente. Ces derniers ont donc été contraints de revoir leur taux d'actualisation à la baisse, de 5 % à 4,8 % pour EDF et 4,75 % pour AREVA et le CEA depuis 2012, intégrant une baisse de l'hypothèse d'inflation à long terme (1,9 %). Cette évolution a eu un impact

d'environ 800 M€ à la hausse sur le bilan des exploitants (dont + 518 M€ pour EDF). Ce taux aurait dû diminuer à nouveau fin 2013, aux alentours de 4,6 %, baisse qui aurait eu un impact de près de 1,5 Md€ sur le montant des provisions des trois exploitants (dont 1,1 Md€ environ pour EDF). Cependant, dans l'attente de l'aboutissement des discussions engagées entre l'administration et les exploitants, afin de revoir les règles de calcul du taux plafond, le choix a été fait de maintenir le taux de 2012, en accord avec les commissaires aux comptes et les organes de gouvernance des exploitants ; l'autorisation écrite de dérogation par les ministres concernés, reçue très tardivement, date seulement du 14 mai 2014.

P20_21 :

Les exploitants ont aujourd'hui tous atteint un taux de couverture de leurs provisions par les actifs dédiés de 100 %, comme imposé par le cadre législatif et réglementaire de 2007.

Toutefois, en ce qui concerne EDF, ce taux de couverture est atteint grâce à l'affectation en 2013 de sa créance CSPE dans sa totalité (5 Md€) à ses actifs dédiés, ce qui réduit la diversification (la créance CSPE représentant 25 % du portefeuille d'EDF) et la rentabilité de son portefeuille (taux de rémunération de 1,72 %).

(...)

D'une manière générale, le décret encadrant la constitution du portefeuille d'actifs dédiés a fait l'objet d'une modification en 2013 qui ne répond que très partiellement à la recommandation du précédent rapport de la Cour d'éviter de modifier la structure et la logique initiale de création des actifs dédiés chaque fois que se présente une difficulté. Il prévoit toujours en effet un certain nombre de dérogations et d'autorisations au cas par cas, qui ne sont en outre pas limitées de manière ferme en pourcentage du portefeuille.

P21_22

La Cour estime que les coûts de production du parc actuel à moyen terme sont orientés à la hausse, pour les raisons suivantes :

(...)

– les provisions pour charges futures (démantèlement, gestion des déchets et combustibles usés) pourraient également aggraver l'augmentation des coûts du fait des incertitudes sur l'évolution du taux d'actualisation et du devis de Cigéo (9)

(9) La Cour avait montré, dans son rapport précédent, que l'impact d'une augmentation de ces dépenses futures sur le coût de production du kWh était limité, de l'ordre de + 2,5 % pour une augmentation de 50 % du coût du démantèlement et de + 1 % pour le doublement du devis de Cigéo. Ces ordres de grandeur restent valables.

(...)

Le seul élément qui pourrait avoir un effet à la baisse sur le coût de production est l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de 40 à 50 ans ; toutefois cet impact reste limité, compte tenu de la méthode de calcul du coût moyen utilisée, le CCE n'étant pas très sensible à la durée d'exploitation des installations, comme l'avait déjà signalé la Cour dans son rapport précédent.

Recommandations – P30 :

(...)

10 - En matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;

(...)

Recommandation renforcée

12 – Prendre position rapidement, dans le cadre de la fixation des orientations de la politique énergétique à moyen terme, sur le **prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans**, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.

P64 :

Les **centrales françaises** ont été conçues et construites pour une **durée de vie technique de 40 ans**. Les études de dimensionnement des circuits et matériels, comme leur qualification, ont été réalisées pour cette durée de vie

(...)

Toutefois, elles ont été construites sous licence américaine (Westinghouse), avec des « centrales de référence » qui ont obtenu, ou sont en voie d'obtenir, une licence de 60 ans (50) aux États-Unis. (50) Aux États-Unis, l'autorité de sûreté américaine, la NRC, a accordé jusqu'à présent une prolongation d'activité jusqu'à 60 ans à 73 des 100 réacteurs en fonctionnement.

Techniquement, tous les composants sont remplaçables, à l'exception de la cuve et de l'enceinte des réacteurs

(...)

La réglementation française (51), contrairement à la réglementation américaine (52), ne prévoit pas de limitation dans le temps de l'autorisation d'exploiter une centrale.

(51) Loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) du 13 juin 2006.

(52) En outre, aux États-Unis, les conditions mises aux autorisations de prolongement de la durée de fonctionnement des centrales visent seulement à maintenir le niveau de sûreté initial de l'installation. Les autorisations de prolongement sont donc plus faciles à obtenir qu'en France et, d'une manière générale, qu'en Europe.

P91 :

un centre de stockage capable de prendre en charge à la fois les déchets FAVL et TFA est étudié par l'ANDRA

P93 :

Trois paramètres principaux doivent être pris en compte lorsque l'on rapproche les chiffrages successifs ou provenant de sources différentes concernant le projet de stockage géologique :

- le périmètre : il couvre l'investissement et l'exploitation mais, selon les chiffrages, les coûts de recherche et développement, la fiscalité et les assurances peuvent être ou non pris en compte ;
- les conditions économiques : **l'année d'actualisation des chiffrages**, les évolutions monétaires, les évolutions d'indices selon les types de matériaux influent à des degrés divers sur les coûts du projet et **expliquent une partie des différences de chiffrage** ;

nb : ne pas confondre « année d'actualisation des chiffrage = mise à jour des estimations dans l'euro courant (Md€₂₀₁₃, Md€₂₀₀₅ etc.) et l'actualisation des charges = provisions

P94

- (...) **l'inventaire des déchets augmente depuis 2003 (87)**

(87) Les données d'entrée liées à l'inventaire des déchets sont fournies par les producteurs de déchets et sont, à partir de 2012, formalisées dans le Programme industriel de gestion des déchets :

- scénario industriel 2005 (SI2005) : 59 300 m³ MAVL, 6 690 m³ HA, livraison des déchets sur 90 ans ;
- scénario industriel 2009 (SI2009) : 67 850 m³ MAVL, 8 095 m³ HA, livraison des déchets sur 95 ans ;
- scénario industriel 2011 (SI2011) pour lancement de l'esquisse : 68 577 m³ MAVL, 10 054 m³ HA, livraison des déchets sur 115 ans ;
- **inventaire fourni en juillet 2013 : 73 500 m³ MAVL, 10 100 m³ HA**

Ainsi, compte tenu de l'inflation, les exploitants utilisent actuellement le coût de référence de 14,1 Md€_{01/2003}, soit environ 16,6 Md€₂₀₁₃ pour calculer les charges futures et les provisions pour le stockage des déchets HA et MA-VL.

En 2009, l'ANDRA avait proposé une nouvelle estimation de l'ordre de 33,8 Md€₂₀₀₈, qui correspondrait selon PwC, après examen de la structure réelle des coûts et de l'évolution des indices sous-jacents, à 39,1 Md€₂₀₁₃ hors évolutions d'inventaire et à 43,6 Md€₂₀₁₃ en tenant compte de l'évolution de l'inventaire des déchets (cf. annexe 13). Ce chiffrage intègre l'investissement, l'exploitation, la recherche et développement, les frais d'assurances et la fiscalité. Le contre-projet STI des producteurs ramenait alors ce montant à 14,8 Md€₂₀₀₈.

P95 :

Depuis janvier 2013, l'ANDRA a à sa disposition les documents de sa maîtrise d'œuvre lui permettant de travailler sur le chiffrage de fin d'esquisse. Le périmètre intermédiaire de ce chiffrage n'intègre pas, à ce stade, la recherche, les assurances et la fiscalité qui peuvent être utilement disjoints, dans un premier temps, pour se concentrer sur les aspects techniques mais ce chiffrage tient compte de l'augmentation substantielle de l'inventaire des déchets et de l'allongement de la durée d'exploitation de Cigéo. Sur la base de l'esquisse, l'estimation s'élève fin 2013 à 28 Md€₂₀₁₃, après un premier exercice d'optimisation. Sur le même périmètre, l'estimation de l'ANDRA en 2009 s'élèverait à environ 29,6 Md€₂₀₁₃ et l'estimation DGEMP 2005 à près de 20 Md€₂₀₁₃. Des pistes d'optimisation restent encore à instruire entre l'ANDRA et les producteurs pour affiner ce chiffrage.

(90) La fiscalité du projet Cigéo comprend les taxes locales (taxe foncière et contribution foncière des entreprises), la taxe INB et la taxe de stockage. Dans les précédentes estimations, elle s'élevait à plusieurs milliards d'euros.

(...)

la DGEC a demandé à l'ANDRA de lui fournir pour le mois de juin 2014 une nouvelle estimation qui sera établie à partir des études d'esquisse réalisées depuis 2012

(...)

il pourrait être opportun de distinguer dans le prochain chiffrage les différentes phases du projet, comme le suggère d'ailleurs l'ANDRA et comme le souhaite également la CNE. Pour avoir une idée des montants en jeu, le chiffrage de fin 2013, qui n'intègre pas encore toutes les optimisations possibles, se décompose en 19 Md€₂₀₁₃ d'investissements et 9 Md€₂₀₁₃ environ d'exploitation. Au sein des investissements, la première tranche (2012 – 2019) représenterait environ 6 Md€₂₀₁₃. En raisonnant en montants actualisés (hypothèse d'un taux d'actualisation de 3 % nets d'inflation (91)), ces trois montants deviendraient : 6,5 Md€₂₀₁₃ pour l'ensemble des investissements dont 4,5 Md€₂₀₁₃ pour la première tranche et un peu moins de 2 Md€₂₀₁₃ pour les dépenses d'exploitation.

(91) Taux d'un ordre de grandeur similaire au taux d'actualisation réel utilisé pour le calcul des provisions pour obligations de fin de cycle.

P102 :

CONCLUSION

(...)

Un des principaux points d'incertitude concerne le projet de stockage profond Cigéo. d'environ 14 Md€ selon les exploitants à 28 Md€ selon l'ANDRA, chiffrage hors fiscalité et assurances, qui prend en compte des dépenses pour certaines très lointaines (les dépenses d'exploitation s'étalant jusqu'en 2153)

les concepts actuellement étudiés et chiffrés par l'ANDRA ne prévoient pas le stockage direct des assemblages combustibles usés. Il serait donc souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année, et plus généralement de tous types de combustibles usés, même ceux considérés actuellement comme valorisables, fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études du centre de stockage géologique profond.

Cette position est soutenue par l'ASN, qui s'est notamment exprimée sur le sujet dans son avis du 16 mai 2013.

P106 :

1 - Les provisions pour démantèlement

Les provisions pour démantèlement sont traitées comptablement de la manière suivante (cf. annexe 17) : la contrepartie initiale est comptabilisée sous forme d'actif « de contrepartie ». Ainsi, la constitution initiale de la provision, et globalement tout impact sur le montant de la provision autre que la charge de désactualisation (révision de devis, changement du taux d'actualisation, etc.), n'a aucun impact immédiat sur le compte de résultat de l'entreprise.

2 - Les provisions pour gestion future des combustibles usés et des déchets

(...)

Toute variation du montant des provisions, due à une variation de devis ou à un changement de taux d'actualisation par exemple, a un impact immédiat et total sur le compte de résultat.

III - L'actualisation des provisions

Comme le mentionnait la Cour dans son rapport de 2012, l'impact du taux d'actualisation sur les provisions est très important et la question de sa fixation est donc primordiale. La Cour relevait d'ailleurs une absence de consensus sur le « bon » taux à appliquer. Le débat autour de ce taux d'actualisation est aujourd'hui plus que jamais relancé, compte-tenu des évolutions des conditions économiques qui ont obligé les exploitants à changer de taux d'actualisation en 2012, et à s'inscrire dans un régime dérogatoire en 2013 pour éviter une nouvelle baisse.

A - Rappel des règles encadrant la fixation du taux d'actualisation par les exploitants en France
La fixation du taux d'actualisation à appliquer aux obligations de fin de cycle répond chez les exploitants nucléaires à une double contrainte :

- une contrainte comptable : chaque exploitant est tenu, par la norme comptable IAS 37, d'appliquer un taux « reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné » ;
- une contrainte réglementaire, spécifique à la France, introduite par la loi TSN de 2006 et plus spécifiquement par le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Ce décret impose aux exploitants quatre principes qui ne sont aujourd'hui pas systématiquement compatibles :
 - compatibilité avec les normes comptables ;
 - respect d'un taux plafond réglementaire ;
 - pérennité de la méthode ;
 - supériorité du niveau de rendement attendu des actifs dédiés par rapport au taux d'actualisation.

Concrètement, chaque exploitant calcule quel serait son taux d'actualisation théorique suivant les principes comptables, selon des méthodes qui leur sont propres, et compare ce taux théorique avec le taux plafond réglementaire pour fixer in fine le taux à appliquer.

Jusqu'à présent les deux contraintes étaient globalement compatibles, mais les exploitants sont confrontés depuis 2012 à une divergence entre les deux taux calculés, qui rend de facto impossible le respect des quatre principes imposés par le décret de 2007. Les exploitants ont ainsi été conduits à utiliser pour 2013 un taux dérogatoire, afin notamment d'éviter un impact trop important sur leurs comptes et de respecter la contrainte de pérennité de la méthode.

P112 :

À la clôture des comptes 2013, constatant la baisse du taux plafond réglementaire à 4,57 % et en l'attente d'un éventuel changement du cadre réglementaire en 2014, les discussions n'ayant pas abouti en 2013, les exploitants ont sollicité un délai supplémentaire, afin de conserver un taux

dérogatoire de 4,8 %. Une réponse formelle d'acceptation de la dérogation a été formulée très tardivement par l'administration, un courrier ayant été adressé aux exploitants le 14 mai 2014 dans la perspective des assemblées générales, mais après la publication et la communication sur les comptes 2013. L'application du taux plafond dans les comptes 2013 (soit environ 4,6 %), aurait conduit à une augmentation des provisions de 1,1 Md€ pour EDF (et une baisse de résultat de 550 M€), et de 200 M€ chacun pour AREVA et le CEA.

P112_113 :

Plusieurs idées sont aujourd'hui proposées dans les discussions sur la fixation du taux d'actualisation utilisé pour les obligations de fin de cycle. Aucune décision n'a été prise faute de consensus, ce qui s'explique notamment par les intérêts divergents des différentes parties :

- Il existe un désaccord de fond entre les exploitants et l'administration sur le degré de prudence à rechercher et sur l'appréciation du degré de prudence des taux actuellement utilisés ;
- pour l'administration, la priorité semble être la fixation d'un taux prudent, correspondant à un taux de rendement d'actifs espéré raisonnable et atteignable avec une gestion prudente, permettant de garantir la sécurisation du financement des échéances futures ;
- les exploitants considèrent être en mesure d'obtenir un rendement de leurs actifs largement supérieur au taux plafond actuel, en considérant l'horizon de très long terme des placements considérés, quitte à assumer une gestion d'actifs plus risquée ;
- s'agissant par ailleurs du degré actuel de prudence : l'administration considère que le taux actuel n'est pas excessivement prudent, contrairement aux allégations des exploitants nucléaires, le nouveau taux plafond se situant toujours dans une position compatible avec les taux européens et américains et était supérieur à ceux utilisés pour les autres engagements à long terme dans le secteur des assurances ou de la retraite.

P114 :

la question de la modulation du taux plafond en fonction des maturités, objet d'un débat ancien déjà évoqué dans le rapport de la Cour, a été proposé à nouveau par AREVA ; elle ne semble pas avoir retenu l'attention de l'administration. Pourtant la question d'avoir des taux d'actualisation différents selon les échéances paraît pertinente. Il pourrait ainsi être envisagé d'avoir un taux d'actualisation pour les opérations de démantèlement et de gestion des combustibles usés qui vont durer quelques dizaines d'années et un taux d'actualisation différent pour la gestion à long terme des déchets, pour lesquels l'échelle de temps est plutôt la centaine d'années. Cette distinction pourrait être également utilisée pour le calcul du coût de Cigéo qui comprend des dépenses d'investissements à court/moyen terme et des dépenses d'exploitation très éloignées dans le temps.

P116 :

La sensibilité des exploitants au taux d'actualisation

(...)

une baisse importante du taux nominal s'accompagnerait de manière quasi certaine d'une forte baisse du taux d'inflation à long terme.

P117 :

La décision d'allongement de 10 ans de la durée de vie des centrales 105, si elle était transcrite dans les comptes en 2014, entraînerait une **baisse des provisions comptables au bilan de l'ordre de 3,3 Md€** ;

P118 :

Compte-tenu des montants en jeu, il pourrait être jugé pertinent d'essayer de traiter concomitamment les trois sujets qui peuvent avoir un impact sur les provisions (la durée de

fonctionnement des réacteurs, le coût de Cigéo et le taux d'actualisation), ce qui permettrait d'éviter la fluctuation des résultats et du montant des provisions au fur et à mesure de prises de décisions successives. Ce raisonnement vaut principalement pour EDF : un traitement global des trois sujets pourrait être positif pour l'entreprise, un éventuel allongement de la durée de vie des centrales pouvant venir minimiser l'impact sur les provisions d'une éventuelle baisse du taux d'actualisation et d'une augmentation du devis de CIGEO.

En revanche pour Areva, qui est peu ou pas concerné par l'allongement de la durée de vie des centrales, un traitement concomitant des sujets pourrait à l'inverse provoquer des problèmes de liquidité pour le groupe.

P122 :

La gestion du portefeuille d'actifs d'EDF

a) Les modifications et dérogations au décret initial

(...)

Par ailleurs, EDF a bénéficié d'une nouvelle autorisation qui a conduit à une modification majeure du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF courant 2013, avec l'affectation de la créance sur l'État détenue par EDF au titre de la contribution pour charges de service public de l'électricité (créance CSPE) (111). Un premier courrier du 8 janvier 2013, adressé à EDF par ses tutelles, a reconnu l'existence de cette créance pour un montant estimé fin 2012 à 4,9 Md€. Un deuxième courrier du 8 février 2013 a autorisé EDF à affecter cette créance aux actifs dédiés, faisant ainsi passer le taux de couverture à plus de 100 %, en anticipation de l'échéance légale, cependant dérogatoire, de 2016. Cette affectation a d'ailleurs permis à EDF de vendre en contrepartie des actifs financiers de son portefeuille pour un montant de 2,4 Md€ pro-forma 2012.

L'autorisation d'affecter la totalité de la créance CSPE (cf. conditions en annexe 16) au portefeuille d'actifs pose plusieurs questions :

- un problème de diversification du portefeuille : ainsi la créance CSPE représente environ 25 % du portefeuille d'actifs d'EDF fin 2013 ;

- un problème de rendement du portefeuille pendant les 5 ans de « remboursement » de cette créance CSPE, puisqu'il est prévu que le coût résultant de l'étalement du remboursement de la créance sera calculé par application d'un taux fixe de 1,72 %, taux faible par rapport au taux d'actualisation, mais en lien avec le risque faible de cette créance ;

- de plus cette affectation de la totalité de la créance, en contrepartie de la vente de 2,4 Md€ d'actifs financiers, qu'il faudra acquérir de nouveau d'ici 5 ans, au fur et à mesure des versements de l'État, pose notamment la question de l'efficacité de la gestion du portefeuille. Cette opération a surtout permis à EDF de diminuer sa dette financière, à un moment où l'entreprise était menacée d'une dégradation de sa notation. Le fait de se « servir » des actifs dédiés pour gérer un problème d'endettement de l'exploitant va à l'encontre de l'objectif de sécurisation des charges futures et du caractère « dédié » des actifs à ce sujet ;

- enfin, l'affectation de cette créance va diminuer pendant 5 ans la liquidité du portefeuille, ce qui ne devrait cependant pas poser de difficulté compte tenu du calendrier prévisionnel des obligations de fin de cycle.

(111) La CSPE est un prélèvement de nature fiscale, acquitté par le consommateur final directement sur sa facture d'électricité, pour dédommager les distributeurs d'électricité (EDF et autres entreprises locales de distribution) pour les surcoûts engendrés par la mission de service public qui leur incombe. Compte tenu du décalage depuis quelques années entre le montant fixé et le montant réellement nécessaire pour prendre en compte ces surcoûts, l'État a donc une dette vis-à-vis des distributeurs d'électricité, qui a été reconnue et chiffrée début 2013. C'est cette dette qui a été affectée aux actifs dédiés d'EDF. Il est prévu qu'elle soit remboursée d'ici 5 ans.

C - Positionnement des fonds dédiés

La France a fait le choix, contrairement à d'autres pays (121) et aux propositions initiales de l'OPECST (122), de positionner les fonds dédiés dans les comptes des exploitants. D'autres solutions sont imaginables.

Ainsi, par exemple, dans le cadre du débat sur la transition énergétique, le WWF, dans un rapport de mai 2013, a suggéré de placer ces fonds en dehors des exploitants et de les utiliser pour financer la transition énergétique, remettant ainsi ce sujet en débat.

Par rapport à l'esprit initial de la loi qui consiste à faire peser sur les exploitants la responsabilité du financement à terme des dépenses futures, le transfert des fonds dédiés en dehors des exploitants, dans une structure publique, s'accompagnerait inévitablement d'un transfert de responsabilité envers l'État. Même si l'on crée une structure spécifique pour gérer les fonds ou si on délègue leurs gestion à une institution existante (la Caisse des dépôts par exemple, comme certains le proposent), les exploitants ne seraient plus garants de leur rentabilité ; c'est l'État qui, à terme, compenserait les insuffisances, si la qualité des placements s'avérait moins bonne qu'escomptée.

Le financement par un fonds dédié transféré à l'État, de la transition énergétique, serait par ailleurs contraire à la loi de 2006, et notamment au principe de diversification et de liquidité des actifs dédiés.

(121) Aux États-Unis par exemple, une taxe finançant la gestion à long terme des combustibles usés a été mise en place en 1982. Le Department of Energy (DOE) a été chargé de trouver les solutions techniques et industrielles permettant cette gestion et devait prendre en charge des combustibles usés dès 1998. Les fonds collectés ont été versés au département du Trésor, leur décision d'affectation étant soumise à arbitrage budgétaire. Les résultats à ce jour sont très décevants. Ainsi à fin 2013, sur les 28 Md\$ récoltés par le Trésor américain, 10 Md\$ ont été dépensés par le DOE pour un projet de stockage profond des combustibles usés sur le site de Yucca Mountain, qui a été arrêté en 2010 par le gouvernement fédéral ; les 18 Md\$ restants ont été détournés de leur usage initial et ne sont pas disponibles aujourd'hui pour gérer les obligations de fin de cycle.

(122) Le rapport de l'OPECST de 2005 préconisait, sur l'exemple des solutions choisies aux États-Unis, en Finlande et en Suède, de créer un fonds dédié, géré par la Caisse des dépôts, alimenté par les producteurs de déchets, pour financer la gestion industrielle des déchets radioactifs et des recherches dans ce domaine. L'OPECST imaginait ainsi qu'un tel fonds pourrait prendre en charge à la fois les dépenses liées à la gestion des centres de stockage de l'ANDRA, l'ensemble des frais engendrés par la mise au point d'une solution de stockage profond (Cigéo), les programmes de recherche liés à la gestion des déchets radioactifs et des combustibles usés. L'OPECST prévoyait une alimentation annuelle du fonds, après le versement d'une dotation initiale permettant de financer les dépenses des dix premières années.

P132 :

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

(...)

les exploitants ont été contraints depuis le rapport de 2012 de revoir leur taux d'actualisation à la baisse, de 5 % à 4,8 % pour EDF et 4,75 % pour AREVA et le CEA en 2012, intégrant une baisse de l'hypothèse d'inflation à long terme (1,9 %). Ce taux aurait dû diminuer à nouveau fin 2013, aux alentours de 4,6 %, baisse qui aurait eu un impact de près de 1,5 Md€ sur le montant des provisions des trois exploitants (dont 1,1 Md€ environ pour EDF). Cependant, dans l'attente de l'aboutissement des discussions engagées entre l'administration et les exploitants, afin de revoir les règles de calcul du taux plafond, le choix a été fait de maintenir le taux actuel, en accord avec les commissaires aux comptes et leurs organes de gouvernance, l'autorisation écrite ministérielle de dérogation, étant parvenue très tardivement, le 14 mai 2014.

(...)

Toutefois, il est urgent que les discussions sur le taux d'actualisation aboutissent, ce d'autant plus que les niveaux actuels des taux utilisés dans le calcul du taux plafond (TEC 30) laissent augurer une nouvelle baisse du taux plafond réglementaire dès 2014.

(...)

Grâce à l'inscription de la créance CSPE dans les comptes d'EDF, le groupe a même pu anticiper l'échéance de 2016 pour atteindre ce taux de couverture, dont il bénéficie de manière dérogatoire. Toutefois, l'affectation de cette créance dans sa totalité aux actifs dédiés pose des problèmes notamment de diversification (créance représentant 25 % du portefeuille) et de rentabilité du portefeuille (taux fixé à 1,72 %).

Par ailleurs cette affectation globale a engendré la vente de 2,4 Md€ d'actifs dédiés financiers,

opération qui a permis à EDF de réduire sa dette financière. Les actifs dédiés ont ainsi été utilisés de manière conjoncturelle pour gérer un problème d'endettement, alors que la loi de 2006 prévoyait justement que ces actifs devaient être exclusivement dédiés au financement des opérations de fin de cycle.

(...)

La performance des actifs dédiés s'est améliorée depuis le dernier rapport de la Cour, tirée par le rendement des deux dernières années (rendements moyens de 5,8 % et 6 % respectivement pour EDF et AREVA sur les dix dernières années, soit des taux supérieurs au taux d'actualisation). Il convient cependant de souligner que ce rendement moyen reste très sensible à un certain nombre de facteurs et est susceptible de varier significativement.

Recommandations :

- En matière de taux d'actualisation, conclure rapidement les débats sur les méthodes de calcul du taux plafond, afin de mettre fin au plus vite à la situation actuelle dans laquelle les exploitants dérogent depuis un an, avec l'accord de l'administration, à une disposition réglementaire ;

p196 :

Annexe n° 13 : l'évolution des chiffrages du projet Cigéo

Les provisions actuelles demeurent calculées sur la base du chiffrage de 2005. Compte tenu de l'inflation, les exploitants ont retenu un coût de référence d'environ 16,6 Md€₂₀₁₃ pour calculer les charges futures et les provisions pour le stockage des déchets HA et MA-VL.

En 2009, l'ANDRA avait proposé une nouvelle estimation de l'ordre 33,8 Md€₂₀₀₈ selon les paramètres suivants :

- périmètre intégrant l'investissement (y compris jouvence et fermeture), l'exploitation, la recherche et développement, les frais d'assurances et la fiscalité ;
- conditions économiques de janvier 2008 soit euros 2007 ;
- inventaire des déchets : MAVL : 67 850 m³ / HA : 8 095 m³ ;
- durée d'exploitation de Cigéo serait de l'ordre de 123 ans.

Le contre-projet STI des producteurs ramenait alors ce montant à 14,8 Md€₂₀₀₈.

En janvier 2013, le chiffrage a évolué par rapport à 2009 : le périmètre n'intègre plus la recherche, les assurances et la fiscalité qui peuvent être utilement disjoints du chiffrage pour se concentrer sur les aspects techniques ;

- conditions économiques de janvier 2012 soit euros 2013 ;
- inventaire en augmentation substantielle : MAVL : 70 200 m³ (+ 3 %) / HA : 10 059 m³ (+ 24 %);
- durée d'exploitation de Cigéo de l'ordre de 143 ans.

Remis à ce nouveau périmètre, l'estimation du SI 2009 s'élèverait à environ 30 Md€₂₀₁₃ ; et l'estimation DGEMP 2005 à près de 20 Md€₂₀₁₃.

Fin 2013, sur la base d'une esquisse préparée avec la maîtrise d'œuvre GAIYA et optimisée, le chiffrage s'élèverait à 28 Md€₂₀₁₃. En 2014, des pistes d'optimisation restent encore à instruire entre l'ANDRA et les producteurs.