

Synthèse

Introduction

En janvier 2012, la Cour des comptes a publié un rapport public thématique sur les coûts de la filière électronucléaire¹, qui rassemblait les données disponibles à l'époque sur les éléments constitutifs des coûts passés, présents et futurs de la production d'électricité nucléaire en France. Ce rapport permettait notamment de calculer le coût courant économique (CCE) de production de l'électricité nucléaire par EDF en 2010 (49,5 €/MWh), de préciser sa sensibilité aux incertitudes sur le chiffrage des dépenses futures et de souligner l'impact de la forte évolution programmée du montant des investissements de maintenance. La Cour chiffrait également les dépenses non prises en compte dans les coûts de l'exploitant puisqu'elles sont financées sur crédits publics, en matière de R&D et de sûreté-sécurité-transparence, et relevait que l'État assure gratuitement une partie du risque « responsabilité civile » en cas d'accident nucléaire. Le rapport contenait une dizaine de recommandations et soulignait notamment le fait que la durée de fonctionnement des centrales est une variante stratégique qui devrait faire l'objet d'orientations explicites.

Le présent rapport, établi à la demande de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale créée le 11 décembre 2013 et consacrée à la filière électronucléaire, vise à actualiser les constats faits par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2012, tout en répondant aux questions posées à la Cour par la commission sur les deux sujets suivants :

- l'évolution des investissements liés à la maintenance et à la rénovation du parc existant ;
- l'évaluation des coûts associés au risque d'accident nucléaire majeur et leur prise en compte par les différents acteurs.

¹ Cour des comptes, *Rapport public thématique : Les coûts de la filière électronucléaire*. La Documentation française, janvier 2012, 438 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Comme pour son précédent rapport, la Cour a donc 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 production de l'électricité nucléaire, qui représente environ 40 % du prix payé par les consommateurs.

Le rapport ne porte que sur les coûts de l'électricité nucléaire ; il ne présente pas de comparaisons de coût entre les énergies, ni de scénario d'évolution du mix énergétique, ni d'analyse « coûts/bénéfices ». Il ne compare pas les coûts aux tarifs. La Cour ne prend pas position sur la bonne ou mauvaise gestion des crédits publics concernés.

Pour mener à bien cette étude, la Cour a travaillé dans des délais très contraints, afin de remettre son rapport à la commission d'enquête dans des délais compatibles avec le calendrier de cette dernière, et n'a donc pas pu approfondir tous les sujets ; elle a utilisé les documents et les informations disponibles à la date de son enquête.

Comme pour le précédent rapport, elle a sollicité les avis d'experts réunis dans un comité constitué spécifiquement à cet effet et regroupant des compétences et des points de vue diversifiés en matière énergétique.

1 - L'évolution du coût de production entre 2010 et 2013

La production d'électricité nucléaire est une activité très capitalistique dont les coûts s'étalent sur une très longue période. Le coût de production de l'électricité nucléaire est en effet composé de plusieurs éléments : les dépenses d'exploitation directement liées à la production chaque année, les investissements de maintenance réalisés sur les réacteurs, les dépenses futures liées à la production actuelle (coût de démantèlement, gestion des déchets et des combustibles usés) et la prise en compte du coût des investissements passés pour construire le parc existant. Les différents éléments pour calculer ces coûts sont présents dans les comptes annuels et la comptabilité analytique d'EDF.

Pour calculer le coût moyen global, la Cour a repris la méthode, utilisée dans son rapport précédent, **du coût courant économique (CCE)**. Cette méthode repose sur une approche « théorique » qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre

elles. Elle ne tient pas compte en revanche de l'historique de ce parc, notamment de la manière dont il a été amorti et financé, notamment par les consommateurs, à travers les tarifs réglementés de vente d'électricité.

a) Une forte progression du coût de production depuis 2010

Entre 2010 et 2013 le coût de production de l'électricité nucléaire connaît une forte progression ; il passe de **49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en € courants, soit une augmentation de 21 % (+ 16 % en € constants³)**.

Cette évolution est presque entièrement due à l'évolution des différents types de charges (+ 19 %), la production annuelle étant relativement stable (- 1 %) ; en effet, le taux de disponibilité est resté à un niveau faible (78 %), notamment du fait des périodes de travaux nécessités par le développement des investissements de maintenance.

Tableau A : comparaison des coûts de production d'EDF 2010-2013

En M€ courants	2010	2013	2013/2010
Dépenses d'exploitation	9 017	10 003	+ 10,9 %
Investissements sur le parc existant	1 747	3 804	+ 117,7 %
Provision pour gestion des déchets et du combustible utilisé	1 133	1 301	+ 14,8 %
Provision pour démantèlement	461	520	+ 12,8 %
Loyer économique	7 880	8 501	+ 7,9 %
Total	20 238	24 129	+ 19,2 %
Production en TWh	407,9	403,7	- 1 %
Coût en €/MWh	49,6	59,8	+ 20,6 %

Source : Cour des comptes et EDF

À partir de 2012, l'évolution du schéma de gestion d'EDF l'a conduit à immobiliser et comptabiliser au titre des dépenses d'investissements (Capex) des montants importants de dépenses de

³ Le taux d'inflation sur la période 2010 à 2013 a été de 4,1 %.

maintenance (385 M€ en 2012, 831 M€ en 2013), jusqu'alors comptabilisés au titre des dépenses d'exploitation (Opex). Cette évolution a eu un impact à la hausse sur les dépenses d'investissements et un impact à la baisse à la fois sur les dépenses de personnels liés à la maintenance et sur les dépenses de travaux de maintenance inclus dans les consommations externes. Compte tenu de cette évolution comptable et du poids de chaque type de dépenses dans la composition du coût, les causes principales de **l'augmentation de 10,2 €/MWh** sont les suivantes :

- la croissance de 11 % des dépenses d'exploitation (+ 20 % sans évolution du schéma de gestion) qui représentent plus de 40 % du coût de production et qui provoque une augmentation de **2,7 €/MWh** ;
- les investissements de maintenance, qui ont plus que doublé (+ 118 % ; + 70 % sans évolution du schéma de gestion) et qui contribuent à la hausse du coût de production à hauteur de **5,1 €/MWh** ;
- la progression de 14 % du coût des charges futures à travers les provisions de démantèlement, de gestion des combustibles usés et des déchets, du fait notamment de la diminution du taux d'actualisation, ce qui représente une hausse de **0,6 €/MWh** du coût de production ;
- la hausse du loyer économique (+ 8 %), due à part égale à l'augmentation du taux de rémunération du capital utilisé et à l'effet de l'inflation, ce qui augmente le coût de production à hauteur de **1,7 €/MWh**.

Cette évolution depuis 2010 prolonge celle constatée dans le rapport précédent depuis 2008, notamment pour les dépenses d'exploitation, les investissements et les dépenses futures.

b) Une progression notable de toutes les catégories de dépenses d'exploitation

Sur la période 2008 – 2013, **les dépenses d'exploitation ont fortement progressé dans leur ensemble, de 20 % en valeur brute et en euro courants⁴**, et de 25 % rapporté à la production (24,4 €/MWh en 2013), celle-ci étant inférieure de 3,3 % en 2013 par rapport à 2008. Sans

⁴ Le taux d'inflation sur la période 2008 à 2013 a été de 5,8 %. En € constants, la progression des dépenses d'exploitation est de 13,4 % en valeur brute et de 17,3 % rapportée à la production.

évolution, en 2012 et 2013, du schéma de gestion et donc des méthodes de comptabilisation des opérations de maintenance, l'augmentation aurait atteint 31 % en valeur brute (10,7 Md€ en 2013) et 35 % rapportée à la production (26,5 €/MWh). Toutes les composantes ont connu une augmentation notable :

- le coût total du **combustible** a progressé en euros courants de + **13 %** entre 2008 et 2013 et de 17 % rapporté à la production (de 4,8 €/MWh à 5,7 €/MWh), du fait notamment de l'expiration de contrats historiques qui permettaient un approvisionnement en uranium à faible coût ;
- la progression du **coût du personnel** s'est accélérée au cours des dernières années et a atteint + **18 %** entre 2008 et 2013 (en euros courants). La production ayant diminué, le coût du personnel par MWh s'est notablement accru (+ 22 %). Sans l'évolution du schéma de gestion, en 2012 et 2013 qui a réduit cette catégorie de dépenses de 113 M€ en 2012 et de 207 M€ en 2013, la progression aurait atteint 26 %, soit 30,5 % en €/MWh, notamment du fait d'une augmentation de 22 % des effectifs consacrés à la production électronucléaire ;
- les **consommations externes** ont progressé de + **19 %** entre 2008 et 2013, en euros courants, et de 23 % rapportées à la production. En l'absence de requalification de certaines dépenses en investissements, dans le cadre de l'évolution du schéma de gestion (272 M€ en 2012 et 624 M€ en 2013), la croissance des consommations externes aurait atteint 52 % entre 2008 (1 906 M€) et 2013 (2 892 M€), pour un coût de 7,2 €/MWh en 2013 (+ 57 %) ;
- les **impôts et taxes** ont augmenté de + **28 %** ; rapporté à la production, le taux de progression est de 33 % entre 2008 et 2013. Cette progression devrait se poursuivre avec la création en 2014 d'une contribution au profit de l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) pour financer les études et travaux préalables à la construction du futur centre de stockage profond des déchets nucléaires, Cigéo (86 M€ pour EDF en 2014) ;
- les dépenses des **fonctions centrales et supports** ont progressé de + **43 %** en valeur brute, et de 48 % rapportées à la production, essentiellement du fait de la création en 2009 de la direction des services partagés, à partir d'effectifs auparavant comptabilisés dans les charges directes de personnel de l'activité nucléaire, ce qui a réduit d'autant le montant des « coûts de personnel ».

Le **projet industriel d'EDF** visant à réaliser les investissements sur le parc existant pour permettre le prolongement de sa durée de fonctionnement nécessite une augmentation des dépenses d'achats et de logistique (consommations externes) ainsi qu'une forte évolution des effectifs, pour renouveler les compétences et permettre l'accélération du programme de maintenance. Il explique en partie cette forte évolution des coûts d'exploitation, notamment sur les dernières années.

**Tableau B : évolution des charges d'exploitation entre 2008 et 2013
(avec évolution du schéma de gestion en 2012 et 2013)**

Types de charges	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2008
Combustible	2 022 M€ 4,84€/MWh	2 069 M€ 5,31 €/MWh	2 098 M€ 5,14 €/MWh	2 183 M€ 5,18 €/MWh	2 247 M€ 5,55 €/MWh	2 287 M€ 5,67 €/MWh	+ 13 % + 17 %
Coût du personnel	2 512 M€ 6,01 €/MWh	2 560 M€ 6,57 €/MWh	2 627 M€ 6,44 €/MWh	2 784 M€ 6,61 €/MWh	2 919 M€ 7,21 €/MWh	2 959 M€ 7,33 €/MWh	+ 18 % + 22 %
Consommations externes	1 906 M€ 4,56 €/MWh	2 142 M€ 5,50 €/MWh	2 135 M€ 5,23 €/MWh	2 399 M€ 5,70 €/MWh	2 341 M€ 5,78 €/MWh	2 268 M€ 5,62 €/MWh	+ 19 % + 23 %
Impôts et taxes	1 075 M€ 2,57 €/MWh	1 136 M€ 2,92 €/MWh	1 225 M€ 3,00 €/MWh	1 266 M€ 3,01 €/MWh	1 324 M€ 3,27 €/MWh	1 379 M€ 3,42 €/MWh	+ 28 % + 33 %
Fonctions centrales et supports	669 M€ 1,60 €/MWh	910 M€ 2,33 €/MWh	872 M€ 2,14 €/MWh	925 M€ 2,20 €/MWh	937 M€ 2,31 €/MWh	959 M€ 2,37 €/MWh	+ 43 % + 48 %
Total	8 184 M€ 19,6 €/MWh	8 817 M€ 22,6 €/MWh	8 957 M€ 22,0 €/MWh	9 557 M€ 22,7 €/MWh	9 768 M€ 24,1 €/MWh	9 852 M€ 24,4 €/MWh	20 % 25 %

Source : Cour des comptes et EDF

c) Un projet industriel qui explique le doublement des investissements de maintenance entre 2010 et 2013

La Cour avait souligné l'importance du montant des investissements de maintenance dans l'évolution du coût total du kWh nucléaire et leur forte augmentation, anticipée par EDF dans une perspective de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, encore renforcée par les conséquences de l'accident de Fukushima Daiichi.

Les besoins d'investissements d'EDF, dans une **perspective de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs**, tels qu'ils avaient été chiffrés en 2010 (57 Md€₂₀₁₀ de 2011 à 2025) ont fait l'objet d'un travail d'optimisation qui les a réduits d'environ 8 Md€₂₀₁₁ sur la période tout en permettant de lisser la courbe des investissements,

notamment en début de période. Toutefois, le périmètre de ces investissements a été augmenté par la comptabilisation en dépenses d'investissements de travaux de maintenance, jusqu'à présent comptabilisées en Opex, pour un montant total de 13 Md€₂₀₁₁ environ (2011 – 2025), conduisant à un total d'investissement de **62,5 Md€₂₀₁₀ entre 2011 et 2025**, avec, de nouveau, une progression importante pendant les premières années.

Ainsi, après une phase de ralentissement net de 2003 à 2006, qui a eu des répercussions négatives sur l'exploitation et la production, le montant des **investissements annuels** d'EDF (**3 804 M€ en 2013**) a été **multiplié par 3 depuis 2008** (1 221 M€) et **par plus de 2 depuis 2010** (1 748 M€), en euros courants et en tenant compte de l'évolution du schéma de gestion.

Ces investissements ne sont pas de même nature, même s'ils participent tous à l'objectif de permettre au parc actuel d'être exploité au-delà de 40 ans. Certains visent prioritairement à **maintenir le niveau de production** potentielle actuel, d'autres à **améliorer la sûreté** des réacteurs, afin de satisfaire aux prescriptions de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN). En effet, si les centrales françaises ont été conçues et construites à l'origine pour une durée de vie technique de 40 ans, la loi française prévoit que la durée d'autorisation d'exploiter une centrale repose sur les examens de sûreté périodiques de l'ASN. A chaque visite décennale des réacteurs, l'autorité de sûreté précise les conditions d'une éventuelle autorisation de poursuivre l'exploitation en tenant compte des retours d'expériences et des meilleures pratiques du moment, dans un souci d'amélioration continue de la sûreté.

De manière un peu simplifiée, on peut considérer globalement que, dans le **plan industriel** d'EDF actuel, pour la période 2014-2025, la moitié des investissements correspond à des **investissements de sûreté** que l'on peut classer en deux catégories :

- les investissements qui visent à appliquer les prescriptions faites par l'ASN à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) « **post Fukushima Daiichi** » : ils représentent un montant total de travaux estimé à environ 11 Md€ (dont environ **0,7 Md€₂₀₁₁ par an** entre 2014 et 2025) pour EDF, qui considère ne pas pouvoir dissocier d'une décision d'allongement de la durée de vie des réacteurs une partie de ces investissements (environ 6 Md€) ; elle souhaite donc pouvoir les réaliser d'ici 2033, au fur et à mesure des 4^{èmes} visites

décennales, mais ce calendrier très long n'a pas été validé à ce jour par l'ASN ;

- les investissements qui permettent une amélioration de la sûreté « au regard des objectifs de sûreté des réacteurs de 3^{ème} génération », comme l'a indiqué l'ASN, pour pouvoir demander l'autorisation de **prolonger la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans**. Ils représentent environ **1,6 Md€₂₀₁₁ par an** sur la période.

L'autre moitié des investissements, qui correspond à la **maintenance « normale » (environ 1 Md€₂₀₁₁ par an)** et à la **rénovation ou au remplacement de gros composants** dont la durée de vie est inférieure à 40 ans (**environ 1,3 Md€₂₀₁₁ par an**), est nécessaire, même en l'absence de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, pour permettre au moins le maintien du niveau de la production. Toutefois leur montant est lié à l'anticipation faite par l'industriel sur la durée d'exploitation des réacteurs et donc d'amortissement de ces investissements lourds.

**Tableau C : projet industriel d'EDF en 2014 :
Répartition des investissements sur la période 2014 – 2025**

Type d'investissement	En %
Suite Fukushima Daiichi	16 %
Autres investissements de sûreté	34 %
Maintenance et rénovation	29 %
Exploitation et autres projets patrimoniaux	21 %
Total parc existant (hors EPR et hors investissements pour augmentation de capacité)	100 %

Source : EDF

Pour mettre tout le parc actuel en capacité de maintenir sa production et, éventuellement, de prolonger sa durée d'exploitation au-delà de 40 ans, une partie des investissements sera réalisée au-delà de 2025. Même si un chiffrage à un tel horizon est par nature un exercice très incertain, le total des investissements sur la **période 2011 – 2033**, qui devrait couvrir la quasi-totalité des 4^{èmes} visites décennales des réacteurs de 900 MW et de 1 300 MW, atteindrait environ **90 Md€₂₀₁₀** (environ 110 Md€ courants).

Ces coûts globaux d'investissements sont calculés, par hypothèse, sur la base d'un prolongement uniforme de la durée de fonctionnement des 58 réacteurs, ce qui n'anticipe pas les décisions futures qui pourraient conduire à fermer les réacteurs à des âges différents pour des décisions de sûreté, de rentabilité ou de politique énergétique, telle que la décision annoncée par les pouvoirs publics d'un taux d'électricité nucléaire de 50 % en 2025.

d) Des dépenses futures qui restent caractérisées par quelques fortes incertitudes

La production d'électricité nucléaire a pour particularité qu'une partie de ses coûts est reportée après la période de production elle-même, le calendrier et l'ampleur de ces dépenses étant encore souvent mal connus. Les textes⁵ précisent les types de dépenses concernés et les principes et méthodes d'évaluation à appliquer.

- L'évolution des charges futures marquée par l'attente du devis Cigéo

Les dépenses futures à prendre en compte dans le coût de production de l'électricité nucléaire regroupent trois types de dépenses. Si le coût des dépenses de **gestion future des combustibles usés**⁶ (**16,3 Md€ fin 2013**) comporte peu d'incertitudes majeures, puisqu'il est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA, il n'en est pas de même des deux autres types de dépenses futures :

- les **charges brutes de démantèlement** des exploitants s'élèvent à **34,4 Md€ en 2013, en augmentation de 3,6 %** en euros constants par rapport à 2010, principalement due aux révisions de devis, parfois significatives, des opérations de démantèlement en cours (+ 22,4 % pour les devis de la génération 1 pour EDF, + 46 % pour Eurodif chez AREVA) ; elles font craindre des surcoûts pour les opérations à venir, même si ces premières opérations ne bénéficient pas d'effet de série et concernent des installations pour lesquelles le démantèlement n'avait

⁵ Notamment la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

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

pas été pensé dès l'origine. Par ailleurs, des facteurs probables de surcoûts ont d'ores et déjà été identifiés, notamment la question de la dépollution des sols et les niveaux de marges d'incertitude des devis qui paraissent souvent faibles ;

- **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.).

Tableau D : charges brutes : comparaisons 2010 / 2013

M€ courants	EDF	AREVA	CEA	Total (y c. ANDRA)
Démantèlement				
2010	20 903	7 108	3 911	31 922
2013	22 448	7 874	4 034	34 356
Gestion du combustible usé (+ derniers cœurs pour EDF)				
2010	14 386 (+ 3 792)		420	14 806 (+ 3 792)
2013	15 868 (+ 3 979)		462	16 330 (+ 3 979)
Gestion des déchets				
2010	23 017	2 859	2 403	28 362
2013	25 578	3 468	2 623	31 753
Total (incluant charges « autres » non détaillées)				
2010	62 097	10 464	6 770	79 415
2013	67 873	12 038	7 165	87 160

Source : Cour des comptes

Un des principaux points d'incertitude en matière de gestion des déchets concerne le **projet de stockage profond Cigéo, à Bure, dans l'Aube**. Depuis le précédent rapport de la Cour, la révision du devis du centre de stockage profond a fait l'objet d'études de l'ANDRA accompagnée de sa maîtrise d'œuvre pour préciser les premiers devis et estimations de 2005 et 2009. Malgré des progrès dans l'organisation des échanges entre l'ANDRA et les producteurs de déchets, qui ont permis de rapprocher les points de vue sur plusieurs points, 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.

- Des provisions à la hausse essentiellement du fait de la baisse du taux d'actualisation

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.

Tableau E : provisions : comparaisons 2010 / 2013

M€ courants	EDF	AREVA	CEA	Total (inclus ANDRA)
Démantèlement				
2010	11 031	3 421	2 944	17 396
2013	13 024	3 661	2 931*	19 616
Gestion du combustible usé (+ derniers cœurs pour EDF)				
2010	8 851 (+ 1 906)		303	9 154 (+ 1 906)
2013	9 779 (+ 2 313)		342	10 121 (+ 2 313)
Gestion des déchets				
2010	6 509	1 823	1 179	9 552
2013	7 542	2 113	1 311	11 013
Total (incluant charges « autres » non détaillées)				
2010	28 297	5 604	4 453	38 395
2013	32 658	6 258	4 736	43 699

Source : Cour des comptes

* Les provisions 2013 excluent les provisions du périmètre « hors loi » contrairement aux provisions 2010 et aux charges brutes pour 2010 et 2013

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.

Cette situation d'incertitude sur le mode de fixation du taux d'actualisation ne doit pas se prolonger et une décision doit être prise sur ce sujet, même si elle est rendue complexe par les impacts divergents que pourraient avoir les solutions envisagées sur les deux principaux intéressés, EDF et AREVA.

Deux autres sujets en cours de discussion pourraient avoir des conséquences non négligeables, et de sens contraire, sur les provisions pour opérations de fin de cycle : l'éventuelle prolongation de la durée d'exploitation des centrales, qui repousse la date des démantèlements et donc diminuerait les provisions, et la perspective d'une révision du devis de Cigéo qui les augmenteraient.

➤ Une réglementation encore à améliorer du dispositif des actifs dédiés

La loi du 28 juin 2006 prévoit que ces provisions soient couvertes par des **actifs dédiés**. 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 couverture⁷ est atteint grâce à l'affectation en 2013 de sa **créance CSPE**⁸ 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 %).

Par ailleurs, on trouve, dans le portefeuille d'actifs dédiés d'AREVA une créance d'AREVA sur le CEA (617 M€ en 2013) dont le mécanisme de revalorisation annuelle est très coûteux pour le CEA, et donc pour l'État, compte tenu des taux de marché actuels. La Cour souhaite que ce dispositif soit revu pour en limiter le coût.

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.

2 - Les coûts futurs

Les coûts de production de l'électricité nucléaire dans l'avenir ne peuvent pas être précisés sans faire de multiples hypothèses, notamment sur les décisions qui seront prises en matière de mix énergétique, de prolongation de la durée d'exploitation des centrales de 2^{ème} génération du parc actuel et de construction des centrales de 3^{ème} génération, les EPR.

a) Une évolution à la hausse probable des coûts futurs du parc actuel

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

- la mise en œuvre du projet industriel d'EDF devrait continuer à peser sur ses **charges d'exploitation**, comme on l'a constaté ces dernières années ; toutefois EDF a intégré dans son projet, des efforts de

⁷ Le groupe, en atteignant un taux de couverture de 100 % en 2013, a pu anticiper l'échéance légale de 2016, dont il bénéficiait de manière dérogatoire.

⁸ Créance sur l'État détenue par EDF au titre de la contribution pour charges de service public de l'électricité.

maîtrise industrielle et financière pour limiter la progression des charges (hors combustible). Les éléments externes comme le coût d’approvisionnement en uranium et les impôts et taxes, non concernés par cette action, sont aussi orientés à la hausse ;

- les investissements de maintenance, en particulier de sûreté, n’ont pas encore atteint leur maximum ; ils devraient encore sensiblement progresser jusqu’en 2017, avant de commencer à diminuer. Les dernières projections d’EDF conduisent à des **investissements moyens de 4,3 Md€₂₀₁₂ entre 2011 et 2025**, encore supérieurs donc aux 3,7 Md€₂₀₁₃ de l’année 2013 ;
- 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 Cigéo⁹ ;
- l’ampleur du programme d’investissements va nécessiter la réalisation de travaux importants qui auront des impacts sur la production qu’EDF s’efforce de réduire par une gestion rigoureuse des durées d’arrêts. Il est donc difficile de se prononcer avec précision sur cette évolution, qui réduit probablement toutefois les possibilités d’augmentation de la production par rapport à la moyenne de ces dernières années.

b) Un prolongement de la durée d’exploitation des réacteurs qui a un impact positif sur le CCE

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 précédent¹⁰.

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.

¹⁰ On rappelle que le calcul du CCE n’est pas destiné à calculer un tarif et ne tient donc pas compte notamment, pour le calcul à un moment donné, des amortissements des installations concernées.

C'est la raison pour laquelle plusieurs méthodes de calcul coexistent :

- en lissant l'effet de la prolongation sur l'intégralité des 50 années de production des réacteurs avec un loyer recalculé sur 50 ans depuis l'origine, on trouve un coût de **62 €₂₀₁₃/MWh sur la période 2011 – 2025** ; cette méthode, qui est retenue par la Cour, a un faible impact sur le niveau du loyer, mais est cohérente avec la logique du calcul du CCE ;
- la méthode de calcul utilisée par EDF est un peu différente puisqu'elle reporte tout l'impact positif de la prolongation d'exploitation sur les années d'exploitation restantes à partir de la date de prise de décision¹¹, fixée arbitrairement à 2014, soit un CCE de 57 €₂₀₁₃/MWh. Cette méthode donne, par construction, un montant du loyer inférieur à celui de la précédente pour les années à venir ; mais elle rompt avec la logique et la définition du calcul du CCE et s'éloigne du calcul du coût global de production du parc.

Quelle que soit la méthode utilisée, il est difficile de préciser quel est l'impact précis de la prolongation par rapport à un maintien de la durée d'exploitation actuelle à 40 ans, faute de savoir, si cette hypothèse était explicitement retenue, quelles en seraient les conséquences en termes de production et d'investissements :

- *a priori*, le loyer économique ne devrait pas évoluer par rapport au calcul fait pour le CCE 2013 (8 400 M€), si la durée d'exploitation des réacteurs est limitée à 40 ans. Le prolongement de la durée d'exploitation à 50 ans, en faisant diminuer le loyer annuel (8 195 M€ pour la Cour, 6 050 M€ pour EDF) a donc un impact à la baisse sur le CCE ;
- le niveau des investissements de maintenance serait sensiblement réduit par rapport aux projections actuelles du projet industriel d'EDF, puisqu'il ne serait pas économiquement rentable de faire un certain nombre d'investissements prévus actuellement dans le projet industriel d'EDF ;

¹¹ Il s'agit de la prise de décision d'amortir les investissements sur 50 ans au lieu de 40 ans comme c'est le cas actuellement, la décision de prolongement au-delà de 40 ans de la durée d'exploitation ne pouvant être prise que par l'ASN et pour chaque réacteur individuellement.

- par conséquent, on peut penser que la production du parc serait réduite soit du fait de pannes plus nombreuses, soit même par l'arrêt de réacteurs avant leur 40^{ème} année, les investissements nécessaires pour les maintenir en état de marche n'étant pas rentables pour une durée d'utilisation courte.

Tableau F : le coût moyen de production du parc entre 2011 et 2025 : différents scénarios et méthodes de calcul

Durée de vie	40 ans	50 ans	
Méthode de calcul en M€ ₂₀₁₂	CCE	Coût calculé par EDF (impact du prolongement de la durée de vie appliqué à partir 2014)	CCE calculé par la Cour (avec une durée de vie de 50 ans dès l'origine)
Dépenses d'exploitation*	10 870	10 870	10 870
Provision : gestion des déchets et du combustible usé**	1 485	1 485	1 485
Investissements de maintenance	? <4 300	4 300	4 300
Loyer économique	8 400	6 050	8 195
Provision : démantèlement**	515	425	425
Total	nd	23 130	25 275
Production en TWh	nd	410	410
Coût en €₂₀₁₂/MWh	nd	56,4 €	61,6 €

Source : Cour des comptes et EDF (calcul du loyer, du coût de démantèlement et de la gestion des déchets)

* hypothèses d'évolution des dépenses d'exploitation d'EDF

** hypothèses : stabilité du taux d'actualisation à 4,8 % et du devis Cigéo.

c) Un coût de production de l'EPR qui ne peut pas être actuellement chiffré par la Cour

Quelle que soit leur durée de fonctionnement, les réacteurs actuels ne pourront être remplacés, à terme, dans la mesure où l'on souhaiterait poursuivre la production d'électricité nucléaire, que par des réacteurs de « 3^{ème} génération », dont les conditions de sûreté sont supérieures à celles des réacteurs actuels. Les coûts de production futurs à moyen/long terme de l'électricité nucléaire seront donc, pour tout ou partie, selon le rythme de remplacement éventuel des réacteurs actuels, ceux de l'EPR.

Toutefois, comme dans son rapport précédent, la Cour constate qu'elle n'est pas en capacité de calculer le coût de production futur de l'EPR. Si les éléments du coût de construction et du calendrier de l'EPR de Flamanville semblent stabilisés, après une nouvelle augmentation annoncée le 3 décembre 2012 (**8,5 Md€₂₀₁₂**), il n'est pas possible aujourd'hui pour la Cour d'en tirer des conclusions précises sur ses coûts de production ni sur ceux des EPR en général. Toutefois, au regard de l'importance des coûts de construction par rapport à ceux des réacteurs de la 2^{ème} génération, et même si les EPR sont censés avoir des coûts de fonctionnement moindres, il est probable que leurs coûts de production seront sensiblement supérieurs à ceux du parc actuel.

C'est la conclusion que l'on peut également tirer de l'accord passé en octobre 2013 entre EDF et le gouvernement britannique, avec un prix de vente de 92,5 £/MWh (114 €₂₀₁₂/MWh), même s'il y a de nombreuses différences entre l'EPR de Flamanville et ceux d'**Hinkley Point** (spécificités du site, normes britanniques, entreposage des déchets, coût du terrain, etc.) et que l'on prend en compte dans le calcul du prix un taux de rentabilité interne en lieu et place d'un coût moyen pondéré du capital.

3 - Les coûts supportés par l'État

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 supportées par l'État : certaines peuvent être chiffrées (recherche et sûreté/sécurité), d'autres non (responsabilité en cas d'accident nucléaire).

a) Des dépenses de recherche et de sûreté/sécurité financées sur crédits publics en augmentation

Le total des dépenses, publiques et privées, consacrées à la **recherche nucléaire** a augmenté de 10 % entre 2010 (1 022 M€) et 2013 (1 124 M€). Au sein de ce total, **les dépenses financées sur crédits publics** ont augmenté de + 25 % entre 2010 (414 M€) et 2013 (515 M€); cette augmentation est portée par le programme des investissements d'avenir (réacteur de recherche RJH et programme ASTRID pour la 4^{ème} génération). Ces dépenses ont vocation à rester à un niveau élevé dans les années à venir, avec un pic à prévoir en 2014.

Les dépenses financées sur crédits publics liées à la sûreté et à la sécurité peuvent être estimées à **217 M€ en 2013**, en diminution par rapport à 2010 (230 M€, - 6 %), malgré les travaux supplémentaires induits par les évaluations complémentaires de sûreté « post-Fukushima Daiichi »; en effet une partie des dépenses de l'IRSN est désormais financée par une contribution versée directement par les exploitants nucléaires. Ces dépenses ont vocation à croître sensiblement après 2014, en raison de l'expertise nécessitée par des dossiers à venir (mise en service de l'EPR, démantèlement de Fessenheim, allongement de la durée de vie des centrales).

Au total, ces dépenses de recherche et de sécurité financées sur crédits publics ont donc **augmenté de 14 %** (de 644 M€ en 2010 à **732 M€ en 2013**). Cette progression qui va probablement se prolonger dans les prochaines années conduit à faire deux remarques :

- la Cour avait noté dans son rapport en 2012, compte tenu des ordres de grandeur à l'époque voisins, que l'on pouvait considérer que la taxe sur les installations nucléaires de base (INB) couvrait globalement les dépenses financées par crédits publics, en matière de R&D et de sûreté/sécurité¹²; ce constat ne peut être renouvelé en 2013, l'écart entre le montant de la **taxe INB (579 M€)**, stable par rapport à 2010) et le montant total des dépenses financées par des crédits publics en lien avec la production d'énergie nucléaire (732 M€) s'étant sensiblement

¹² Cette remarque vise à rapprocher des ordres de grandeur et à mesurer dans quelle proportion les moyens financiers apportés au budget de l'État par les exploitants nucléaires à travers la taxe INB, qui est incluse dans leurs coûts de production, couvrent les dépenses financées par des crédits publics et qui sont des conséquences directes de leur activité.

accru. Les ordres de grandeur restent en revanche voisins, si l'on ne considère que les dépenses de recherche directement liées au parc en exploitation (hors recherche sur la 4^{ème} génération par exemple) ;

- dans un contexte budgétaire contraint, cette augmentation pose la question de la forme du financement des besoins financiers supplémentaires de l'ASN et de l'IRSN, par subvention ou par l'augmentation de la contribution des exploitants.

b) Pas d'évolution de la responsabilité de l'État en cas d'accident nucléaire

L'État assure « gratuitement » une partie importante du **risque en cas d'accident nucléaire**, compte tenu des règles internationales en matière de « responsabilité civile nucléaire ». Actuellement, en effet, la responsabilité des exploitants reste limitée à 91,5 M€ par accident.

Sur ce point, les recommandations de la Cour dans son rapport précédent qui visaient à augmenter le plafond de responsabilité des exploitants n'ont pas encore pu être mises en œuvre. L'application partielle de certaines dispositions du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris (augmentation du plafond de responsabilité des exploitants hors extension du champ des dommages à 700 M€) pourrait être toutefois anticipée par rapport à leur entrée en vigueur internationale, grâce à des dispositions incluses dans le **projet de loi pour la transition énergétique**, projet de texte qui n'est pas encore connu.

Quant au chiffrage du risque supporté par l'État, au-delà donc de la responsabilité civile des exploitants, c'est un exercice complexe, qui repose notamment sur **l'évaluation des coûts des accidents nucléaires**. La publication récente des travaux de l'IRSN sur ce sujet permet de faire progresser les réflexions sur ce thème, même s'ils ont vocation à être discutés et affinés.

Ils mettent en évidence le fait que l'État pourrait avoir à intervenir de manière très lourde en cas d'accident, comme le montre l'accident de Fukushima Daiichi. Toutefois, en l'absence de possibilité de prise en charge de ce risque par des assureurs, la mise en place de mécanismes pour couvrir *a priori* ces coûts dont la probabilité d'occurrence est très faible ne paraît pas la solution la plus adaptée économiquement et financièrement ; en outre, elle risquerait de déresponsabiliser les différents acteurs concernés et donc de ne pas contribuer à assurer le meilleur niveau de sûreté du parc.

4 - Les recommandations de la Cour

D'une manière générale, la Cour maintient les recommandations faites dans son rapport de 2012 et dont aucune n'est actuellement complètement appliquée.

Elle en ajoute deux supplémentaires :

- 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 ;
- s'agissant de la créance actuelle d'AREVA sur le CEA en renégocier les modalités de financement, afin d'en réduire le coût pour le CEA et donc pour les finances publiques.

Enfin, la Cour insiste, en renforçant une de ses recommandations précédentes, sur la nécessité de prendre position, 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, sous réserve bien sûr d'un accord de l'ASN, afin de permettre aux acteurs, notamment à EDF, de planifier les actions et les investissements qui en résulteront.