Les coûts de la filière électronucléaire

Rapport public thématique

Janvier 2012

SOMMAIRE

SOMMAIRE **3**

DELIBERE **9**

INTRODUCTION **11**

CHAPITRE I - LES DEPENSES PASSEES **17**

I - Le montant des investissements physiques **17**
A - Les centrales à l'arrêt de la 1ère génération 19
B - Les 58 tranches nucléaires actuellement en activité 20
C - Les installations d'AREVA 33

II - Les dépenses de recherche **35**
A - 1945 – 1969 : les premiers programmes de recherche 36
B - 1970 – 1989 : priorité à la filière à neutrons rapides 37
C - 1990 - 2010 : une recherche plus encadrée et partenariale 39
D - Le total des dépenses de recherche sur l'électronucléaire de 1957 à 2010 44
E - Superphénix 46

CHAPITRE II - LES DEPENSES COURANTES **49**

I - Les coûts d'exploitation d'EDF **49**
A - Le coût du combustible nucléaire 49
B - Les dépenses de personnel d'EDF 52
C - Les consommations externes 55
D - Les impôts et taxes 56
E - Le coût des fonctions centrales et supports 57
F - Total des coûts d'exploitation 58

II - Les autres types de dépenses actuelles **59**
A - Les dépenses de recherche financées par des crédits publics 59
B - Les coûts de la sécurité, de la sûreté et de la transparence financés sur crédits publics 62

CHAPITRE III - LES DEPENSES FUTURES **83**

I - Le démantèlement des installations nucléaires **84**
A - Qu'est-ce que le démantèlement ? 84
B - L'évaluation des charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF 86
C - L'évaluation des charges de démantèlement d'AREVA 104
D - L'évaluation des charges nucléaires civiles de démantèlement du CEA 110

II - La gestion des combustibles usés 118
A - La gestion des combustibles usés d'EDF 119
B - Coût de gestion des combustibles du CEA 130

III - La gestion des déchets radioactifs 135
A - Les types de déchets et leurs modes de gestion 135
B - Les déchets disposant actuellement d'un exutoire 137
C - Les déchets sans exutoire 140
D - La reprise et le conditionnement des déchets anciens (RCD) 155
E - Les questions en suspens 157
F - Récapitulatif des charges brutes de gestion des déchets dans les comptes des exploitants 162

CHAPITRE IV - PROVISIONS ET ACTUALISATION 167

I - Le montant des provisions dans les bilans 167

II - L'actualisation des provisions 170
A - Le principe de l'actualisation 170
B - Le taux d'actualisation utilisé 172
C - La sensibilité des provisions des exploitants au taux d'actualisation 179

III - Les provisions dans les comptes de résultat 182
A - Les provisions d'EDF pour le parc actuel 182
B - Les provisions des autres acteurs de la filière 184

CHAPITRE V - LES ACTIFS DEDIES 187

I - Le cadre réglementaire et législatif 187
A - Des actifs dédiés à la couverture d'une partie des charges futures de la filière nucléaire 187
B - Les caractéristiques du système français de sécurisation des charges nucléaires futures 189

II - Des modalités d'application variées et en évolution 191
A - La gestion des actifs dédiés d'EDF 191
B - La gestion des actifs dédiés d'AREVA 198
C - La gestion des actifs dédiés du CEA 202

III - Réflexions sur la situation actuelle 204
A - Une évolution qui s'éloigne de l'objectif initial 205
B - La crise financière met en évidence les faiblesses du dispositif 207
C - Une gouvernance encore imparfaitement assurée 209

CHAPITRE VI - LES EVOLUTIONS POSSIBLES DES DEPENSES FUTURES 213

I - Deux facteurs d'évolution majeurs 213
A - La durée de fonctionnement des centrales 213
B - Les recherches futures 226

II - Les coûts de l'EPR 230

III - Les variantes 232
A - La situation de base 232
B - Variante : durée de fonctionnement de 50 ans 233
C - Variante : « arrêt du retraitement » 235
D - Variante : « sans 4ème génération » 236

CHAPITRE VII - LES COUTS DIFFICILEMENT CHIFFRABLES 239

I - Les externalités 239
A - Les impacts sur l'environnement 240
B - Les impacts sur la santé humaine 243
C - Les autres externalités 244

II - Risque nucléaire et assurances 246
A - Le risque nucléaire 246
B - Les conventions internationales sur la responsabilité civile nucléaire 251
C - Le droit positif français 259

CHAPITRE VIII CONCLUSION GENERALE 271

I - Les coûts inclus dans les comptes des exploitants 271
A - Investissement et capital 272
B - Charges d'exploitation 281
C - Les calculs du coût de production et leur sensibilité aux évolutions de différents paramètres 284

II - Les dépenses financées sur crédits publics 290

III - Les questions en suspens 294

ANNEXES 301

REPONSES DES ADMINISTRATIONS ET DES ORGANISMES CONCERNES 381

GLOSSAIRE 442

Les rapports publics de la Cour des comptes

- élaboration et publication -

La Cour publie un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Le présent rapport est un rapport public thématique. Il traite des résultats d'une enquête réalisée par la Cour à la demande du Premier ministre (procédure désormais régie par l'article L. 132-5-1 du code des juridictions financières[1]).

Les rapports publics de la Cour s'appuient sur les contrôles, les enquêtes et les évaluations conduits par la Cour des comptes ou les chambres régionales des comptes et, pour certains, conjointement entre la Cour et les chambres régionales ou entre les chambres. En tant que de besoin, il est fait appel au concours d'experts extérieurs, et des consultations et des auditions sont organisées pour bénéficier d'éclairages larges et variés.

Au sein de la Cour, ces travaux et leurs suites, notamment la préparation des projets de texte destinés à un rapport public, sont réalisés par l'une des sept chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour des comptes, ainsi que des chambres régionales des comptes, et donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'***indépendance*** institutionnelle des juridictions financières et statutaire de leurs membres garantit que les travaux effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation. De même, la Cour et chaque chambre régionale ou territoriale des comptes décident librement de la programmation de leurs travaux.

La ***contradiction*** implique que toutes les constatations et appréciations ressortant d'un contrôle, d'une enquête ou d'une évaluation, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

[1] L'article L. 132-5-1 a été introduit dans le code des juridictions financières par la loi n° 2011-1862 du 13 décembre 2011 relative à la répartition des contentieux et à l'allègement de certaines procédures juridictionnelles.

La publication dans un rapport public est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses accompagnent toujours le texte de la Cour.

La ***collégialité*** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de préparation, de contrôle ou d'évaluation et de publication.

Tout contrôle, enquête ou évaluation est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Leur rapport d'instruction, comme leurs projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une chambre ou une autre formation comprenant au moins trois magistrats, dont l'un assure le rôle de contre-rapporteur, chargé notamment de veiller à la qualité des contrôles. Il en va de même pour les projets de rapport public.

Le contenu des projets de rapport public est défini, et leur élaboration est suivie, par le comité du rapport public et des programmes, constitué du premier président, du procureur général et des présidents de chambre de la Cour, dont l'un exerce la fonction de rapporteur général.

Enfin, les projets de rapport public sont soumis, pour adoption, à la chambre du conseil où siègent, sous la présidence du premier président et en présence du procureur général, les présidents de chambre de la Cour, les conseillers maîtres et les conseillers maîtres en service extraordinaire.

Ne prennent pas part aux délibérations des formations collégiales, quelles qu'elles soient, les magistrats tenus de s'abstenir en raison des fonctions qu'ils exercent ou ont exercées, ou pour tout autre motif déontologique.

*

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site Internet de la Cour des comptes et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr. Ils sont diffusés par ***La documentation Française***.

Délibéré

La Cour des comptes, délibérant en chambre du conseil, a adopté le présent rapport sur « Les coûts de la filière électronucléaire ».

Le rapport a été arrêté au vu du projet communiqué au préalable aux administrations et organismes concernés, et des réponses qu'ils ont adressées en retour à la Cour.

Les réponses sont publiées à la suite du rapport. Elles engagent la seule responsabilité de leurs auteurs.

Ont participé au délibéré : M. Migaud, Premier président, MM. Babusiaux, Descheemaeker, Bayle remplacé par M. Cazanave, conseiller maître, M. Bertrand, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Lévy, Lefas, présidents de chambre, MM. Pichon, Picq, Mme Cornette, M. Hespel, présidents de chambre maintenus en activité, MM. Richard, Devaux, Rémond, Gillette, Monier, Troesch, Beaud de Brive, Moreau, Mme Lévy-Rosenwald, Mme Pappalardo, MM. Brun-Buisson, Cazala, Andréani, Dupuy, Mme Morell, M. Braunstein, Mmes Saliou, Dayries, M. Phéline, Mmes Ratte, Ulmann, MM. Barbé, Jean Gautier, Vermeulen, Mmes Darragon, Seyvet, MM. Bonin, Vachia, Vivet, Mme Moati, MM. Charpy, Davy de Virville, Petel, Mme Trupin, M. Corbin, Mme Froment-Védrine, MM. Rigaudiat, de Gaulle, Guibert, Piolé, Prat, Guédon, Claude Martin, Le Méné, Baccou, Sépulchre, Arnauld d'Andilly, Mousson, Mmes Malgorn, Bouygard, Vergnet, M. Chouvet, Mme Démier, M. Clément, Mme Cordier, MM. Le Mer, Léna, Migus, Rousselot, Mme Esparre, MM. Geoffroy, Lambert, de Nicolay, de la Guéronnière, Guillot, MM. Duwoye, Aulin, Senhaji, conseillers maîtres, MM. Schott, Klinger, Gros, Carpentier, Schmitt, conseillers maîtres en service extraordinaire.

A assisté et participé aux débats, sans prendre part au délibéré, M. Bénard, Procureur général.

A été entendu en son rapport, M. Bertrand, rapporteur général, assisté de Mme Pappalardo, conseillère maître, et de M. Dupuy, conseiller maître.

***

M. Terrien, secrétaire général, assurait le secrétariat de la chambre du conseil.

Fait à la Cour, le 27 janvier 2012

Le projet de rapport soumis à la chambre du conseil a été préparé, puis délibéré le 19 janvier 2012, par une formation interchambres de la Cour des comptes, présidée par M. Levy, président de chambre, et composée de MM. Camoin, Monier, Moreau, Mme Seyvet, MM. Vivet, Cossin, Rigaudiat, de Gaulle, Claude Martin et Migus, conseillers maîtres, M. Schott, conseiller maître en service extraordinaire, ainsi que de Mme Pappalardo, conseillère maître, rapporteure générale, et de M. Dupuy, conseiller maître, contre-rapporteur.

MM. Camoin, Vivet, de Gaulle, conseillers maîtres, Mme Mondoloni, MM. Meddah, Michelet, Babeau, Fourrier, conseillers référendaires, MM. Imbert, Jourdan et Picard, auditeurs, Mme Kabylo, MM. Janin, Pinon et Olivier Robert, rapporteurs extérieurs, ont assisté, en tant que rapporteurs, Mme Pappalardo, conseillère maître, dans ses fonctions de rapporteure générale de la formation interchambres.

Le projet de rapport a été examiné et approuvé, le 6 décembre 2011, par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de MM. Migaud, premier président, Bénard, procureur général, Descheemaeker, Bayle, Bertrand, rapporteur général du comité, Mme Froment-Meurice, MM. Durrleman, Levy et Lefas, présidents de chambre, M. Beysson, conseiller maître.

Introduction

Par une lettre du 17 mai 2011 (annexe 1), le Premier ministre a demandé à la Cour des comptes, au titre de sa mission d'assistance au Gouvernement[2], d'expertiser « les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations et à l'assurance des sites », en précisant qu'il souhaitait « pouvoir disposer de ce rapport avant le 31 janvier 2012 ». Dans sa réponse du 8 juin suivant (annexe 2), le Premier président a indiqué « qu'au regard de l'intérêt majeur présenté par le sujet », il a « décidé de l'inscrire au programme de travail de la Cour » et précise les dispositions d'organisation qu'il a prises pour que cette enquête soit réalisée « dans le cadre des procédures habituelles de la Cour des comptes ». Le présent rapport est le résultat de cette démarche.

L'objectif premier de cette enquête n'est pas, comme dans un travail classique de la Cour, de contrôler des comptes ni de porter un jugement sur l'efficacité ou l'efficience des politiques menées en matière énergétique. Le rapport a pour seule ambition de mesurer des coûts sans porter de jugement sur leur niveau, ce qu'il n'était pas possible de faire dans les délais fixés. Il vise donc essentiellement à identifier et à mesurer les différents coûts afférents à la production de l'électricité électronucléaire en France et à expliquer les modes de calcul et les hypothèses retenues pour chacun, même si l'enquête permet aussi de faire quelques recommandations regroupées à la fin du présent rapport, dans la conclusion générale.

Ne traitant que les « coûts » liés à la production d'électricité nucléaire, le présent rapport ne fait aucune analyse des « prix » de cette

---

[2] L'article 47-2 de la Constitution prévoit notamment que la Cour des comptes « *assiste le Parlement et le Gouvernement dans le contrôle de l'exécution des lois de finances et de l'application des lois de financement de la sécurité sociale ainsi que dans l'évaluation des politiques publiques*. »
S'agissant de l'assistance au Gouvernement, l'article 132-5-1 du code des juridictions financières précise : « *Le Premier ministre peut demander à la Cour des comptes la réalisation de toute enquête relative à l'exécution des lois de finances, à l'application des lois de financement de la sécurité sociale ainsi que de toute enquête sur la gestion des services ou organismes soumis à son contrôle ou à celui des chambres régionales ou territoriales des comptes.* » (article introduit dans le code des juridictions financières par la loi n° 2011-1862 du 13 décembre 2011 relative à la répartition des contentieux et à l'allègement de certaines procédures juridictionnelles).

électricité, notamment des tarifs qui financent les coûts. Il ne traite pas de l'évolution de la demande d'électricité ni du « mix » énergétique, contrairement aux exercices de prospective menés dans d'autres enceintes.

Organisation et méthodes de travail

Les procédures habituelles de la Cour ont été appliquées, notamment en matière de collégialité et de contradiction, mais une organisation particulière a été mise en place afin de pouvoir respecter le calendrier imparti et réunir les compétences nécessaires pour traiter un sujet à la fois scientifique et technique, financier et comptable. Outre une équipe d'une quinzaine de rapporteurs qui ont consacré environ 4 mois chacun à ce rapport, une formation inter-chambres spécifique a été constituée pour suivre ces travaux. Elle s'est appuyée sur les avis d'un groupe d'experts (composition en annexe 3) qui n'appartiennent ni à l'administration en charge du nucléaire en France aujourd'hui, ni aux entreprises et opérateurs concernés, mais qui connaissent bien le sujet et présentent une grande diversité de compétences (scientifiques, économistes, ingénieurs, etc.) et de points de vue. Les commentaires des membres de ce groupe ont aidé la Cour à mieux définir le sujet, à éviter des erreurs techniques et à vérifier la bonne compréhension de ses conclusions.

La formation inter-chambres a également procédé à des auditions (annexe 4), avec le souci d'entendre toutes les parties prenantes, notamment pour préciser la pertinence du questionnement, comme le suggérait la lettre du Premier ministre. C'est la raison pour laquelle des auditions ont été organisées avec des ONG du secteur de l'environnement et des organisations syndicales. Les autres auditions concernent les responsables de l'administration, ceux des opérateurs et des organismes de recherche concernés.

Principes méthodologiques

Les débats que suscite, depuis de nombreuses années, la question du « coût du nucléaire » montrent la nécessité de définir précisément le périmètre de l'étude et les méthodes utilisées pour définir chaque élément de coût.

Définition du périmètre de l'enquête

L'enquête porte uniquement sur le coût de la production de l'électricité nucléaire en France :

- elle exclut donc les coûts relatifs au nucléaire militaire ;
- en matière d'activités nucléaires civiles, les activités relatives à l'électricité sont les seules examinées, en dehors des usages industriels ou médicaux ;
- parmi les activités du secteur électrique, seule la production est retenue, ce qui conduit à ne tenir compte ni du transport ni de la distribution d'électricité, activités nécessaires quelle que soit la forme de production, même si le mode de production de l'électricité a des conséquences sur les réseaux de transport et de distribution.

Les coûts de production de la filière électronucléaire en France ont été mesurés, en se plaçant du point de vue du citoyen français qui, à travers les tarifs mais aussi les impôts et taxes, finance ces coûts soit directement, en tant qu'usager, soit indirectement en tant que contribuable, puisque l'Etat est d'abord propriétaire puis actionnaire très majoritaire S'agissant de la déconstruction de nos centrales en exploitation, les provisions qu'EDF a constituées sont validées par une estimation détaillée des coûts de déconstruction d'une centrale dite "étude Dampierre". L'étude Dampierre est une étude extrêmement fouillée et documentée, intégrant le retour d'expérience des opérations de déconstruction en cours sur nos centrales de première génération, ainsi que celui des opérations menées par d'autres opérateurs, notamment américains, et dont vous avez vous-même souligné le sérieux.", seul producteur français d'électricité nucléaire sur le territoire national. Il ne s'agit donc pas de calculer le coût « pour EDF », ni pour les autres acteurs de la filière ; on verra que cette différence de point de vue explique les diverses méthodes utilisées pour calculer une partie des coûts.

Identification de tous les éléments de coût, passés, présents et futurs

Dans une démarche didactique, les dépenses qui concourent à la production d'un kWh nucléaire en France aujourd'hui ont été identifiées à partir d'un découpage temporel, qui permet de comprendre comment, à travers les différentes séquences successives, un coût global peut être mesuré. On distingue par conséquent :

- les dépenses passées qui sont constituées essentiellement par les investissements dans la construction des installations nucléaires mais aussi dans les activités de recherche et développement ;
- les dépenses courantes actuelles qui sont de deux types : les charges d'exploitation actuelles des centrales (personnel, combustibles, consommations externes, etc.) dont une partie est directement liée à

la quantité d'électricité produite ; les dépenses « d'accompagnement » des activités de production nucléaire, notamment en matière de recherche, mais aussi de tutelle, de sécurité et de transparence ;

– les dépenses futures, parmi lesquelles on distingue, d'une part, les dépenses liées aux conséquences de la production actuelle mais qui ne seront effectives qu'après celle-ci (démantèlement des centrales, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets), d'autre part les investissements et les dépenses de recherche pour la production future (continuation de l'exploitation des centrales, adaptation à de nouvelles exigences de sûreté, nouvelles centrales, 4ème génération).

Le rapport vise essentiellement à déterminer le coût de production du parc actuel, en chiffrant les coûts passés et les « coûts partis », c'est-à-dire tous les coûts qui résultent d'une décision déjà prise, même si les dépenses n'en ont pas encore été faites. Toutefois, il permet également de préciser, et de chiffrer éventuellement, certaines « décisions à prendre », en les distinguant de celles qui sont déjà prises.

Nature variée des coûts pris en compte

Ce découpage temporel permet de mettre en évidence la différence de nature des coûts pris en compte et des sources d'information utilisées :

– les dépenses passées sont tirées de diverses chroniques des coûts constatés, que ce soit celles des investissements de construction des installations ou celles des dépenses de R&D ; toutefois, ces chroniques, qui couvrent des dépenses qui ont été réalisées, pour certaines, il y a 40 ou 50 ans, ne sont pas toujours complètes ni construites avec les mêmes méthodes dans la durée. Il a donc souvent fallu les retraiter et procéder par estimation ;

– les dépenses courantes actuelles sont, en règle générale, plus faciles à déterminer, en particulier à partir des comptes des opérateurs ou des budgets des administrations ;

– les dépenses futures doivent faire l'objet d'évaluations puisqu'elles n'ont pas encore été réalisées. Elles nécessitent de faire de nombreuses hypothèses qui doivent être clairement précisées. Le rapport présente une analyse critique des chiffrages de ces dépenses futures telles qu'elles apparaissent dans les comptes des opérateurs, teste d'autres variantes de solutions ou de décisions et mesure la

sensibilité de ces dépenses selon la valeur retenue pour des paramètres pertinents, notamment celle du taux d'actualisation ;

– certains éléments ne sont pas aujourd'hui chiffrables sous une forme monétaire mais il est toutefois important de les identifier et de réfléchir à la manière de les prendre en compte. Il s'agit des externalités, positives ou négatives, de la production électronucléaire, et de l'analyse du système actuel d'assurance en responsabilité civile.

Année de référence 2010

D'une manière générale, les chiffres sont, d'une part, donnés en valeur courante de l'année où ils apparaissent, d'autre part, ramenés à leur valeur en euro 2010, cette année étant la dernière pour laquelle les comptes des opérateurs étaient disponibles au moment de l'enquête.

Les données antérieures à 2010 sont transformées en données « valeur 2010 » par l'application de l'indice des prix du produit intérieur brut établi par l'INSEE (annexe 5).

Pour les dépenses futures, le taux d'actualisation retenu est analysé et la sensibilité des résultats au taux utilisé mesurée.

Comparaisons internationales

Les comparaisons avec les expériences et les coûts d'autres pays sont présentées dans plusieurs chapitres et dans les annexes 15, 16 et 17 en fonction des informations disponibles et pertinentes pour chaque sujet ; en outre l'annexe 14 présente les éléments généraux concernant plusieurs pays, sous une forme très résumée.

Ces comparaisons internationales reposent à la fois sur les études faites pour l'agence internationale de l'énergie (AIE), l'agence de l'énergie nucléaire (AEN) ou la commission européenne et sur les informations fournies par les services des ambassades de France au Japon, en Grande Bretagne, en Belgique, en Suède, en Finlande, en Allemagne et aux Etats Unis. Un effort particulier a été fait pour essayer d'expliquer les écarts qui peuvent apparaître entre les chiffres français et ceux d'autres origines ; toutefois, il est très difficile, d'une manière générale, d'être assuré de la cohérence des chiffres qui sont ainsi comparés.

Chapitre I

Les dépenses passées

La production actuelle d'électricité nucléaire est le résultat d'investissements passés, tant pour construire les installations nucléaires que pour développer des compétences dans le domaine de la recherche et du développement. Le montant de ces investissements fait partie des éléments de coût de la filière électronucléaire. Compte tenu de l'ancienneté de certains de ces investissements, ils ne peuvent faire l'objet, parfois, que d'estimations dont la Cour des comptes a validé la vraisemblance.

I - Le montant des investissements physiques

Au 31 décembre 2010, 147 installations, en exploitation et arrêtées, relevaient juridiquement de 126 installations nucléaires de base (INB)

Répartition des installations civiles par exploitant

Au 31 décembre 2010	EDF	CEA	AREVA	ANDRA	Autres	Total
En activité	62	22	10[(1)]	2	10	106
En cours de démantèlement (+ installations associées)	12	21	7		1	41
Total installations	74	43	17	2	11	147

Source : Cour des comptes sur la base du rapport 2010 de l'ASN

(1) hors deux installations de Cadarache dont le CEA est exploitant (incluses dans celles du CEA) mais pour lesquelles AREVA devra assumer des charges de démantèlement

Les installations du groupe EDF, dont la majorité est constituée des 58 réacteurs en activité, constituent la moitié du total, le CEA arrivant en seconde position avec une palette d'installations très diverses, allant des réacteurs de recherche aux laboratoires de recherche sur les combustibles irradiés. AREVA est en troisième position. La rubrique « autres » regroupe les installations du CNRS et d'entreprises privées.

L'essentiel des investissements physiques réalisés dans le passé pour produire de l'électricité nucléaire en France peut donc être classé en quatre catégories : les centrales nucléaires d'EDF, à l'arrêt ou en exploitation, les installations du cycle du combustible d'AREVA, les installations de stockage de déchets de l'ANDRA, les installations de recherche du CEA. La partie I du présent chapitre vise à chiffrer les investissements faits pour les deux premières catégories ; les investissements de l'ANDRA comme le coût des installations qui ont été construites et utilisées à des fins de recherche, essentiellement par le CEA, sont intégrées dans les dépenses de recherche examinées au II.

Les centrales nucléaires d'EDF sont classées par « génération ». Les centrales de « 1ère génération » regroupent celles qui ont été construites avant le parc actuel, lancé en 1978. Elles sont aujourd'hui à l'arrêt. La « 2ème génération », constituée de 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) est celle du parc actuel. La troisième génération comprend uniquement aujourd'hui, l'EPR (European Pressurized Reactor) en construction à Flamanville.

A - Les centrales à l'arrêt de la 1ère génération

La première génération est constituée de 8 réacteurs de technologies différentes[3]. Les premières centrales construites en France utilisaient une technologie mise au point par le CEA dite « graphite-gaz » (UNGG). Elles sont constituées de 6 réacteurs, mis en service entre 1963 et 1972, à Chinon, à Saint Laurent et à Bugey. Mais on compte aussi dans ce groupe des centrales de 1ère génération, la centrale de Brennilis, à eau lourde, et la centrale de Chooz A, à eau légère, qui est un réacteur REP comme les centrales actuelles mais avec une taille sensiblement moindre.

Toutes ces centrales sont aujourd'hui arrêtées, mais on les retrouve dans les comptes d'EDF au titre des provisions de démantèlement puisque celui-ci reste à réaliser.

Le coût d'investissement initial de ces centrales, somme des coûts de construction, des frais d'ingénierie et de pré-exploitation, ainsi que des intérêts intercalaires, s'élève à 6 Md€$_{2010.}$

Les réacteurs de première génération (hors Superphénix)

Réacteurs	Type	Mise en service	M€ courants	M€ 2010
Chinon A1	UNGG	1963	54	500
Chinon A2	UNGG	1965	91	775
Chinon A3	UNGG	1967	128	1 011
Brennilis	Eau lourde	1967	33	249
Chooz A	REP	1967	75	582
Saint Laurent A1	UNGG	1969	142	1 047
Saint Laurent A2	UNGG	1971	107	733
Bugey 1	UNGG	1972	183	1 200
Total			**813**	**6 097**

Source : EDF

[3] Hormis Superphénix dont le cas est traité *infra* (II, page 35).

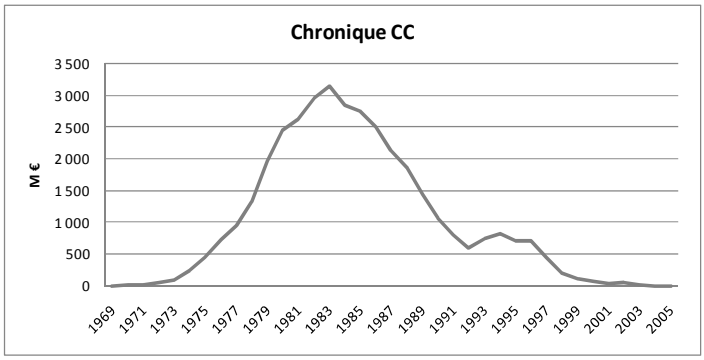
B - Les 58 tranches nucléaires actuellement en activité

1 - Composition et âge du parc actuel

Un site de production nucléaire actuel comprend généralement plusieurs « tranches » nucléaires, qui sont autant d'unités fonctionnelles raccordées au réseau. Une tranche comprend principalement un réacteur, un bâtiment pour le combustible, une salle des machines où l'électricité est produite à partir de la vapeur résultant de la réaction nucléaire et un système de refroidissement. La plupart des tranches ont été construites deux par deux : on les regroupe couramment par paires, en attribuant à chaque paire une date moyenne de mise en service industrielle.

Ces mises en service ont été échelonnées entre 1978 (Fessenheim 1-2) et 2002 (Civaux 1-2). Avec 1985 comme année moyenne de mise en service, l'âge moyen du parc est de 25 ans en 2010[4]. Le graphique ci-dessous permet de visualiser l'intensité de l'effort financier engagé dans la construction des tranches, particulièrement élevée au début des années 1980.

Chronique des coûts de construction, en euros courants



Source : EDF

Les tranches actuellement en service en France, c'est-à-dire la deuxième génération des centrales françaises, appartiennent toutes à la catégorie des réacteurs à eau pressurisée (REP). Le parc français est à cet égard plus homogène que celui d'autres pays, ce qui en facilite la

[4] En calcul pondéré en fonction de la puissance des tranches, l'âge moyen du parc est de 24 ans en 2010.

maintenance mais peut aussi être à l'origine d'effets de série négatifs en cas de défaillance technique.

Les tranches actuellement exploitées se répartissent en plusieurs « paliers » en fonction de leurs spécificités techniques et de leur puissance. Aux tranches initiales de 900 MW ont succédé à partir de 1985 des tranches de 1 300 MW puis, en 2000, quatre tranches de 1 450 MW. En plus de sa puissance nominale, chaque paire de tranche se caractérise par sa « puissance continue nette », c'est-à-dire la puissance électrique maximale qu'elle peut produire de manière stable.

2 - Coût d'investissement initial du parc

Outre les coûts de construction proprement dits, les dépenses initiales liées à la mise en service industrielle d'une paire de tranches nucléaires incluent des frais d'ingénierie et de main d'œuvre et des charges de pré-exploitation, correspondant au « gréement » progressif de la centrale avant son usage industriel. Le tout constitue ce que l'on appelle le « coût overnight ».

Les coûts de construction

Les coûts de construction sont évalués à partir de la chronique historique des dépenses pour la construction des centrales, établie par EDF, à **36,9 Md€ courants** (cf. tableau suivant), échelonnée entre 1969 et 2004, soit **72,9 Md€$_{2010}$**.

Ces dépenses ne peuvent pas être rapprochées de la comptabilité générale, les principes comptables utilisés par EDF ayant trop profondément évolué au cours de la période considérée, passant d'une approche essentiellement budgétaire[5] à une comptabilité aux normes IFRS en passant par une comptabilité en droit comptable français. Toutefois, elles sont cohérentes avec les documents internes anciens d'EDF ; en l'absence d'autres méthodes utilisables, la base de **72,9 Md€$_{2010}$** constitue la meilleure évaluation disponible du coût de construction historique du parc nucléaire[6].

[5] Historiquement, le principal document comptable a longtemps pris la forme d'un « état prévisionnel des recettes et des dépenses ».

[6] En pratique 5 % des investissements du parc actuel (l'équivalent de 2,7 tranches) ont été financés par des participations d'opérateurs extérieurs : ils disposent, en échange, de la quote-part d'électricité correspondante qui leur est facturée sur la base des coûts d'exploitation constatés : l'opération n'a donc pas un impact significatif sur les coûts de production d'EDF.

Coût de construction du parc nucléaire actuel

Paire de tranches	Puissance continue nette	Mise en service industrielle moyenne	Coût de construction (en M€ courants)	Coût de construction (en M€ 2010)	Coût par MW (en € 2010)
Palier 900 MW					
Fessenheim 1.2	1 780 MW	Février 1978	348	1 488	835 955
Bugey 2.3	1 840 MW	Mars 1979	423	1 630	885 869
Bugey 4.5	1 800 MW	Octobre 1979	474	1 619	899 444
Tricastin 1.2	1 840 MW	Décembre 1980	754	2 191	1 190 760
Tricastin 3.4	1 840 MW	Août 1981	523	1 512	821 739
Blayais 1.2	1 830 MW	Juillet 1982	824	2 185	1 194 535
Blayais 3.4	1 820 MW	Octobre 1983	845	2 032	1 116 483
Dampierre 1.2	1 800 MW	Novembre 1980	702	2 109	1 171 667
Dampierre 3.4	1 800 MW	Août 1981	560	1 575	875 000
Gravelines 1.2	1 840 MW	Décembre 1980	759	2 294	1 246 739
Gravelines 3.4	1 840 MW	Août 1981	572	1 620	880 435
Gravelines 5.6	1 820 MW	Juin 1985	1 017	1 989	1 092 857
St Laurent 1.2	1 760 MW	Août 1983	723	1 972	1 120 455
Chinon 1.2	1 740 MW	Mai 1984	787	1 997	1 147 701
Chinon 3.4	1 760 MW	Septembre 1987	1 115	1 969	1 118 750
Cruas 1.2	1 760 MW	Octobre 1984	994	2 206	1 253 409
Cruas 3.4	1 760 MW	Novembre 1984	837	1 722	978 409

Palier 1 300 MW					
Paluel 1.2	2 580 MW	Décembre 1985	1 743	3 950	1 531 008
Paluel 3.4	2 580 MW	Avril 1986	1 555	2 985	1 156 977
St Alban 1.2	2 600 MW	Septembre 1986	1 519	2 935	1 128 846
Flamanville 1.2	2 580 MW	Janvier 1987	1 727	3 320	1 286 822
Cattenom 1.2	2 565 MW	Septembre 11987	1 933	3 484	1 358 285
Cattenom 3.4	2 600 MW	Juillet 1991	1 836	2 837	1 091 154
Belleville 1.2	2 620 MW	Septembre 1988	1 735	2 987	1 140 076
Nogent 1.2	2 620 MW	Septembre 1988	1 881	3 128	1 193 893
Penly 1.2	2 660 MW	Novembre 1991	2 223	3 420	1 285 714
Golfech 1.2	2 620 MW	Août 1992	2 193	3 265	1 246 183
Palier 1 450 MW					
Chooz 1.2	2 910 MW	Juillet 2000	3 450	4 758	1 635 052
Civaux 1.2	2 945 MW	Mai 2002	2 895	3 683	1 250 594
TOTAL	**62 510 MW**		**36 948**	**72 862**	**1 165 605**

Source : EDF

Les coûts rapportés au MW installé augmentent progressivement dans le temps, même si ce n'est pas de manière régulière, notamment du fait de l'application de règlementations plus contraignantes. Par ailleurs, les têtes de série ont en général des coûts de construction plus importants, tout comme les premières tranches de chaque site, du fait des économies d'échelle réalisées par la mise en commun de certaines installations. Le coût moyen est de **1,17 M€$_{2010}$ par MW**.

Les frais d'ingénierie et de main d'œuvre

Les frais d'ingénierie et de main d'œuvre engagés par EDF pour les activités de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre sont calculés à partir d'une chronique des heures d'ingénierie constatées, année après année, soit un total de 78,15 millions d'heures pour la construction de l'ensemble du parc. Les dépenses répertoriées pour ce volume horaire s'élèvent à 3 063 M€ courants (6 888 M€$_{2010}$), ce qui correspond à un taux horaire implicite des ingénieurs de 88 €$_{2010}$, cohérent avec les taux réels.

Les charges de pré-exploitation

Les charges de pré-exploitation correspondent aux frais engagés par le futur exploitant, avant la mise en service industrielle des centrales, pour les redevances nucléaires, les essais des divers systèmes, la formation du personnel. Elles sont chiffrées à 3 488 M€$_{2010}$, à partir d'estimations forfaitaires approximatives qui ne donnent qu'un ordre de grandeur des coûts historiques réellement supportés mais qui ne peuvent être reconstitués.

Le coût « overnight »

Le coût « overnight » de premier investissement du parc actuel, totalisant les coûts de construction, les frais d'ingénierie et de main d'œuvre ainsi que les charges de pré-exploitation, peut donc être évalué globalement à **83,2 Md€$_{2010}$**, malgré l'incertitude qui affecte certaines de ses composantes.

L'investissement initial dans le parc actuel

Décomposition du coût overnight	En € 2010
Coûts de construction	72 862 M€
Frais d'ingénierie et de main d'œuvre	6 888 M€
Charges de pré-exploitation	3 488 M€
Total	**83 238 M€**

Source : EDF.

3 - Amortissements des investissements du parc actuel

Le parc actuel de production nucléaire est largement amorti d'un point de vue comptable :

- les tranches nucléaires actuellement en exploitation ont d'abord donné lieu à un amortissement dégressif sur 30 ans, selon les normes françaises. Cette méthode impliquait des dotations importantes les premières années, se réduisant ensuite fortement et progressivement ;
- le 1er janvier 2003, du fait du passage aux normes comptables IFRS[7], l'amortissement a été recalculé rétroactivement en mode linéaire, ce qui s'est traduit par des ajustements au niveau des capitaux propres au bilan d'EDF et par une réévaluation corrélative de l'actif immobilisé (la valeur brute restant inchangée mais les amortissements cumulés étant révisés à la baisse) ;
- parallèlement, depuis cette même date, EDF a désormais amorti les centrales sur une durée de fonctionnement de 40 ans, considérant que cette durée de fonctionnement probable répondait mieux aux exigences des règles comptables[8], même si juridiquement la décision de prolongement de la durée de fonctionnement de chaque centrale de 10 ans supplémentaires ne peut être prise que par le gouvernement après chaque examen de sûreté décennal de l'ASN qui fixe les prescriptions pour cette éventuelle prolongation. Les amortissements restant à passer pour chaque centrale en 2003 ont donc été recalculés linéairement sur une durée de fonctionnement de 40 ans.

On constate que du fait de l'âge moyen du parc et d'un amortissement initial calculé sur une durée de 30 ans, le parc nucléaire est aujourd'hui largement amorti : fin 2010, les dépenses de premier investissement sont amorties à environ 75 %. Compte tenu de l'historique des mises en service des tranches, l'essentiel de l'amortissement a été concentré sur les exercices de la fin des années 80 et du début des années 90.

Compte tenu de ces évolutions dans le calcul des amortissements et du fait que la comptabilité d'EDF ne permet pas de suivre l'amortissement de l'investissement initial mais seulement celui de l'investissement total, y compris les dépenses de maintenance immobilisées faites sur le parc depuis sa construction (voir ci-après), le

[7] IFRS : International Financial Reporting Standards.
[8] En application des règles IFRS, la durée d'amortissement doit correspondre à « la durée probable d'utilisation ».

montant des amortissements annuels en 2010 s'élevait à **1 352 M€**, en augmentation de 19 %, en € courants, depuis 2005.

Dotations aux amortissements de l'activité nucléaire d'EDF

M€ courants	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amortissements	1 137	1 131	1 236	1 232	1 272	1 352

Source : EDF

A titre indicatif, on peut diviser le coût de premier investissement (83 238 M€) par différentes durées de fonctionnement possibles, pour apprécier l'effort annuel moyen qui en résulte ; le chiffre varie en fonction des durées de vie prises en compte comme l'indique le tableau ci-après.

Investissement initial ramené à la durée de vie du parc (€2010)

Hypothèse sur la durée de fonctionnement du parc	30 ans	40 ans	50 ans	60 ans
Effort annuel moyen en M€	2 775	2 081	1 665	1 387

Source : Cour des comptes

4 - Les investissements de maintenance

Les investissements initiaux de construction des centrales ont fait l'objet d'investissements complémentaires au cours des années, soit pour maintenir le parc en état de fonctionnement nominal, soit pour améliorer ses capacités de production ou sa sûreté. Ces dépenses de maintenance sont comptabilisées de deux manières différentes : lorsqu'il s'agit de dépenses « normales » d'entretien, elles sont comptabilisées en charges d'exploitation (voir chapitre II), sinon, elles sont comptabilisées en immobilisations, sachant que les règles comptables qui distinguent ce qui doit être comptabilisé en charge de ce qui doit être immobilisé ont évolué au fil du temps.

Il n'est pas possible de connaître le montant total de ces investissements de maintenance réalisés sur le parc depuis sa construction pour les raisons comptables déjà indiquées précédemment. Le tableau ci-dessous donne le montant de ces dépenses immobilisées depuis 2003. Elles concernent les modifications effectuées dans le cadre des visites décennales prévues par la loi et effectuées sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), les investissements nécessaires pour répondre aux nouvelles obligations réglementaires en matière de sûreté, les dépenses nécessaires pour exploiter les centrales sur une durée de fonctionnement de 40 ans et les grands projets de maintenance lourde

préventive visant à corriger les principales avaries qui réduisent le taux de disponibilité des centrales.

Le tableau ci-dessous montre que ces investissements ont été presque triplés, en euros constants 2010, entre 2003 et 2010, et ont augmenté de 61 % entre 2007 et 2010.

Investissements de maintenance du parc actuel

Investissement maintenance	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
M€ courants	518	568	664	790	1027	1 221	1 476	1 748
M€ 2010	584	630	723	842	1 067	1 237	1 488	1 748

Source : EDF

Il y a eu de fait un ralentissement de ces dépenses d'investissements de maintenance dans la première partie des années 2000, lorsque les centrales ont commencé à atteindre une durée de fonctionnement d'une quinzaine ou vingtaine d'années. Le niveau insuffisant des investissements de maintenance au début des années 2000 a été source d'avaries et de baisse de performance[9]. EDF s'efforce aujourd'hui de rattraper ce retard, notamment pour enrayer la diminution du taux de disponibilité du parc qui en a résulté entre 2006 et 2009, comme le montre le tableau suivant.

Evolution du taux de disponibilité des centrales nucléaires

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Taux de disponibilité en %	83,6	80,2	79,2	78 (1)	78,5	80,7 prévisions

Source : EDF

(1) 75 % si l'on tient compte des conséquences des mouvements sociaux

[9] Audition du président d'EDF devant la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale le 26 janvier 2011 : *« Ce parc entre aujourd'hui dans une phase clé : la majorité des tranches va prochainement franchir le cap décisif des trente ans, ce qui, dans une industrie lourde comme la nôtre, correspond au renouvellement des gros composants. S'ouvre la période du « grand carénage », au sens où de gros équipements comme les générateurs de vapeur, les alternateurs, les transformateurs, doivent être remplacés, comme l'ont déjà fait nos homologues américains et européens. Nous avons pris du retard en la matière. Celui-ci est sans impact sur la sûreté mais occasionne de sévères avaries et grève nos performances »*.

Ce faible coefficient de disponibilité observé sur les années récentes s'explique en partie par des avaries exceptionnelles causées par un effort insuffisant d'investissements de maintenance pour prévenir les arrêts non programmés qui réduisent le taux de disponibilité du parc. Les dépenses d'investissements de maintenance sont désormais en augmentation régulière, notamment du fait de l'accélération du programme de changement des générateurs de vapeur du palier 900 MW.

EDF prévoit en conséquence que ces dépenses devraient continuer d'augmenter fortement dans les années à venir (+ 50 % entre 2010 et 2013) afin de restaurer son taux de disponibilité et de le ramener à 85 %. (Voir chapitre III-II-A-1 : le prolongement de la durée de fonctionnement des centrales).

Il faut noter que pendant la période où auront lieu les opérations de maintenance qui sont, pour certaines, longues à réaliser, le coefficient de disponibilité pourra à nouveau être réduit. Les investissements empêcheront une dégradation supplémentaire de ce coefficient mais ils ne rendront pas immédiatement possible son amélioration.

Coefficient de disponibilité des réacteurs à eau pressurisée dans le monde

	Etats-Unis	Espagne	Belgique	All	Royaume Uni	Japon	Chine
2009	89,5	76,8	87,6	80,2	87,4	82,4	87,4
2010	90,4	89,7	88,0	86,4	45,6 (1)	77,3	87,9

Source : CEA Elecnuc (informations et statistiques sur les centrales nucléaires dans le monde)

(1) : panne de pressuriseur à Sizewell (British Energy)

5 - Valeur comptable du parc actuel

Les chapitres précédents ont montré que la comptabilité d'EDF ne permettait pas de reconstituer avec précision et année par année le coût total des investissements, initiaux et de maintenance, réalisés depuis l'origine du parc.

En revanche, les comptes de l'entreprise permettent, après extraction de ce qui relève du nucléaire, de connaître la valeur nette comptable du parc de production nucléaire. Cette valeur nette comptable est la somme du reliquat non amorti de l'investissement initial (très faible pour les tranches les plus anciennes, plus significatif pour les tranches

récentes) et de la partie non amortie des investissements de maintenance immobilisés.

La valeur brute figurant au tableau ci-après (54,6 Md€), cumul des valeurs historiques, représente le coût des actifs de premier investissement du parc historique en monnaie courante (essentiellement 36,9 Md€ de coût de construction, comme l'indique le tableau des pages 18 et 19), augmenté des investissements de maintenance immobilisés et diminué des actifs remplacés, exprimés en monnaie courante.

Valeur comptable du parc nucléaire au 31/12/10
(selon les normes françaises)

En M€	Valeur brute comptable	Amortissements	Valeur nette comptable
Terrains et constructions	6 968	- 4 405	2 563
Tranches de production nucléaire	46 129	- 31 201	14 928
Matériel et outillage hors réseau	1 121	- 793	328
Autres immobilisations corporelles	424	- 334	90
Total	**54 642**	**- 36 733**	**17 909**

Source : EDF

Ces amortissements élevés calculés sur des coûts historiques en euros courants expliquent la faible **valeur nette comptable** du parc nucléaire actuel dans les comptes d'EDF **(17,9 Md€)**, valeur qui ne diffère que de manière très marginale des données établies selon les normes IFRS, qui conduisent à une valeur nette comptable de 18 Md€.

6 - Intérêts intercalaires

Les dépenses de construction d'une centrale sont en fait engagées bien avant qu'elle ne puisse produire de l'électricité ; pendant toute la période, l'entreprise doit couvrir des coûts liés à la construction, sans bénéficier de recettes en contrepartie. Les normes comptables IFRS actuelles permettent d'immobiliser au bilan les coûts des intérêts intercalaires permettant de financer les dépenses pendant la construction, plutôt que de les passer en charges de l'exercice, et de les amortir sur la même durée que l'ouvrage. A ce titre, elles peuvent être considérées comme faisant partie de l'investissement initial.

La chronique des coûts de construction permet de calculer la durée moyenne d'avance de trésorerie liée à la construction des centrales. Deux dates marquent le début de la production : la date de « premier couplage » (première injection d'électricité dans le réseau), et la « mise en service

industrielle » (date contractuelle de la fin de la construction, déclenchant le début de l'amortissement comptable). La production effective d'électricité augmente régulièrement entre ces deux dates, séparées de plusieurs mois, voire de plusieurs années.

En prenant comme référence pour le début de la production d'électricité, la date moyenne entre le premier couplage et la mise en service industrielle, on peut calculer une durée moyenne d'avance de trésorerie de 3,24 années (écart entre la date « moyenne » de la construction et la date « moyenne » de la production). Ce calcul tient compte non seulement de la durée de construction des centrales mais aussi de la politique de lissage par laquelle EDF a, dans le passé, volontairement différé la mise en service industrielle d'un grand nombre de tranches, notamment pour éviter des surcapacités de production : en 1983 d'abord, puis en 1986, des « lissages » ont conduit à différer de plusieurs mois la mise en service des dernières tranches de Chinon et de l'ensemble des tranches de 1 300 MW. EDF a aussi anticipé les travaux de génie civil de certains chantiers. Pour les tranches les plus récentes de Chooz et Civaux, la durée moyenne d'avance de trésorerie est particulièrement longue (respectivement 10 et 7,6 ans) à la fois pour des difficultés industrielles (échec dans la conception d'un nouveau modèle de contrôle-commande) et du fait d'un important retard volontaire dans la mise en service de ces tranches dont la puissance aurait été à l'origine de surcapacités.

Les intérêts intercalaires correspondent à un besoin accru de trésorerie, normalement couvert par des instruments de taux court, dans les conditions de crédit du moment de la construction. A titre indicatif, on peut retenir la série longue des taux moyens obligataires des émissions publiques, en déduisant l'effet de l'inflation, soit pour la période 1977-2022, un loyer réel moyen de l'argent de 4,5 % par an.

En utilisant le taux ajusté de 4,5 % et une durée moyenne d'avance de trésorerie de 3,24 années, on obtient un montant d'intérêts intercalaires de **12,78 Md€$_{2010}$**[10].

7 - Financement du parc

Au-delà des investissements eux-mêmes, leur financement a également eu un coût, mais qu'il n'est pas possible de calculer

[10] A noter que, pour le calcul du coût courant économique, EDF calcule les intérêts intercalaires en leur appliquant un taux d'intérêt de 7,8 %, ce qui donne un total de 23 Md€$_{2010}$.

directement à travers la comptabilité d'EDF, les investissements du parc nucléaire n'étant pas isolés des autres investissements et besoins de financement de l'entreprise. En revanche, compte tenu de l'importance de ces investissements nucléaires, il est probable qu'ils ont très fortement influencé les besoins de financement d'EDF.

Le tableau suivant montre comment a évolué la structure financière de l'entreprise, notamment celle de son capital et de son endettement. Les fonds propres d'EDF ont été consolidés par des dotations en capital effectuées de manière régulière par l'État jusqu'à la fin des années 70. Le capital de l'établissement a sensiblement augmenté de 1975 à 1980, au moment où s'engageait l'effort de construction du parc nucléaire. A partir de 1981, l'État a cessé ses dotations en capital et les comptes ont enregistré un important report à nouveau négatif et une forte augmentation de l'endettement[11].

Evolution des capitaux propres et des dettes d'EDF lors de la phase principale de construction du parc de production nucléaire

En M€ courants	Capitaux propre*s	Report à nouveau	Dettes
1975	3 151	- 279	7 681
1980	10 434	- 682	17 823
1985	9 241	- 3 480	42 133
1990	6 374	- 4 280	46 321
1996	6 163	- 2 798	31 337
1997	11 597	235	29 532
2000	12 961	327	28 682

Source : EDF, annuaire statistique, situation patrimoniale
** capital, réserves et provisions réglementées*

Alors établissement public d'État, EDF a longtemps fonctionné avec une comptabilité que l'on peut qualifier de « budgétaire » : les recettes reçues, à travers la politique tarifaire définie par l'État, ont normalement permis de compenser les dépenses engagées par l'opérateur. Les trois années 1981-1983 ont fait exception à ce principe : l'Etat a alors privilégié la lutte contre l'inflation par rapport à l'équilibre des comptes de l'électricien public, qui ont enregistré des pertes importantes (2,8 Md€ en 3 ans). Cette perte explique l'essentiel des reports à nouveau négatifs constatés à diverses reprises avant 1989.

[11] Ces données sur les dettes recouvrent un périmètre plus large que les données d'endettement du rapport Bataille (33,9 Md€ courants en 1990), qui concernent uniquement l'endettement financier à moyen et long termes.

Le pic d'endettement correspond à l'année 1990, date à laquelle 90 % des dépenses de construction du parc sont échues. On relève que les dettes de 1990, qui représentent l'équivalent de 64,8 Md€$_{2010}$, sont du même ordre de grandeur que le coût « overnight » du parc à la même époque.

La résorption significative du report à nouveau négatif et de l'endettement, au début des années 90, coïncide avec la mise en service industrielle d'un grand nombre de tranches à la fin des années 1980. Le redressement financier s'accompagne alors, en 1997, d'une restructuration du bilan qui permet d'apurer le report à nouveau et d'abonder les réserves.

Comme l'indiquait la Cour dans un précédent rapport[12], à la même époque, des baisses de tarif ont été programmées par les contrats entre l'Etat et l'entreprise pour « rapprocher les prix de vente des coûts, en répercutant sur le client la diminution des charges financières et les gains de productivité ». La baisse des tarifs a été de 22 % en francs constants sur la période 1985-1995, tandis que le contrat d'entreprise 1997-2000 prévoyait une nouvelle baisse de 14 %.

Si le tableau précédent concerne EDF dans son ensemble et non le seul périmètre nucléaire, il permet de penser que le parc nucléaire a été, comme les autres actifs, financé à la fois par des dotations en capital apportées par l'Etat et par l'endettement de l'entreprise, qui culmine en 1990 juste après la période de très fort investissement. En 1996, EDF estimait que le programme nucléaire avait été financé à 50 % par autofinancement et à 8 % par les dotations en capital de l'État, la couverture des 42 % restant étant assurée par l'endettement. Il est cependant difficile d'en tirer des conséquences précises en termes de coût de ce financement.

* En ce qui concerne les **dotations de l'Etat**, un système d'intérêts sur dotation en capital a permis une rémunération des fonds apportés, même en l'absence de résultat positif. A partir de 1984, une rémunération complémentaire, calculée sur la base des résultats, a été instaurée. A l'issue de la restructuration de 1997, la rémunération de la dotation en capital a été ramenée de 5 % à 3 %, tandis que la rémunération complémentaire a été plafonnée de sorte que la rémunération totale de l'Etat ne puisse dépasser 6 % de la dotation en capital.

L'annuaire statistique établi à l'époque par l'entreprise fait apparaître des rémunérations annuelles de l'Etat de l'ordre de 1 MdF pour

[12] *Rapport sur les comptes et la gestion d'EDF, exercices 1993 à 1998 – non publié.*

les années 1970, de 2 MdF pour les années 1980 et de 3 MdF pour les années 1990. Si l'on tient compte de l'inflation, l'ordre de grandeur de la rémunération des dotations en capital de l'Etat, de 3 à 6 % représente une faible rémunération réelle, sensiblement inférieure aux taux théoriques de 8 ou 9 % hors inflation prévus, à l'époque, par le Commissariat général au Plan pour les entreprises publiques.

* En matière d'**endettement**, l'opérateur public EDF a historiquement bénéficié de conditions avantageuses du fait de son adossement à l'Etat, qui valait garantie. EDF a ainsi pu s'endetter avec des taux d'intérêts comparables à ceux de l'Etat et n'a pas eu à supporter de coût pour financer les garanties.

Par ailleurs, le pic d'investissement dans le parc de production nucléaire a historiquement coïncidé avec une période d'inflation élevée qui a contribué à alléger les charges financières supportées par l'entreprise. En 1979 par exemple, le taux moyen des obligations pour les émissions publiques à plus de 7 ans est de 10,63 % tandis que l'indice d'inflation du PIB est de 10,26 %, ce qui représente un loyer réel de l'argent de 0,34 %. Sur l'ensemble de la période 1977-2002, le loyer réel de l'argent sur la base de ces deux indices est de 4,5 %[13]. Cette moyenne, calculée sur la base du rendement réel des obligations de l'Etat, donne un ordre de grandeur des coûts historiquement supportés par EDF pour la part de l'investissement historique financée par endettement.

C - Les installations d'AREVA

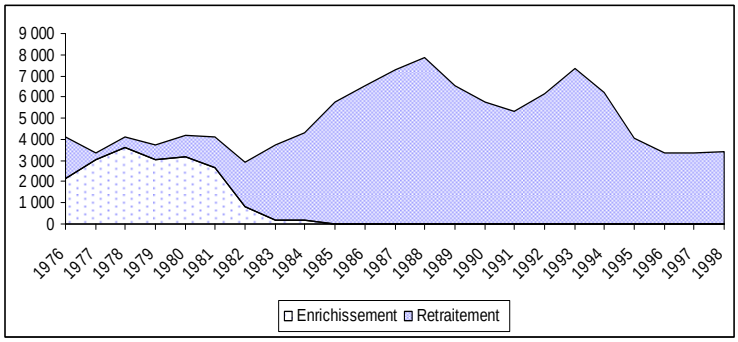
Le rapport parlementaire de MM. Bataille et Galley sur l'aval du cycle nucléaire, publié le 2 février 1999, présente la séquence de coûts du graphique suivant pour les investissements dans le cycle du combustible.

Les investissements totaux sur la période[14] s'élèvent à 114 MdF courants, dont 19 MdF pour l'enrichissement et 95 MdF pour le retraitement, soit **30 Md€$_{2010}$**, dont 8 Md€$_{2010}$ pour l'enrichissement et 22 Md€$_{2010}$ pour le retraitement.

[13] Moyenne géométrique des taux annuels, une fois l'inflation neutralisée.

[14] Le rapport précise que les trois réacteurs du Tricastin dédiés à l'approvisionnement en courant électrique de l'usine d'enrichissement Georges Besse 1 ne sont pas pris en compte dans ce montant car ils ont été décomptés dans les investissements d'EDF, ce qui est cohérent avec l'approche de la Cour dans le présent rapport.

Investissements du groupe COGEMA dans le cycle du combustible (kF courants)



Source : Rapport parlementaire de MM. Bataille et Galley sur l'aval du cycle nucléaire – 2 février 1999

Le rapport indique que les investissements dans les capacités d'enrichissement et de retraitement ont été financés à 50 % par des clients étrangers pour leurs propres besoins. La Cour retient donc, comme montant de l'investissement dans le cycle de Cogema, la moitié des investissements réalisés, tels qu'ils ont été décrits dans le rapport Bataille et Galley, soit **15 Md€$_{2010}$**, dont 4 Md€$_{2010}$ pour l'enrichissement et 11 Md€$_{2010}$ pour le retraitement[15].

Ces montants d'investissements correspondent aux coûts « overnight » (construction, ingénierie, mise en exploitation) et ne comprennent pas les frais financiers associés (intérêts intercalaires).

Quant à AREVA, elle a investi environ 10 Md€$_{2010}$ pour renouveler son outil industriel (en dehors de ses investissements miniers), entre 2001 et 2010. Conséquences de l'arrivée en fin de vie de certaines de ses installations, ces investissements lui ont permis de développer ses capacités de production et d'avoir recours à des technologies différentes. Ainsi la nouvelle usine d'enrichissement Georges Besse 2,inaugurée fin 2010, utilise la technologie de centrifugation, 50 ois moins consommatrice en électricité que la diffusion gazeuse, précédemment utilisée.

[15] Ces éléments sont confortés par les informations fournies par AREVA, qui portent uniquement sur le coût de construction total (coût overnight sans intérêts intercalaires) d'Eurodif (7 Md€$_{2010}$) et de celui des deux usines les plus récentes de La Hague (UP3 et UP2 800 pour un total de 19,5 Md€2010).

On ne retiendra, dans les développements suivants du présent rapport, que 40 % de ces investissements (4 Md€ sur 10 Md€) pour tenir compte du fait que la France ne contribue que pour 40 % environ au chiffre d'affaires du groupe actuellement.

II - Les dépenses de recherche

Le déploiement du parc actuel de production électronucléaire a été précédé et accompagné par des programmes de recherche de grande ampleur que l'on peut considérer comme faisant partie des investissements, et donc des coûts, de la filière[16]. Compte tenu de la séquence temporelle retenue, de la fin des années 50 à nos jours, du nombre d'organismes en charge de cette recherche et des variations de périmètre, les données recueillies ne sont pas toutes homogènes et leur fiabilité n'est pas totale. Toutefois, ces incertitudes n'entachent pas la cohérence d'ensemble des calculs suivants.

Pour faciliter l'analyse, les activités de recherche en matière de fission nucléaire ont été regroupées en deux grands segments :

- la filière électronucléaire actuelle qui regroupe les recherches sur :
  - les réacteurs : de 1ère génération (graphite-gaz, eau lourde), à eau bouillante et à eau légère de 2ème génération (optimisation) et de 3ème génération (EPR) ;
  - le cycle du combustible tant en amont du cycle (optimisation et travaux sur les techniques d'enrichissement) qu'en aval (traitement des combustibles usés et gestion des déchets) ;
  - les études support, incluant en particulier les recherches menées sur la protection et la sûreté des installations, de l'homme et de l'environnement.
- la filière des réacteurs à neutrons rapides et cycle associé qui concerne :
  - les réacteurs de 4ème génération à neutrons rapides refroidis au sodium et les recherches sur les réacteurs rapides à gaz ;

[16] Le champ d'analyse ne couvre pas les dépenses de recherche relevant du domaine militaire, ni celles se rattachant à la recherche fondamentale dont l'objectif est la connaissance de la fission nucléaire et non la production d'électricité.

- l'aval du cycle futur et la mise au point de dispositifs avancés de recyclage du plutonium et de l'uranium, notamment concernant la séparation et la transmutation de radioéléments à vie longue.

Toutefois, il n'existe pas de classification normalisée des dépenses de recherche électronucléaire stable dans le temps et reconnue par tous les opérateurs. Il est donc difficile de suivre dans le temps ou de manière consolidée les montants consacrés à un thème précis, comme le retraitement ou la sûreté.

A - 1945 – 1969 : les premiers programmes de recherche

L'historique des dépenses de recherche électronucléaire civile en France se confond largement avec l'histoire du CEA, établissement à caractère scientifique, technique et industriel créé par l'ordonnance du 18 octobre 1945, qui conduit, dès sa création, des recherches visant la maîtrise complète du cycle du nucléaire.

Dans les premières années d'existence du CEA, la distinction entre applications civiles et militaires et entre recherche fondamentale et appliquée est largement arbitraire. Aussi les montants engagés pendant ces années pionnières ne sont-ils pas pris en compte dans les calculs ci-après.

C'est le troisième plan quinquennal 1957-1961 qui a véritablement lancé le premier programme nucléaire français. 5 MdF de crédits d'engagement ont été ouverts au CEA, soit 7,5 Md€$_{2010}$, y compris pour les recherches militaires et la recherche fondamentale. Le centre de Cadarache est ouvert. Le réacteur piscine Pégase, visant à éprouver le comportement des combustibles, est construit. Le premier surgénérateur expérimental, Rapsodie, est lancé, mis en exploitation en 1967, de même que l'usine d'enrichissement de Pierrelatte. Parallèlement, EDF a engagé la construction d'un premier programme de six centrales de type graphite-gaz, progressivement mis en œuvre à partir de 1963, le CEA étant chargé de l'étude du cœur et EDF de l'étude d'ensemble des projets. Le réacteur à eau lourde de Brennilis a divergé en 1966.

La filière graphite-gaz a représenté la plus grande part des recherches jusqu'en 1963 (piles Pégase, Marius, César, études d'irradiation, etc.) mais des filières concurrentes, à eau légère et à eau lourde, ont également été développées. La place prédominante a été prise à partir de 1964 par la filière à neutrons rapides, avant même le lancement des premières études de développement de Phénix en 1968.

Au total, de 1957 à 1969, le montant total de recherche civile appliquée dans le domaine électronucléaire s'est élevé à **14,4 Md€$_{2010}$ (1,1 Md€$_{2010}$ en moyenne par an)**, dont 10,7 Md€$_{2010}$ pour le CEA et 3,7 Md€$_{2010}$ pour les industriels. Sur ce montant, 11,2 Md€$_{2010}$ ont été dépensés pour les deux premières générations de réacteurs (graphite-gaz, eau lourde, eau légère) et le cycle du combustible, 3,2 Md€$_{2010}$ pour la filière à neutrons rapides.

Recherche civile électronucléaire de 1957 à 1969

En Md€$_{2010}$	CEA	industriels	**Total**	*dont filière actuelle**	*dont neutrons rapides*
Total période	10,7	3,7	**14,4**	*11,2*	*3,2*
Moyenne/an	0,85	0,28	**1,1**	*0,85*	*0,25*

Source : Cour des comptes ** filières des générations 1 à 3*

B - 1970 – 1989 : priorité à la filière à neutrons rapides

Les années 1969-1970 constituent un palier, marqué par l'engagement de la France dans la filière à eau légère sous licence américaine WESTINGHOUSE[17], l'abandon de la filière graphite-gaz développée par le CEA et de la filière à eau lourde. Les statuts et l'organisation du CEA sont profondément réformés, dans le sens d'une décentralisation et d'une filialisation.

Dès lors, la promotion de la filière à neutrons rapides est devenue l'axe principal de recherche du CEA. Les dépenses complètes du pilote Phénix, y compris l'achèvement et le fonctionnement jusqu'en 1976, ont atteint 943 MF courants, auxquels il faut ajouter 266 MF pour le plutonium des trois premières charges, soit 1,2 MdF courants au total (1 Md€$_{2010}$), dont EDF a supporté 120 MF. Pour fabriquer les combustibles et assurer le retraitement de la filière à neutrons rapides, le CEA a mis en œuvre le complexe de fabrication de Cadarache et l'atelier pilote de traitement des oxydes rapides à Marcoule. Ceux-ci ont dû être

[17] FRAMATOME, entreprise à capitaux majoritairement privés créée en 1958 pour promouvoir la filière PWR, avait acheté la licence WESTINGHOUSE pour 1 M$ jusqu'en 1973 et devait en outre payer un droit de 1 % du prix complet de construction, soit 7 à 8 MF courants par centrale construite avec cette technologie. Le paiement de la licence a donc remplacé l'essentiel des développements pour la mise au point de la filière REP en France.

ensuite profondément réorientés vers le traitement du MOX pour un coût de 300 M€$_{2010}$[18].

Le deuxième axe a été l'enrichissement de l'uranium pour l'alimentation du deuxième programme d'investissement d'EDF dans 58 centrales à eau légère. L'usine EURODIF du Tricastin, utilisant le procédé de la diffusion gazeuse, déjà éprouvé à Pierrelatte, est entrée en fonctionnement en 1979. Parallèlement, le CEA a travaillé sur des procédés alternatifs, le programme Chemex de traitement chimique de 1969 à 1988 pour un coût cumulé de 2,75 MdF$_{1990}$ (soit 590 M€$_{2010}$[19]), et le programme Silva, utilisant la séparation laser à vapeur atomique, de 1985 à 2004 pour un coût cumulé de 1,1 Md€ courants (soit 1,5 Md€$_{2010}$), dont 25 % sur ressources affectées au CEA par la COGEMA[20]. Ni le procédé Chemex, ni le procédé Silva n'ont été retenus pour une exploitation industrielle.

Le troisième axe a été l'adaptation de la technologie WESTINGHOUSE sur les centrales à eau légère et le développement de leur puissance. En 1975, la France a négocié un programme de co-développement 1976-1980 de 500 MF courants (250 M€$_{2010}$), financé à parts égales par FRAMATOME, le CEA et WESTINGHOUSE, visant la mise au point des centrales de plus de 1000 MWe dont la technologie n'entrait pas dans le champ de la licence initiale.

Le quatrième axe concernait le traitement des déchets, plus particulièrement la recherche associée à la construction du centre de la Hague, transférée à la COGEMA après sa filialisation en 1976.

Enfin, avec la multiplication des centrales nucléaires mais aussi les accidents de Three Miles Island en 1979 et Tchernobyl en 1986, le CEA a développé des programmes en matière de protection et de sûreté nucléaire. Les programmes Cabri (réacteurs à neutrons rapides, accidents de réactivité), Scarabée (réacteurs à neutrons rapides, accidents de refroidissement) et Phébus (réacteurs à eau) ont été fortement augmentés.

***

[18] *Rapport particulier de la Cour des comptes sur les comptes et la gestion du CEA, exercices 1983 à 1986 – non publié.*
[19] *Rapport public 2004 de la Cour des comptes, chapitre sur le pilotage des grands programmes nucléaires civils du CEA.*
[20] *Rapport particulier de la Cour des comptes sur les comptes et la gestion du CEA, exercices 1998 à 2001 – non publié.*

Ainsi, sur la période 1970-1989, les montants dépensés par le CEA en recherche électronucléaire civile appliquée se sont élevés à 14,8 Md€$_{2010}$ (soit 740 M€$_{2010}$ par an), répartis comme le montre le tableau ci-dessous.

On peut y ajouter un montant approximatif de l'ordre de 5 Md€$_{2010}$ (250 M€$_{2010}$/an) pour les industriels. L'effort global de recherche est donc resté de l'ordre de **1 Md€ par an**, équivalent à celui de la période précédente, même si on constate une décrue en fin de période.

Dépenses de recherche 1970-1989

(M€2010)	Objet	Dépenses totales	Dépenses annuelles
CEA		**14 800**	**740**
filière générations 1 à 3	*Réacteurs*	*2 600*	*130*
	Cycle combustible	*5 300*	*270*
	Sûreté et autres	*2 400*	*120*
	Total	10 400	520
Filière neutrons rapides		4 400	220
Industriels		**~ 5 000**	**~ 250**
Total général		**~20 000**	**~ 1 000**

Source : Cour des comptes

C - 1990 - 2010 : une recherche plus encadrée et partenariale

Le « rapport Rouvillois »[21] avait dressé en 1989 un tableau critique de la recherche nucléaire et fait des recommandations en termes de redimensionnement des moyens, d'orientation des programmes par les industriels, de développement des partenariats et de desserrement des liens avec les filiales. C'est donc une recherche avec des moyens publics progressivement réduits et réalisée par un nombre croissant d'acteurs qui a caractérisé la dernière période.

[21] Le Rapport sur le bilan et les perspectives du secteur nucléaire civil en France par H.Guillaume, R.Pellat et Ph.Rouvillois, en mai 1989, relevait une crise d'identité et de motivation, une perte d'image et une remise en cause du rôle de prescripteur du CEA dans ses relations avec EDF puis la COGEMA,

Des moyens du CEA en réduction tendancielle

Trois grandes évolutions marquent l'évolution du rôle et des moyens du CEA pendant cette période :

– Des programmes de recherche moins nombreux et plus limités

S'agissant notamment de l'enrichissement, il est décidé en 2004 d'acquérir le procédé d'ultracentrifugation d'URENCO, concurrent de ceux développés par le CEA et de le mettre en œuvre dans une nouvelle usine au Tricastin (George Besse 2) progressivement entrée en activité en 2011. La recherche associée à ce procédé est réalisée dans ETC, filiale à parité d'AREVA et d'URENCO.

– Une réduction des financements publics

Les recherches du CEA sur la filière nucléaire actuelle financées sur subventions publiques sont passées de 540 M€$_{2010}$ par an dans les années 1970-1989 à 390 M€$_{2010}$ par an dans les années 1990-1999, puis 210 M€$_{2010}$ par an dans les années 2000-2009 et 174 M€$_{2010}$ en 2010. Outre cette réduction importante des dépenses, leur orientation s'est modifiée : les recherches sur les réacteurs et le cycle du combustible ont été très fortement réduites alors que celles sur les technologies support, notamment les études de sûreté et de protection, représentent désormais une part prédominante.

Pour la filière neutrons rapides, les coûts remontent de 30 M€$_{2010}$ par an à la fin des années 1980 à 80 M€$_{2010}$ par an sur les années 90 et 2000, 97 M€ en 2010. A ces montants, il convient d'ajouter les coûts de rénovation et remise aux normes de Phénix au début des années 2000 : le réacteur Phénix, qui avait maintenu son équilibre d'exploitation jusqu'en 1989, a été arrêté de 1990 à 1994. Les pouvoirs publics ont décidé de maintenir effectifs, frais de fonctionnement et investissements, puis de le remettre aux normes et de le rénover pour mener les recherches que Superphénix ne pouvait plus réaliser. Ces coûts ont été estimés par la Cour des comptes à 6 MdF$_{1994}$, soit 1,2 Md€$_{2010}$ entre 1990 et 2002, dont 80 % à la charge du CEA et 20 % à la charge d'EDF[22].

– Des ressources externes importantes

Mais les recherches sur le nucléaire du CEA sont aussi financées par le dividende que COGEMA et FRAMATOME jusqu'en 2000 puis AREVA à partir de 2001 lui ont versé : au-delà d'un montant fixe de 104 M€ par an affecté aux fonds dédiés civils (voir chapitre III-C), le

[22] *Rapport particulier de la Cour des comptes sur les comptes et la gestion du CEA, exercices 1987 à 1993 et 1998 à 2001 – non publié.*

CEA a consacré le surplus à la recherche et a procédé de même avec la vente de son siège social en 2004, soit un total de 604 M€$_{2010}$ de 2002 à 2010.

La dévolution de missions de recherche à de nouveaux organismes

- *L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)*

L'IRSN, créé par la loi n° 2001-398 du 9 mai 2001 (article 5) et dont les missions et l'organisation ont été définies par le décret n° 2002-254 du 22 février 2002, a repris les missions de l'Office de protection contre les rayonnements ionisants (OPRI) et l'Institut de protection de sûreté nucléaire (IPSN), créé en 1976 au sein du CEA, en matière de sûreté nucléaire, dont celle des transports, et de protection contre les rayonnements ionisants ; ses compétences s'étendent également à la protection et au contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la protection des installations nucléaires et des transports de matières radioactives et fissiles contre les actes de malveillance.

Disposant de 130 M€$_{2010}$ en moyenne de ressources annuelles depuis 2005 pour la recherche électronucléaire, il est financé à 88 % par subventions de l'Etat, le solde par cofinancements des industriels (EDF, AREVA, etc.). Dans ce champ, l'IRSN inclut outre les travaux de recherche en sûreté des installations, ceux sur la protection de l'homme et de l'environnement, et exclut ceux relatifs aux rayonnements en milieu médical.

L'article 25 du décret de l'IRSN prévoit que le CEA « met en priorité à disposition de l'IRSN, pour les besoins des programmes de recherche définis et menés par ce dernier, les installations nucléaires de base (…) qui, avant la publication du présent décret, étaient affectées aux recherches en sûreté ». Cette disposition concerne deux réacteurs expérimentaux relevant de l'activité « civile » du CEA, vieux de 30 ans, pour lesquels le CEA demeure le propriétaire et l'exploitant nucléaire :

– Phébus, dédié à l'étude des accidents de refroidissement des éléments de combustibles et des rejets de produits radioactifs, a été arrêté en 2007.
– Cabri, consacré à l'étude du comportement des combustibles en situation accidentelle, génère des frais fixes de 14 M€ par an dont

11 M€ affectés au CEA et 3 M€ en ressources propres de l'IRSN[23]. Arrêté pour une remise aux normes de sécurité, il sera remis en service en 2013.

Au total, sur 2007-2010, 28 % du budget de recherche de l'IRSN consacré à l'électronucléaire est affecté au CEA.

- *L'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)*

Par la loi du 31 décembre 1991, l'ANDRA est devenue indépendante du CEA. La loi lui a en particulier confié *« l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains. »*.

L'ANDRA a conduit ses recherches sur les milieux géologiques argileux et granitique à même de recevoir des stockages profonds. Elle a construit à Bure un laboratoire souterrain à près de 500 mètres de profondeur. Le coût total des recherches civiles, essentiellement sur les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MA VL), a été de 1,5 Md€$_{2010}$ depuis 1990, soit 73 M€$_{2010}$ par an en moyenne en augmentation sur la période (63 M€$_{2010}$ par an jusqu'en 2003 puis 93 M€$_{2010}$ par an). Ces recherches ont été financées par les producteurs de déchets jusqu'en 2006 et, depuis 2007, par une taxe affectée sur les installations nucléaires de base (INB) payée par les mêmes producteurs. La répartition des financements civils est stable depuis 2000 (EDF à 84 %, CEA à 11 %, AREVA à 5 %).

- *Le Centre national de la recherche scientifique (CNRS)*

Le CNRS a dépensé 28 M€ en 2010 sur la recherche électronucléaire, dont 8 M€ sur les réacteurs actuels, 3 M€ sur l'amont, 10 M€ sur le stockage des déchets, 3 M€ sur la 4ème génération, le solde étant non-ventilable. Il éprouve des difficultés à estimer ses dépenses pour les années antérieures du fait des changements de périmètre de ses unités mais considère que les montants sont stables en euros constants.

Un poids croissant des industriels dans la recherche-développement

[23] *Rapport particulier de la Cour des comptes sur les comptes et la gestion de l'IRSN, exercices 2002 à 2006 – non publié.*

Parallèlement à la réduction des moyens publics versés au CEA, cette période est marquée par une augmentation sensible des financements provenant des industriels, EDF et AREVA.

- *Electricité de France* (EDF)

EDF dispose d'un budget de recherche moyen de 215 M€$_{2010}$ par an de 2000 à 2009, en légère réduction en fin de période (200 M€ en 2010), y compris les montants de crédit d'impôt recherche (20 M€ par an en moyenne sur 2005-2009, 34 M€ en 2010) qu'EDF affirme n'être pas en mesure de répartir entre recherche nucléaire et non-nucléaire.

En 2010, par catégories et hors génération IV (9 M€), le combustible et le comportement des composants ont représenté 38 % des dépenses, les réacteurs (instrumentation, process de travail, etc.) 20 %, l'aval du cycle et le démantèlement 12 %, la modélisation 11 %, la sûreté et la 10 %, la participation aux moyens lourds du CEA, 9 %.

- *AREVA*

AREVA a été constituée en septembre 2001 par regroupement de la COGEMA, de FRAMATOME et des autres participations commerciales du CEA dans CEA-Industrie. Elle dispose d'un budget moyen de recherche de 210 M€$_{2010}$ par an depuis 2000 pour le nucléaire civil, hors TECHNICATOME. Le budget recherche était stable sur 2000-2005 et, contrairement à EDF, augmente depuis 2006 (295 M€ en 2010).

En 2010, par catégories et hors 4ème génération (11 M), l'amont (procédures d'extraction, transformation du minerai, enrichissement, propriétés du combustible) a représenté 33 % des dépenses, la recherche sur les réacteurs, 34 %, l'aval (retraitement-recyclage), 26 % et les études transverses 7 %.

***

Ainsi, en cumul, les dépenses sur subventions publiques du CEA de 1990 à 2010 ont été de 8,8 Md€$_{2010}$ dont 6,2 Md€ sur le nucléaire actuel, 1,6 Md€ sur la filière neutrons rapides hors Phénix et 1 Md€ pour Phénix. Les dépenses sur le nucléaire actuel se divisent en 1,6 Md€$_{2010}$ (75 M€ par an) pour les réacteurs, 2,5 Md€ (120 M€ par an) pour le cycle du combustible et 2,1 Md€ (100 M€ par an) pour les études support (sûreté et autres dépenses). Le CEA a par ailleurs bénéficié de financements externes à travers les dividendes de ses filiales pour un montant consacré à la recherche électronucléaire de 800 M€ à 1 Md€ en cumulé.

Les autres opérateurs publics, devenus autonomes du CEA depuis 1990, pour l'ANDRA, et 2002, pour l'IRSN, ont dépensé 2,8 Md€$_{2010}$ sur

la période, dont 1,5 Md€ pour l'ANDRA, 1 Md€ pour l'IRSN et 300 M€ environ pour le CNRS.

Pour les industriels, la Cour ne dispose de la visibilité sur leur effort global que sur les années 2000, mais en extrapolant les évolutions aux années 1990, on peut estimer leur effort de recherche à plus de 8 Md€$_{2010}$ sur la période, à parité pour EDF et pour AREVA.

L'effort global de recherche (tableau ci-après) a donc atteint 21Md€ de 1990 à 2010, soit **1 Md€ par an**, dont 850 M€ en moyenne par an sur le nucléaire actuel et 150 M€ par an sur la filière neutrons rapides, 470 M€ par an pour le CEA, 130 M€ par an pour les autres opérateurs publics et 400 M€ par an pour les industriels.

Recherche civile électronucléaire de 1990 à 2010

En Md€$_{2010}$	CEA sur ressources publiques	CEA sur dividende	Autres opérateurs	Industriels	**Total**	*dont filière actuelle**	*dont neutrons rapides*
Total de la période	8,8	1,0	2,8	8,4	**21,0**	*17,9*	*3,1*
Moyenne annuelle	0,42	0,05	0,13	0,40	**1,0**	*0,85*	*0,15*

Source : Cour des comptes ** filières des générations 1 à 3*

D - Le total des dépenses de recherche sur l'électronucléaire de 1957 à 2010

Le montant des dépenses de recherche électronucléaire appliquée de 1957 à 2010 représente environ **55 Md€$_{2010}$, soit 1 Md€$_{2010}$**, par an. Sur ce montant, 43 Md€$_{2010}$ ont été dépensés sur le nucléaire actuel (y compris pour les générations antérieures à celles du parc actuel) et 12 Md€$_{2010}$ pour la filière à neutrons rapides.

Synthèse : Recherche civile électronucléaire de 1957 à 2010

En Md€$_{2010}$	CEA	Autres opérateurs	Industriels	**Total**	*dont filières générations1 à 3*	*dont neutrons rapides*
Total de la période	**35,3**	**2,8**	**17,1**	**55,2**	***43,0***	***12,2***
Moyenne annuelle	0,65	0,05	0,32	**1,02**	*0,8*	*0,22*
dont filières des générations 1 à 3	*26,1*	*2,8*	*14,1*	*43*		
dont génération 4	*9,2*		*3*	*12,2*		

Source : Cour des comptes

Pour *la filière nucléaire actuelle* (générations 1 à 3) et par opérateurs, le CEA a financé 26 Md€$_{2010}$, dont 9 Md€$_{2010}$ pour les réacteurs, 12 Md€$_{2010}$ pour le cycle du combustible et 5 Md€$_{2010}$ pour les études support. Les autres opérateurs publics ont apporté 2,8 Md€$_{2010}$ (1,5 Md€$_{2010}$ par l'ANDRA pour la gestion des déchets, 1 Md€$_{2010}$ pour l'IRSN pour la sûreté, le solde par le CNRS) et les industriels de l'ordre de 14 Md€$_{2010}$ dans des proportions comparables pour EDF et AREVA. Pour la filière neutrons rapides, le CEA a financé 9 Md€$_{2010}$ et les industriels (essentiellement EDF), 3 Md€$_{2010}$.

Les montants dépensés annuellement sont restés globalement stables mais leur répartition entre les thèmes de la nomenclature utilisée a évolué dans le sens d'une réduction des moyens alloués aux réacteurs et d'une augmentation de ceux consacrés aux technologies support (en particulier sûreté). Par ailleurs, la concentration des moyens au sein du CEA, bras armé de la politique électronucléaire française à l'origine, a laissé place à une diversification des opérateurs (établissements publics ou industriels) ; les recherches sont coordonnées au travers de cofinancements, qui permettent de rapprocher la recherche des besoins des industriels, plus impliqués dans l'utilisation des résultats.

Pour la *filière neutrons rapides*, les dépenses ont beaucoup fluctué pendant toute la période avec un premier pic atteint au début des années 1970 (construction de Phénix), un deuxième à la fin des années 1990 (conséquences de l'arrêt de Superphénix), une phase de creux depuis 2003 et une nouvelle relance en 2010 avec le programme ASTRID.

En termes de méthodes, les opérateurs tant publics que privés auraient intérêt à adopter une nomenclature normalisée des dépenses de recherche par génération de réacteurs et par type de recherche (enrichissement du minerai, propriétés des combustibles, réacteurs, protection et sûreté, traitement et recyclage des déchets, démantèlement des installations, études diverses, etc.). La mise en œuvre d'une telle nomenclature est indispensable pour disposer d'une vue d'ensemble sur les orientations des recherches des opérateurs et sur leurs inflexions.

La Cour a constaté également que les données historiques déclarées à l'AIE, au titre de la recherche publique, ne sont pas exhaustives (les coûts de Phénix, non pris en compte, ont dû être réintégrés), sont parfois erronées (les chiffres IRSN en 2009 et CNRS ont dû être corrigés) et suivent une nomenclature qui manque de précision[24].

[24] Par exemple, les recherche sur le climat, la radiobiologie et la radiotoxicologie sont dans la même rubrique ce qui a conduit à les exclure à partir de 1994 alors qu'une nomenclature plus fine aurait permis de réintégrer les dépenses de recherche sur la

La réforme de la nomenclature en cours devrait permettre à l'avenir une indispensable amélioration de la précision analytique des données.

E - Superphénix

Superphénix a coûté **12 Md€$_{2010}$** sur la période 1974-1997 en construction et fonctionnement, mais l'évolution de son « statut », d'une activité industrielle à une activité de recherche, en fait un cas particulier.

En effet, lancé en 1974, ce réacteur d'une puissance industrielle de 1 200 MWe a été construit à Creys-Malville par une société dédiée, NERSA, filiale majoritaire d'EDF avec des partenaires italien et allemand sans implication directe du CEA au-delà des études préalables. Couplé au réseau en janvier 1986, il n'avait pas de vocation de recherche mais devait produire de l'électricité. Toutefois, il n'a fonctionné que dix mois jusqu'en 1994, puis a été réorienté en outil de recherche en sous-génération pour un coût annuel de 100 MF courants, supporté intégralement par EDF, avant d'être arrêté en 1997.

Hors études préalables du CEA et d'EDF et hors coûts de démantèlement, la Cour des comptes a estimé dans son rapport public 1996 le coût complet de Superphénix à 60 MdF$_{1994}$, soit 12 Md€$_{2010}$, dont 2,5 Md€$_{2010}$ de charges financières.

contamination des milieux ; par ailleurs, l'item des « études support » est insuffisamment précis.

Recherche et création de valeur

Outre le fait que la recherche a fait progresser les connaissances et les techniques de production de l'électricité nucléaire, elle a aussi conduit à créer ou développer des structures ou des activités qui ont, en elles-mêmes, de la valeur.

Ainsi AREVA, dont plusieurs composantes proviennent d'activités ou de participations du CEA, peut être considérée comme un « produit » des recherches réalisées dans le domaine de l'enrichissement et du retraitement. Mais, outre le fait que la valeur d'AREVA n'est pas aisée à définir, elle est plus liée aujourd'hui à ses activités minières qu'à ses activités industrielles en lien avec les activités de recherche du CEA.

Par ailleurs, le CEA a un portefeuille de 512 brevets actifs au titre de l'énergie nucléaire. 57 nouveaux brevets ont été déposés en 2010, dont 17 en partenariat (5 avec le CNRS, 2 avec l'IRSN, 2 avec AREVA, 1 avec EDF, 7 avec d'autres partenaires). Si le volume de brevets déposés est significatif, les redevances qui en sont tirées restent limitées. Le CEA a bénéficié de 14 M€ de redevances en 2010 pour ses 1 470 brevets actifs, toutes activités confondues. Il n'a pas paru utile eu égard à ce faible montant de déterminer la part imputable à l'électronucléaire. Cette situation s'explique par le fait que soit, dans la grande majorité des cas, le CEA met à disposition de partenaires industriels les technologies brevetées dans le cadre de projets nouveaux de recherche et développement cofinancés, soit, de manière plus rare, il est le seul à les utiliser pour ses propres besoins. Dans le premier cas, les partenaires qui ont cofinancé la recherche bénéficient du droit d'usage des brevets sans avoir à payer de redevances. Il est peu fréquent que le CEA cède des droits d'usage de brevets en dehors de toute relation partenariale avec l'utilisateur.

Le CEA valorise également les résultats de ses recherches au travers de la création d'entreprises start-up. Toutes activités confondues, le CEA a développé 140 entreprises start-up pour un chiffre d'affaires global de 500 M€. Les compétences acquises en matière de recherche électronucléaire ont été à l'origine de la création d'entreprises dans les domaines de la médecine nucléaire (imagerie, diagnostics, radiothérapie), la performance des matériaux, la robotique (à l'origine pour l'intervention en milieu contaminé) et la sécurité logicielle (à l'origine pour le contrôle-commande des centrales). Créées dans le secteur nucléaire, ces entreprises ont ensuite essaimé en réutilisant leur technologie dans l'univers industriel. Le CEA n'est toutefois pas en mesure de valoriser le portefeuille d'activités qu'il détient ou qu'il a suscité.

——— *CONCLUSION – DEPENSES PASSEES* ———

Le total des investissements passés destinés au développement de la production électronucléaire et qui a permis la réalisation du parc actuel et des installations nucléaires de base qui lui sont associées est estimé à ***188 Md€$_{2010}$****. Il se décompose de la manière suivante :*

- *des investissements physiques pour un montant global d'environ* ***121 Md€$_{2010}$****, l'essentiel ayant été investi par EDF (environ 102 Md€$_{2010}$), pour construire le parc de 1ère génération (environ 6 Md€$_{2010}$) et surtout le* ***parc actuel*** *(****96 Md€$_{2010}$****, y compris 13 Md€$_{2010}$ d'intérêts intercalaires). Les investissements faits sur le parc actuel après sa construction initiale ne sont pas compris dans ce total. Les autres investissements relèvent du cycle du combustible (environ 40 Md€$_{2010}$ dont 19 Md€$_{2010}$ seulement sont pris en compte car destinés à répondre aux besoins du parc français) ;*

- *des investissements en matière de recherche appliquée et de développement pour un montant de* ***55 Md€$_{2010}$****, entre 1957 et 2010, soit environ 1 Md€$_{2010}$ par an, dont 38 Md€$_{2010}$ financés par des crédits publics. Ces dépenses recouvrent à la fois des dépenses de recherche et des dépenses d'investissements dans des laboratoires et des réacteurs expérimentaux ;*

- *le coût de la construction, du fonctionnement et de l'arrêt de Superphénix (hors coût de démantèlement) qui est estimé globalement à* ***12 Md€$_{2010}$****, y compris les frais financiers, et qui a été supporté essentiellement par EDF.*

Chapitre II

Les dépenses courantes

La production d'électricité nucléaire donne lieu, chaque année, à des dépenses dont certaines sont directement liées à la production et sont donc à la charge du producteur EDF, d'autres sont des dépenses indirectes, dont les financeurs sont multiples : elles concernent essentiellement les domaines de la recherche et de la sécurité.

I - Les coûts d'exploitation d'EDF

La comptabilité analytique d'EDF permet d'isoler l'activité liée au métier nucléaire dont les charges sont affectées par imputation directe, à hauteur de 84 %, et par imputation indirecte, à hauteur de 16 % (annexe 8). Ces coûts ont vocation à être rapportés à la production annuelle du parc pour en mesurer le coût au kWh.

A - Le coût du combustible nucléaire

Le coût du combustible est composé de deux types d'éléments :

- les dépenses annuelles payées par EDF à AREVA et à ses autres fournisseurs, en échange de la fourniture annuelle de combustible prêt à être utilisé dans les centrales ;
- le coût de gestion du stock de combustible.

Il ne faut pas oublier, bien entendu, les coûts futurs du traitement de ces combustibles, une fois qu'ils auront été consommés qui seront examinés ultérieurement (chapitre III).

a) Les factures de combustible nucléaire

Le coût de consommation annuel des réacteurs en combustible varie en fonction de la production des tranches : il comprend les coûts de consommation en uranium naturel et ceux des services associés à la fabrication des différents combustibles utilisés (conversion, fluoration, enrichissement et assemblages de combustible). La consommation du combustible amont est valorisée au coût moyen pondéré. Elle constitue l'essentiel des coûts variables sur une année donnée.

Ce coût annuel du combustible correspond aux factures d'AREVA et des autres fournisseurs d'EDF. En particulier, on considère qu'AREVA répercute à son client EDF l'ensemble des coûts engendrés par la réalisation de ces prestations à travers ses conditions tarifaires et que ces conditions tarifaires correspondent à des conditions normales de marché pour les raisons suivantes :

- le document de référence 2010 d'Areva, qui est soumis à la validation des commissaires aux comptes et de l'Autorité des marchés financiers (AMF), mentionne explicitement qu'Areva réalise avec EDF des "transactions courantes" ;
- EDF est un client majeur (25 % du chiffre d'affaire d'Areva) mais il est loin d'être le seul. En particulier, EDF est le principal client de deux segments d'activité d'Areva dans le nucléaire (l'amont pour la fourniture du combustible et l'aval pour le retraitement des combustibles usés) ; les résultats opérationnels cumulés de ces deux segments en 2010 étant un profit de 241 M€ pour un chiffre d'affaires de 5 673 M€, on en déduit que les facturations d'AREVA comprennent bien l'ensemble de ses coûts.

Compte tenu du fait qu'AREVA provisionne le démantèlement de ses installations et la gestion future de ses déchets dans ses comptes (voir chapitre III), on peut considérer qu'à travers ces factures, le coût du combustible intègre donc les dépenses futures d'AREVA liées au combustible.

b) Le coût des stocks nécessaires au fonctionnement du parc nucléaire

Le fonctionnement du parc de réacteurs et le souci d'un approvisionnement sûr ont conduit EDF à constituer un stock de matières premières et de combustible qui s'élève au 31 décembre 2010 à 7 523 M€ (contre 7 016 M€ au 31 décembre 2009 et 6 639 M€ au 31 décembre 2008), soit environ quatre ans de consommation. Une partie importante de la valeur du stock de combustible correspond à du combustible en réacteur.

Le coût du financement de ce stock est une charge puisqu'EDF doit immobiliser du capital pour le financer. Il s'élève à 632 M€ en 2010.

Coût du portage des stocks de combustible

En M€ courants	2008	2009	2010
Coût de portage des stocks	558	589	632

Source : EDF

c) Evolution du coût du combustible nucléaire

Le coût du combustible par MWh a progressé de 6,9 % entre 2008 et 2010.

Evolution du coût global du combustible nucléaire

En € courants	**2008**	**2009**	**2010**
Dépenses de combustible nucléaire en M€ (a)	1 485	1 504	1 503
Production annuelle en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût combustible consommé dans l'année en € par MWh	3,56	3,86	3,68
Coût de portage du stock en M€ (b)	558	589	632
Total des coûts (a + b) en M€	**2 043**	**2 093**	**2 135**
Production annuelle en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût total du combustible en € par MWh	4,89	5,37	5,23

Source : EDF

B - Les dépenses de personnel d'EDF

Les dépenses de personnel comprennent les coûts salariaux des agents d'EDF concourant à la production nucléaire tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité analytique d'EDF, complétés par des dépenses calculées plus forfaitairement et qui correspondent à des compléments ou des avantages dont bénéficie l'ensemble des personnels de l'entreprise.

Les charges de personnel prises en compte sont uniquement celles du personnel concourant à la production d'électricité nucléaire ce qui représente, en 2010, 37 % de la masse salariale d'EDF SA. Sont notamment exclus les personnels concourant aux activités de commercialisation et de distribution ainsi que les personnels de la division « production ingénierie » travaillant sur les autres sources de production d'électricité (hydraulique et thermique notamment).

Personnel pris en compte dans le coût de production nucléaire

	2008	**2009**	**2010**
Effectif total EDF SA	59 131	59 837	60 380
• *dont effectif de la division production ingénierie*	*34 344*	*32 646*	*33 696*
Charges de personnel EDF SA (en M€ courant)	5 095	5 290	5 502
• *dont charges de personnel de la division production ingénierie*	*2 823*	*2 769*	*2 839*
Charges de personnel prises en compte dans le calcul du coût de production nucléaire (en M€ courant)	1 979	1 993	2 042
En % par rapport au total des charges de personnel	39 %	38 %	37 %

Source : EDF

a) Les charges salariales

Le coût du personnel s'élève à 2 042 M€ en 2010 dans la comptabilité analytique d'EDF, correspondant aux charges salariales pour les effectifs concourant à la production d'électricité nucléaire.

Ces dépenses de personnel ont connu une certaine stabilité entre 2008 et 2010. En revanche, au-delà des évolutions de la production d'électricité nucléaire, ces dépenses devraient avoir tendance à augmenter, en raison notamment de l'augmentation des effectifs prévue pour renforcer les actions liées à la maintenance et à la sûreté.

Les charges salariales

En M€ courants	2008	2009	2010
Dépenses de personnel	1 979	1 993*	2 042
Evolution annuelle		+0,7 %	+2,4 %
Production en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût personnel/MWh en €	4,74 €	5,11 €	5,01 €

Source : EDF

** La faible augmentation du poste « personnel » entre 2008 et 2009 s'explique, en grande partie, par une modification d'organisation qui a conduit à augmenter les effectifs qui relèvent de la ligne « fonctions centrales et supports mutualisés » au détriment de ceux relevant directement des services concourant à la production nucléaire.*

b) Les autres coûts liés au personnel

Trois autres types de coûts liés au personnel doivent être pris en compte dans les coûts de l'énergie nucléaire, même s'il ne s'agit pas de coûts spécifiques à ce mode de production, dans la mesure où ils sont inhérents au statut des personnels des industries électriques et gazières. On distingue :

- le tarif agent, avantage en nature qui permet au personnel des industries électriques et gazières, et donc en particulier à celui d'EDF, de bénéficier de fournitures d'électricité à des conditions plus favorables que celles consenties au grand public. Le coût pris en compte dans le tableau ci-après est le coût économique correspondant au manque à gagner d'EDF, calculé en comparant le prix grand public et le prix accordé aux agents ;
- l'impact de la loi du 9 août 2004 qui a notamment réformé les retraites des personnels des industries électriques et gazières en les adossant au régime général de la sécurité sociale.
- les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages du personnel.

Contrairement aux charges salariales issues directement de la comptabilité analytique présentées dans les observations précédentes, l'évaluation de ces autres coûts de personnel repose sur des estimations moins robustes, notamment au regard des clés de répartition utilisées ou des modes de calcul. Celles-ci sont toutefois cohérentes d'une année sur l'autre et, compte tenu de leur montant limité, leurs imprécisions n'ont pas d'impact significatif sur le coût total.

Autres coûts liés au personnel

En M€ courants	2008	2009	2010
Tarif agent	101	116	116
Coût de la réforme de 2004	114	122	123
Coût des autres avantages du personnel	366	375	395
Total	**581**	**613**	**634**

Source : EDF

c) Coût total du personnel

Rapporté à la production, le coût du personnel a augmenté, en euros courants, de 7 % entre 2008 et 2010. On note que dans son avis du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de sûreté (ECS), à la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN précise qu'elle sera attentive aux facteurs socio-organisationnels et humains, « éléments essentiels de la sûreté » ; elle indique en particulier que « *le renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants est un point fondamental alors que s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite des ECS* ». Conjuguée à la création d'une force d'action rapide, elle-aussi conséquence des ECS, cette préoccupation devrait conduire à une progression des effectifs pour renforcer les actions de maintenance et de sûreté, déjà notable en 2011, exercice pendant lequel les charges salariales ont progressé de 13,5 %.

Coût total du personnel

En M€ courants	2008	2009	2010
Charges salariales	1 979	1 993	2 042
Autres coûts du personnel	581	613	634
Total coût du personnel	**2 560**	**2 606**	**2 676**
Production en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût personnel/MWh en €	6,13 €	6,69 €	6,56 €

Source : EDF

C - Les consommations externes

Les consommations externes autres que le combustible regroupent l'ensemble des achats effectués pour les besoins de la production nucléaire. Cela comprend les dépenses de maintenance qui ne sont pas considérées comme des investissements et qui ne sont donc pas immobilisées, contrairement à celles qui ont été examinées ci-dessus (au chapitre I), les frais de logistique et quelques autres charges diverses d'exploitation. Les dépenses de maintenance sont essentiellement des dépenses de sous-traitance.

Evolution des dépenses de consommations externes

En M€ courants	**2008**	**2009**	**2010**
Maintenance de l'exploitation	*196*	*196*	*229*
Maintenance du patrimoine	*1 132*	*1 257*	*584*
Maintenance en arrêts		*53*	*653*
Sous total maintenance	1 328	1 506	1 466
Logistique	143	160	170
Autres charges d'exploitation	297	434	459
Total	**1 768**	**2 100**	**2 095**

Source : EDF

L'ensemble des charges engagées par EDF au titre de la sous-traitance, principalement pour des activités de maintenance, sont comptabilisées dans ses consommations externes, à l'exception, notable, de la sous-traitance engagée sur de la maintenance immobilisée. L'ASN insiste également sur ce sujet dans son avis sur les évaluations complémentaires de sûreté après Fukushima. Elle indique que « *l'organisation du recours à la sous-traitance, qui est un sujet majeur et difficile,* » fait partie des « *priorités auxquelles elle sera attentive* ». « *En particulier, la surveillance des sous-traitants intervenants dans les centrales nucléaires doit être renforcée et ne doit pas être déléguée par l'exploitant quand il s'agit de contrôler les interventions importantes pour la sûreté* ». Les conséquences, en termes de coûts, de ces dispositions qui rejoignent les préoccupations de l'OPECST dans son rapport d'étape de mars 2011, après l'accident de Fukushima (voir *infra*, II-2-c), ne sont pas chiffrables par la Cour aujourd'hui. En revanche, l'augmentation des travaux de maintenance à la fois pour améliorer la disponibilité des centrales, pour répondre aux exigences de sûreté après Fukushima et pour préparer un prolongement de la durée de

fonctionnement des réacteurs (voir *infra* chapitre VI), tant au titre des consommations externes (dans les charges d'exploitation) qu'au titre des immobilisations, va conduire à une augmentation forte des charges de sous-traitance.

Globalement, rapporté à la production, le coût des consommations externes a progressé, en euros courants, de 21,5 % entre 2008 et 2010.

Les dépenses de consommations externes, hors combustible

En M€ courants	**2008**	**2009**	**2010**
Consommations externes	1 768	2 100	2 095
dont Sous-traitance	*1 187*	*1 381*	*1 322*
Production en TWh	417,6	389,8	407,9
Consommations externes en € par MWh	4,23 €	5,39 €	5,14 €

Source : EDF

D - Les impôts et taxes

On ne prend en compte, au titre des dépenses d'exploitation, ni l'impôt sur les sociétés ni la TVA.

Evolution des impôts et taxes

En M€ courants	**2008**	**2009**	**2010**
Impôts et taxes	1 027	1 091	1 176
Production en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût au MWh	2,46 €	2,80 €	2,88 €

Source : EDF

Les impôts et taxes payés par EDF et qui entrent dans le coût de production de l'électricité nucléaire comprennent donc, en 2010 :

- la taxe sur les installations nucléaires de base (INB), pour 516 M€ ;
- la taxe professionnelle et les contributions qui lui ont succédé, c'est-à-dire la cotisation foncière des entreprises (104 M€) et la cotisation sur la valeur ajoutée (99 M€) ;
- l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux, pour 187 M€ ;
- la taxe foncière, pour 165 M€ ;
- la taxe destinée à « Voie Navigable de France », pour 72 M€ ;
- les redevances versées aux agences de bassin, pour 32 M€.

Le total de ces impôts et taxes s'élève à 1 176 M€ en 2010 et ont progressé de 14,5 % entre 2008 et 2010 et de 17 %, rapporté à la production.

E - Le coût des fonctions centrales et supports

Le calcul des coûts des fonctions centrales et supports vise à affecter à la production d'électricité nucléaire une quote-part des frais engagés par les fonctions d'appui (frais de recherche, de formation, d'informatique, d'assurance, d'immobilier hors parc de centrales, frais généraux) pour le compte de la direction "production ingéniérie", ainsi qu'une quote-part des frais engagés par les centres de services partagés du groupe EDF (tenue de la paye, gestion des ressources humaines, comptabilité, télécommunications) et une quote-part des frais engagés par la direction du groupe (présidence et direction générale, direction financière et direction de la communication).

Détail du coût des fonctions centrales et supports

En M€ courants	2008	2009	2010
Informatique	ligne « autres »	ligne « autres »	176
Maintenance informatique et télécom	5	4	4
Etudes R&D	175	183	187
Assurance	43	44	41
Ressources humaines, paye, formation	4+ligne « autres »	ligne « autres »	71
Immobilier et maintenance	47	35	40
Achats	2	4	7
Comptabilité	3	ligne « autres »	3
Appuis et supports non mutualisés de la direction générale	190	212	216
Autres	200	428	127
Total	**669**	**910**	**872**

Source : EDF

Ces coûts, qui s'élèvent à 872 M€ en 2010, ont augmenté de plus de 30 % entre 2008 et les années 2009 et 2010, essentiellement du fait de la création en 2009 de la direction des services partagés qui a récupéré une partie des effectifs auparavant positionnés dans les charges directes de personnels de l'activité nucléaire. Ce changement de périmètre explique, en parallèle, la faible augmentation des charges de personnel, entre 2008 et 2009.

Les trois principaux postes de dépenses sont la quote-part des fonctions d'appui de la direction générale, les dépenses de recherche et

développement et les dépenses d'informatique. On note le faible montant des dépenses d'assurance qui s'élèvent à 41 M€ en 2010, dont 6 M€ au titre de la responsabilité civile d'EDF. Ce dernier montant pourrait sensiblement augmenter à l'avenir (multiplication par un facteur 7 ou 8), avec l'entrée en vigueur de nouvelles règles en ce domaine (voir chapitre VII-II sur les assurances).

Le coût des fonctions centrales et supports

En M€ courants	2008	2009	2010
fonctions centrales et supports	669	910	872
Production en TWh	417,6	389,8	407,9
Coût en € par MWh	1,60 €	2,33 €	2,14 €

Source : EDF

F - Total des coûts d'exploitation

Le total des charges d'exploitation associées à la production électronucléaire en 2010 représente **8,9 milliards, soit 22 € par MWh.** Il a augmenté de 11 % entre 2008 et 2010 en montant total et de **14 %** rapporté à la production.

Synthèse : charges d'exploitation

Types de charges	2008	2009	2010 € courants	Ecart 2010/2008
Combustible	2 043 M€ 4,89 €	2 093 M€ 5,37 €	2 135 M€ 5,23 €	+ 5 % + 7%
Coût du personnel	2 560 M€ 6,13 €	2 606 M€ 6,69 €	2 676 M€ 6,56 €	+ 5 % + 7 %
Consommations externes	1 768 M€ 4,23 €	2 100 M€ 5,39 €	2 095M€ 5,14 €	+ 19 % + 22 %
Impôts et taxes	1 027 M€ 2,46 €	1 091 M€ 2,80 €	1 176 M€ 2,88 €	+ 15 % + 17 %
Fonctions centrales	669 M€ 1,60 €	910 M€ 2,33 €	872 M€ 2,14 €	+ 30 % + 34 %
Total	**8 067 M€ 19,3 €**	**8 800 M€ 22,6 €**	**8 954 M€ 22,0 €**	**11 % 14 %**

Source : Cour des comptes

II - Les autres types de dépenses actuelles

La production d'électricité nucléaire donne lieu non seulement aux dépenses d'exploitation annuelles d'EDF, mais aussi à des dépenses qui, sans être « directement » liées à la production elle-même, en sont la conséquence et qui n'existeraient pas sans production d'électricité nucléaire. Il s'agit de dépenses financées par des crédits publics et qui ne se retrouvent donc pas dans les coûts de production des exploitants. On distingue deux catégories de dépenses qui répondent à cette définition :

- Les dépenses de recherche financées sur crédits publics
- Les dépenses liées à la sécurité, à la sûreté et à la transparence des informations et qui ne sont pas supportées par les producteurs.

A - Les dépenses de recherche financées par des crédits publics

1 - L'ensemble de l'effort de recherche actuel

Comme on l'a vu dans le chapitre sur les dépenses passées, la recherche en matière d'électronucléaire, aujourd'hui, est menée par 2 catégories d'acteurs :

- des établissements publics : le CEA, le CNRS, l'IRSN, l'ANDRA ;
- deux entreprises : EDF et AREVA.

Cette recherche est financée par deux types de ressources :

- des subventions publiques d'origine budgétaire versées par l'Etat aux établissements publics ;
- des financements apportés essentiellement par les deux entreprises, EDF et AREVA, soit par des financements directs fournis à leurs propres laboratoires ou à ceux des établissements publics, à travers des partenariats cofinancés, soit par le versement d'un supplément de la taxe sur les INB destiné aux recherches de l'ANDRA.

Ressources reçues pour financer la recherche nucléaire en 2010

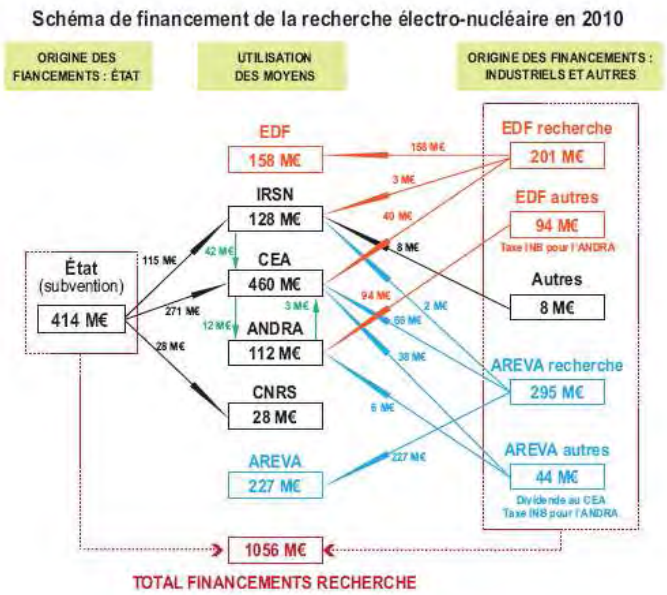
Origine des financements	CEA	CNRS	IRSN	ANDRA	EDF	AREVA	Total
Subventions	271	28	115				414
Autres ressources provenant de	189		13	112	158	227	699
EDF	*40*		*3*	*94*	*158*		*295*
AREVA *dont dividende*	*104* *38*		*2*	*6*		*227*	*339* *38*
ANDRA	*3*						*3*
IRSN	*42*						*42*
CEA				*12*			*12*
Autres			*8*				*8*
Total y c. doubles comptes	**460**	**28**	**128**	**112**	**158**	**227**	**1 113**
Total sans doubles comptes							**1 056**

Source : Cour des comptes *En gris : double compte à soustraire*

Le tableau ci-dessus et le graphique suivant présentent les relations croisées entre ces différents acteurs, pour un total de financements reçus, d'origine publique et privée, qui s'élève à 1 113 M€ en 2010. Toutefois, ce total comprend des double comptes, certains établissements ayant sous-traité à d'autres une partie de leur activité. Il faut donc soustraire les versements faits au CEA par l'ANDRA (3 M€) et l'IRSN (42 M€), et la taxe sur les INB civils du CEA au profit de l'ANDRA (12 M€) pour avoir le montant des financements consacrés à la recherche électronucléaire en 2010, soit **1 056 M€.**

Le tableau ci-dessus permet également de connaître le total des financements consacrés par EDF à la recherche électronucléaire (295 M€ dont 158 M€ de dépenses internes, 43 M€ de financements de partenariats avec le CEA et l'IRSN, 94 M€ de taxe INB pour les recherches de l'ANDRA) et par AREVA (339 M€ dont 227 M€ de dépenses internes, 68 M€ de financements de partenariats avec le CEA et l'IRSN, 6 M€ de taxe INB pour les recherches de l'ANDRA, et un prorata de 38 M€ du dividende versé au CEA qui finance les activités de recherche électronucléaire civile).

On constate également que le CEA réalise 41 % de cette recherche et que les subventions publiques représentent 37 % des financements.



rouge : financement EDF ; bleu : financement AREVA ; noir : crédits publics ; vert : double compte

2 - L'effort public de recherche

Les financements versés par les entreprises sont comptabilisés dans les comptes d'EDF, soit directement pour les financements d'EDF elle-même[25], dans ses charges de fonctions centrales ou dans ses impôts et taxes, soit indirectement à travers le prix des prestations qu'elle paye à AREVA pour le combustible et son retraitement.

Seuls donc, les financements d'origine publique (**414 M€**) doivent être pris en compte en complément des financements qui sont déjà intégrés dans le coût de production du kWh au travers des charges d'exploitation d'EDF.

De 2003 à 2010, le montant des crédits publics affectés à la recherche appliquée sur l'électronucléaire est stable autour de 400 M€ par

[25] Ainsi en 2010, EDF a inscrit un coût de 187 M€ dans son coût courant économique, qui est égal au montant de ses financements recherche (201 M€) duquel on a déduit les montants consacrés à la 4ème génération (9 M€) et à l'EPR (5 M€).

an. Les montants consacrés à la 4ème génération, en moyenne de 75 M€ par an, augmentent en 2010 à 102 M€.

Recherche électronucléaire : répartition des financements publics

En M€ courants	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	*2010*
CEA	275	259	266	253	260	251	258	271
IRSN	97	95	114	118	111	117	116	115
CNRS	28	28	28	28	28	28	28	28
Total	**400**	**383**	**407**	**398**	**399**	**396**	**402**	**414**
dont filière actuelle	*303*	*291*	*343*	*337*	*340*	*327*	*326*	*312*
dont génération 4	*97*	*92*	*64*	*61*	*60*	*69*	*76*	*102*

Source : Cour des comptes
CEA hors climat, radiobiologie, radiotoxicologie

B - Les coûts de la sécurité, de la sûreté et de la transparence financés sur crédits publics

En matière de sécurité et de sûreté nucléaire, l'article 1 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) précise :

« La sécurité nucléaire comprend la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, ainsi que les actions de sécurité civile en cas d'accident.

La sûreté nucléaire est l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

La radioprotection est la protection contre les rayonnements ionisants, c'est-à-dire l'ensemble des règles, des procédures et des moyens de prévention et de surveillance visant à empêcher ou à réduire les effets nocifs des rayonnements ionisants produits sur les personnes, directement ou indirectement, y compris par les atteintes portées à l'environnement.

La transparence en matière nucléaire est l'ensemble des dispositions prises pour garantir le droit du public à une information fiable et accessible en matière de sécurité nucléaire.»

La sécurité et la sûreté dans la filière de production de l'électricité nucléaire incombent au premier chef aux quatre exploitants qui y sont impliqués : EDF, AREVA, le CEA et l'ANDRA. Mais l'Etat, du fait de sa responsabilité en matière de protection des populations, joue un rôle important dans ce domaine par ses activités de tutelle, de planification, d'expertise, de contrôle et ses capacités opérationnelles en période de crise.

Plusieurs entités au sein des pouvoirs publics sont impliquées dans le dispositif de sécurité et de sûreté nucléaire des exploitants. Elles exercent, en collaboration étroite, des activités complémentaires. Toutefois, même si les activités de sécurité et de sûreté sont très liées, on peut distinguer les activités de sécurité, au sens strict du terme, des activités de sûreté et de transparence.

1 - Les coûts publics de la sécurité nucléaire

Dans une acception étroite, issue de la définition de l'Agence internationale de l'énergie atomique, la sécurité nucléaire recouvre les activités de prévention, de détection et de réaction au vol, au sabotage, à l'accès non autorisé, au déplacement illégal de matières nucléaires ou à tout autre acte malveillant concernant des matières nucléaires, toutes autres substances radioactives ou les installations qui les contiennent.

L'essentiel des coûts en la matière est supporté par les exploitants et se retrouve donc dans leurs comptes. Toutefois, on peut chiffrer quelques dépenses complémentaires qui restent à la charge de l'Etat

a) Au niveau ministériel et administratif

La responsabilité de la sécurité nucléaire est partagée, au niveau ministériel, par trois ministères : le ministère en charge de l'énergie, le ministère en charge de la protection de l'environnement et celui de l'intérieur. Bien que cela n'ait aucune incidence budgétaire, on note que les compétences du ministre chargé de l'énergie ne sont pas conformes à la convention de Vienne sur la protection physique des matières nucléaires, signée par la France et en cours de ratification, qui préconise la séparation entre l'autorité de contrôle et celle en charge de la politique énergétique nucléaire (amendement adopté le 8 juillet 2005).

Au niveau administratif, le sujet de la sécurité nucléaire est également partagé entre plusieurs entités :

- ***Le secrétariat général de la défense et de la sécurité nationale (SGDSN)***

Le SGDSN est un service du Premier ministre ; il est en charge de la coordination interministérielle et de la planification dans ce domaine.

- ***Le Haut fonctionnaire de défense et de sécurité et le service de défense de sécurité et d'intelligence économique***

Le SDSIE (service de défense de sécurité et d'intelligence économique) est placé sous la responsabilité du Haut fonctionnaire de défense et de sécurité (HFDS) auprès du ministère chargé de l'écologie (MEDDTL[26]) qui assure la fonction d'autorité de sécurité nucléaire. Le SDSIE définit les orientations nationales en matière de sécurité nucléaire. Il décline les traités, conventions et recommandations internationales en droit interne. Il délivre et gère les autorisations de détention ou de transport de matières nucléaires (MN), en agrée les moyens et en assure le contrôle. Il organise la liaison entre services centraux spécialisés et services dépendant des préfets. Il veille à la protection de la confidentialité.

Le HFDS dispose avec le SDSIE et en son sein du département de sécurité nucléaire (DSN), créé en janvier 2010, composé de 10 agents au total et placé sous l'autorité d'un général de gendarmerie et HFDS adjoint. Les responsabilités de l'autorité de sécurité nucléaire sont exercées par le SDSIE avec l'appui technique de l'IRSN qui met à sa disposition des personnels pour effectuer des inspections de sécurité dans les installations nucléaires, à distinguer des inspections de sûreté menées par l'ASN.

Programmées ou inopinées, les inspections concernent la protection physique, le suivi physique et le suivi en comptabilité. Elles peuvent s'accompagner de mesures et de tests. Parmi les inspections conduites chaque année (100 sur les installations et 50 sur les transports) le DSN en conduit environ 35 (30 sur les installations et 5 sur les transports). Compte tenu des objectifs énoncés, le nombre d'inspections paraît faible sachant que l'on compte 259 installations autorisées, dont 58 réacteurs de production d'électricité répartis sur 19 sites, auxquelles il faut ajouter environ 300 entreprises soumises à déclaration.

[26] Le MEDDTL : ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement

- ***Les préfets de département***

Les préfets de département sont responsables de la conduite locale de toutes les crises se produisant dans leur département et en particulier de celles, d'origine accidentelle ou résultant d'un acte de malveillance, pouvant affecter une installation nucléaire. Ce rôle essentiel du préfet de département en cas de crise a conduit à lui confier l'approbation du plan particulier de protection (PPP), préparé par l'exploitant, et la réalisation du plan de protection externe (PPE), prévu par la réglementation relative aux activités d'importance vitale.

En résumé, donc, les services administratifs concernés par la sécurité nucléaire sont de taille limitée et ne représentent pas des éléments de coûts significatifs. Progressivement, ils se structurent sous la forme de services dédiés à la sécurité et à la sûreté nucléaires au sein du SDSIE et de la DGPR, ce qui permet de mieux organiser une interface indispensable avec les autorités de contrôle.

b) La gendarmerie nationale

Le rôle de la gendarmerie en matière de sécurité nucléaire s'applique à la fois à la protection des installations nucléaires et au transport des matières nucléaires civiles.

- ***La protection des centres de production électronucléaire***

Afin d'assurer la protection des centres nucléaires de production électrique (CNPE), la gendarmerie nationale a créé, à la demande des exploitants, depuis 1980, des pelotons de surveillance et d'intervention nucléaires, devenus depuis 2009 des pelotons spécialisés de protection de la gendarmerie (PSPG). Ces unités sont appuyées par les unités locales de la gendarmerie départementale et, dans le cas d'une réponse plus globale, par des unités d'intervention régionales ou nationales (pelotons interrégionaux d'intervention de la gendarmerie, GIGN et la cellule nationale NRBC).

Une circulaire du 29 avril 2009 a défini l'organisation et l'emploi des pelotons spécialisés de protection de la gendarmerie (PSPG) placés auprès des installations d'importance vitale. Ces unités ont pour mission de surveiller de manière continue les centres et leurs abords, y compris dans les zones situées près des stations de pompage. Les PSPG doivent être en mesure d'intervenir en permanence et dans un délai très court sur chaque site et des renforts peuvent être déployés en complément.

Les relations entre EDF et la gendarmerie nationale sont organisées par une convention qui précise les modalités de financement et

de remboursement des « pelotons nucléaires ». L'objectif est un remboursement total des coûts des 742 militaires mis à disposition, c'est-à-dire de leurs rémunération (y compris les pensions) et charges sociales, des dépenses de fonctionnement (loyers, carburants, changements de résidence, transports et déplacements, énergie et fluides), des dépenses d'équipements individuels et d'amortissement des matériels ainsi que d'une provision annuelle couvrant les dépenses de munitions nécessaires à l'entrainement du personnel.

Afin d'évaluer le coût du dispositif en l'absence de données comptables précises, la Cour a réalisé une modélisation pour l'année 2010 à partir des dépenses réelles de deux PSPG. Après une extrapolation, conduite contradictoirement avec la DGGN, à l'ensemble des PSPG, la Cour a constaté que la facturation faite par la DGGN à EDF est globalement proche des dépenses réelles tant pour les dépenses de personnel que celles de fonctionnement. Un avenant d'avril 2011 règle la question en prévoyant expressément un remboursement des dépenses réelles en personnel.

- ***Les escortes de transports de matières nucléaires civils***

L'opérateur choisi par AREVA, TN International, a choisi de confier la mission d'escorte à la gendarmerie nationale pour les transports de matières nucléaires non irradiées (environ 170 escortes par an), qui concernent majoritairement les échanges entre l'usine de retraitement de déchets de la Hague et de Marcoule-Melox et, dans une moindre mesure, les échanges entres les centres de Neuville, Cadarache, Aubange, St Aybert et Romans.

La convention signée le 18 mars 2008 entre la DGGN et TN International prévoit que les escortes sont affectées à plein temps à la protection des convois du lieu de chargement jusqu'au lieu de livraison. Elle précise que la composition des escortes est arrêtée en fonction des menaces, de la nature des matières transportées, de l'itinéraire emprunté. Les règles de financement et de remboursement des escortes sont prévues par cette convention qui précise que l'entreprise rembourse forfaitairement les indemnités de missions du personnel, les carburants consommés et la quote-part des dépenses d'entretien du personnel et des matériels.

Le contrôle a montré que les sommes remboursées par TNI sont très inférieures aux dépenses réelles de la DGGN qui envisage donc d'actualiser la convention de 2008 afin que les coûts à la charge du bénéficiaire prennent mieux en compte l'intégralité des rémunérations ainsi que les dépenses réelles de fonctionnement et d'amortissement des matériels au réel.

Au total, s'agissant des escortes de transport de matières nucléaires, les 450 K€ payés en 2010 par TNI-AREVA à la DGGN représentent environ 10 % des dépenses réelles de la gendarmerie, laissant **environ 4 M€** à la charge de la gendarmerie.

c) La sécurité civile

Dans le domaine de la sécurité nucléaire, l'État a mis en place un arsenal complet qui vise à protéger les populations. Que cela soit dans le cadre de la lutte contre le terrorisme (circulaire 800 du 23 avril 2003 du SGDSN) ou pour organiser les opérations de secours en cas d'accident, le dispositif ORSEC (Organisation de la réponse de sécurité civile) constitue le cadre de déclinaison territoriale du plan gouvernemental d'intervention.

- ***La planification***

Le plan d'urgence interne (PUI) de l'exploitant constitue le premier rempart en cas d'accident, mais lorsque celui-ci ne maîtrise plus la situation, il appartient au préfet d'activer, dans le cadre du dispositif ORSEC, le plan particulier d'intervention nucléaire (ORSEC PPI nucléaire) ou les dispositions spécifiques aux accidents de transports de matières radioactives (ORSEC TMR). Enfin, les maires, également acteurs de la sécurité civile, ont l'obligation d'élaborer des plans communaux de sauvegarde, dès lors que leur commune est incluse, même partiellement, dans une zone PPI.

Le temps et les moyens humains mobilisés pour l'élaboration de tous les plans de prévention des risques et d'urgence sont inconnus, l'évaluation du coût de la planification n'est donc pas possible actuellement.

- ***Les comprimés d'iode***

Depuis 1997, le Gouvernement a décidé que les populations situées dans un périmètre de 10 km autour des installations nucléaires de base (INB) devaient disposer de comprimés d'iode stable. L'exploitant est responsable de la distribution préventive d'iode dans la zone PPI. Le ministère de la santé finance pour sa part la distribution hors zone PPI. Ont été mis en fabrication 110 millions de comprimés d'iode dont l'autorisation d'utilisation, délivrée par l'AFSSAPS, est de 4 ans, mais que cette dernière peut prolonger. L'établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires (EPRUS) est chargé d'acquérir ces comprimés, stockés chez des grossistes, pour le compte de l'État et de collecter les comprimés périmés.

Le coût d'acquisition programmé sur les années 2010, 2011 et 2012 est évalué à 4,95 M€.

- ***La gestion de crise***

En cas d'accident, après l'alerte, six actions en direction des populations sont mises en œuvre par le préfet : le bouclage du périmètre, la mise à l'abri, l'information, l'évacuation, la prise de comprimés d'iode et les restrictions alimentaires. La gestion d'une crise nucléaire rassemble autour du préfet de département des acteurs opérationnels nombreux (gendarmerie, police, conseil général, ASN, IRSN, les services départementaux d'incendie et de secours-SDIS, ARS, SAMU/SMUR, Météo-France notamment).

En matière de pilotage de la gestion des crises, l'Etat a confié un rôle majeur à la direction de la sécurité civile (DSC), devenue direction générale de la sécurité civile et de la gestion des crises (DGSCGC) depuis le 7 septembre 2011.

Au niveau central, cette direction s'appuie sur le centre opérationnel de gestion interministérielle des crises (COGIC) ainsi que sur une « mission nationale d'appui à la gestion du risque nucléaire (MARN) qui a fait l'objet d'une convention avec EDF en 2003. Elle est actuellement réduite à deux personnes.

Si des moyens dédiés sont bien identifiés, ils sont le plus souvent mutualisés pour faire face à l'ensemble des risques dits « NRBC » (nucléaires, radiologiques, bactériologiques et chimiques). Mais, c'est bien le risque nucléaire qui justifie la spécificité des équipements et des matériels acquis. L'État finance des unités mobiles de décontamination (UMD), qui peuvent être utilisées en cas d'accident nucléaire, au profit des SDIS et des unités d'instruction et d'intervention de la sécurité civile (UIISC), en vue de tripler les capacités de décontamination. Le programme triennal d'équipement prévoit le financement de 70 UMD (soit au total 13,4 M€), mais les crédits budgétaires prévus (11,2 M€) ne permettent d'en financer que 80 %.

Face aux risques NRBC, les formations militaires de la sécurité civile (ForMiSC) et le service du déminage constituent les seules équipes de terrain de la DGSCGC. Le service du déminage n'intervient que dans le cadre de la lutte anti-terroriste et dispose de matériels spécialisés dont la valeur s'élève à 10,3 M€.

Quant aux moyens aériens de la DGSCGC, ils ne sont pas adaptés au risque nucléaire. En cas d'accident nucléaire, l'évacuation par voie aérienne des personnes contaminées ne pourrait être effectuée que par une flotte militaire.

L'enquête menée auprès de la DGSCGC montre qu'il est difficile d'évaluer le coût complet de la filière nucléaire pour la sécurité civile. Lorsque les éléments de coût existent, ils sont dispersés, non consolidés, le plus souvent non ciblés spécifiquement sur le risque nucléaire et parfois ils s'inscrivent dans la pluri-annualité, alors que d'autres coûts sont ponctuels. Néanmoins, les différents éléments de coûts repérés permettent a minima de l'évaluer grossièrement à 50 M€ sur la période 2009-2012, soit un **montant moyen annuel de 12,5 à 13 millions** à la fois en dépenses d'équipement et de fonctionnement. Ce montant intègre les coûts de formation et le coût des comprimés d'iode.

Cette estimation devra probablement être révisée à la hausse à la lumière des résultats des enquêtes lancées en matière de sécurité civile à la suite de la crise de Fukushima et en particulier de celle demandée par le ministre de l'intérieur à l'inspection générale de l'administration, dont le rapport est attendu avant la fin de l'année 2011.

d) Les moyens dédiés à la sécurité par les exploitants

Pour assurer la sécurité de leurs sites, y compris la lutte contre l'incendie et le secours aux personnes, les exploitants ont recours à quatre options. La première consiste à s'appuyer en interne sur des agents non armés chargés d'assurer le gardiennage et le filtrage (EDF). La deuxième vise à développer un service spécialisé sur le modèle d'une sécurité privée armée (les formations locales de sécurité chez AREVA et CEA). La troisième consiste à faire appel à des sous-traitants spécialisés dans la sécurité (ANDRA). La quatrième repose sur la participation de forces publiques, gendarmerie nationale et SDIS (EDF et AREVA). Pour répondre aux obligations de sécurité de leurs installations, les exploitants ont donc bâti leur dispositif, soit sur des forces privées, soit des forces publiques.

La Cour a cherché à identifier les dépenses spécifiquement liées à ces activités par les exploitants afin d'avoir des ordres de grandeur de ces coûts. Cela donne un total d'environ **240 M€,** dont 50 M€ environ sont des remboursements à la gendarmerie nationale faits par EDF, que l'on peut rapprocher des 17 M€ (4 M€ pour la gendarmerie et 13 M€ pour la sécurité civile) financés sur crédits publics identifiés précédemment. Ces coûts vont probablement augmenter dans le cadre des mesures annoncées en début d'année 2012 pour lutter contre les intrusions dans les sites nucléaires.

Estimation des coûts de sécurité financés par les exploitants

En 2010	En M€
EDF	150
AREVA	50
CEA	35
ANDRA	5
Total	**240**

Source : Cour des comptes

2 - Les dépenses publiques de sûreté et de transparence

Les dépenses financées sur crédits publics en matière de sûreté et de transparence[27] relèvent très majoritairement des missions d'expertise et de contrôle assurées par deux organismes (l'ASN et l'IRSN), mais d'autres structures de tailles et de statuts différents participent à ces missions.

a) La direction générale de la prévention des risques (DGPR)

Au niveau ministériel, c'est au sein de la direction générale de la prévention des risques (DGPR) du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement (MEDDTL) que la « mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection » (MSNR) participe aux missions de l'Etat en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

A ce titre, elle est l'interlocuteur de l'ASN. Elle prépare, en liaison avec les administrations concernées, tous les textes législatifs, réglementaires ou autres relevant de la compétence des ministres chargés de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Elle participe également à l'élaboration de l'organisation nationale de crise en matière nucléaire et aux actions d'information et de communication sur les sujets se rapportant à la sûreté nucléaire et à la radioprotection..

[27] L'article 1 de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité en matière nucléaire précise : *« La transparence en matière nucléaire est l'ensemble des dispositions prises pour garantir le droit du public à une information fiable et accessible en matière de sécurité nucléaire ».*

Elle a aussi des responsabilités propres : la coordination et la mise en œuvre de la politique de contrôle des anciennes mines d'uranium (elle s'appuie sur l'ASN et l'IRSN pour l'expertise) et des sites pollués radioactifs orphelins (dépollués par l'ANDRA) ; le secrétariat du Haut comité à la transparence et à l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN).

En outre, la DGPR exerce la tutelle de l'Institut de radioprotection et sûreté nucléaire (IRSN).

Les moyens de la DGPR consacrés à ce domaine sont modestes et représentent au total de l'ordre de 9 ETP (équivalents temps plein) : 7,5 pour la MSNR (6 ETP pourvus au 1er décembre 2011, 7 au 1er janvier 2012), environ 1,5 ETP en comptabilisant les effectifs de la cellule « tutelle des établissements publics » et de la direction générale consacrés aux sujets nucléaires.

b) L'ASN

- ***L'organisation et les missions***

L'ASN est une autorité administrative indépendante, créée par la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire de 2006. Elle *« participe au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et à l'information du public »*.

Elle est constituée d'un collège de cinq commissaires nommés par décret, pour une durée de six ans, par le Président de la République (pour le président et deux membres), et par les présidents de l'Assemblée Nationale et du Sénat pour les deux autres membres.

La direction de l'ASN est composée d'une direction générale, de huit directions centrales et onze divisions territoriales, localisées, près des activités et installations nucléaires, dans onze DREAL (Directions régionales de l'environnement, l'aménagement et du logement) dont les directeurs sont « à temps partiel » délégué territorial de l'ASN.

Elle prend des décisions soumises à l'homologation du gouvernement pour préciser les décrets et arrêtés en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection ainsi que les décisions individuelles concernant les activités nucléaires (par exemple les prescriptions encadrant la conception, la construction, le fonctionnement ou le démantèlement d'une installation nucléaire, les autorisations d'utilisation d'emballages de transport de matières radioactives, les autorisation sd'utilisation de sources radioactives).

Elle assure le contrôle du respect des règles générales et des prescriptions particulières relatives à la sûreté nucléaire et organise une veille permanente en matière de radioprotection sur le territoire national. A cette fin, elle dispose d'inspecteurs de la sûreté nucléaire et d'inspecteurs de la radioprotection et délivre des agréments aux organismes qui participent au contrôle et à la veille en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

Elle assiste le Gouvernement dans les situations d'urgence radiologique, apporte son concours aux autorités compétentes et informe le public de l'état de sûreté de l'installation à l'origine de la situation d'urgence, et des éventuels rejets dans l'environnement et de leurs risques pour la santé des personnes et pour l'environnement. Pendant ces périodes, elle contrôle les dispositions prises par les exploitants et peut, à tout moment, leur prescrire des évaluations ou des actions rendues nécessaires.

Elle bénéficie sur le plan technique de l'expertise de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et de groupes permanents d'experts.

Dans le cadre de sa mission de contrôle, l'ASN assure l'inspection des installations nucléaires de base (INB). Le nombre total d'inspecteurs est stable depuis trois ans (248 en 2010). En 2010, 737 inspections d'installations nucléaires de base ont été réalisées, ce qui ne représente qu'un peu plus du tiers des inspections totales réalisées par l'ASN (1 964). Les inspections des INB ont touché en premier lieu l'activité « production d'électricité » et le thème « sûreté nucléaire » ; 25 % sont des contrôles inopinés.

On peut noter que l'ASN est chargée de la sûreté, c'est-à-dire de la prévention des accidents, mais que c'est le haut fonctionnaire de défense et de sécurité (HFDS) auprès du ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement qui est chargé de la lutte contre la malveillance et de la protection physique (contre les pertes, vols et détournements de matières nucléaires), à la différence de ce qui se pratique à l'étranger où la plupart des autorités de sûreté nucléaire sont également compétentes en matière de sécurité.

- ***Les moyens***

Les effectifs de l'ASN sont passés de 432 agents en 2008 à 451 au 31 décembre 2010 ; en 2010, ils comprennent 85 mises à disposition (donc remboursées par l'ASN), venant essentiellement de l'IRSN et du CEA.

La totalité des moyens de l'ASN provient de l'Etat. En 2010, ils étaient répartis entre quatre programmes dans trois missions ministérielles différentes :

- « Ecologie, développement et aménagement durables », pour les programmes 181 (prévention des risques), dont le responsable est le DGPR et 217 (conduite et pilotage des politiques de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer), dont le responsable est le SG-HFDS du ministère chargé de l'écologie (MEDDTL) ;
- « Gestion des finances publiques et des ressources humaines », pour le programme 218 (conduite et pilotage des politiques économique et financière), dont le responsable est le secrétaire général des ministères financiers ;
- « Recherche et enseignement supérieur » pour le programme 190 (recherche dans les domaines de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables), dont le responsable est la directrice de la recherche et de l'innovation du ministère chargé de l'écologie (MEDDTL).

Cette organisation budgétaire complexe mériterait d'être revue et simplifiée comme de nombreux rapports l'ont déjà souligné.

Budget de l'ASN

En M€ courants	LFI 2010	LFI 2011	Exécution 2011	PLF 2012
Programme 217	9,35	9,77	9,77	10,08
Programme 218	6,36	6,36	6,36	6,36
Programme 181	52,18	51,90	49,5	58,10
Programme 190	78,13	46,4 + 30*	46,4 + 30*	46,4 + 37,6*
Total	**146,02**	**144,43**	**142,03**	**158,54**

Source : DGPR
** contribution additionnelle à la taxe sur les INB payée par les exploitants*

L'ASN bénéficie en outre de prestations de service de la part des ministères économiques et financiers, des services du Premier ministre ainsi que du réseau des DREAL qui hébergent ses onze divisions territoriales. Ces prestations sont inscrites dans les programmes 217 et 218.

Ainsi en LFI 2010, l'ASN a bénéficié d'un **budget total de 146 M€**, y compris le budget du programme 190, pour les activités d'appui de l'IRSN à l'ASN, qui représentent la moitié de son budget (78 M€).

Suite à l'accident de Fukushima, l'ASN a demandé une réévaluation de ses moyens pour la période 2011-2013, pour pouvoir conduire les audits qui lui ont été demandés à cette occasion et qui nécessitent des « évaluations complémentaires de sûreté » (ECS) pour les 150 INB françaises (demande du Premier ministre) couplées aux « stress-tests » demandés par la commission européenne, une campagne d'inspections ciblées sur l'ensemble des 150 installations et un travail sur l'harmonisation des normes de sûreté internationales. L'ASN évaluait ses besoins complémentaires en personnel à 40 personnes pour un coût complémentaire évalué à 1,6 M€ pour 2011 et 3,2 M€ en année pleine.

Lors d'une réunion interministérielle qui s'est tenue le 23 juin 2011, la création de 44 postes, se décomposant en 22 emplois d'experts pour l'IRSN et 22 emplois pour l'ASN sous forme de mise à disposition de l'IRSN, a été décidée, ce qui explique le renforcement de 4 M€ du budget de l'ASN, sur le programme 181, décidé pour l'année 2012 suite à l'accident de Fukushima, et qui permettra en particulier à l'ASN de rembourser à l'IRSN ces mises à disposition, qui sont par ailleurs définies dans les conventions entre les deux organismes ; d'après la DGPR, à moyen terme, et peut être dès le triennal 2013-2015, il sera envisagé de diminuer le nombre de ces mises à disposition au profit d'embauches directes par l'ASN, en augmentant son plafond d'emplois et en diminuant d'autant celui de l'IRSN.

c) L'IRSN

- ***L'organisation et les missions***

L'IRSN a été créé par l'article 5 de la loi n° 2001-398 du 9 mai 1981 et son fonctionnement a été précisé dans le décret n° 2002-254 du 22 février 2002. Il est placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la défense, de l'environnement, de l'industrie, de la recherche et de la santé.

Les missions de l'institut sont, à l'exclusion de toute responsabilité d'exploitant nucléaire : la sûreté nucléaire ; la sûreté des transports de matières radioactives et fissiles ; la protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants ; la protection et le contrôle des matières nucléaires et la protection des installations

nucléaires et des transports de matières radioactives et fissiles contre les actes de malveillance.

Sa mission première consiste à mettre à la disposition des pouvoirs publics, mais aussi de tout autre demandeur public ou privé, français ou étrangers, une capacité d'expertise de référence tant en matière de sûreté et de sécurité nucléaires, que de protection contre les rayonnements ionisants. En particulier, elle apporte son appui technique à l'ASN.

La mission de recherche publique confiée à l'IRSN poursuit deux objectifs : lui permettre de disposer d'une capacité d'expertise et faire progresser la sûreté par les questionnements et résultats de cette recherche. L'IRSN spécialise son questionnement de recherche vers l'élaboration de méthodes permettant de comprendre les incertitudes associées aux risques étudiés, d'apprécier les marges de sûreté disponibles par des voies indépendantes de celles proposées par les exploitants, et d'évaluer les situations créées par des accidents allant au delà des « scénarios de dimensionnement » retenus par les exploitants et acceptés par les autorités publiques. Une grande partie de cette recherche expérimentale est menée en collaboration avec des partenaires extérieurs, français et étrangers.

- ***Les moyens***

L'IRSN dispose en 2010 d'un effectif total de 1 768 agents (y compris 62 mises à disposition dont 44 au profit de l'ASN), répartis sur onze sites.

Les activités d'expertise en soutien aux pouvoirs publics sont financées par les subventions versées à l'IRSN dans le cadre du programme 190 ; ainsi, en 2010, les crédits dédiés à l'appui technique à l'ASN s'élevaient à 78 M€[28]. Conformément aux dispositions de la loi TSN de 2006, l'ASN est consultée sur le niveau de financement approprié pour ces actions. Une convention entre l'IRSN et l'ASN, également prescrite par cette loi, précise les modalités selon lesquelles l'ASN oriente l'utilisation de ces moyens, en fonction de ses besoins opérationnels. Chaque année, un « protocole » ASN/IRSN donne un cadre précis et hiérarchisé aux interventions attendues en termes d'appui technique.

[28] A partir de 2011, une partie de cette subvention est remplacée par une contribution due par les exploitants d'INB, à compter de l'autorisation de l'installation jusqu'à sa radiation de la liste des INB. Cette contribution s'élève à 30 M€ en 2011, la subvention du programme 190 passant à 45,3 M€, et à 48,4 M€ en 2012.

L'action n° 11-02 « Recherche dans le domaine des risques » du programme 190 « Recherche dans les domaines de l'énergie, du développement et de l'aménagement durables » de la mission « recherche et enseignement supérieur », est pilotée par la DGPR. Elle a pour but de développer la connaissance des risques industriels tels que les rayonnements ionisants ou les substances toxiques, par les travaux de recherche de l'IRSN notamment. Les résultats obtenus permettent d'optimiser les systèmes de prévention des risques, et de renforcer la qualité des activités d'expertise, en appui aux pouvoirs publics.

Le financement de l'IRSN en 2010

En M€	**2010***	**%**	**2011***	**%**	**2012****	**%**
Subvention programme 190 *dont appui à l'ASN*	243,8 *78,1*	73 %	212,2 *46,4*	67 %	205,0 *46,4*	66 %
Contribution additionnelle/taxe INB *dont appui à l'ASN*	0		33,4 *30,0*	11 %	48,4 *37,6*	16 %
Subvention programme 212	3,4	1 %	3,3	1 %	3,3	1 %
Autres financements d'origine française d'origine étrangère	79,5 6,6	24 %	65	21 %	53	17 %
Total ***dont appui à l'ASN***	**333,3** ***78,1***	**100 %**	**313,9** ***76,4***	**100 %**	**309,7** ***84***	**100 %**

Source : IRSN et DGPR
** Réalisations* *** Prévisions du budget 2012 de l'IRSN*

Les montants des crédits publics rattachables à la production d'électricité nucléaire ne relèvent que du programme 190 (243,8 M€ en 2010), le programme 212 étant destiné aux activités de défense. Pour éviter les doubles comptes, il faut en soustraire les crédits de l'IRSN consacrés à la recherche et déjà pris en compte à ce titre dans la partie II-A précédente, soit 115 M€. Il reste donc **129 M€,** dont 78 M€ sont destinés aux travaux avec l'ASN.

d) L'OPECST et le contrôle parlementaire

Le domaine nucléaire, comme toutes les activités publiques, fait l'objet d'un contrôle du Parlement qui l'exerce par ses commissions permanentes à l'occasion d'auditions des dirigeants des entreprises ou des organismes du secteur, ou dans le cadre de l'examen des avis budgétaires ; par ailleurs, les lois qui régissent le secteur de l'énergie

nucléaire font l'objet, comme les autres, d'un travail préalable en commission.

Dans ce cadre, un organe spécifique du Parlement, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), créé par la loi du 8 juillet 1983, a pour mission d'informer le Parlement des conséquences des choix à caractère scientifique et technologique afin, notamment, d'éclairer ses décisions. Dans ce but, il recueille des informations, met en œuvre des programmes d'études et procède à des évaluations. Il est composé de dix huit députés et de dix huit sénateurs et est assisté d'un conseil scientifique constitué de vingt-quatre personnalités de haut niveau, choisies en raison de leur compétence.

Ses sujets d'étude s'étendent à l'ensemble des domaines scientifiques et technologiques et portent essentiellement sur l'énergie, l'environnement, les nouvelles technologies et les sciences de la vie. A la suite des saisines des autorités du Parlement et en vertu de l'application de dispositions législatives fixant les modalités particulières du contrôle parlementaire sur la filière nucléaire[29], il suit très régulièrement le domaine du nucléaire et produit une dizaine de rapports par an, dont au moins un est consacré au domaine nucléaire. Il est en particulier intervenu très régulièrement sur les problématiques de gestion des déchets et de contrôle de la sûreté et de la sécurité. En outre, la loi lui confie l'évaluation du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), mis à jour tous les 3 ans par le gouvernement.

A la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima le 11 mars 2011, le rapport d'étape de la mission parlementaire sur la sécurité nucléaire, réalisé en juin 2011, sur la place de la filière et son avenir, formule une série de recommandations, notamment concernant le recours aux cascades de sous-traitance. Le rapport définitif, déposé le 15 décembre 2011, analyse trois scénarios d'évolution du mix énergétique.

Il n'est pas possible, au sein des dépenses de l'Office (environ 500 K€ annuel) d'isoler celles qui concernent le thème nucléaire.

[29] Par exemple la procédure de présentation au Parlement des rapports annuels de l'ASN.

d) LE HCTISN

Le Haut comité à la transparence et à l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) a été créé par la loi TSN du 13 juin 2006. Il a été installé le 18 juin 2008. Il s'agit d'une *« instance d'information, de concertation et de débat sur les risques liés aux activités nucléaires et l'impact de ces activités sur la santé des personnes, sur l'environnement et sur la sécurité nucléaire ».*

Afin de mener à bien cette fonction, le Haut comité émet des avis, qu'il rend publics. Il a la liberté de se saisir de toute question relative à l'accessibilité de l'information en matière de sécurité nucléaire et de proposer toute mesure de nature à garantir ou à améliorer la transparence en matière nucléaire ; il peut faire réaliser des expertises nécessaires à l'accomplissement de ses missions et organiser des débats contradictoires.

Le Haut comité est composé d'une quarantaine de membres au 31 décembre 2010, répartis en sept collèges : des parlementaires, des représentants des commissions locales d'information, des représentants d'associations de protection de l'environnement et de la santé publique, des représentants des personnes responsables d'activités nucléaires, des représentants d'organisations syndicales de salariés représentatives, des personnalités qualifiées, des représentants des services de l'Etat, de l'ASN, de l'IRSN.

Le Haut comité est hébergé dans les locaux de la DGPR et le secrétariat est assuré par un agent de la MSNR. Les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget de l'Etat (programme 181 « Prévention des risques ») et s'élèvent à 150 000 € en loi de finances initiale 2011. Ce budget couvre essentiellement les frais de déplacements des participants aux réunions.

e) L'ANCCLI et les CLI

Les commissions locales d'information (CLI) ont longtemps fonctionné sans base légale. Toutefois, dès 1981, le Gouvernement, par circulaire, a facilité la mise en place auprès de chaque grand équipement énergétique d'une commission d'information. Le 5 septembre 2000, l'Association Nationale des Commissions Locales d'Information (ANCLI) a été créée afin de fédérer les 30 CLI existantes.

La loi TSN du 13 juin 2006, a donné un statut législatif à ces commissions, en son article 22 *« I.-Auprès de tout site comprenant une ou plusieurs installations nucléaires de base telles que définies à l'article 28 est instituée une commission locale d'information chargée d'une mission générale de suivi, d'information et de concertation en matière de sûreté*

nucléaire, de radioprotection et d'impact des activités nucléaires sur les personnes et l'environnement pour ce qui concerne les installations du site. La commission locale d'information assure une large diffusion des résultats de ses travaux sous une forme accessible au plus grand nombre ».

En 2009, l'ANCLI devient l'ANCCLI et regroupe désormais les comités (créés auprès des laboratoires souterrains) et les commissions locales d'information. Elle dispose d'une assemblée générale, d'un conseil d'administration, d'un comité scientifique, d'un comité consultatif et de groupes permanents. Elle travaille en étroite collaboration avec l'IRSN. Ses ressources sont constituées des cotisations des CLI adhérentes et des subventions qui lui sont accordées par l'Union Européenne, l'Etat (sous la forme d'une subvention de l'ASN de 300 k€) et les collectivités territoriales.

Parallèlement aux ressources de l'ANCCLI, jusqu'à maintenant, les CLI sont financées par les collectivités territoriales et par l'ASN (377 k€ en 2010). Leur budget en 2009 s'élevait à 600 K€[30], ce qui est modeste compte tenu de leur mission d'intérêt général d'information du public. Par ailleurs, l'article 22 de la loi TSN prévoit la possibilité pour les CLI de recevoir une partie du produit de la taxe sur les installations nucléaires de base, instituée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000 (n° 99-1172 du 30 décembre 1999), mais cette possibilité n'est pas mise en œuvre actuellement.

3 - Total des dépenses publiques de sécurité, sûreté et transparence

Compte tenu des analyses précédentes, le montant des dépenses de sécurité, sûreté et transparence relatives à la production d'électricité nucléaire et financées sur crédits publics est estimé à **230 M€ en 2010**.

Comme indiqué précédemment, une partie de ce total résulte d'estimations parfois peu précises par manque d'éléments chiffrés disponibles. Seuls sont comptabilisés les montants significatifs qui concernent la gendarmerie nationale, la sécurité civile, l'ASN et l'IRSN, étant précisé que le budget de l'ASN supporte les subventions destinées à l'ANCCLI et aux CLI et que les crédits d'expertise de l'IRSN mis à disposition de l'ASN sont comptabilisés dans le budget de l'IRSN. En ce

[30] Sans compter les coûts correspondant à la mise à disposition de chargés de mission à temps partiel par les collectivités (en général les conseils généraux) pour les CLI qui n'ont pas de personnalité juridique.

qui concerne ce dernier, on ne prend pas en compte les subventions de recherche qui sont comptabilisées dans la partie II-A consacrée aux activités de R&D.

Ces éléments sont complétés par le montant de la contribution de la France au budget de l'AIEA dans le cadre du programme 105 de la LOLF « Action de la France en Europe et dans le monde », qui s'élève à 16 M€ en 2010.

Sécurité, sûreté, transparence : crédits publics 2010*

En 2010	**En M€**
Gendarmerie nationale : surcoûts non remboursés par les exploitants	4
Sécurité civile : estimation du coût annuel yc. comprimés d'iode -	13
ASN (LFI 2010 hors IRSN)	68
IRSN (LFI 2010, hors recherche)	129
Contribution AIEA (PLF 2010)	16
Total	**230**

Source : Cour des comptes
** seuls sont comptabilisés les crédits publics de l'Etat ; les dépenses des collectivités territoriales, notamment au profit des CLI, ne sont pas comptabilisées.*

CONCLUSION – DEPENSES COURANTES

Les dépenses courantes annuelles liées à la production électronucléaire peuvent être classées en deux grandes catégories :

- *les dépenses directement liées à la production et que l'on trouve dans les comptes de l'exploitant EDF s'élèvent à **8 954 M€ en 2010** pour une production de 407,9 TWh. Entre 2008 et 2010, elles ont augmenté de 11 %. Ramenées à la production, elles représentent **22 €/MWh** en 2010 (+ 14 % entre 2008 et 2010). Le poste le plus important est celui des dépenses de personnel (30 %), suivi par les combustibles (23,8 %) et les consommations externes (comprenant les charges de maintenance) avec 23,3 % des charges d'exploitation ;*
- *les dépenses financées par des crédits publics et qui n'existeraient pas sans production électronucléaire ; ces dépenses de recherche (414 M€) mais aussi liées à la sécurité et à la sûreté (230 M€) s'élevaient au total à environ **644 M€ en 2010** ; on peut les rapprocher du montant de la taxe sur les INB versée au budget de l'Etat par les exploitants qui représentait 580 M€ en 2010[31]. On peut considérer que cette taxe, spécifique au secteur nucléaire, est destinée à couvrir les dépenses publiques qui lui sont attachées[32]. On constate que les ordres de grandeur sont voisins[33].*

[31] Hors taxes additionnelles reversées aux bénéficiaires désignés par la loi, notamment l'ANDRA, qui n'est pas comptabilisée dans les dépenses de recherche publique.

[32] Cette taxe, créée en 2000, remplace une redevance qui finançait les dépenses de sûreté de l'ASN et de l'IRSN, mais pas les dépenses de recherche. L'annexe 9 montre sa forte augmentation depuis 2000 (multiplication par 4,5 en € courants entre 2000 et 2010).

[33] Les exploitants nucléaires sont soumis, en outre, à la fiscalité de droit commun dont on considère qu'elle est destinée au financement des dépenses publiques « de droit commun », comme pour toutes les autres entreprises. Par ailleurs, le montant du dividende d'EDF étant le résultat de l'intégralité de son activité et étant très directement fonction des tarifs fixés par l'Etat, il n'est pas pris en compte dans le raisonnement mais il ne doit pas être oublié.

Chapitre III

Les dépenses futures

La production d'électricité nucléaire a pour particularité qu'une partie de ses coûts est reportée après la période de production elle-même ; en outre, le calendrier et l'ampleur de ces dépenses futures sont encore souvent mal connus et leur chiffrage repose sur de nombreuses hypothèses. Aussi, ce chapitre vise-t-il essentiellement à identifier et à chiffrer ces dépenses futures qui seront des conséquences de la production actuelle d'électricité nucléaire.

L'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires distingue plusieurs catégories de charges futures :

- le démantèlement des installations à la fin de leur exploitation ;
- la gestion des combustibles usés ;
- la reprise et le conditionnement de déchets anciens, la gestion à long terme de colis de déchets radioactifs, la surveillance après fermeture des stockages, les trois dernières catégories pouvant être regroupées autour du thème de la gestion des déchets.

L'évaluation des charges brutes de ces trois types de dépenses est un exercice complexe, reposant sur de très nombreuses hypothèses, sachant que, pour une partie significative des actions à mener, il n'y a pas ou peu de références passées, ni d'expériences étrangères parfaitement comparables.

L'article 20 de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs oblige les exploitants nucléaires à évaluer de « *manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ou, pour leurs installations de*

stockage de déchets radioactifs, leurs charges d'arrêt définitif, d'entretien et de surveillance. Ils évaluent de la même manière, en prenant notamment en compte l'évaluation fixée en application de l'article L. 542-12 du code de l'environnement, les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs. »

L'article 2 du décret du 23 février 2007, pris en application de cette loi, a posé les principes qui doivent présider à l'évaluation de ces charges : l'analyse des différentes options raisonnablement envisageables, le choix d'une stratégie de référence, la prise en compte des incertitudes techniques résiduelles, des aléas de réalisation et du retour d'expérience.

Les exploitants se livrent en conséquence à des exercices d'évaluation de leurs charges selon des modalités propres à leurs activités et moyens et inscrivent dans leurs comptes le montant actualisé des charges qu'ils auront à supporter en raison du décalage dans le temps de leur réalisation.

I - Le démantèlement des installations nucléaires

A - Qu'est-ce que le démantèlement ?

Le démantèlement des installations nucléaires vise à en réduire la pollution, radioactive ou non, jusqu'à des niveaux considérés comme étant sans risque pour l'homme et l'environnement, compte tenu des prévisions de réutilisation des sites ou bâtiments et en l'état de la réglementation. En France, ce sont les exploitants nucléaires qui ont la responsabilité de mener l'ensemble des opérations nécessaires, dont l'ampleur dépendra de l'utilisation future du site. Ces opérations sont complexes et longues, avec des échéances parfois lointaines qui nécessitent la mise en œuvre par les exploitants de véritables stratégies techniques et financières.

Les lois de 2006[34] ainsi que le décret de 2007[35] ont modifié le dispositif juridique antérieur[36], dans le sens d'un meilleur suivi et

[34] Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire et loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir annexe 7).
[35] Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle au titre de la sûreté nucléaire du transport de substances radioactives (voir annexe 7).

encadrement des opérations de démantèlement, notamment en termes de sûreté nucléaire. Comme toutes les étapes de la vie d'une installation nucléaire de base, la mise à l'arrêt et les opérations de démantèlement doivent être autorisées par un décret pris par le Gouvernement après avis de l'ASN. Le déclassement est l'opération administrative qui consiste à supprimer l'installation de la liste des « installations nucléaires de base ».

Depuis 2007, chaque exploitant a l'obligation d'établir un plan de démantèlement de ses installations, dont une version mise à jour doit être adressée à l'autorité administrative au moins trois ans avant la date envisagée pour la mise à l'arrêt définitif. Le plan doit préciser non seulement les modalités d'exécution des opérations afférentes, notamment le délai entre l'arrêt d'exploitation et le début du démantèlement, mais aussi celles de remise en état et de surveillance du site. L'exploitant y justifie enfin l'état final[37] dans lequel il envisage de laisser le site.

En France, les exploitants d'installations nucléaires de base ont tous souscrit au principe du démantèlement immédiat[38] des installations, à savoir l'engagement des opérations de démantèlement dès l'arrêt de l'installation, sans période d'attente. Recommandée par l'ASN, pour laquelle « *cette stratégie permet notamment de ne pas faire porter le poids des démantèlements sur les générations futures, tant sur les plans technique que financier* », elle permet également de conserver la compétence et la mémoire du personnel qui a travaillé sur le site avant l'arrêt de l'installation. Cela ne signifie pas pour autant que la durée du démantèlement soit courte ; au contraire, les difficultés inhérentes à de tels chantiers les font souvent, parfois très largement, dépasser la décennie.

Le tableau ci-dessous présente le poids comparé des charges de démantèlement telles que calculées par les trois exploitants nucléaires

[36] Pour une présentation du dispositif antérieur, se reporter au rapport de la Cour des comptes de janvier 2005 sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs.

[37] L'annexe 10 précise les choix faits par chaque opérateur.

[38] Les deux autres possibilités identifiées par l'AIEA sont (i) le démantèlement différé : Les parties de l'installation contenant des substances radioactives sont maintenues ou placées dans un état sûr pendant plusieurs décennies avant que les opérations de démantèlement ne commencent et (ii) le confinement sûr : les parties de l'installation contenant des substances radioactives sont placées dans une structure de confinement renforcée durant une période telle qu'elle permette d'atteindre un niveau d'activité radiologique suffisamment faible en vue de la libération du site - Source : *rapport annuel 2010 de l'ASN*.

principaux français pour leur activité civile en France au 31 décembre 2010.

Les charges brutes de démantèlement

M€ 2010	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	20 902,9	66 %
AREVA	7 108,4	22 %
CEA civil	3 911,2	12 %
Total	**31 922,5**	100 %

Source : Cour des comptes

B - L'évaluation des charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF

Les charges de démantèlement d'EDF sont essentiellement constituées des charges relatives au parc des réacteurs en exploitation.

Charges de démantèlement des installations nucléaires d'EDF

Au 31/12/2010	En M€ 2010	Nombre d'installations
Installations en exploitation	18 398,5	62
Installations arrêtées (1)	2 504,4	12
Total	**20 902,9**	**74**

Source : Cour des comptes

(1) : il s'agit des restes à payer et non du coût total du démantèlement de ces installations

1 - Le programme de démantèlement des installations arrêtées

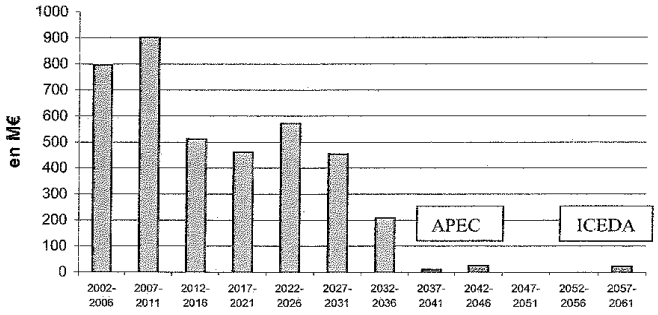
a) Le coût global du programme

Au 31 décembre 2010, 12 installations nucléaires de base sont intégrées dans ce programme de démantèlement dit « de première génération » ; il s'agit des neuf réacteurs composant le parc de

1ère génération stricto sensu[39] qui sont définitivement mis à l'arrêt et sont en cours de démantèlement. Trois installations annexes, arrêtées, en construction ou encore en exploitation sont également concernées : les silos de St-Laurent servant pour l'entreposage des déchets FAVL de la centrale, l'atelier pour l'entreposage du combustible (APEC) essentiellement constitué d'une piscine destinée à recueillir le combustible évacué de Superphénix, et l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA). Cette dernière, en cours de construction sur le site de Bugey, est destinée à accueillir, fin 2013 - début 2014, les déchets MAVL issus du démantèlement des réacteurs arrêtés et en exploitation, ainsi que, à titre d'entreposage tampon, les déchets produits par le démantèlement de Bugey 1[40].

Les neufs réacteurs sont de quatre technologies différentes. Les coûts de démantèlement sont dès lors difficilement comparables, tant les caractéristiques techniques des enceintes ou des composants situés au plus près des combustibles sont différentes. Ainsi, d'après les derniers devis disponibles, le coût de démantèlement du réacteur de technologie REP (réacteur à eau pressurisée) de Chooz A représenterait 68 % du coût moyen de celui des réacteurs « graphite-gaz » et 59 % de celui de Brennilis (eau lourde).

Echéancier prévisionnel des charges



Source : EDF

[39] Voir chapitre I – I-A-1 pour la composition de ce parc de réacteurs.

[40] Les travaux de construction ont été interrompus par EDF en janvier 2012 à la suite d'un jugement du tribunal administratif de Lyon qui a annulé le permis de construire de l'installation.

Sur un **coût total de démantèlement (réacteurs et installations annexes) estimé à 4 Md€$_{2010}$**, les **restes à payer à fin 2010 s'élèvent à 2,5 Md€$_{2010}$**, compte tenu de l'échéancier des charges de démantèlement des installations arrêtées présenté dans le graphique précédent.

On constate que le total des devis de démantèlement des seuls réacteurs, hors Superphénix (environ 2,65 Md€$_{2010}$) représente environ 43 % de leur coût de construction tel qu'il a été rappelé au chapitre I (6,1 Md€$_{2010}$, coût overnight + intérêts intercalaires).

b) Les éléments de calcul des devis de démantèlement

Les coûts de ces démantèlement sont estimés par EDF sous la forme de devis établis et révisés régulièrement à partir de l'ensemble des données techniques, financières et contractuelles disponibles au moment où ils sont faits. D'une révision à l'autre, les informations tirées des chantiers en cours de démantèlement sont, selon les cas, extrapolées lorsque cela est possible ou cantonnées au chantier concerné si elles sont spécifiques.

Ainsi, les coûts d'ingénierie, de travaux, de site et de déchets[41] sont évalués à partir de données recueillies dans les années précédentes et en cours. S'agissant des travaux, le retour d'expérience des opérations de démantèlement partiel des centrales déjà réalisées est utilisé par EDF, notamment celui de Brennilis, sauf en ce qui concerne le bloc réacteur qui est unique et spécifique en France ; quant aux devis des tranches « graphite-gaz », ils sont calculés par extrapolation des coûts recueillis et estimés pour Bugey 1.

D'après EDF, une grande partie des composants de coûts des travaux, des colis de déchets et des études, avant-projets notamment, sont aujourd'hui fiabilisés et la plupart des constantes de temps, délais administratifs et achats seraient connus. Pourtant l'analyse de l'évolution des devis conduit à considérer avec prudence les coûts présentés.

[41] *Charges d'ingénierie* : coût de main-d'œuvre EDF siège et prestations sous traitées, maîtrise d'ouvrage et maîtrise d'œuvre assurées par EDF (études, surveillance chantiers) ; *charges des travaux* : facturation des entreprises (études de réalisation et travaux proprement dits, y c. coûts d'ingénierie et de conception et de réalisation) ; *charges déchets* : colis vides, transport ; *charges de site* : exploitation et contrôle de l'évacuation des déchets, coûts fixes (yc. taxes autres que INB).

c) L'évolution des devis

Les premiers devis ont été établis en 2001, révisés en 2003, puis 2006 et 2008. La prochaine révision devrait être réalisée en 2012.

En apparence, dans une approche globale et en euros constants 2010, le devis total n'a augmenté que de 1,3 % entre 2001 et 2008, mais cela est essentiellement dû à un changement de périmètre qui a provoqué la baisse constatée entre 2003 et 2006, les charges liées au stockage des déchets ayant été comptablement sorties de la provision pour démantèlement.

A périmètre constant, hors prise en compte de l'APEC et d'ICEDA, l'augmentation constatée entre 2006 et 2008 atteint 17,3 %.

Devis de démantèlement des installations de 1ère génération

Installations	Type	Puissance en (MW)	Mise en service	Date d'arrêt	Fin déman-tèlement (1)	Devis 2001 en M€ 2001	Devis 2003 en M€ 2003	Devis 2006 en M€ 2006	Devis 2008	
									M€ 2008	En M€ 2010
Chinon A1	réacteurs UNGG	70	1963	1973	2035	694,7	649,0	586,5	810,0	820,4
Chinon A2		200	1965	1985	2034					
Chinon A3		480	1966	1990	2031					
St Laurent A1		480	1969	1990	2036	822,1	733,0	614,8	803,0	813,3
St Laurent A2		515	1971	1992	2031					
St Laurent silos	entrepôt				2025					
Bugey 1	UNGG	540	1972	1994	2026	348,4	373,0	289,9	412,0	417,3
Brennilis	Eau lourde	70	1967	1985	2023	254,0	260,0	265,6	373,0	377,8
Chooz A	REP	300	1967	1991	2019	245,1	224,0	216,5	220,0	222,9
Creys-Malville	Super-phénix	1 200	1986	1997	2026	941,6	952,0	912,4	943,0	955,1
Total €courants						3 305,9	3 191,0	2 885,7	3 561,0	3 606,8
Total €2010						**3 886,8**	**3 598,4**	**3 074,6**	**3 606,8**	

APEC	Entre-posage Creys		2000	2039	2046				36,0	36,5
ICEDA	Entre-posage			N/A				240,8	291,0	294,7
Total €courants						3 305,9	3 191,0	3 126,5	3 888,0	3938
Total €2010						**3 886,8**	**3 598,4**	**3 331,2**	**3 938,0**	

Source : Cour des comptes sur la base des données EDF

(1) : planning du dernier devis mis à jour en 2008 qui a été en partie revu depuis cette date

S'agissant spécifiquement des réacteurs, les devis de démantèlement ont connu, hors inflation, des évolutions très différentes entre 2001 et 2008 : celui de Chooz A, réacteur préfigurant la série REP 900 mais de plus petite taille (300 MW), a diminué de 23 %, celui de Superphénix de 14 % et celui des réacteurs « graphite-gaz de Chinon et Saint Laurent de 7 % alors que celui de Brennilis (réacteur à eau lourde) a augmenté de 26 %.

Le tableau ci-dessous montre que les disparités des évolutions sont fortes entre catégories de coût.

Evolution du devis des réacteurs de 1ère génération en € constants

Brennilis	**2008/2001**	**UNGG**	**2008/2001**	**Superphénix**	**2008/2001**	**Chooz A**	**2008/2001**
Ingénierie	0	Ingénierie	- 34 %	Ingénierie	- 34 %	Ingénierie	- 16 %
Travaux	+ 53 %	Travaux	+ 64 %	Travaux	- 27 %	Travaux	- 30 %
Déchets	- 75 %	Déchets	- 73 %	Déchets	- 89 %	Déchets	- 65 %
Site	+ 123 %	Site	+ 6 %	Site	+ 234 %	Site	+ 24 %
Total	**+ 26 %**	**Total**	**- 7 %**	**Total**	**- 14 %**	**Total**	**- 23 %**

Source : Cour des comptes ; données EDF

Les variations des devis ont des causes d'ordre administratif liées, d'une part, au report de 2013 à 2019 de l'ouverture du centre de stockage de déchets graphites et de déchets radifères (FAVL) qui, en raison des délais de recherche de sites puis du retrait des candidatures des communes pressenties pour l'accueillir, a décalé les calendriers de démantèlement de Bugey 1 de cinq ans et ceux des autres tranches « graphite-gaz » de dix ans, entraînant de facto une hausse des coûts d'ingénierie et de site. D'autre part, l'annulation par le Conseil d'État pour vice de forme du décret autorisant le démantèlement de Brennilis a entraîné des hausses liées au report du chantier et des coûts d'études supplémentaires en vue de l'obtention d'un nouveau décret. D'autres raisons des hausses constatées sont d'ordre industriel et sont liées notamment à l'identification de surcoûts significatifs dans les travaux à mener. Ainsi, par exemple, EDF a intégré en 2008, dans le devis de démantèlement de Bugey 1, un surcoût probable de 103 M€$_{2008}$ à la suite d'une nouvelle étude, ce qui a conduit, par extrapolation, à augmenter les charges de Saint Laurent A (+ 137 M€$_{2008}$) et de Chinon A (+ 185 M€$_{2008}$).

S'agissant des démantèlements des réacteurs de Chooz A et de Superphénix à Creys-Malville, les devis n'ont pas connu de dérive depuis 2001 et la part travaux du réacteur de Chooz A a connu une diminution

dans les estimations, ce qui pourrait être considéré comme un signe positif pour le démantèlement du parc de REP en exploitation. Mais il ne faut pas oublier qu'il ne s'agit là que des devis estimatifs et non des coûts réels d'opérations qui ne sont pas encore menées.

Ainsi, un rapport d'audit interne d'EDF du 31 mars 2011 constate les difficultés techniques et les lourdeurs dans les processus administratifs précités et attire en outre l'attention sur la consommation plus rapide que prévue des budgets de Chooz A et de Superphénix par rapport à l'avancement des opérations, ce qui signifie que les devis 2012 de ces deux opérations seront probablement supérieurs aux montants des devis actuels, dans des proportions aujourd'hui non chiffrables.

Enfin, la suspension des travaux de construction d'ICEDA pourrait avoir des conséquences, ni connues ni chiffrées précisément à ce jour, non seulement sur le coût du projet mais aussi sur les devis de démantèlement des réacteurs de première génération. En effet, en raison du report, voire de l'impossibilité définitive du stockage dans cette installation des déchets MAVL issus du démantèlement de ces derniers, tel qu'il était prévu à compter de 2014, les chantiers de démantèlement pourraient être retardés, entraînant de fait des coûts supplémentaires de sites, d'ingénierie, voire de travaux si d'autres solutions d'entreposage devaient être trouvées.

d) La prise en compte des aléas et incertitudes

L'évolution des devis et celle du coût réel des travaux montrent que les estimations des devis présentent de nombreuses incertitudes, ce qui est normal compte tenu de l'absence de précédents concernant les opérations à chiffrer.

Aussi est-il dommage que ces devis ne soient pas présentés avec des marges d'incertitude qui permettraient de mieux en mesurer la portée. D'ailleurs l'ASN recommande[42], pour les projets de démantèlement avancés, non seulement de préciser les méthodes d'évaluation des incertitudes mais aussi de préciser les principaux aléas avec leur effet financier pour chaque installation.

Ceci serait pourtant relativement aisé puisqu'EDF utilise une méthode qui consiste à calculer des fourchettes de coûts pour l'ensemble des paramètres et à leur affecter des probabilités de réalisation. EDF

[42] Courrier de l'ASN adressé à la DGEC faisant suite à l'émission par chaque exploitant du second rapport triennal en application de l'article 20 de la loi de 2006 - n° CODEP-DRC 2011-011599 du 3 mars 2011

chiffrait ainsi en 2008 la fourchette d'incertitude à +/-120 M€$_{2006}$ (+/-3 %) du montant du devis global de 2006. Or, les évolutions des coûts par modules retracées supra pour les réacteurs mettent en évidence que chaque module de chaque réacteur ou type de réacteurs a connu une évolution très spécifique, rendant très hypothétique toute approche globale des aléas et incertitudes sur le parc.

Pourtant EDF n'intègre pas cette fourchette ni ce taux dans ses devis ; elle préfère s'en tenir aux évaluations de coûts dits « secs », qui sont, à son avis, le reflet des meilleures connaissances du moment, considérant que leur révision régulière limite de façon significative les effets de ce choix.

2 - Le programme de démantèlement des installations en cours d'exploitation

a) Le coût global du programme

Le parc des centrales d'EDF en exploitation en France présente plusieurs particularités qui influent directement sur l'évaluation des charges de leur démantèlement. Les 58 réacteurs concernés sont de technologie à eau pressurisée (REP), la durée de fonctionnement retenue pour le calcul est de 40 ans et les dates finales de leur démantèlement s'étendent de 2035 à 2057.

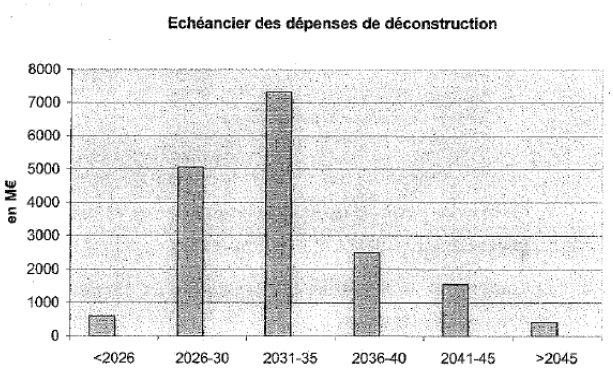
Quatre installations qui ne sont pas des réacteurs sont associées au programme de démantèlement : deux magasins interrégionaux d'entreposage du combustible neuf (MIR Chinon et Bugey), une base de maintenance nucléaire (base chaude opérationnelle de Tricastin) et l'atelier de traitement des matériaux irradiés (AMI) à Chinon.

Comme indiqué précédemment, le principe retenu est celui du démantèlement immédiat des tranches arrêtées et déchargées de leur combustible. Néanmoins, en raison de la technicité des opérations, les opérations de démantèlement d'une tranche s'étalent, dans l'étude Dampierre 2009, sur 15 années[43] (soit 19 ans pour le démantèlement d'un site de 4 tranches) à compter de l'arrêt de la première tranche. Le point

[43] Précédée d'une phase préparatoire de 4 à 5 ans pendant les dernières années de production. 5 ans pour les phases de cessation définitive d'exploitation, de mise à l'arrêt définitif et de travaux préparatoires ; 7 ans pour les travaux de démantèlement du bâtiment réacteur ; 3 ans pour les travaux de fin de démantèlement hors bâtiment réacteur et assainissement ; 2 ans pour la démolition ; ces phases sont partiellement réalisées en parallèle.

moyen (barycentre) des dépenses se situe à 8 ans[44] après l'arrêt. Cette notion est importante pour le calcul des charges actualisées.

Les charges futures s'élèvent à **18,4 Md€$_{2010}$ au 31 décembre 2010** et devraient s'étaler selon l'échéancier présenté dans le graphique suivant.



Source : EDF – Valeur des charges à fin 2009

On constate que le total des devis de démantèlement représente 19 % du coût de construction des centrales concernées (96 Md€$_{2010}$, coût overnight + intérêts intercalaires).

b) L'évaluation des charges : la méthode des « coûts de référence »

Historiquement, l'évaluation des charges de démantèlement du parc en exploitation reposait sur une étude réalisée en 1979 par la commission PEON (commission pour la production d'électricité d'origine nucléaire). Elle avait recommandé que le coût complet d'investissement des parties nucléaires des centrales REP de 900 MW serve de référence à l'estimation de la charge du démantèlement. De façon pratique, le calcul des charges reposait sur l'application d'un « coût de référence », exprimée en F/kW, à la puissance installée de chaque tranche.

Une étude du ministère de l'industrie et du commerce a confirmé le calcul en 1991 et aujourd'hui, les charges de démantèlement du parc sont encore évaluées par EDF par application du coût de référence, actualisé

[44] EDF retient 9 ans pour le calcul de ses provisions sur la base du coût de référence Péon. Cette option réduit l'écart entre le résultat de la méthode historique et le devis Dampierre.

au taux d'inflation constatée jusqu'en 2001 inclus puis à 2 % l'an. Il s'élève en 2010 à 291,28 €/kWinstallé, hors déchets[45].

Jusqu'en 1991, le montant des charges ainsi calculées représentait 16 % du coût complet des investissements des centrales nucléaires REP. En 1991, le taux a été réévalué à 15 % sans que l'assiette des investissements soit clairement identifiée.

Aujourd'hui, le coût de démantèlement calculé avec la méthode « des coûts de référence » représente environ 22 % du coût de construction « overnight » des 58 réacteurs REP. Si l'on intègre les intérêts intercalaires, tels que calculés au chapitre I-I-B[46], cette proportion passe à 19 %.

Les charges de démantèlement ainsi calculées (18 118 M€$_{2010}$) sont ensuite augmentées du devis prévisionnel du coût du démantèlement et du traitement des générateurs de vapeur déjà remplacés et des quatre autres installations intégrées au programme, soit respectivement 197,3 M€ et 83,2 M€. Le total atteint donc **18 398,5 M€$_{2010}$**.

Ce calcul, que l'on peut qualifier d'historique, présente une faiblesse certaine puisqu'il ne repose pas sur un calcul réel ni sur une analyse précise du démantèlement d'une centrale d'EDF. La Cour des comptes avait déjà noté en 2005[47] qu'« *en réalité, le chiffre de 15 % lancé, dès l'origine, comme une référence ne résultait pas lui-même d'études très approfondies* ». Ce calcul du coût de référence appliqué aux puissances des réacteurs est certainement très simplificateur.

c) La « méthode Dampierre »

Aussi, de 1996 à 1999, EDF a-t-elle mené une étude, dite Dampierre 98 (ou DA98), destinée à valider les évaluations retenues pour le traitement comptable des provisions, en s'appuyant sur la réalité de paramètres chiffrés. Elle a ainsi évalué le coût de démantèlement d'une centrale de quatre réacteurs REP de 900 MW, en l'occurrence celle de Dampierre, considérée comme représentative. La Cour des comptes notait

[45] La part gestion des déchets de démantèlement est désormais incluse dans la provision pour gestion à long terme des déchets. En 2008, le coût de référence s'élevait à 306€/kW y compris les déchets. Les analyses développées dans la suite du rapport seront réalisées sur un périmètre hors déchets sauf indication contraire.

[46] Selon EDF, le démantèlement représente près de 17 % de l'assiette du loyer économique (110,9 Md€) mais ce calcul présente l'inconvénient d'inclure dans l'assiette les coûts de démantèlement eux-mêmes ainsi que les intérêts intercalaires.

[47] *Rapport de la Cour des comptes de janvier 2005 sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs* – p.174.

alors en 2005[48] que «*les études très complètes réalisées montrent que les montants retenus pour le calcul de la provision sont « robustes »*.

Cette évaluation a été mise à jour en 2009, sous le nom de Dampierre 09 (ou DA09), pour, d'une part, intégrer les modifications réglementaires[49], techniques et économiques connues depuis 1998, ainsi que les retours d'expérience issus des programmes de démantèlement en cours, sur le parc de première génération d'EDF et sur le parc REP d'autres opérateurs aux Etats-Unis, et, d'autre part, examiner, par le processus d'évaluation présenté ci-après, la pertinence du calcul « historique », réalisé sur la base du coût de référence.

L'exercice réalisé en 2009 par EDF a reposé sur une mise à jour des paramètres de coûts de 1998 (coûts horaires moyens des agents EDF, coûts du recours à des technologies de démantèlement, etc.) en utilisant les valeurs de 2009 et les retours d'expérience d'opérations en cours ou passées.

EDF a notamment recouru aux informations tirées de la gestion des déchets (colisage, densité, etc.) et du démantèlement en cours de Chooz A, seul réacteur de technologie à eau sous pression en cours de démantèlement aujourd'hui en France. En effet, EDF considère que ce réacteur, malgré une puissance inférieure à celle des réacteurs du parc actuel et un certain nombre d'opérations qui lui sont spécifiques[50], présente toutes les caractéristiques des contraintes techniques que l'industriel rencontrera lors du démantèlement des autres réacteurs REP. Le retour d'expérience devrait être particulièrement utile en ce qui concerne le démantèlement du circuit primaire principal[51].

EDF a également eu recours à l'expérience acquise grâce aux opérations de construction des centrales, de remplacement des

[48] *Rapport de la Cour des comptes de janvier 2005 sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs* – p.175.

[49] Notamment l'instauration d'un unique décret pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement par paire de tranches. L'effet est un gain de 2 ans sur le planning pour un site 4 x 900 MW.

[50] Traitement des déchets d'exploitation stockés en cuve, reconstruction de certains systèmes et équipements arrêtés alors qu'ils auraient présenté un intérêt pour la déconstruction, décontamination unitaire des équipements (et non décontamination du circuit complet lors de l'arrêt définitif de la tranche, en utilisant les équipements existants comme pour le parc existant), écarts dimensionnels entre les cuves, cinématique déchets complexe (présence de galeries pour sortir des cavernes), manutention des générateurs de vapeurs compliquée, etc.

[51] Couvercle de cuve, cuve, tuyauterie, pompes et vannes, générateur de vapeur, pressuriseur, etc.

générateurs de vapeur et de démantèlement du parc de première génération.

Avec les données mises à jour, et sur la base d'une identification précise et détaillée des opérations à mener, les coûts de chaque opération sont évalués à l'aide de paramètres portant sur les quantités à traiter, les coûts unitaires et le temps de réalisation. Ces paramètres ont fait l'objet d'analyses de sensibilité pour tenir compte des incertitudes identifiées et déterminer des fourchettes de coûts sur la base de probabilités de réalisation.

L'étude n'a pas consisté à évaluer le coût de démantèlement des quatre tranches d'une centrale prise isolément, ce qui aurait occulté l'effet de parc. Au contraire, il s'est agi de calculer un devis pour un site de quatre réacteurs de 900 MW, intégré dans une série de 58 réacteurs à démanteler afin de tenir compte du volume du parc, de son homogénéité de conception et, en raison des dates probables d'arrêt des tranches, du délai resserré dans lequel les opérations de démantèlement seront réalisées. L'objectif est de calculer un coût dit « directement extrapolable » pour une centrale qui intègre une partie des coûts supportés par l'ensemble du parc et, également, un surcoût « tête de série », lui aussi lissé sur l'ensemble des tranches.

Sur la base de ces éléments, EDF a calculé un devis de démantèlement d'un site standard de quatre tranches de 900 MW directement extrapolable qui atteint 962 M€$_{2008}$ hors aléas, soit 240,5 M€$_{2008}$ par réacteur (1 058M€$_{2008}$ avec aléas, soit 264,5M€$_{2008}$ par réacteur).

Devis Dampierre 2009 (DA09) – site standard 4 x 900 MW

Catégories	**DA09 M€$_{2008}$**
Ingénierie	87
Site	62
Travaux	613
Déchets	200
Total démantèlement d'un site 4 x 900 MW	**962**
Aléas	96
Total avec aléas	**1 058**

Source : EDF

Cette base a ensuite été extrapolée aux autres centrales équipées de réacteurs 900 MW et aux paliers 1 300 MW et 1 450 MW pour tenir compte d'un « effet taille ». Le calcul DA09 aboutit finalement à un montant de charges brutes inférieur à celui du « coût de référence », actuellement appliqué par EDF.

Comparaison des résultats des méthodes de calcul des coûts de démantèlement

En M€ 2010	Méthode de calcul utilisée	
	Coût de référence	Dampierre 2009 y c. aléas
Charges brutes pour 58 réacteurs	18 118,0	17 474,6

Source : Cour des comptes

Ces résultats dépendent de choix techniques, notamment concernant les ratios de sensibilité des coûts et les abattements dans l'effet de série. Seuls des audits techniques propres au domaine nucléaire permettraient d'infirmer ou de confirmer les inventaires, les coûts et leurs marges d'incertitudes, le taux d'aléas et les choix des experts d'EDF dans l'exercice Dampierre 2009. En conséquence, même si l'ensemble de la démarche et les articulations des calculs semblent cohérents et justifiés, le montant des charges tel que calculé dans l'exercice DA09 ne peut être validé par la Cour des comptes qui n'a pas les compétences pour le faire.

Aussi les audits que la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)[52] doit mener d'ici à fin 2013 sont-ils indispensables pour apporter des éléments de validation, à condition que leurs analyses soient suffisamment détaillées et qu'elles apportent une réelle contradiction technique des paramètres et des données retenus par EDF dans ses différents outils et exercices d'évaluation des charges. L'audit des données et paramètres issus du retour d'expérience du démantèlement de Chooz A serait, à ce titre, particulièrement intéressant.

[52] Ces audits concernent EDF, AREVA et le CEA : audit des méthodes pratiquées pour la gestion des incertitudes techniques résiduelles et des aléas de réalisation des projets, audit de la validité de la méthode d'extrapolation de l'étude Dampierre, comparaison internationale, audit des bases de données des coûts unitaires et de l'intégration du retour d'expérience, audit des logiciels de prévision du coût et de la durée des travaux de démantèlement, audit des coûts de démantèlement des usines Georges Besse et de La Hague, audit du démantèlement d'UP1 à Marcoule.

d) Les aléas et incertitudes

Dans la méthode Dampierre 2009, EDF évalue les charges de démantèlement de son parc sans chercher à différencier des taux d'aléas[53] par catégorie de coûts mais en appliquant un taux unique de 10 % au devis total. Ce taux, qui peut paraître faible, reflète selon l'exploitant le fait qu'il y a un grand nombre de tranches, de conceptions très proches, à démanteler. Les surcoûts des premières tranches seraient lissés sur les coûts des autres tranches par retour d'expérience et les surcoûts ponctuels postérieurs rencontrés sur un réacteur, absorbés par l'ensemble de la série. En outre, EDF considère que son modèle technico-économique[54] permet de limiter de façon significative les aléas et affirme n'avoir pris en compte « *aucune opportunité de réduction des risques* »[55] dans l'établissement du devis.

S'il n'est pas possible de se prononcer sur le niveau du taux d'aléas moyen par tranche retenu par EDF, il est probable que, du fait de l'existence d'une série de réacteurs de conceptions quasiment identiques, ce taux soit inférieur à celui rencontré sur de plus petites séries, comme celle du parc de première génération. Mais cela ne justifie pas d'utiliser un taux global plutôt que des taux d'aléas variables selon les types d'opérations ou de coûts.

D'ailleurs, le document de synthèse de l'évaluation Dampierre 09 établi par EDF précise, avec prudence, qu'« *à ce stade de l'étude, le niveau de 10 % du devis total retenu pour les aléas correspond au minimum requis pour consolider le résultat des estimations de coûts de DA09* ». Et la DGEC et l'ASN ont également demandé à EDF[56] d'apporter des éclaircissements sur les méthodes retenues pour calculer les niveaux d'incertitudes et d'aléas.

Enfin, qu'il s'agisse du parc arrêté ou du parc en exploitation, EDF n'intègre pas dans ses évaluations le risque lié à la dépollution des sites

---

[53] Définition des aléas : évènements possibles mais non certains et non planifiables, dont la réalisation entraînerait un surcoût par rapport au plan de dépenses du projet. Source EDF.

[54] « Organisation centralisée, disposant d'une ingénierie intégrée, avec un parc standardisé dont il est concepteur et exploitant ; existence d'une unité dédiée à la déconstruction au sein de cette ingénierie intégrée capitalisant le retour d'expérience opération après opération » : Extrait du *Mémorandum aléas et incertitudes dans les devis de déconstruction d*'EDF.

[55] Source EDF : *Mémorandum aléas et incertitudes dans les devis de déconstruction*

[56] Dans des courriers faisant suite à l'émission du second rapport triennal en application de l'article 20 de la loi de 2006.

après démantèlement. A ce jour, un projet a été mis en place chez EDF visant à améliorer la connaissance précise des sous-sols et de leur degré de pollution[57] radiologique et chimique. En relation avec les autres exploitants nucléaires, une méthodologie d'assainissement a été mise au point mais doit être approuvée par l'ASN. Les coûts d'assainissement pourraient donc encore évoluer dans des proportions non évaluées à ce jour.

Le taux de 10 % n'est, en conséquence, qu'un plancher que les nouvelles estimations, probablement à la hausse, du devis de démantèlement de Chooz A en 2012 permettront sans doute d'appréhender plus finement.

Toutefois, il faut souligner qu'au-delà du seul paramètre « aléa » qui vient s'appliquer globalement au résultat de l'évaluation par la méthode Dampierre, le calcul même de ce dernier intègre une marge d'incertitude qui est inhérente à la méthode de calcul utilisée et qui consiste à évaluer, pour chaque donnée, non pas un coût mais une fourchette de coût associée à une probabilité d'occurrence. Cette marge d'incertitude supplémentaire, intégrée au calcul de coût lui-même, est évaluée par EDF à 4 %.

Le niveau d'incertitudes et aléas global du devis Dampierre 09 est donc évalué par EDF à 14 %[58], hors application du principe de prudence qui lui-même aboutit à une marge d'incertitude[59] que l'exploitant évalue entre 0 et 12 %, soit entre 0 M€ et 105 M€ sur les 962 M€ du devis hors aléas. En retenant une moyenne de 6 % pour cette marge, le taux global atteint 20 %.

e) Quelle pertinence des méthodes de calcul utilisées ?

Comme cela a été indiqué ci-dessus, il n'est pas possible à la Cour aujourd'hui de valider les résultats de la méthode Dampierre qui reposent sur des choix de paramètres relevant du domaine technique pour lequel elle n'a pas de compétence ni de légitimité particulière.

Toutefois cette méthode paraît préférable à celle actuellement utilisée par EDF, qui continue à calculer les charges brutes futures de démantèlement de son parc avec les résultats de la méthode historique du

[57] Rappel : le scénario de référence du devis retenu par EDF est la réutilisation des sites pour un usage industriel.
[58] 10 % d'aléas + 4 % de marges de sensibilité.
[59] On appelle "incertitudes" les imprécisions inhérentes à toute estimation prospective de coût qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses. Source EDF.

« coût de référence ». EDF s'appuie sur le constat que le résultat des deux méthodes est voisin et que la méthode du coût de référence donne un résultat légèrement supérieur à celui de la méthode Dampierre 2009 pour affirmer la pertinence du montant provisionné dans ses comptes et donc poursuivre l'utilisation du calcul historique.

Or l'utilisation du calcul historique présente l'inconvénient majeur de ne pas pouvoir faire évoluer le montant prévisionnel des charges brutes de démantèlement en fonction de l'amélioration des connaissances dans ce domaine, notamment grâce aux retours d'expérience du démantèlement du parc arrêté ou d'expériences étrangères. Les commissaires aux comptes d'EDF, qui ont mené en 2009 un audit de la mise à jour de l'étude Dampierre, semblent partager cet avis puisqu'ils notaient que le calcul par la méthode DA09 permettait « *une estimation plus rationnelle du coût standard de démantèlement.[…] Reposant sur des éléments plus concrets que « la formule issue du coût Péon », il devrait faciliter la traçabilité et le suivi de cette nouvelle évaluation dans le temps par EDF et les auditeurs*»[60].

3 - Les évaluations étrangères[61]

Toute comparaison internationale dans le domaine des charges de démantèlement doit être faite avec un grand discernement. Le dernier rapport de synthèse de l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE, en 2010[62], intitulé « *Vers une harmonisation des estimations des coûts de déclassement »* et dont l'objet était précisément de réaliser des comparaisons internationales sur les coûts de démantèlement, résume ainsi ces réserves :

« *A l'heure actuelle, on observe une variabilité considérable dans le format, le contenu et les pratiques d'estimation des coûts, que ce soit à l'intérieur d'un même pays ou lorsque l'on franchit les frontières. Les comparaisons sont, de ce fait, extrêmement difficiles, même entre installations du même type. Les exigences de la réglementation nationale sont principalement responsables de ces disparités, avec les coutumes et*

[60] Synthèse du rapport d'audit de Deloitte *Revue de la mise à jour de l'étude Dampierre*. Novembre 2009.
[61] La présentation détaillée de ces comparaisons internationales est faite à l'annexe 18.
[62] OCDE/AEN n° 6868-2010 : Synthèse du rapport *Cost estimation for decommissionning: an international overview of cost elements, estimation practices and reporting requirements :* Etude réalisée dans douze pays: France, Allemagne, Belgique, Canada, Espagne, USA, Italie, Japon, Suède, Pays-Bas, Royaume-Uni, Slovaquie.

pratiques historiques. Elles se répercutent sur les hypothèses de base, telles que la stratégie de démantèlement prévue et l'état final du site, mais aussi sur les méthodes de traitement des incertitudes. »

En dépit de ces difficultés, la Cour des comptes a essayé de réaliser cet exercice sur la base des données de plusieurs pays afin d'évaluer, avec de grandes marges d'incertitudes, une fourchette des charges de démantèlement telles qu'évaluées en dehors de l'hexagone.

Les calculs réalisés par la Cour ont consisté, dans la mesure du possible, à rapporter les charges brutes de démantèlement étrangères à un coût en €$_{2010}$ au MW installé, puis à considérer que celui-ci était le coût de référence à prendre en compte conformément à la méthode utilisée par EDF. Comme indiqué précédemment, la valeur de référence d'EDF s'élève en l'occurrence à 291 €$_{2010}$/MW pour les 58 réacteurs REP en exploitation, soit 18,1 Md€$_{2010}$ au total.

Les grandes disparités de périmètre ont été corrigées dans la mesure des informations disponibles et, lorsqu'elles ne l'étaient pas, la Cour a fait le choix, arbitraire, de s'appuyer sur les données disponibles, à savoir celles d'EDF pour corriger les périmètres.

Les charges de démantèlement des réacteurs de six pays ont été analysées (Allemagne, Belgique, Japon, Royaume-Uni, Suède et USA, avec parfois plusieurs évaluations disponibles par pays) et appliquées au parc REP d'EDF en exploitation.

Extrapolation du coût de démantèlement du parc actuel : 11 comparaisons internationales - en Md€$_{2010}$ (1)

Méthodes utilisées par	EDF	Suède	Belgique	Japon	USA 3 méthodes	GB	Allemagne 4 méthodes
Extrapolation pour 58 réacteurs	18,1	20	24,4	38,9	27,3 33,4 34,2	46	25,8 34,6 44 62

Source : Cour des comptes

(1) Voir la présentation des comparaisons en annexe 18

D'une manière générale et, encore une fois, avec l'indispensable prudence que les disparités entre réglementations, stratégies, calendriers et organisations des exploitants et technologies des réacteurs imposent, il ressort des comparaisons que les 11 évaluations reconstituées sur la base des données étrangères et extrapolées au parc des 58 réacteurs REP d'EDF sont toutes supérieures à celle d'EDF. Le tableau suivant présente

l'état récapitulatif de l'extrapolation aux 58 réacteurs à eau pressurisée d'EDF des coûts de démantèlement calculés sur la base des données internationales disponibles, hors source EDF. Il met également en évidence la forte dispersion des résultats obtenus, signe de la grande incertitude qui règne dans ce domaine au niveau mondial.

La Cour a également analysé deux comparaisons internationales utilisées par EDF dans sa communication.

La première repose sur une enquête de l'OCDE[63] qui avait permis d'établir une comparaison internationale des coûts de démantèlement des filières REP estimés par les principaux exploitants nucléaires. Le coût de référence pour EDF se situait à 314 $\$_{2005}$/kW et, pour la tranche strictement supérieure à 900 MW qui correspond au parc d'EDF, la moyenne internationale s'établissait à 304 $\$_{2005}$/kW, soit un montant légèrement inférieur à l'estimation de l'électricien français. Cependant, les 58 réacteurs français représentent 80 % de la base retenue pour le calcul des réacteurs de plus de 900 MW ; les coûts d'EDF forment donc en très grande partie ceux du panel étudié, limitant ainsi significativement la valeur probante de cette comparaison.

Dans le cadre de l'exercice Dampierre 09, EDF a également commandé un audit au cabinet La Guardia qui, aux Etats-Unis, s'est spécialisé dans l'évaluation des démantèlements, en lui demandant une estimation d'un devis de démantèlement théorique d'un site de deux tranches REP de 1 150 MW et une comparaison avec celui de DA09. Le résultat de l'exercice était cohérent avec les évaluations d'EDF.

Les éléments détaillés des calculs relatifs à l'ensemble des comparaisons figurent en annexe 18.

C - L'évaluation des charges de démantèlement d'AREVA

Les charges de démantèlement d'AREVA sont essentiellement constituées des charges relatives aux sept installations de la Hague, qui représentent 81,5 % des charges du groupe, et de celles du démantèlement

[63] *OCDE - AEN– Démantèlement des centrales nucléaires – Politiques, stratégies et coûts (2003)*. Les chiffres ont ensuite été retraités par le cabinet AON Accuracy sur la base des cours de change au 31 décembre 2005.

de l'usine George Besse 1 d'Eurodif[64], filiale d'AREVA, qui en représente 9,2 %.

Charges brutes de démantèlement des installations nucléaires civiles d'AREVA*

Au 31 décembre 2010	Nombre d'installations	Charges restantes en M€$_{2010}$
Installations en exploitation	10	5 247,8
dont		
La Hague : UP2 800 et UP3		*4 256,9*
Eurodif		*660,2*
Installations arrêtées	7	1 860,6
dont		
La Hague : UP2 400		*1 542,3*
Total	17	**7 108,4**
dont		
La Hague		*5 799,2*
Eurodif		*660,2*
Autres		*649,0*

*Source : Cour des comptes * montant total, sans tenir compte qu'une partie de ces investissements a été financée par des investisseurs étrangers.*

A ce jour, le programme de démantèlement des installations de la Hague couvre d'une part celui de l'usine UP2 400, usine de traitement des combustibles irradiés[65], dont le démantèlement est en cours et, d'autre part, celui des usines UP2 800 et UP3 en exploitation[66].

Ces charges brutes de démantèlement peuvent être rapprochées très globalement du coût de construction des installations concernées qui s'élève à 7 Md€$_{2010}$ pour Eurodif (9 %) et à 19,5 Md€ pour les installations en exploitation à La Hague (22 %).

[64] Usine d'enrichissement d'uranium dont l'activité doit s'arrêter fin 2012 et le déclassement intervenir en 2024 au plus tard, soit 3 années de fin d'exploitation, après l'arrêt, et environ 9 ans pour le démantèlement (7 ans de démantèlement des équipements procédés + 2 ans d'assainissement du génie civil).

[65] Les opérations de démantèlement d'UP2 400 prendront fin vers 2034. L'exploitant a signifié l'arrêt du traitement des combustibles irradiés sur UP2 400 à l'ASN en décembre 2003. *Source : AREVA.*

[66] La fin de d'exploitation industrielle des usines UP2 800 et UP3 est envisagée vers 2040. Les opérations de démantèlement se dérouleront sur une période estimée à une vingtaine d'années. *Source : AREVA.*

1 - L'évolution des devis de démantèlement des installations d'AREVA

a) Les devis des installations arrêtées

Le devis global de démantèlement d'UP2 400, corrigé de l'inflation, a augmenté depuis 2006 de 36,8 % en euros constants (+ 29 % entre 2006 et 2007 ; + 6 % entre 2007 et 2010).

Devis de démantèlement d'UP2 400

Mise en service	Date arrêt	Année de fin démantèlement	Coût total de démantèlement au 31/12 en M€ courants				
			2006	2007	2008	2009	2010
1966	2003	2030	1192	1578	1768	1779	1738
En M€ 2010			1270	1639	1791	1793	1738

Source : Cour des comptes- données AREVA

L'essentiel de l'augmentation du devis est due à un élargissement du périmètre de calcul, avec la prise en compte des coûts de surveillance des installations non encore démantelées de la Hague (+326 M€[67]), qui étaient couverts, avant la loi de 2006, par des contrats commerciaux et donc inclus dans les coûts d'exploitation et de démantèlement des installations de reprise et conditionnement des déchets (65 M€). Compte tenu de l'avancement des opérations, le devis actuel d'UP2 400, sauf aléa majeur avant la fin 2011, est probablement stabilisé.

b) Les devis des installations en exploitation

Entre 2006 et 2010, le devis de démantèlement d'UP2 800 et UP3 est resté stable alors que celui d'Eurodif a augmenté de près de 200 M€, en euros constants, soit 42 %.

Cette augmentation est le résultat de changements de périmètre entre 2006 et 2009 qui ont accru le devis de 86 $M€_{2010}$ et d'une nouvelle évaluation, en 2010, des opérations à réaliser, qui a entraîné un surcoût de 110 $M€_{2010}$, due à des volumes de déchets et de contamination plus importants que prévus.

[67] Sur l'ensemble des installations UP2 400, 800 et UP 3 mais la charge a essentiellement concerné UP2 400.

Devis de démantèlement des installations en exploitation

$M€_{2010}$	2006	2010	2010/2006
UP2 800 - UP3	4 295	4 257	- 0,9 %
Eurodif	462	660	+ 43 %

Source : Cour des comptes

Dès 2002, de nombreuses incertitudes avaient été mises en évidence, dues, selon l'exploitant, au statut d'avant-projet sommaire de cette première évaluation. AREVA notait également qu'il était très difficile de réaliser un devis d'une telle opération de démantèlement, spécifique par nature, dans la mesure où il ne peut reposer sur aucune expérience antérieure, ni à l'intérieur ni à l'extérieur du groupe. L'évolution constatée confirme les incertitudes exprimées à cette époque.

2 - Les méthodes d'évaluation des charges

Les installations de la Hague présentent la particularité de ne pas pouvoir bénéficier d'effet de série. Les évaluations des opérations de démantèlement sont en conséquence individualisées. AREVA recourt néanmoins aux retours d'expérience de certaines opérations, notamment celles d'UP1, première usine de traitement de Marcoule[68] et, bien entendu, celle d'UP2 400 pour les deux autres usines en cours d'exploitation.

Deux méthodes sont utilisées selon que l'installation est en cours d'exploitation ou en cours de démantèlement. Elles reposent toutes deux sur des inventaires physiques et radiologiques des installations à démanteler, des ratios techniques et économiques et l'élaboration de scénarios.

Pendant la durée d'exploitation des installations, les devis sont calculés sur la base de ces données et de coûts standards identifiés, puis sont révisés tous les 3 ans. Le devis peut être revu si des évènements significatifs apparaissent, comme pour Eurodif en 2010. AREVA recourt pour cela à une méthode d'évaluation de coûts qu'elle partage avec le CEA, fondée sur un outil appelé ETE-EVAL. La démarche repose sur des scénarios types auxquels chaque installation à démanteler est associée. A chaque scénario correspond un nombre de tâches d'assainissement ou de

[68] De la responsabilité du CEA depuis 2005. AREVA considère néanmoins qu'en raison des différences de conception importante, la transcription directe de scénarios de démantèlement d'UP1 est difficile.

démantèlement[69]. Ces tâches sont elles-mêmes associées à des ratios[70] qui sont appliqués au résultat des inventaires pour calculer des coûts primaires. La base de ratios est partagée en grande partie avec le CEA et mise à jour en permanence au fur et à mesure des retours d'expérience. L'outil ÉTÉ-EVAL a été certifié par le cabinet Bureau Veritas Consulting dont le rapport de 2006 concluait au niveau suffisant de fiabilité de l'outil et à l'absence de points à améliorer.

En phase de démantèlement, préparation et chantiers, le devis est établi selon une « approche projet » appelée « méthode des devis opérationnels » (DOP), plus détaillée, reposant sur des processus de démantèlement précis, détaillant les travaux à réaliser par nature de tâches.

3 - Les aléas et incertitudes

En amont, les évaluations réalisées par ÉTÉ-EVAL pendant la phase d'exploitation n'intègrent pas de marge « individualisée » d'incertitudes et d'aléas, ni globale ni par site. AREVA considère néanmoins qu'elle en tient compte en ayant une approche prudente de l'évaluation des paramètres qui servent de base aux calculs.

En cours de démantèlement, dans les devis opérationnels, en revanche, des analyses de risques sont menées afin de déterminer cette part et de l'intégrer. Elle s'élève à 11 % d'incertitudes techniques et 5 % d'aléas selon l'exploitant.

En 2010, AREVA a effectué un rapprochement des deux méthodes d'évaluation sur cinq DOP d'opérations différentes d'UP2 400 et a constaté des résultats concordants ; elle considère donc que « *implicitement, le taux d'incertitudes techniques et aléas contenu dans l'outil d'évaluation ÉTÉ-EVAL est le même que celui de la méthodologie des devis opérationnels, soit un total de 16 %.* ». Par ailleurs, AREVA,

[69] *Exemples de scénario* : cellules à haut débit de dose, moyen débit de dose, faible débit de dose, piscines, boîtes à gants, enceintes blindées ; *exemples de tâches* (70 au total) : intervention sur cuves, piscines et bassins, contrôles radiologiques (initial, intermédiaires, final), téléopération (découpe et extraction en vision directe ou caméra, décontamination) etc.

[70] *Ratios primaires* : permettent de quantifier les déchets générés par les différentes tâches ; *ratios scénarios* : essentiellement relatifs aux tenues, aux rendements horaires ; *ratios fonctions de l'installation considérée* : relatifs aux charges d'exploitation, aux taux horaires, aux coûts des matériels et consommables, aux coûts de traitement des déchets et effluents, etc. Les ratios des deux premières catégories sont communs au CEA et à AREVA.

sans pouvoir la chiffrer, considère que la prise en compte du démantèlement des installations UP2 800 et UP3 dès la phase de conception avec l'objectif d'en réduire le coût, réduit les incertitudes globales sur leur devis de démantèlement.

S'agissant d'Eurodif, l'entreprise a intégré des taux d'aléas et risques associés à différents postes[71] de son devis 2010, pour un montant de 49 M€$_{2010}$. Par ailleurs, les aléas « positifs » (vente de métaux, optimisation industrielle, etc.) sont évalués à 80 M€ mais ne sont pas intégrés dans les devis. Les principales augmentations, corrigées des effets de périmètre, atteignent 25 %.

Quant aux charges de démantèlement de l'usine George Besse 2 d'enrichissement par ultracentrifugation[72], elles sont évaluées par AREVA à 200 M€ pour les deux unités qui seront à terme en exploitation, soit 6,6 % de l'investissement total qui s'élève à près de 3 Md€. Or, le devis de démantèlement de GB1, qui s'élève à 660 M€ à fin 2010, représente 10,2 % des investissements initiaux dans cette usine selon AREVA. Selon l'exploitant, les deux devis ne peuvent être comparés en raison des particularités techniques qui rendent le démantèlement des installations de GB1 plus onéreux que celui de celles de GB2, de l'effet de série qui sera constaté sur GB2 et du volume de déchets de très faible activité produits par le démantèlement de GB2 qui ne représentera que 10 % du volume produit par celui de GB1. Si ces différences peuvent, en effet, expliquer une partie de la différence dans le volume des charges attendues, celle constatée entre les poids des charges par rapport aux investissements initiaux de GB1 et GB2 parait cependant très élevée.

Corrigées des effets de périmètre, les principales augmentations des devis exposées ci-dessus sont de 10 % pour UP2 400 et 17 % pour Eurodif, à rapprocher des taux moyens d'incertitude de 16 % auxquels fait référence AREVA.

D'une manière générale, AREVA considère avoir mis en place une structure adaptée pour s'assurer de la bonne adéquation entre devis, scénarios prévus et provisions avec la création, début 2008, de la

[71] Les risques portent essentiellement sur l'augmentation de deux ans de la durée des opérations de démantèlement (20 M€), sur les cadences de traitement plus faible que prévues entraînant des heures productives complémentaires (6 M€), sur des investissements complémentaires et coûts associés pour gestion du flux (21 M€) et consommables supplémentaires (2 M€).

[72] La première cascade a été mise en rotation en 2009 et l'entrée dans l'installation du premier container d'uranium à enrichir a été réalisée en 2010. *Source : document de référence 2010 AREVA.*

« Business Unit Valorisation », en charge du démantèlement au sein du groupe, et, en 2010, la mise en place de la Direction du Patrimoine Nucléaire, en charge de valider les passifs de démantèlement et de contrôler le pilotage des programmes.

En termes comptables, la révision triennale des devis dans ETE EVAL et la mise en place de l'organisation précitée limitent les conséquences de la sous-évaluation des charges à une période réduite.

D - L'évaluation des charges nucléaires civiles de démantèlement du CEA

Le CEA se distingue des deux autres grands exploitants nucléaires en France par la diversité de ses activités qui nécessitent l'exploitation d'un grand nombre d'installations nucléaires de nature diverse, réacteurs, laboratoires de recherche, installations pilotes du cycle du combustible et autres, caractérisées globalement par l'absence de tout effet de série en terme de démantèlement.

Répartition des coûts de démantèlement des installations nucléaires civiles du CEA en fonction de leur état d'activité

En M€$_{2010}$	Nombre d'installations	Charges brutes restantes
Installations en exploitation	22	1 261,1
Installations arrêtées	21	2 588,6
Charges transverses		61,5
	43	**3 911,2**

Source : Cour des comptes

Le volume total des charges de démantèlement à fin 2010 s'élève à 3,9 Md€ répartis sur cinq grands sites. Il faut noter toutefois que le CEA inclut dans les charges de démantèlement une partie de charges pour gestion à long terme des déchets qui devrait être incluse dans le périmètre des charges pour aval du cycle. Cette part s'élève à 372,1 M€. La présentation du CEA sera adaptée dans le respect de la nomenclature de la loi au prochain arrêté des comptes.

Cinq installations civiles représentent à elles seules 58 % des charges de démantèlement du CEA. A l'exception de la station de

traitement des effluents de Cadarache[73], elles sont toutes arrêtées ou avec une activité limitée et en cours ou instance de démantèlement.

Répartition par site des charges de démantèlement des installations nucléaires civiles du CEA au 31 décembre 2010

En M€	Marcoule	Cadarache	Saclay	Fontenay-aux-Roses	Grenoble	**Total**
	2 015,4	972	480,2	306,3	53,1	**3 911,2**
dont	Atelier pilote de Marcoule[74] 787,6 Réacteur Phénix 880,5	Station de traitement des effluents 199,4 réacteur rapsodie 177,8		Laboratoire de chimie du plutonium (bâtiment 18) 230,9		

Source : Cour des comptes

1 - L'évolution des charges de démantèlement

La tendance générale des charges de démantèlement des installations du CEA est à la hausse dans la dernière décennie.

Le tableau suivant présente l'évolution des devis de six installations arrêtées dont certaines sont aujourd'hui déclassées ou en voie de l'être et une en cours d'exploitation.

A l'exception des devis du réacteur Siloette et du LAMA de Grenoble qui ont baissé, les autres ont augmenté, de 13 % pour celui de la station de traitement des effluents de Cadarache, de manière beaucoup plus significative pour les autres devis examinés (de 54 % à 108 %).

[73] La station de traitement des effluents et des déchets solides (STEDS) a pour vocation le traitement radioactif et le conditionnement des déchets produits par le centre de Cadarache mais aussi d'autres centres CEA et hors CEA.

[74] L'atelier pilote de Marcoule (APM) a permis de 1962 à 1997 de concevoir et mettre au point à l'échelle pilote les procédés de retraitement et de vitrification exploités à UP1 et à La Hague ; il sert actuellement d'entreposage pour les éléments combustibles irradiés « chauds » de Phénix et à l'entreposage des blocs de déchets vitrifiés, de déchets irradiants et de sources radioactives. Travaux de démantèlement prévus au-delà de 2013 et déclassement au-delà de 2026.

Les évaluations au 31 décembre 2001 (année de la création du fonds dédié pour le démantèlement des installations civiles du CEA) étaient à la fois « hétérogènes et non exhaustives », d'après le CEA lui-même, notamment faute d'expérience en matière de démantèlement sur des sites de recherche. Entre 2001 et 2005, ce dernier a commandité des audits technico-financiers pour les projets en cours et des campagnes d'évaluation systématiques pour les projets lancés à moyen et long terme. Ces révisions de devis constituent l'essentiel de l'évolution entre 2001 et 2007.

Evolution des devis de démantèlement pour six installations

Installations	Date de MSI	Date d'arrêt	Année de fin de démantèlement	Evaluations 31/12/2001	Evaluations 31/12/2007	Evaluations 31/12/2010	Evolution 2010/2001
				En M€ 2010			
Station de traitement des effluents Cadarache	1965	2013	2026	181,4	204,5	204,7	12,8 %
Rapsodie Cadarache	1967	1983	2050	131,9	130,5	219,9	66,7 %
APM Marcoule	1962 Bât. 211 1988 bât.2 14	1997	2028	487,1	894,5	1014,9	108,4 %
Siloe Grenoble	1963	1997	2010	56,8	65,3	87,8	54,7 %
Siloette Grenoble	1963	2002	2006	11,3	7,1	7,1	-37,5 %
Mélusine Grenoble	1958	1988	2009	16,2	22,7	25,4	56,5 %
LAMA Grenoble	1961	2002	2012	67,5	57,8	62,2	-7,8 %

Source : Cour des comptes

En 2010, en raison des difficultés notamment constatées sur les projets de Fontenay et sur UP1 (ancienne installation relevant de la défense), le CEA a pris l'initiative d'un réexamen général à l'origine des révisions de devis importantes effectuées en 2010. Le résultat, conséquence d'évolutions à la hausse sur certaines installations et à la baisse sur d'autres, s'est traduit en définitive par une augmentation des charges brutes de démantèlement, corrigée de l'inflation, de 164 M€$_{2010}$ entre 2009 et 2010, soit 4,4 % par rapport à 2009, alors qu'elles étaient en baisse permanente depuis 2006.

Les raisons des augmentations sont multiples et diverses : révisions des stratégies et scénarios de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des installations liées à des arbitrages de priorités, évolutions de la réglementation, sous-évaluation de la complexité des travaux à réaliser ou mauvaise connaissance des contaminations à traiter, modifications des choix d'affectation des moyens humains et financiers.

Ainsi, s'agissant de l'atelier pilote de Marcoule (APM), le scénario de démantèlement a été allongé de six années et des difficultés des chantiers réévaluées. En outre, des surcoûts ont été identifiés et liés à des « *contraintes d'effectifs et les priorités définies, ce qui induit des surcoûts mécaniques liés à l'augmentation de la durée d'exploitation* ».

Quant au réacteur Phénix[75], son devis de démantèlement a augmenté de 70 M€ entre 2009 et 2010 en raison de problèmes techniques « imprévus », liés au déchargement du cœur et à la priorité donnée par le CEA au démantèlement d'UP1, l'usine de traitement de combustibles plutonigènes qui relève du secteur de la défense, entraînant un décalage d'un an et demi du projet.

Le calendrier du démantèlement du laboratoire de chimie du plutonium (bâtiment 18)[76] de Fontenay-aux-Roses qui devait aboutir à la fin des travaux de démantèlement en 2017 a glissé de trois ans et a entraîné la hausse du devis. En effet, le CEA a dû gérer des opérations plus complexes que prévues, des difficultés dans l'évacuation des déchets et surtout la découverte de la contamination des sous-sols qui n'était pas

[75] Phénix : réacteur à neutrons rapides à caloporteur sodium pour l'électricité et l'étude de la transmutation des déchets radioactifs à vie longue. Son exploitation a cessé en 2009 et son fonctionnement complet en 2010. Le dossier de sûreté pour le démantèlement devrait être déposé en 2011 pour un décret en 2013, à l'instar de l'APM. Déclassement prévu en 2030.

[76] Laboratoire de chimie du plutonium: installation dédiée à la réalisation d'études radiochimiques, en particulier sur des quantités significatives de plutonium provenant des combustibles irradiés et sur les éléments transuraniens. Déclassement prévu en 2020.

prévue et qui constitue une difficulté majeure. Ce projet de démantèlement est une priorité pour le CEA qui souhaite le faire avancer le plus rapidement possible.

Enfin, s'agissant du réacteur Rapsodie[77], le CEA a été confronté à plusieurs difficultés. Les coûts de démantèlement du bloc réacteur affichés par les industriels sont très supérieurs aux estimations initiales. En outre, l'ASN a refusé en 2009 le dossier de demande de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement proposé par le CEA et demandé qu'il soit fondé, au moins pour les premières années, sur des études plus approfondies. Aussi, le CEA souhaiterait en différer le démantèlement mais cette option doit entrer dans le cadre d'une nouvelle stratégie de démantèlement, en cours d'examen avec l'ASN. En outre, ce démantèlement n'est pas classé parmi les projets prioritaires du CEA et subit les conséquences des contraintes financières et humaines déjà mentionnées à propos de l'APM de Marcoule.

2 - Les méthodes d'évaluation des charges

A l'instar d'AREVA, le CEA doit calculer les charges de démantèlement d'un ensemble d'installations diverses et sans pouvoir s'appuyer sur un quelconque effet de série. Il recourt aux mêmes principes qu'AREVA, notamment en utilisant également pour les projets de démantèlement à moyen et long terme l'outil ETE-EVAL.

Mais le CEA affiche plus clairement qu'AREVA dans son rapport « article 20 » les principes qu'il retient pour calculer les aléas et incertitudes. Ce calcul est propre à chaque installation et est régulièrement mis à jour au fur et à mesure des retours d'expérience ou de la survenue d'évènements ou de nouvelles informations ; il dépend du niveau d'avancement du projet de démantèlement.

- Pour les projets en phase opérationnelle de démantèlement, la méthode de référence repose sur une analyse des risques, affectée d'un calcul de probabilités, qui repose sur un chiffrage opérationnel des travaux.

[77] Rapsodie : réacteur expérimental de la filière à neutrons rapides a été mis à l'arrêt définitif en 1985. Un accident mortel survenu en 1994 sur le chantier de démantèlement a reporté de trois ans la reprise du chantier. L'ASN a indiqué au CEA que son dossier déposé en 2008 devait être complété. Des travaux d'assainissement et de démantèlement limités à certains équipements ont été réalisés entre 1997 et 2008. Déclassement prévu en 2050.

- Pour les installations dont l'assainissement-démantèlement n'est prévu qu'à moyen-long terme, le CEA utilise une méthode de ratios statistiques appliqués à quatre grands postes de dépenses (projet, Senex[78] travaux, déchets) et tenant compte de la spécificité de chaque installation.

Sur l'ensemble des installations concernées, le CEA considère que son taux moyen d'aléas et d'incertitudes s'élève à environ 30 %. Il reste inférieur aux augmentations de devis constatées entre 2001 et 2010 sur les installations arrêtées qui se situaient entre 54 et 108 %, avec une moyenne de 83 %. Si une partie de ces évolutions des devis est due à des causes, parfois exogènes aux projets, de changements de périmètre (y compris état initial et état final), de scénario et d'environnement (notamment réglementaire, filière déchets), qui ne sont pas intégrées dans les taux d'aléas calculés par le CEA, il n'en reste pas moins vrai que les devis ont progressé pour des raisons qui n'étaient pas initialement prévues. Dans la perspective des opérations encore à mener et en raison des particularités de chaque installation et des échéances lointaines de certains démantèlements, des risques non négligeables d'augmentation des devis subsistent.

Même si les travaux menés depuis 2001, en particulier le réexamen des devis en 2009-2010, permettent certainement de limiter pour l'avenir, de façon générale, le risque de révision de devis lié aux périmètres et aux scénarios industriels, le montant des charges de démantèlement à fin 2010 doit être apprécié à la lumière des augmentations constatées sur les devis de ces installations. Les hausses constatées confirment l'intérêt pour le CEA de conserver un taux d'aléas élevé.

——— *CONCLUSION – LE DEMANTELEMENT* ———

Les charges de démantèlement (31,9 Md€$_{2010}$ au total) sont difficiles à estimer faute de précédents et d'expérience, en particulier pour les installations d'AREVA et du CEA. Aussi les trois exploitants ont-ils élaboré des méthodes et des outils, souvent sophistiqués, pour affiner leurs évaluations qui sont régulièrement revues, ce qui permet de limiter l'impact des sous-estimations dans les comptes. Mais leurs situations sont

[78] Senex : dépenses de surveillance, d'entretien et d'exploitation des installations à l'arrêt, correspondant à l'ensemble des opérations nécessaires à leur conservation en état de sûreté et sécurité, y compris pendant les opérations de démantèlement.

différentes et les résultats des évolutions passées font craindre la possibilité de futures augmentations de certains devis à l'avenir.

- ***EDF***

** A fin 2010, sur un devis total de démantèlement de 4 Md€$_{2010}$, le montant des charges brutes restantes des installations arrêtées d'EDF s'élevait à 2,5 Md€. Ce montant augmentera probablement en raison de la révision des devis qui sera menée en 2012. L'analyse de ces devis depuis 2001 met en évidence des évolutions contrastées entre installations et illustre les conséquences significatives que peuvent avoir les aléas et incertitudes industriels et administratifs sur le coût final. Mais, si la politique d'évaluation retenue par EDF, sans intégration de ceux-ci, se heurte à la réalité des écarts importants constatés notamment depuis 2006 sur plusieurs installations, la révision régulière des devis en limite les effets.*

** S'agissant du démantèlement du parc en exploitation, la Cour n'est pas en mesure de valider le montant des charges de démantèlement de ce parc, calculées sur la base de la méthode historique du « coût de référence » (18,4 Md€$_{2010}$), en raison, d'une part, de son caractère forfaitaire et, d'autre part, de l'absence d'études approfondies ayant conduit à l'adoption de cette méthode, déjà notée par la Cour dans son rapport public de 2005.*

En revanche, il est possible de confirmer que l'exercice « Dampierre 09 », reposant sur une méthode de calcul robuste et justifiée, aboutit à une évaluation du coût de démantèlement futur des 58 tranches REP d'EDF et des installations associées de 17,7 Md€$_{2010}$, proches du montant de l'évaluation historique (18,4 Md€$_{2010}$). Mais il n'est pas possible d'affirmer que ces montants reflètent le bon niveau de charges en raison des multiples choix et paramètres retenus par les experts d'EDF et dont la contradiction technique ne peut être apportée par la Cour des comptes.

Compte tenu de l'intérêt de cette méthode, qui permet de suivre avec précision les évolutions des devis, la Cour est favorable à ce qu'elle soit utilisée par EDF pour calculer ses charges futures de démantèlement, plutôt que la méthode historique du coût de référence, aujourd'hui encore utilisée par l'exploitant.

Par ailleurs, les charges de démantèlement pourraient augmenter du fait d'une plus grande exigence dans le futur des normes de dépollution des sites. Cette augmentation potentielle ne peut être évaluée.

** D'une manière générale, et avec l'indispensable prudence que les disparités entre réglementations, stratégies, calendriers et organisations des exploitants et technologies des réacteurs imposent, les comparaisons internationales qui ont pu être réalisées mettent toutes en évidence que le montant retenu par EDF pour le démantèlement de ses réacteurs est inférieur aux coûts calculés à l'étranger, après extrapolation pour rendre possible les comparaisons. La dispersion des résultats ainsi obtenus (de 20 Md€$_{2010}$ à 62 Md€$_{2010}$) confirme toutefois la grande incertitude qui règne sur ces sujets.*

En l'état actuel des analyses, et avec les limites évoquées ci-dessus sur la valeur de ces comparaisons, les charges de démantèlement retenues par EDF se situent dans le bas de la fourchette des comparaisons internationales. Les audits commandés par la DGEC à compter de 2012 sont donc tout à fait nécessaires et devraient permettre de lever ou de réduire cette incertitude.

- ***AREVA***

Les charges de démantèlement supportées par AREVA sont essentiellement celles des installations de la Hague, en cours ou à venir, et s'élèvent à 7,1 Md€.

En raison de son état d'avancement, le devis du projet de démantèlement de l'installation UP2 400 de La Hague semble désormais stabilisé et ne devrait pas évoluer fortement, sauf aléa majeur.

S'agissant du démantèlement des installations encore en exploitation, établir un devis des opérations, spécifiques par nature, est un exercice difficile, notamment en raison de retours d'expérience limités. AREVA a mis en place une organisation ad hoc pour maîtriser au mieux l'évaluation de ces charges et pris en compte, dès la conception d'UP2 800 et UP3, les problématiques du démantèlement.

Mais l'augmentation des devis, de 2006 à 2010, d'UP2 400 (+ 37 %) et d'Eurodif (+ 43 %) a été significative et doit inciter l'entreprise à s'interroger sur l'évaluation et le niveau des aléas et des incertitudes qu'elle doit appliquer à ses chantiers futurs qui représentent 5,3 Md€ sur les charges de 7,1 Md€ évaluées fin 2010.

- ***Le CEA***

Les charges futures de démantèlement du CEA s'élèvent à 3,9 Md€. Très dépendant de son parc particulièrement hétérogène, le CEA ne peut tirer profit d'effets de série et reste soumis à des risques

d'aléas qui peuvent, dans une approche individualisée par installation, entraîner des écarts importants avec le taux moyen d'aléas et incertitudes retenu pour les installations à démanteler dans l'avenir.

Le CEA a cependant procédé à des réexamens systématiques de ses devis en 2009-2010, limitant pour l'avenir les risques de réévaluation liés aux périmètres des projets et aux scénarios industriels. Mais, même si le CEA dispose aujourd'hui d'une connaissance plus fine des paramètres de ses devis, le montant des charges de démantèlement du CEA à fin 2010 doit être apprécié à la lumière des augmentations sensibles constatées sur les devis des installations arrêtées.

II - La gestion des combustibles usés

Les charges de gestion des combustibles usés recouvrent des opérations différentes selon le type de combustibles concernés. On distingue en effet :

- les charges de gestion des combustibles recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction : dans ce cas, elles recouvrent les étapes suivantes :
    - l'entreposage des combustibles dans une installation de l'exploitant[79] ;
    - le transport vers l'installation de traitement ;
    - l'entreposage sur site avant traitement ;
    - le traitement ;
    - l'entreposage des colis de déchets ultimes sur site après traitement.
- les charges de gestion des combustibles non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction : ces charges recouvrent alors toutes les opérations de reconditionnement et transport éventuel, ainsi que l'entreposage en attente du stockage final.

[79] Dans le cas d'EDF, les coûts de l'entreposage temporaire en piscine sont exclus de cette provision, car ces piscines sont nécessaires au stockage des combustibles neufs et aux opérations de chargement et déchargement des combustibles ; les charges d'exploitation des piscines sont faibles et peu dépendantes de leur contenu.

L'essentiel du combustible usé issu de la filière électronucléaire française provient des centrales du parc actuel. EDF devra donc assumer l'ensemble des coûts liés à la gestion de ces combustibles usés. Toutefois, le CEA assure également la gestion de combustibles usés en provenance de ses réacteurs de recherche, dans des quantités certes plus limitées, mais qui peuvent poser des problèmes spécifiques.

Les charges brutes de gestion des combustibles usés

M€ 2010	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	14 385,8	97 %
CEA civil	419,9	3 %
Total	**14 805,7**	**100 %**

Source : Cour des comptes

A - La gestion des combustibles usés d'EDF

Le cycle du combustible de la filière électronucléaire française comprend 3 étapes :

- *l'amont du cycle : l'extraction, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible* : Après son extraction, l'uranium naturel doit être enrichi car la proportion de l'isotrope 235, qui a la propriété d'être fissile, n'est que de 0,7 % pour 99,3 % d'isotope 238 ; l'enrichissement consiste à augmenter la teneur en uranium 235 entre 3 et 5 %, nécessaire au fonctionnement des réacteurs de type REP. Cet enrichissement est réalisé, après conversion de l'oxyde d'uranium en hexafluorure d'uranium gazeux, en France à l'usine Georges Besse 1 d'Eurodif, par diffusion gazeuse, et, à partir de 2011, à l'usine Georges Besse 2, par ultracentrifugation, technique qui consomme beaucoup moins d'énergie que la précédente. L'uranium enrichi est ensuite transformé en poudre puis en pastilles insérées dans des crayons constituant des assemblages ;
- *l'utilisation du combustible* : Les assemblages de combustible sont introduits dans le cœur des réacteurs où ils délivrent l'énergie par fission des noyaux d'uranium 235 et de plutonium 239, apparu dans le combustible, par transmutation de l'uranium 238. En moyenne, le combustible reste en réacteur pendant 3 à 4 ans, et sa gestion est fractionnée : tous les 12 à 18 mois, le combustible est déchargé. Les éléments les plus anciens sont remplacés par des neufs, et les autres éléments sont repositionnés à une place différente dans le cœur du réacteur. Les assemblages de combustibles usés sont déchargés pour refroidir dans la piscine de la centrale pendant environ quatre ans

avant d'être transportés dans la piscine de La Hague, où ils continuent à refroidir ;

– *l'aval du cycle français: le retraitement et la gestion des matières et déchets issus du retraitement* : après environ 8 années à la Hague, les combustibles irradiés de type uranium naturel enrichi (UNE) sont cisaillés puis soumis à un traitement chimique qui permet de séparer d'une part l'uranium et le plutonium susceptibles d'être recyclés et d'autre part les produits de fission et les actinides mineurs, qui seront traités comme des déchets et vitrifiés. L'uranium de retraitement est ensuite susceptible d'être enrichi pour servir à nouveau de combustible (sous forme d'uranium de retraitement enrichi - URE) tandis que le plutonium entre dans la fabrication de combustible sous forme d'assemblages de type MOX (mélange d'oxydes d'uranium appauvri et de plutonium).

Retraitement ou pas ?

Dans le domaine de la production électronucléaire, deux solutions existent en ce qui concerne la destination à donner aux combustibles nucléaires irradiés ou usés.

Une première solution est de les considérer comme des déchets. C'est le choix fait, par exemple, par les Etats-Unis[80], la Suède et la Finlande qui ont opté actuellement pour le stockage direct ou l'entreposage de long terme des combustibles usés.

Une seconde solution consiste à retraiter tout ou partie des combustibles usés en vue de séparer et de conserver tout ce qui est potentiellement recyclable, à savoir l'uranium et le plutonium[81]. C'est le choix fait, par exemple, par la Chine, la Russie, le Japon et la Suisse.

Le choix français en faveur du retraitement relève de cette deuxième option et s'est traduit concrètement par la construction de l'usine de retraitement de la Hague et de capacités de production de combustible MOX, la constitution de stocks tampon de combustibles irradiés, en piscines, et de matières retraitées, dans l'attente de retraitement ou de recyclage, matières qui ne sont pas, pour l'heure, considérées comme des déchets. Ce choix avait, à l'origine plusieurs justifications :

- l'approvisionnement en plutonium d'une filière de réacteurs à neutrons rapides, tels que Phénix ou Superphénix ; l'arrêt de Superphénix et la diminution des tensions sur l'approvisionnement en uranium focalisent désormais l'utilisation du plutonium sur la production et la consommation de combustibles MOX et, à échéance plus lointaine, sur l'approvisionnement d'une filière dite de 4ème génération à neutrons rapides si les recherches lancées aboutissent ;

[80] Les Etats Unis ont étudié des projets de stockage (notamment Yucca Mountain, actuellement suspendu) ainsi que des projets de création de filière de recyclage. La Blue Ribbon Commission missionnée sur ce sujet en 2011 a recommandé l'entreposage des combustibles usés pendant 100 ans, sans exclure à terme d'autres solutions. Par ailleurs, une usine est en construction à Savannah River pour recycler du plutonium militaire dans des réacteurs nucléaires civils.

[81] Dans le processus physique de retraitement, un taux théorique de 96 % du combustible usé traité peut être rendu recyclable. Dans le processus industriel de la filière électronucléaire française, la part annuelle du combustible recyclé (URE et MOX) par rapport à l'ensemble du combustible (essentiellement uranium naturel enrichi UNE) chargé dans les réacteurs en 2010 n'est que de 16 % (en poids).

- un souci d'économie des ressources naturelles d'uranium et d'indépendance énergétique, 96 % du combustible irradié étant encore exploitable alors qu'une pénurie future d'uranium était éventuellement envisageable à terme. A noter toutefois qu'en absence de réacteurs à neutrons rapides, environ 25 %[82] du combustible UNE seulement est susceptible de retourner dans le cœur du réacteur, et que les autorisations actuelles permettent aux centrales EDF d'en utiliser effectivement 20 % ;

- la diminution des déchets ultimes, et donc des charges pouvant en partie reposer sur les générations futures.

A l'inverse, les partisans du stockage direct estiment que l'avantage économique et écologique n'est pas démontré, considérant que le retraitement provoque des rejets importants de radionucléides dans l'environnement[83], et qu'isoler, manipuler et stocker du plutonium devrait être proscrit pour éviter tout risque de dissémination[84] et de prolifération d'armes nucléaires.

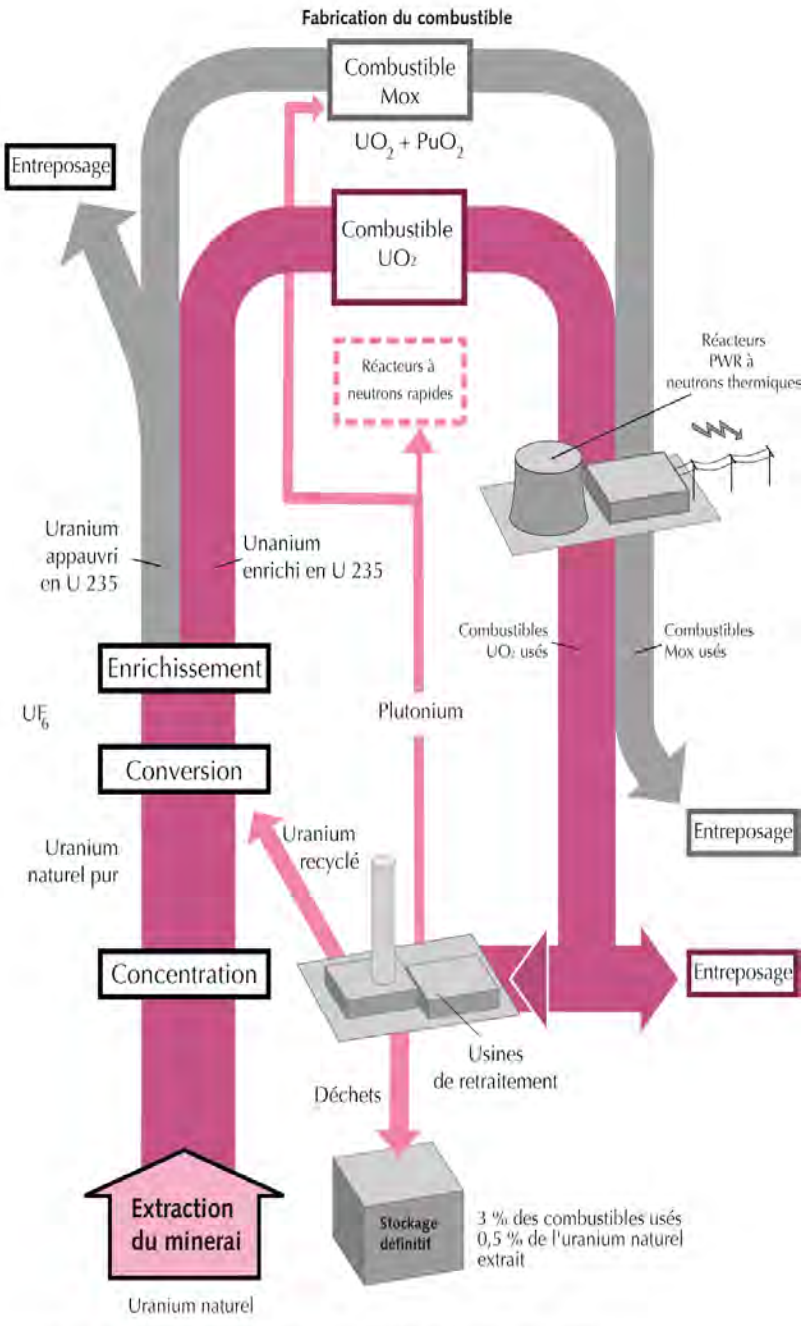
Les critères de choix entre les deux solutions sont donc à la fois politiques, économiques et écologiques.

[82] 1 000 tonnes d'UNE usé permettent de fabriquer 120 tonnes de MOX et environ 130 tonnes d'URE. Les autorisations actuelles permettent à EDF d'utiliser chaque année 1 000 tonnes d'UNE, 120 tonnes de MOX et 80 tonnes d'URE.

[83] Les rejets autorisés de La Hague par exemple sont 300 fois supérieurs à ceux des deux réacteurs de Flamanville pour le tritium en mer ou près de 1 000 fois supérieurs pour les gaz rares dans l'air.

[84] L'inhalation de quelques milligrammes de plutonium provoque la mort en quelques jours, et une dose de 0,1mg inhalée (200 000 Bq) suffit pour provoquer à long terme des tumeurs aux poumons - *source IRSN*.

Cycle simplifié du combustible nucléaire en France



Source : D'après DSIN, revue "Contrôle", avril 1997 - CEA, "Informations utiles", 2000

1 - Les différents flux de combustible et leur retraitement

Pour fonctionner, le parc actuel d'EDF utilise plusieurs types de combustibles :

- de l'uranium naturel enrichi (UNE)
- de l'uranium de retraitement enrichi (URE) ;
- le MOX, mélange d'uranium appauvri, issu de l'enrichissement de l'uranium naturel et du plutonium issu du retraitement des combustibles usés.

Le choix entre ces différents combustibles dépend des conditions économiques du moment et des autorisations délivrées par l'ASN pour chaque tranche nucléaire, qui précisent le mode de gestion du cœur et certains dispositifs techniques spécifiques (contrôle, protection). Aujourd'hui, sur les 58 réacteurs, 22 tranches sont autorisées à fonctionner avec du MOX et 4 tranches peuvent fonctionner avec de l'uranium de retraitement enrichi.

Le tableau ci-après montre la consommation de combustible neuf et la production de combustible usé du parc de réacteurs actuel :

Consommation de combustible nucléaire

En tonnes	Uranium naturel enrichi		Uranium de retraitement enrichi		MOX	
Année	Chargé	Déchargé	Chargé	Déchargé	Chargé	Déchargé
2008	Nd	1049	18,5	16	82,5	93
2009	1004,7	995	51,6	21,0	92,6	79,6
2010	981,2	1030	71,9	28,6	112,5	86,4

Source : EDF

Après combustion, les assemblages de combustibles irradiés contiennent tous un mélange d'uranium, de plutonium, de produits de fission et d'actinides mineurs[85]. Ils sont d'abord refroidis, dans les piscines des centrales avant d'être retraités ou entreposés en fonction des types de combustibles considérés (voir schéma en annexe 11).

Le traitement de l'uranium naturel enrichi (UNE) usé

[85] Les actinides mineurs et le plutonium sont produits par les transmutations successives de l'uranium qui réagit avec les neutrons sans fissionner.

Le traitement concerne aujourd'hui environ 1 000 tonnes de combustible UNE usé par an. Il sépare :

- l'uranium de retraitement (URT) qui constitue l'essentiel de la matière ;
- le plutonium qui représente environ 1 % de la matière ;
- les coques et embouts qui sont compactés en colis de déchets MAVL ;
- le reste (environ 4 %) constitué des produits de fission et des actinides mineurs qui sont mélangés à une matrice de verre pour constituer des colis de déchets de haute activité (HA).

Ce traitement est dimensionné pour produire annuellement la quantité de plutonium nécessaire à la fabrication du MOX utilisé par les centrales EDF. Jusqu'en 2009, le retraitement concernait seulement 850 tonnes par an, ce qui permettait d'obtenir 8,5 t de plutonium correspondant aux 100 tonnes de MOX qu'EDF consommait par an[86]. Aujourd'hui, les 22 tranches autorisées permettent d'envisager une consommation annuelle de 120 tonnes de MOX, ce qui est cohérent avec le contrat signé en 2010 avec AREVA, qui prévoit de retraiter jusqu'à 1050 tonnes de combustible UNE par an à partir de 2010.

L'entreposage du MOX usé

Les combustibles MOX usés sont actuellement entreposés, car le flux de plutonium issu de retraitement des combustibles UNE est suffisant pour alimenter les centrales d'EDF, et le plutonium résiduel contenu dans les combustibles MOX usés n'est pas recyclable une seconde fois dans les réacteurs de 2ème et 3ème générations. Ces combustibles usés pourraient toutefois constituer pour EDF un gisement de matière première (plutonium) dans l'éventualité du développement d'un parc de réacteurs de 4ème génération.

L'entreposage de l'uranium de retraitement enrichi usé (URE)

EDF a choisi de ne pas retraiter les combustibles URE irradiés, car ces combustibles contiennent un taux plus élevé d'uranium 232, isotope d'une durée de vie de 68,8 ans avec des descendants très radiotoxiques, qui rend l'uranium de retraitement inutilisable dans les centrales actuelles. De la même manière que pour les combustibles MOX, EDF

[86] Avec une teneur moyenne en plutonium portée progressivement de 7 % à 8,5 % à partir de 2007 (gestion dite « parité MOX »).

prévoit de retraiter ces combustibles ultérieurement pour alimenter un parc de 4ème génération.

Le traitement et l'entreposage de l'uranium de retraitement (URT)

L'URT est entreposé à Pierrelatte et constitue pour EDF une réserve de matière qui peut être utilisée en substitution à l'uranium naturel. Son recyclage effectif dépend des conditions du marché de l'uranium naturel et de ses perspectives à moyen/long terme. Actuellement, sur environ 1000 tonnes d'URT produites annuellement par le retraitement de l'uranium naturel enrichi (UNE), 400 tonnes sont entreposées et 600 tonnes d'URT sont ré-enrichies pour produire les 80 tonnes d'uranium de retraitement enrichi (URE) nécessaires à l'alimentation des quatre réacteurs de Cruas.

L'URT contient toutefois des impuretés et de l'uranium 232 qui compliquent son utilisation. Sa conversion et son enrichissement sont actuellement réalisés en Russie et la fabrication des combustibles URE est réalisée par AREVA dans l'usine de Romans. Les contrats en cours permettent l'approvisionnement jusqu'en 2012. Dans le cadre de l'accord « traitement recyclage » signé en 2010, Areva a proposé une offre pour le développement d'une filière française à partir de 2017. Cette dernière n'étant pas jugée compétitive par EDF, et Areva ne souhaitant pas faire d'offre couvrant seulement la période 2013-2017, la production d'URE devrait donc cesser en 2012 en attendant la mise en place d'une nouvelle filière.

2 - Les stocks de combustibles nucléaires usés d'EDF

Compte tenu de ces flux de traitement mais aussi d'entreposage des combustibles usés, et du fait que ces techniques de retraitement n'ont été que progressivement mises en place, des stocks de combustibles nucléaires usés se sont peu à peu constitués.

L'état des stocks, présenté dans le tableau ci-dessous, montre, notamment, que les combustibles d'uranium nucléaire enrichi (UNE) usés sont retraités environ 16 ans après leur premier chargement dans le réacteur, puisqu'il existe 16 540 tonnes d'UNE en attente de retraitement

et que le flux actuel de retraitement est au maximum[87] de 1 050 tonnes par an.

Répartition du stock de combustible nucléaire usé ou engagé[88] au 31/12/2010

En tonnes	Dans les centrales (piscines ou réacteurs)	En attente à La Hague	Total
Total	9010	9530 t	18 540 t
UNE	*8100 t*	*8380 t*	*16 480 t*
MOX	*690 t*	*900 t*	*1 590 t*
URE	*220 t*	*250 t*	*470 t*

Source : Cour des comptes sur la base du rapport triennal d'EDF et des flux mentionnés dans les documents internes d'EDF

3 - Les coûts de gestion

a) Différentes logiques et réglementations applicables :

EDF provisionne les dépenses aval liées au combustible au rythme de l'utilisation effective de ce combustible, autrement dit de son irradiation en réacteur. Ainsi, les dépenses de transport, retraitement, entreposage et gestion des déchets résultant du cycle sont déjà intégrées dans le compte de résultat du groupe au moment où le combustible usé est sorti du cœur, selon le principe de rattachement des charges à la production.

La réglementation applicable[89] impose en outre de faire figurer dans les provisions les dépenses pour aval du cycle de l'intégralité du combustible, à partir du moment où il est placé dans le cœur. Cela suppose donc de prendre en compte dans la provision, les coûts futurs liés au combustible engagé, mais non encore irradié ; cette partie de la provision n'est pas comptabilisée dans le compte de résultat mais inscrite en contrepartie d'un actif de stock. Les provisions doivent, en effet,

[87] Ce chiffre correspond aux autorisations actuelles et au contrat EDF, qui peut évoluer dans le futur, les capacités totales d'AREVA s'élevant à 1 700 tonnes par an pour le retraitement et de 195 tonnes par an pour la production de MOX.

[88] Un combustible est dit « engagé » lorsqu'il a été introduit dans le cœur de la centrale, il est dit « usé » une fois sorti du cœur. Par convention comptable, EDF considère que le cœur de la centrale est constitué d'une part décroissante de combustible neuf et d'une part croissante de combustible irradié, ces parts étant recalées à chaque rechargement du cœur.

[89] Loi du 28 juin 2006 et plus particulièrement l'article 1 de l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

refléter les coûts qui devraient théoriquement être pris en compte en cas d'arrêt immédiat des centrales, c'est-à-dire avec un combustible en moyenne à moitié utilisé, mais devant subir toutes les opérations en aval du cycle.

Enfin, EDF calcule et passe une « provision pour dernier cœur » (voir ci-après), qui est amortie sur la durée de fonctionnement prévisionnelle des centrales et qui représente les dépenses aval associées à la part de combustible qui sera en cœur mais non irradiée au moment de l'arrêt définitif de la centrale, constituant de fait un coût fatal à rattacher à la production de la centrale.

b) Estimation des charges futures liées à la gestion du combustible usé, hors gestion des déchets

Le 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont signé un accord général qui a été décliné en un contrat pluriannuel le 12 juillet 2010. Ce contrat fixe les modalités techniques et financières des opérations de traitement et de recyclage sur la période 2008 - 2012 et précise les principes qui régiront la coopération industrielle entre EDF et AREVA sur l'aval du cycle jusqu'en 2040.

EDF indique un coût brut total de gestion de ses combustibles usés au 31 décembre 2010 de 14,386 Md€$_{2010}$. Ces charges comprennent les coûts de transport, d'entreposage, de cisaillage des combustibles usés, de la séparation des constituants, du compactage des coques, de la vitrification des produits de fission, de l'oxydation de l'URT et de l'entreposage des différentes matières et déchets issus du retraitement. Elles incluent également un forfait de R&D, les charges d'entreposage du combustible de Superphénix, ainsi que des combustibles non retraités (MOX et URE) en attente d'un exutoire définitif. En effet, les règles de prudence comptable font qu'en l'absence de certitudes sur la construction d'un parc de 4ème génération justifiant le retraitement des combustibles MOX et URE usés, la solution de référence pour ces combustibles est le stockage sans retraitement ; cela conduit à comptabiliser des charges importantes à la rubrique « gestion à long terme des déchets radioactifs », mais à des charges plus réduites dans la rubrique « gestion des combustibles usés » car elles ne recouvrent que les investissements dans des installations d'entreposage (piscines) et les frais de fonctionnement de ces installations sur quelques dizaines d'années, en attente d'un stockage définitif.

Ces charges sont calculées à partir des stocks de combustible irradiés et engagés existants, sur la base des principes de coopération long

terme sur lesquels se sont engagées EDF et AREVA jusqu'en 2040. Le contrat avec AREVA encadre étroitement les coûts unitaires post 2012 pour ce qui concerne le transport et le retraitement (cisaillage, séparation, création des colis de déchets). Les coûts post 2012 relatifs à l'oxydation et à l'entreposage de l'uranium de retraitement (URT) reposent sur l'hypothèse prudente que l'ensemble de l'uranium retraité est entreposé et qu'il n'y a donc pas de recyclage, même partiel, en uranium de retraitement enrichi (URE). Les coûts sont calculés en faisant l'hypothèse d'un rythme de retraitement maximum au regard du contrat existant (soit un retraitement de 1 050 tonnes d'UNE par an).

Ces charges incluent enfin une part relative à la création d'une nouvelle piscine d'entreposage à La Hague en 2015 pour répondre au besoin d'augmentation progressive de la capacité d'entreposage à La Hague. Or le contrat EDF-AREVA reste flou sur la probabilité de création de cette nouvelle piscine. Ce besoin de capacité d'entreposage supplémentaire résulte de l'accumulation des combustibles qui ne sont pas retraités (MOX, URE) et de ceux qui ne le sont que partiellement (UNE) du fait d'une différence entre le flux de combustibles « entrant » et le flux de combustibles retraités. La date de 2015 avait été fixée par EDF dans ses calculs avant que le nouveau contrat de retraitement, augmentant le flux d'UNE retraité de 850 à 1050 tonnes par an, soit signé. Par ailleurs des opérations ont depuis été effectuées pour retirer des piscines de la Hague certains déchets techniques et EDF envisage dans ses plans d'investissements futurs (cf. chapitre V–I : « le prolongement de la durée de fonctionnement des centrales ») de « re-racker[90] » les piscines de ses centrales, ce qui permettrait d'augmenter leur capacité, pour mieux répondre à l'évolution des combustibles utilisés, et, par conséquent, de reporter de plusieurs années le problème de saturation des piscines de la Hague, à condition que cette opération, au demeurant coûteuse, soit autorisée par l'ASN.

c) L'évolution des charges

L'examen de l'évolution entre 2007 et 2010 des charges futures estimées pour la gestion des combustibles ne fait pas ressortir de dérive des coûts.

Evolution des charges brutes de gestion des combustibles usés d'EDF

[90] C'est-à-dire réorganiser la disposition des combustibles usés, en les plaçant dans des casiers absorbant une partie des neutrons, de manière à pouvoir les rapprocher et gagner de la place.

Charges brutes	2007	2008	2009	2010
En M€ courants	16 208,6	13 375,3	13 969,5	14 385,8
En M€ 2010	16 834,5	13 547,4	14 083,2	14 385,8

Source : EDF

L'accord de 2008 prévoyant le versement d'une soulte de 2 300 $M€_{2007}$ pour financer sa part du démantèlement des installations de la Hague a libéré EDF de ses engagements en la matière et fait disparaître ces charges des montants qu'elle avait préalablement provisionnés.

Pour le reste, l'estimation des charges progresse comme l'inflation et l'augmentation des stocks. Les charges de retraitement demeurent fixes puisqu'elles concernent un stock qui reste à peu près constant.

d) Comparaisons internationales

Parmi les pays qui retraitent le combustible usé, il est difficile d'effectuer des comparaisons directes par rapport aux tarifs pratiqués par AREVA. La méthode n'est en effet pas toujours identique : la vitrification en particulier semble une spécificité que peu d'industriels maîtrisent en dehors d'AREVA.

Les volumes concernés ne sont eux-aussi pas toujours comparables. Par ailleurs, les installations de la Hague sont déjà bien amorties et EDF a payé en avance la soulte permettant de financer sa part du démantèlement. En conséquence, le tarif aujourd'hui négocié par EDF, construit sur la base des coûts de retraitements audités, est difficilement comparable au tarif qui serait pratiqué par une compagnie privée, devant amortir ses installations et financer leur démantèlement, avec une grande incertitude sur les volumes à traiter dans le futur.

B - Coût de gestion des combustibles du CEA

1 - Les réacteurs de recherche concernés par les coûts de gestion du combustible usé

Depuis sa création, le CEA a construit et exploité plus d'une trentaine de réacteurs ou maquettes utilisant des combustibles nucléaires, pour les applications civiles et militaires.

Cinq réacteurs sont toujours en exploitation pour les besoins de la recherche civile :

- OSIRIS : ce réacteur expérimental d'une puissance thermique de 70 MW, implanté à Saclay, fonctionne depuis 1966. Sa fin de fonctionnement est prévue en 2015. Il est utilisé pour le soutien du parc nucléaire et pour la production de radioéléments. Il a utilisé des combustibles de type « oxyde » jusqu'en 1997 et « siliciure » depuis lors ;
- ISIS : la maquette d'OSIRIS, de puissance 700 kW sert également pour les formations ;
- ORPHEE : ce réacteur de 14 MW implanté à Saclay est destiné à la production de faisceaux de neutrons pour les besoins de la recherche fondamentale ;
- CABRI : ce réacteur de 25 MW implanté à Cadarache, permet de reproduire au niveau d'un crayon de combustible les effets d'une situation accidentelle d'excursion de puissance ;
- le réacteur à haut flux (RHF) : ce réacteur à uranium très enrichi refroidi par de l'eau lourde, d'une puissance thermique de 57 MW est exploité par l'institut Laue Langevin[91] à Grenoble.

D'autre part, le combustible utilisé par certains réacteurs déjà arrêtés est toujours en attente d'une solution définitive (retraitement ou stockage définitif) :

- Phénix : la centrale électronucléaire à neutrons rapides, d'une puissance thermique de 563 MW implantée sur le site de Marcoule, démarrée en 1973 et à l'arrêt depuis 2009, utilisait du combustible RNR, qui est en fait un MOX à forte teneur en plutonium ;
- Rapsodie : réacteur expérimental à neutrons rapides, d'une puissance thermique de 40 MW, implanté à Cadarache, démarré en 1967 et arrêté en 1982 ;
- PHEBUS : réacteur destiné aux études accidentelles sur les réacteurs REP, démarré en 1978 à Cadarache et arrêté en 2009.

Le CEA entrepose par ailleurs dans des installations de stockage dédiées, à Cadarache et à Saclay, les éléments de combustible irradiés en provenance d'anciennes installations civiles et militaires en cours de démantèlement.

[91] L'ILL a été créé en 1967 avec le statut d'une entreprise privée répondant au droit français. Il est géré par trois pays associés, la France (le CEA et le CNRS), l'Allemagne et le Royaume Uni.

2 - Les flux et les stocks de matière concernés

Les flux de combustibles nucléaires utilisés aujourd'hui par les réacteurs de recherche (quelques centaines de kilogrammes) sont sans commune mesure avec le flux généré par le parc électrique (1 200 tonnes), et très inférieurs aux flux générés à l'époque de l'utilisation des réacteurs à neutrons rapides (plusieurs tonnes). Ainsi, OSIRIS et ISIS utilisent en moyenne 119 kgML/an[92], ORPHEE nécessite 13kgML par an de combustible aluminiure). CABRI va fonctionner avec le même stock de combustible jusqu'à l'arrêt définitif de l'installation. Le cœur du RHF est constitué d'un seul élément combustible en alliage uranium aluminium, la masse d'uranium étant de 9 kg, enrichi à 93 %. Aussi les stocks de combustibles expérimentaux usés à gérer restent-ils limités (hors UOX, MOX et URE).

Inventaire des combustibles expérimentaux usés

En tonnes de métal lourd (tML)	2007	2020	2030
Combustibles en cours d'utilisation dans les réacteurs de recherche	5	0	0
Combustibles usés en attente de traitement	42	0	0

Source : ANDRA, inventaire national 2009

L'essentiel de ces stocks provient de Phénix, soit 43 tML à fin 2010, soit l'équivalent à terme de 1350 « étuis », dont 642 à produire à partir des assemblages encore présents dans la centrale et 708 répartis dans plusieurs installations du CEA.

3 - Les coûts de gestion

Le dernier rapport triennal du CEA résume ainsi les charges estimées pour la gestion de ses combustibles usés.

[92] ML = Métal Lourd.

Charges de gestion des combustibles usés du CEA

Types de combustibles	Charge en valeur brute en M€ courants	
	2009	2010
1. Combustibles usés recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction	**228,4**	**273,2**
Combustibles du réacteur Phénix	201,1	253,3
Combustibles Aluminiures du réacteur ORPHEE	1,2	2,5
Combustibles Siliciures des réacteurs OSIRIS/ISIS	21,0	12,4
Combustibles du réacteur PHEBUS	2,6	2,5
Combustibles du réacteur CABRI	2,5	2,5
2. Charges relatives aux autres combustibles	**35,6**	**146,7**
Combustibles oxydes	2,3	17,1
Combustibles des réacteurs expérimentaux filière générale	33,3	74,6
Evacuation combustibles INB 72 de Saclay	-	55,0
TOTAL	**264**	**419,9**

Source : actualisation du rapport triennal CEA

Même si ces montants de charges brutes restent limités par rapport aux autres dépenses futures du CEA ou d'EDF, leur progression entre 2009 et 2010 est très sensible (+ 58 % en euros constants). Elle fait suite à un audit interne de 2009 concluant à une évaluation trop optimiste des provisions, confirmé par un audit externe en 2010. Les principales évolutions s'expliquent de la manière suivante :

– l'essentiel des charges futures de retraitement des combustibles usés du CEA concerne les combustibles du réacteur Phénix dont l'évacuation sur la Hague doit se terminer en 2018. Le montant des charges de gestion est évalué à 253 M€ (219 M€ pour le traitement et 34 M€ pour le conditionnement et l'entreposage). L'essentiel des dépenses doit avoir lieu entre 2011 et 2021 et les opérations être terminées en 2027, soit 18 ans après l'arrêt du réacteur. Ce montant, représente un coût unitaire très supérieur au retraitement des combustibles d'EDF, ce qui s'explique par les faibles quantités concernées et les spécificités du combustible concerné (MOX). Les négociations avec AREVA sur un phasage des opérations de retraitement ont été engagées en 2010. L'offre remise en juin 2010 était très significativement supérieure aux éléments issus de discussions antérieures avec AREVA. Fin 2010, cette situation et l'appréciation des marges de négociation envisageables ont conduit à inscrire une révision de +56,5 M€ en valeur brute, entérinée par les commissaires aux comptes du CEA[93] ;

[93] Le contrat a été signé en novembre 2011 et doit s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2030.

- concernant les combustibles expérimentaux, les montants ont plus que doublé, du fait de multiples difficultés techniques rencontrées dans les opérations en cours ;
- concernant l'évacuation des poubelles de combustibles de Saclay, l'hypothèse initiale d'évacuation directe des combustibles n'a pas été confirmée. L'option de référence est désormais de réaliser un tri sur place pour alléger les contraintes sur les installations de traitement et d'entreposage, ce qui a conduit à prévoir un complément du coût des charges.

——CONCLUSION – GESTION DES COMBUSTIBLES USES —

La gestion future des combustibles usés représente un montant de charges brutes de 14,8 Md€ en 2010.

La majeure partie de ces dépenses futures est à la charge d'EDF (14,4 Md€) et concerne la gestion de 18 546 tonnes de combustibles UNE, MOX ou URE, situées dans les centrales d'EDF, ou à la Hague, en attente de retraitement.

L'essentiel de ces provisions, constitué par le coût du transport et du retraitement des combustibles UNE, est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA et ne comporte pas d'incertitudes majeures.

Les charges du CEA (420 M€ fin 2010) sont sensiblement plus faibles mais représentent souvent des travaux complexes du fait de la grande hétérogénéité des matières à traiter. Au total, le CEA prévoit de retraiter 47 tonnes de combustibles usés, l'essentiel étant constitué des combustibles Phénix (253 M€). Le coût de revient moyen est donc élevé (5 800€/kg ML, hors le coût de gestion à long terme des déchets) et la stabilité de l'estimation des charges relativement mal assurée (+60 % entre 2009 et 2010).

III - La gestion des déchets radioactifs

A - Les types de déchets et leurs modes de gestion

1 - Le cadre de la gestion des déchets radioactifs

La loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a défini les déchets radioactifs comme « *des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée* » *et les déchets radioactifs ultimes comme « des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part valorisable ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux* ». La loi de 2006 a également confirmé le principe pollueur-payeur dans son article 2, qui dispose que « *les producteurs de combustibles usés et de déchets radioactifs sont responsables de ces substances* ». La gestion définitive des déchets radioactifs est confiée à un établissement public industriel et commercial, l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs), mais les producteurs de déchets en restent toujours responsables.

La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs avait confié à l'ANDRA la mission de « *répertorier l'état et la localisation de tous les déchets radioactifs se trouvant sur le territoire national* ». Depuis 2004, cette mission prend la forme d'un inventaire national des matières et déchets radioactifs, actualisé tous les trois ans, et qui sert de fondement au plan national de gestion des matières et déchets radioactifs élaboré par le Gouvernement français, également sur une base triennale. Ce dernier document constitue la référence en matière de stratégie de gestion des déchets et des matières radioactives.

2 - La classification des déchets radioactifs

Les déchets radioactifs sont majoritairement imputables à la production d'électricité (62 % des déchets en volume), mais ils proviennent également du secteur de la recherche (17 % du volume dont une partie liée à la recherche en matière de production d'électricité nucléaire), des activités de défense (17 % du volume), de l'industrie non nucléaire (3 % du volume), ou encore du secteur médical (1 % du volume).

Filières de gestion des déchets radioactifs

<table>
<tr><th>Période
Activité</th><th>Vie très courte
période < 100 jours</th><th>Vie courte (VC)
période ≤ 31 ans</th><th>Vie longue (VL)
période > 31 ans</th></tr>
<tr><td>TFA
Très faible activité</td><td rowspan="4">Gestion par décroissance radioactive.</td><td colspan="2">Stockage dédié en surface
Filières de recyclage</td></tr>
<tr><td>FA
Faible activité</td><td rowspan="2">Stockage de surface (centre de stockage de l'Aube) sauf certains déchets tritiés et certaines sources scellées.</td><td>Stockage dédié en subsurface à l'étude.</td></tr>
<tr><td>MA
Moyenne activité</td><td>Filières à l'étude dans le cadre de l'article 3 de la loi de programme du 28 juin 2006.</td></tr>
<tr><td>HA
Haute activité</td><td colspan="2">Filières à l'étude dans le cadre de l'article 3 de la loi de programme du 28 juin 2006.</td></tr>
</table>

Source : plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2010-2012

D'une manière générale, les déchets radioactifs font l'objet d'une classification en fonction de deux critères :

- *leur niveau de radioactivité*, mesuré en becquerels. On distingue les déchets de haute activité (HA), moyenne activité (MA), faible activité (FA) et très faible activité (TFA) ;
- *leur durée de vie*, qui correspond au rythme de décroissance de l'activité au fil du temps. La classification française se réfère à la demi-vie des éléments, c'est-à-dire à la période nécessaire pour que la radioactivité d'un élément soit divisée par deux. On distingue ainsi les déchets à vie très courte (moins de 100 jours), les déchets à vie courte (demi-vie inférieure à 31 ans) et les déchets à vie longue (plus de 31 ans).

Les filières de gestion existantes permettent le stockage de 89 % des déchets produits en volume[94]. Toutefois, les déchets les plus radioactifs ne disposent pas d'un centre de stockage en service pour le moment, alors qu'ils représentent plus de 99 % de la radioactivité totale des déchets.

[94] Ce total ne prend pas en compte certains déchets radioactifs de faible activité relevant de la phase amont du cycle, stériles et résidus miniers notamment (cf.i*nfra* E)

3 - Les déchets radioactifs ultimes de la filière électronucléaire

Les déchets radioactifs ultimes engendrés par la production d'électricité nucléaire ont plusieurs origines : l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens (RCD) et les combustibles usés, retraités ou non.

Selon que l'on dispose aujourd'hui d'exutoire (déchets TFA et FMA VC) ou que celui-ci est encore à l'étude (déchets FAVL, MAVL et HAVL), l'estimation des charges futures est plus ou moins précise et objet de discussion. La reprise et le conditionnement des déchets anciens, qui ne concernent que le CEA et AREVA, constituent un cas particulier puisque les dépenses afférentes doivent décliner progressivement pour disparaître dans un avenir relativement proche. Enfin, pour quelques types de déchets particuliers, les conditions de leur traitement restent encore en suspens.

Le total des charges brutes relatives à la gestion future de ces déchets s'élevait à 28,3 Md€ au 31 décembre 2010 ; EDF en représentait 81 %.

Les charges brutes de gestion future des déchets radioactifs

M€ 2010	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	23 017	81 %
AREVA	2 859	10 %
CEA civil	2 403	9 %
ANDRA	83	
Total	**28 362**	**100 %**

Source : Cour des comptes et exploitants

B - Les déchets disposant actuellement d'un exutoire

1 - Les déchets de très faible activité

Les déchets TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et sont constitués de gravats, terres et ferrailles faiblement contaminés, souvent à des taux proches de la radioactivité naturelle.

Dans la majorité des pays (notamment Belgique et Royaume Uni), une grande partie de ces déchets serait considérée comme non

radioactives compte tenu de l'existence d'un seuil de libération[95]. A l'inverse, la France a fait le choix de leur consacrer une filière de stockage spécifique : le centre de stockage des déchets de très faible activité est ouvert depuis 2003 à Morvilliers dans l'Aube et dispose d'une capacité totale de stockage de 650 000 m^3. L'investissement initial pour sa réalisation a été de 40 M€. A la fin de l'année 2010, soit après 7 années d'activité, le centre était occupé à 26,8 %.

Compte tenu des volumes de déchets issus du démantèlement, la capacité actuelle du centre TFA ne pourra suffire : l'inventaire national prévoit 870 000 m^3 de déchets TFA d'ici la fin 2030, soit davantage que la capacité de stockage du centre de Morvilliers. Quatre options sont envisageables : l'extension du centre actuel ; la construction d'un nouveau centre ; l'instauration d'un « seuil de libération » permettant d'utiliser les filières conventionnelles pour ces déchets très faiblement radioactifs ; leur recyclage dans la filière nucléaire elle-même, piste de réflexion qui reste à approfondir, et pour laquelle un financement a été attribué à l'ANDRA dans le cadre du programme des investissements d'avenir[96].

Les montants en jeu devraient en tout cas rester modérés : les coûts d'investissement (40 M€) et de fonctionnement (14 M€) du centre actuel sont faibles au regard des sommes prévues pour le stockage des déchets de moyenne et haute activité. Le seul véritable aléa sera l'implantation d'un éventuel nouveau centre, qui nécessite de trouver de nouvelles communes candidates : un retard pourrait freiner les travaux de démantèlement des centrales et augmenter les coûts associés, comme cela a été le cas avec le centre FAVL dont les retards ont généré des surcoûts pour le démantèlement des centrales de première génération.

2 - Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte

Les déchets à vie courte, de faible ou moyenne activité, sont principalement issus des activités de maintenance des installations nucléaires d'EDF, d'AREVA et du CEA (tenues, outils, filtres, etc.) et du fonctionnement de ces installations.

Deux centres de stockage existent pour ces déchets :

[95] Seuil de radioactivité à partir duquel on considère le déchet comme radioactif et devant être traité spécifiquement. En France, ce seuil n'existe pas. Tous les déchets provenant des INB doivent faire l'objet d'un traitement spécifique.
[96] Voir chapitre VI-I-B-4.

- le centre de stockage de la Manche, premier centre exploité depuis 1969, a reçu 527 225 m^3 de déchets. Il est fermé et est entré, depuis 2003, en phase de surveillance pour une durée, fixée par décret, de 300 ans ;
- le centre de stockage de Soulaines-Dhuys dans l'Aube, construit en 1992 pour un investissement initial de 221 M€. Conçu pour recevoir 1 million de m^3 de déchets, il était occupé à 24,3 % de sa capacité de stockage à la fin de l'année 2010, soit après 18 ans d'activité.

Selon l'ANDRA, les exercices de prospective réalisés dans le cadre de l'inventaire national 2009, sur la base des données fournies par les producteurs, montrent que la capacité de stockage disponible à fin 2007 au centre de Soulaines est suffisante pour recevoir les déchets qui seront produits par l'exploitation et le démantèlement des installations autorisées fin 2007, y compris l'EPR de Flamanville. Ce scénario repose sur l'hypothèse de la poursuite du traitement des combustibles usés et d'une durée de fonctionnement des centrales nucléaires de 40 ans.

En revanche, dans l'hypothèse d'une extension à 50 ans de la durée de fonctionnement des centrales, la capacité du centre FMAVC de Soulaines ne serait *a priori* pas complètement suffisante[97] compte tenu des déchets générés par dix années d'exploitation supplémentaire. La création d'un nouveau centre ou l'extension de la capacité du centre actuel pourrait alors s'avérer nécessaire.

3 - Le coût de traitement des déchets TFA et FMAVC

Le fonctionnement de ces centres est d'ores et déjà pris en compte dans les coûts des principaux exploitants, pour un montant annuel total de 58,2 $M€_{2010}$, réparti entre les opérateurs en fonction des quantités de déchets déposés.

Le coût du stockage est d'environ 450 €/m^3 pour les déchets TFA, y compris la participation aux frais de surveillance du centre après sa fermeture, et d'environ 3 000 € pour les déchets FMA[98]. Pour le centre de stockage de la Manche, fermé depuis 2003, les montants couvrent les

[97] Sauf si des optimisations sont réalisées d'ici là en matière de tri, traitement et conditionnement des déchets.

[98] Hors coût de l'investissement initial, de la fermeture et de la surveillance contrairement au coût du stockage des déchets TFA ci-dessus.

charges de surveillance, les travaux de pérennisation de la couverture et les impôts liés au site. Un système analogue sera adopté à la fermeture du centre de Soulaines.

Chiffre d'affaires 2010 des centres de stockage de l'ANDRA

En k€2010	Chiffre d'affaires	EDF	AREVA	CEA	Autres	ANDRA
Centre de Morvilliers TFA	14 087	2 731	4 748	5 408	1 200	0
Centre de la Manche	6 836	3 415	1 308	1 953	0	160
Centre de Soulaines	37 319	20 306	4 033	12 879	48	53
Total	58 242	26 452	10 089	20 240	1 248	213

Source : ANDRA

C - Les déchets sans exutoire

1 - Les déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

Selon l'inventaire national des matières et déchets radioactifs, en 2030, les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) représenteront 6,75 % du volume mais seulement 0,007 % de la radioactivité totale des déchets. Ces déchets sont composés principalement de radifères (déchets contenant du radium) et de graphites, ces derniers étant issus pour la plupart de l'exploitation par EDF des anciennes centrales nucléaires de type graphite-gaz. Le CEA dispose également de quelques réacteurs contenant du graphite.[99]

L'ANDRA avait estimé le coût de construction et d'exploitation de ce stockage à 690 M€$_{2005}$ pour un volume de 190 000 m^3 de colis de déchets. Le projet de centre consistait en un stockage sous couverture remaniée, peu profond, dans une couche d'argile. Le coût du projet de centre repose sur une étude de l'ANDRA réalisée en mars 2005 et se décompose en 423 M€$_{2005}$ pour les déchets graphites et 267 M€$_{2005}$ pour les déchets radifères. Ces coûts comprennent l'investissement, l'exploitation du centre pendant 20 ans et sa surveillance pendant 30 ans.

[99] Une partie significative de ces déchets FAVL ne provient pas de l'industrie électronucléaire, mais d'autres activités industrielles ; Rhodia est ainsi à l'origine de 33 % des déchets radifères.

A l'été 2009, le projet a dû être reporté, suite aux difficultés rencontrées dans la procédure de sélection du site devant accueillir le futur centre.

Ces déchets devront toutefois faire l'objet d'un projet spécifique, en raison de leur longue durée de radioactivité. Le budget de l'ANDRA pour les études et recherches sur ces déchets s'élève à 5 M€ par an, montant pris en charge par les producteurs de déchets.

A la clôture de l'exercice 2010, le coût futur de gestion des déchets FAVL représentait donc un total de 806 $M€_{2010}$ (690 $M€_{2005}$) de charges brutes. L'essentiel de ces charges se trouvent dans les comptes d'EDF, avec un montant de 727 M€ prévu pour la gestion à long terme de ses déchets FAVL, issus essentiellement de la filière graphite-gaz.

Toutefois, le calcul de ces coûts futurs repose sur une conception du centre qui pourrait évoluer, compte tenu de la poursuite des programmes de recherche sur la gestion de ces déchets. L'ANDRA doit remettre un rapport sur le sujet en 2012 en étudiant différents scénarios. En tout état de cause, le montant de la provision devra être adapté au nouveau projet de l'ANDRA, en prenant en compte les optimisations ou les contraintes nouvelles, sans que l'on puisse dire aujourd'hui si le coût évoluera à la hausse ou à la baisse.

2 - Les déchets de moyenne activité à vie longue et de haute activité (MAVL et HA)

a) Les déchets considérés

Les déchets HA : l'irradiation des assemblages de combustibles nucléaires en réacteur provoque la formation d'éléments radioactifs (produits de fission et actinides mineurs). Ces déchets dits de « haute activité » (HA) peuvent être séparés du reste du combustible usé (uranium et plutonium, matières valorisables) et de la structure métallique des assemblages, par un retraitement réalisé à La Hague.

Actuellement[100], les combustibles usés de type MOX (112 tonnes utilisées en 2010) et URE (72 tonnes utilisées en 2010) ne sont pas retraités. En revanche, les combustibles usés UNE (981 tonnes chargées en 2010) sont retraités, ce qui permet d'en extraire 96 % de matières valorisables (uranium et plutonium) et 4 % de déchets HA (40 tonnes).

[100] Source : EDF et rapport de juillet 2010 du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, *Avis sur la transparence de la gestion des matières et des déchets radioactifs produits aux différents stades du cycle du combustible*, p. 14.

Ces déchets sont conditionnés dans une matrice de verre et coulés dans des colis standard. Au total, le retraitement d'une tonne de combustible usé UNE entraîne la production de 0,13 m^3 de déchets HA.

Les déchets MAVL : les déchets de moyenne activité à vie longue (MAVL) ont une triple origine. Ils proviennent des structures métalliques des assemblages de combustible lorsqu'ils sont retraités, du démantèlement de certains composants des installations nucléaires exposés au rayonnement radioactif et de certains déchets d'exploitation, notamment des centrales nucléaires et de l'usine de retraitement de La Hague.

Tous les ans en fin d'exercice, les producteurs de déchets HA et MAVL (EDF, le CEA et AREVA) évaluent la quantité de déchets « engagés », c'est-à-dire les déchets déjà produits et ceux qui seront produits par les opérations de démantèlement des installations nucléaires existantes et le retraitement du combustible chargé en réacteur[101]. Au 31 décembre 2010 :

- l'inventaire des déchets, hors combustibles usés non retraités, destinés au stockage direct, donnait un total de 62 145 m^3 de déchets MAVL et de 4 730 m^3 de déchets HA ;
- concernant les combustibles usés non recyclables dans les installations construites ou en construction, on compte, pour EDF, 2 241 tonnes d'assemblages, principalement de MOX, d'uranium de retraitement enrichi (URE), de combustibles provenant de Superphénix et de Brennilis, pour EDF, et 38 m^3 de combustibles usés du CEA.

Inventaire des déchets HA et MAVL engagés fin 2010, y compris combustibles usés

En m^3	EDF	CEA-civil	AREVA	Total
MAVL	36 141	16 080	9 924	62 145
HA	4 368	175	187	4 730
Combustibles usés	2 241 t	38	0	>2 200 t

Source : Cour des comptes, exploitants

[101] Environ 90 % des déchets HA et MAVL proviennent de l'industrie électronucléaire et de la recherche, le reste est issu des activités de défense.

Les évolutions ultérieures de cet inventaire dépendent de la mise en service de nouvelles installations nucléaires qu'il faudra démanteler (futurs EPR d'EDF, nouveaux réacteurs de recherche du CEA), de l'exploitation des installations actuelles et à venir[102], du chargement en réacteur de nouveaux combustibles[103] et des évolutions de conditionnement de déchets produits ou à produire.

Pour une durée de fonctionnement de 40 ans du parc nucléaire actuel, EDF prévoit au total la production d'environ 6 000 m^3 de déchets HA, 38 000 m^3 de déchets MAVL et 5000 tonnes de combustibles usés (MOX, URE, Brennilis et Superphénix). Une prolongation de cette durée de fonctionnement à 60 ans, toutes choses égales par ailleurs, augmenterait ces volumes de respectivement 3 000 m^3, 4 000 m^3 et 4000 tonnes[104].

b) La solution envisagée : le stockage géologique profond

La solution de stockage des déchets HA et MAVL majoritairement envisagée au niveau international et européen est le stockage en couche géologique profonde[105]. C'est également la solution retenue en France, après une phase de recherche et de consultation nationale qui a conduit à l'adoption de la loi de programme du 28 juin 2006, relative à la gestion des matières et déchets radioactifs et qui consacre le choix de cette solution pour les déchets les plus radioactifs.

[102] Ainsi, les usines AREVA UP2 800 et UP3 (La Hague) et l'usine Melox produisent annuellement environ 130 m^3 de déchets MAVL, dont le coût de gestion à long terme est provisionné au fur et à mesure de la production de ces déchets.

[103] Actuellement, le CEA utilise environ 150 kg de combustible annuellement. EDF, de son côté, produit annuellement 136 m^3 de déchets HA et 164 m^3 de déchets MAVL.

[104] Les volumes produits pendant 20 ans ne sont pas toujours égaux à la moitié des volumes produits pendant 40 ans, dans la mesure où ces derniers volumes incluent aussi des déchets issus du démantèlement, de la RCD ou du retraitement des combustibles usés de réacteurs autres que les 58 réacteurs à eau pressurisée du parc actuel.

[105] Cette solution ne va pas cependant sans incertitudes scientifiques ni difficultés de mise en œuvre (cf. *infra* d). Cette situation, à laquelle s'ajoute l'exigence de réversibilité, conduit certains à proposer une alternative transitoire de stockage sécurisé en sub-surface, qu'ils jugent moins coûteuse à court terme et plus à même de permettre la récupération des déchets le jour où une solution définitive serait trouvée.

Le cadre légal du stockage géologique profond en France

La loi du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs prévoyait des études sur trois modes de gestion des éléments radioactifs à vie longue : le stockage profond, la séparation/transmutation[106] et l'entreposage de longue durée en surface.

Dans ce cadre, l'ANDRA été autorisée, par décret du 3 août 1999, à exploiter un laboratoire souterrain à Bure (à la frontière entre Meuse et Haute-Marne) afin d'étudier les formations géologiques profondes où pourraient être stockés des déchets radioactifs.

L'article 6 de la loi du 28 juin 2006 précise désormais que sont destinés au stockage profond « *les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur* ».

Cette loi impose, dans son article 12, que le stockage profond soit réversible pendant une durée minimum de 100 ans, qui correspond à la durée d'exploitation du centre.

La loi de 2006 précise le rôle et la responsabilité, très large, de l'ANDRA en tant que concepteur et exploitant du futur centre de stockage. L'article 14 de la loi de 2006 charge l'Agence de « *concevoir, d'implanter, de réaliser et d'assurer la gestion de centres d'entreposage ou des centres de stockage de déchets radioactifs* » et « *d'effectuer à ces fins toutes les études nécessaires* ». Concernant l'aspect financier, ce même article prévoit que l'ANDRA « *propose au ministre chargé de l'énergie une évaluation des coûts afférents à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et de moyenne activité à vie longue selon leur nature* », le ministre étant compétent pour arrêter l'évaluation de ces coûts après avoir recueilli les observations des exploitants et l'avis de l'ASN.

Ce centre devrait être utilisé pendant près d'une centaine d'années. La chronologie d'exploitation du centre de stockage retenue par les exploitants prévoit de stocker d'abord les déchets HA « froids » (entre 2026 et 2035) et MAVL (entre 2026 et 2077) des trois exploitants. Les déchets HA « chauds » (entre 2078 et 2112) et les assemblages de combustible usé (entre 2113 et 2124), produits plus récemment, seront stockés dans la deuxième moitié de l'exploitation du centre. Au total, en incluant les phases de construction initiale et de fermeture, le centre de stockage sera en activité pendant environ 120 ans.

[106] Transformation en réacteur de certains éléments radioactifs pour en réduire la nocivité ou la durée de vie.

c) Le coût incertain du stockage géologique profond

- ***Historique du chiffrage – une estimation partagée mais ancienne***

L'évaluation du coût du stockage profond réalisée par l'ANDRA en 2003, sur la base de concepts techniques de 2002, retenait plusieurs scénarios, pour un coût variant de 15,9 à 55 Md€$_{2002}$. Le scénario S1a prenait pour hypothèse le retraitement de tous les combustibles usés (UNE, URE et MOX) ainsi que le stockage des déchets ultimes résultat du retraitement (actinides mineurs et produits de fission), il excluait donc tout stockage direct d'assemblages combustibles. Le scénario S1b prévoyait de retraiter uniquement les combustibles UNE et de stocker directement les autres combustibles usés. Le scénario S2 prévoyait un arrêt de tout le retraitement en 2010 : il impliquait donc de stocker directement tous les assemblages de combustible usés, même à base d'uranium naturel.

Les scénarios du chiffrage de l'ANDRA en 2003

Scénario	Hypothèses	estimation en Md€$_{2002}$
S1a	« Tout retraitement »	15,9 – 24,3
S1b	Retraitement des combustibles usés UNE et stockage direct des autres combustibles (MOX notamment)	20,9 – 32,3
S2	Arrêt du retraitement en 2010 et stockage direct des combustibles usés	33,2 – 55

Source : ANDRA

Ces évaluations ont servi de base au chiffrage réalisé en 2005 par un groupe de travail réuni sous l'égide de la direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP, actuelle DGEC) et composé notamment de l'ANDRA et des principaux producteurs de déchets (EDF, AREVA, le CEA).

A partir de l'estimation basse du scénario S1a (15,9 Md€), des besoins (chronique de stockage, inventaire) exprimés par les producteurs dans le scénario industriel (SI) et d'une analyse des risques (coûts et opportunités), le groupe de travail a abouti à une « *fourchette raisonnable d'évaluation du coût d'un stockage* » de 13,5 – 16,5 Md€$_{2002}$[107].

[107] La borne inférieure de la fourchette, calculée à partir du chiffrage producteurs, correspond à la prise en compte d'aléas de réalisation à hauteur de 5 % et d'une marge

A l'intérieur de cette fourchette, les producteurs ont retenu un coût de référence de 14,1 Md€$_{01/2003}$ (soit 16,5 Md€$_{12/2010}$), dont 2,3 Md€ correspondant à la prise en compte des aléas de réalisation et des risques et opportunités. C'est ce chiffrage, fait sur la base de l'inventaire « à terminaison »[108], qui sert aujourd'hui pour calculer les charges futures et les provisions pour stockage des déchets HA et MAVL par les exploitants, en prenant en compte uniquement les déchets produits et engagés à la date du calcul.

On note que ce chiffre (14,1 Md€$_{01/2003}$) est inférieur à la fourchette basse du scénario le moins coûteux de l'ANDRA en 2003 (15,9 Md€$_{2002}$).

- ***Calcul des charges de gestion à long terme des déchets MAVL et HA pour chaque exploitant***

L'arrêté du 21 mars 2007 a fixé une nomenclature selon laquelle les charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs comprennent, en plus des coûts de stockage (études et recherches, construction, exploitation et fermeture du centre de stockage), les coûts de transport des colis de déchets vers le centre de stockage.

EDF, le CEA et AREVA estiment les charges correspondantes en distinguant les coûts fixes, indépendants du volume de déchets engagés, et les coûts variables. Les coûts fixes sont répartis entre les producteurs de déchets selon une clé de répartition[109] déterminée en 1999 pour le partage des coûts de recherche de l'ANDRA. Les coûts variables sont, quant à eux, spécifiques à chaque catégorie de déchets (MAVL, HA « chauds » et HA « froids ») et dépendent de l'inventaire engagé fin 2010.

AREVA et le CEA répartissent les coûts fixes du stockage (premier investissement, impôts et taxes, etc.) entre chaque type de déchets selon le poids de chacun de ces déchets dans le total des coûts variables. Ils ne retiennent finalement que la part de ces coûts totaux (coûts variables et coûts fixes répartis) correspondant à la quantité de déchets engagés en fin d'exercice par rapport à l'inventaire total. Ce faisant, ils ne comptabilisent potentiellement qu'une partie des coûts fixes

pour risque et opportunités. La borne supérieure est calculée à partir du chiffrage ANDRA, prend en compte un taux d'aléas de réalisation de 20 % et l'intégralité des risques retenus par le groupe de travail de 2005, sans réalisation parallèle d'opportunités.

[108] C'est-à-dire tous les déchets qui seront produits par le parc en 40 ans.

[109] Cette clé découle elle-même de considérations liées notamment à l'inventaire de déchets de chaque producteur. Elle est de 78 % pour EDF, 17 % pour le CEA et 5 % pour AREVA.

leur revenant. Dans la mesure où les déchets du CEA et d'AREVA sont presque tous engagés (cf. *supra*), cette méthode de calcul ne présente pas d'inconvénient majeur pour l'estimation des charges.

Charges de gestion à long terme des déchets HA et MAVL et des combustibles usés au 31 décembre 2010

En M€$_{2010}$	**EDF**	**AREVA**	**CEA**	**Total**
Charges totales au 31 décembre 2010	19 791	1 069	1 555[110]	22 415
- dont stockage des déchets HA et MAVL	*12 507*	*942*	*1 355*	*14 804*
- dont stockage direct du combustible usé	*5 257*	*0*	*0*	*5 257*
- dont transport	*879*	*108*	*58*[111]	*1 075*

Source : Cour des comptes, exploitants

Principal producteur de déchets HA et MAVL, EDF est aussi le premier financeur du centre de stockage profond : la part d'EDF (19 791 Md€$_{2010}$) représente ainsi près de 90 % du total des charges. Le coût supporté par EDF en 2010[112] est d'ailleurs supérieur à l'évaluation de 14,1 Md€$_{2003}$ retenue en 2005 pour le projet de stockage à terminaison (16,5 Md€$_{2010}$ avec une inflation à 2 % par an). En effet, EDF comptabilise aujourd'hui 6,3 Md€$_{2010}$ pour l'entreposage de longue durée et le stockage direct de certains assemblages combustibles usés (MOX, URE, Superphénix et Brennilis), ce qui correspond au scénario S1b de l'ANDRA en 2003, sensiblement plus coûteux que le scénario S1a qui a été retenu comme base de calcul de l'évaluation de 14,1 Md€$_{2003}$.

Au 31 décembre 2010, environ 75 % des déchets HA[113] (hors stockage direct des combustibles usés) prévus pour le centre de stockage ont été produits. Mais les producteurs de déchets comptabilisent déjà 14,9 Md€ de charges brutes pour le stockage de ces déchets, soit 90 % du devis total de 2005 (16,5 Md€$_{2010}$). Cette proportion supérieure s'explique par le fait que les coûts fixes du stockage sont provisionnés dès

[110] Il faut ajouter à ce chiffre 76 M€ (dont 2 M€ pour le transport) correspondant à la gestion à long terme des 1 000 m^3 de déchets MAVL issus du démantèlement, charges que le CEA comptabilise, contrairement à la réglementation (arrêté du 21 mars 2003), dans sa provision pour démantèlement.

[111] Il semble que ces 58 M€ couvrent l'intégralité des coûts de transport (déchets civils y compris MAVL issus du démantèlement et déchets d'origine militaire).

[112] Alors même que l'intégralité des déchets n'est pas engagée.

[113] Les déchets HA étant plus de 10 fois plus coûteux à stocker que les déchets MAVL, on peut négliger l'impact de ces derniers.

le premier déchet produit : les déchets suivants ne supportent donc pas les coûts fixes de stockage.

- ***L'évolution du chiffrage***

La mise à jour a minima du SI 2005 par l'ANDRA

A concept technique inchangé, l'ANDRA a mis à jour la borne basse (13,5 Md€$_{2002}$) du chiffrage de 2005 en utilisant un inventaire actualisé des déchets HA et MAVL[114], en considérant un allongement de la durée d'exploitation du centre (de 105 à 123 ans) et en retenant un taux d'inflation des coûts des travaux de près de 4 % correspondant à l'évolution des indices INSEE sectoriels du bâtiment et des travaux publics[115]. Elle aboutit ainsi à un coût total brut de 20,8 Md€$_{2010}$.

De leur côté, les producteurs utilisent, pour mettre le devis de 14,1 Md€$_{2003}$ aux conditions économiques de l'année considérée, des taux d'inflation sensiblement inférieurs à ceux utilisés par l'ANDRA. EDF retient un taux d'inflation conventionnel et uniforme de 2 %[116], AREVA et le CEA privilégiant les taux d'inflation constatée.

Le dossier 2009 de l'ANDRA

En 2009, la DGEC a réuni un nouveau groupe de travail pour réévaluer les coûts du stockage profond. Dans ce cadre et conformément à la législation, l'ANDRA, responsable de l'exploitation du futur centre de stockage, a communiqué aux producteurs un nouveau dossier de conception et une nouvelle estimation (dite « SI 2009 ») du coût du stockage profond à 33,8 Md€$_{01/2008}$ (soit 35,9 Md€$_{2010}$).

Selon l'ANDRA, par rapport au concept de 2002 ayant abouti au chiffrage du SI 2005, le dossier 2009 intègre des évolutions techniques visant à mieux prendre en considération les impératifs de sûreté et de

[114] L'inventaire de déchets HA augmente de 21 %, celui des déchets MAVL de 15 %, notamment du fait de la prise en compte des modalités de gestion des combustibles non complètement usés (derniers cœurs et réserves de gestion) et de l'exploitation et du démantèlement de l'EPR de Flamanville.

[115] Entre janvier 2001 et janvier 2011, l'indice INSEE des coûts de la construction (ICC) a augmenté de 3,3 % par an en moyenne, celui du bâtiment (indice BT01) de 3,7 % et l'indice TP01 de 4 % par an. Entre janvier 2004 et janvier 2011, les indices TP05a (travaux en souterrain traditionnels) et TP05b (travaux en souterrain au tunnelier) ont augmenté respectivement de 4 et 3,7 % par an.

[116] Pour EDF, les coûts autres que les coûts de stockage sont majoritaires (60 à 70 % du total) et augmentent au même rythme ou plus faiblement que le taux d'inflation conventionnel de 2 %, ce qui permettrait de retenir le taux de 2 % comme représentatif de l'évolution moyenne des coûts du stockage.

réversibilité. Le chiffrage est par ailleurs précisé et plus réaliste puisqu'il tient compte de retours d'expérience (cadence de creusement, taux de maintenance et de jouvence) et plus prudent, puisque le taux d'aléas est augmenté (souvent doublé, passant de 5 % à 10 %)**.** Enfin, environ 60 % de l'écart avec le chiffrage de 2005 s'explique par des effets de méthode et de périmètre, en partie identique à ceux utilisés pour la mise à jour du chiffrage de 2005 : augmentation de l'inventaire, allongement de la durée d'exploitation, prise en compte de l'évolution des coûts unitaires, des activités annexes de l'ANDRA et des effets induits sur les impôts et assurances.

Les concepts issus du dossier 2009 de l'ANDRA comprenant des options de conception, de sûreté et de réversibilité du stockage ont été soumis à l'ASN. En juin 2011, cette dernière a estimé sur cette base que la faisabilité du stockage était acquise, en termes de conditions de sûreté, de réversibilité et de maîtrise du risque incendie.

Le contre-projet STI des exploitants nucléaires

Les producteurs ont contesté cette évaluation réalisée par l'ANDRA en 2009 et présenté leur propre concept (dit « STI ») estimé à 14,4 Md€$_{2010}$, qui est fondé sur un inventaire proche de celui du dossier 2009 de l'ANDRA mais qui utilise des bases de coûts spécifiques. Ce projet n'a pas été soumis à l'ASN ni validé par elle ; il n'a donc pas la même portée que le dossier et le chiffrage réalisés par l'ANDRA, notamment en termes de sécurité, de sûreté et de réversibilité.

Ainsi, dans son dossier SI 2009, de manière prudente, l'ANDRA n'intègre dans son nouveau concept que les pistes d'optimisation examinées dans le cadre du groupe de travail DGEMP de 2005 qui ont été validées par des expérimentations dans le laboratoire souterrain de Bure. Les études et recherches menées dans ce laboratoire donnent à l'ANDRA une expertise particulière pour déterminer le caractère réaliste de certaines options techniques. Au-delà de ces optimisations prouvées, l'ANDRA n'a pas chiffré les autres risques et opportunités.

A l'inverse, le chiffrage STI des producteurs intègre toutes les optimisations techniques identifiées par le groupe de travail de 2005, ainsi que le retour d'expérience des trois exploitants nucléaires dans leurs métiers respectifs. Mais il ne prévoit pas non plus de marge pour couvrir les aléas de réalisation et les risques du projet.

Ainsi, les deux projets SI 2009 et STI reposent sur des concepts en partie différents :

- la longueur des alvéoles HA, 40 mètres pour l'ANDRA, le triple pour les producteurs ;

- l'architecture des galeries : bitube pour l'ANDRA, monotube pour les producteurs, avec un impact sur la gestion du risque incendie et les volumes excavés ;
- la méthode de creusement des galeries : progressif avec une machine à attaque ponctuelle pour l'ANDRA, creusement au tunnelier pour les producteurs, avec des incertitudes sur le comportement de l'argile ;
- l'architecture générale du site : compacte et avec des intersections à angles droits pour l'ANDRA, plus extensive pour les producteurs avec des galeries en virages larges et des puits éloignés ;
- l'orientation des alvéoles de stockage : selon les contraintes géomécaniques pour l'ANDRA, indifférente pour les producteurs.

L'écart entre les deux chiffrages[117] concerne tant les coûts d'investissement (14,6 Md€ contre 5,6 Md€) que les coûts d'exploitation (8,3 Md€ contre 3,5 Md€), les frais administratifs et d'études (2,8 Md€ contre 0,8 Md€) et les impôts, taxes et assurances (8,1 Md€ contre 3,7 Md€). Pour certains postes de dépenses, le différentiel résulte principalement d'un effet d'assiette : les frais de maîtrise d'ouvrage, de maîtrise d'œuvre, de jouvence et de maintenance, les impôts, taxes et assurances sont en effet en partie ou totalement calculés à partir de l'assiette d'investissement.

D'après les producteurs, si le chiffrage de l'ANDRA (35,9 $Md€_{2010}$, hors coûts d'évacuation) devait être *in fine* retenu par l'autorité administrative, la provision (valeur actualisée) pour stockage profond d'EDF augmenterait de 4 Md€, celle du CEA de 0,7 Md€ et celle d'AREVA de 0,5 Md€.

Une hypothèse industrielle de retraitement total du MOX et de l'URE usé, différente du traitement comptable prévu par la législation.

Dans son dossier 2003, l'ANDRA avait chiffré un scénario S1b prenant comme hypothèse le stockage direct des assemblages combustibles MOX usés ; le « dossier 2005 » de l'ANDRA avait par ailleurs démontré la faisabilité du stockage direct des combustibles usés dans l'argilite de Bure. Par la suite, la loi de 2006 a retenu comme orientation, la « *réduction de la quantité […] des déchets radioactifs […] notamment par le traitement des combustibles usés* ». Cette logique

[117] Source : EDF, AREVA, *Synthèse de présentation du stockage industriel (STI) des exploitations nucléaires, octobre 2010.*

industrielle du « tout traitement », cohérente avec le choix du scénario S1a de 2003, se reflète depuis dans les travaux de l'ANDRA. Comme le remarque l'ASN dans son examen du « dossier 2009 » de l'ANDRA, l'inventaire ne considère pas le stockage direct des combustibles usés, MOX principalement. Plus généralement, les concepts techniques de stockage étudiés et chiffrés par l'ANDRA concernent le stockage des déchets ultimes (actinides mineurs et produits de fission) après retraitement des combustibles usés et non le stockage d'assemblages combustibles eux-mêmes[118].

Pour EDF, la solution industrielle de référence pour la gestion des combustibles MOX et URE usés[119] est le retraitement différé et l'utilisation du plutonium et de l'uranium appauvri comme combustible dans les réacteurs de 4ème génération. Cependant, les installations existantes ne permettent pas de recycler le MOX de façon industrielle, en l'absence de réacteurs de 4ème génération. Dans ses comptes, EDF retient donc, en application de la législation[120], l'hypothèse de stockage direct (sans retraitement) du combustible MOX usé dans le calcul de ses charges futures et de ses provisions alors que le centre de stockage profond n'est actuellement pas conçu techniquement pour recevoir de tels déchets.

Le dernier chiffrage du coût de ce stockage direct du MOX est celui réalisé par l'ANDRA dans son dossier 2003 (scénario S1b). EDF en déduit, au 31 décembre 2010, des charges de 5,2 Md€$_{2010}$ pour le stockage de 2 241 tonnes de combustible usé. Il n'est cependant pas certain que ce montant couvre les aménagements généraux (dimensionnement de la descenderie par exemple) qu'exige le stockage direct du combustible usé. EDF ajoute à ces charges de stockage le coût de l'entreposage longue durée[121] de ces combustibles pour environ 1,1 Md€$_{2010}$, soit, au total, des charges brutes de 6,3 Md€$_{2010}$.

Au vu des évolutions de conception et de chiffrage qui ont touché le scénario S1a depuis 2005, il est probable que l'utilisation des

[118] Les deux objets ont des caractéristiques assez éloignées : un colis d'assemblages combustibles conditionnés pèse plusieurs tonnes ; un colis standard de déchets vitrifiés (CSD-V) pèse 400 kg.

[119] Cette stratégie de gestion concerne aussi, pour des volumes moindres, les combustibles usés issus des réacteurs, Superphénix et EL4 (Brennilis).

[120] Article 5 de la loi de 2006 : « *Les déchets radioactifs ultimes sont des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part valorisable ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux* ».

[121] EDF prévoit de stocker les assemblages de combustible usé MOX (et assimilés) entre 2113 et 2118.

chiffrages du scénario S1b pour calculer les coûts futurs d'un stockage direct du MOX ne reflète pas lui non plus l'état de l'art en matière de stockage profond. Par ailleurs, ce chiffrage est d'autant plus discutable qu'il repose sur une hypothèse qui n'est pas envisagée dans les projets actuels.

d) Comparaisons internationales

A l'exception d'un site de stockage de déchets militaires aux Etats-Unis, il n'y a pas de centre de stockage profond actuellement en service. Le projet américain de stockage à *Yucca Mountain* qui devait entrer le premier en service (en 2017) a été suspendu en 2009. En dehors du projet américain, les centres de stockage finlandais et suédois sont *a priori* les plus avancés puisqu'ils devraient être mis en service entre 2020 et 2025. Le faible état d'avancement de certains projets (Suisse, Japon) ou leur arrêt en attente de nouvelles expertises scientifiques (Allemagne, Etats-Unis) ne permet parfois pas de connaître les hypothèses de stockage qui seront finalement retenues : les projets examinés sont en effet très divers.

Il existe deux grands types de techniques de stockage des déchets HA et MAVL : le stockage direct des assemblages combustibles usés et le stockage des déchets issus du retraitement du combustible usé. Il est généralement admis que le second type de stockage est moins coûteux[122] du fait des volumes moindres des déchets à stocker. Il présuppose cependant des coûts de retraitement du combustible usé que ne supportent pas les pays qui ont choisi le stockage direct. Les projets suédois, finlandais et américains sont de type « stockage direct » alors que les projets français, belges[123], britanniques et japonais retiennent l'hypothèse du « stockage après retraitement ». En Allemagne, du fait de l'arrêt du retraitement en 2005, le projet devra être conçu pour stocker à la fois des assemblages combustibles et des déchets issus du retraitement de ces combustibles usés. Plus spécifiquement, dans le cas des stockages après retraitement, il n'est parfois pas certain que le stockage recevra les déchets MAVL en plus des déchets HA (Japon, Belgique).

De plus, les milieux géologiques retenus ne sont pas identiques : le stockage dans l'argile est privilégié en France, Suisse[124] et Belgique, alors que l'Allemagne s'était orientée vers le sel, les Etats-Unis vers le tuf, la Suède et la Finlande vers le granite.

---

[122] Dans l'argile, le stockage direct (hors retraitement) coûte deux fois plus cher que le stockage après retraitement, à production électrique équivalente.
[123] La Belgique a cependant suspendu le retraitement de son combustible usé.
[124] La Suisse fait aussi des recherches sur le granite.

Ensuite, certains projets intègrent l'impératif de réversibilité[125], à des échelles de temps plus ou moins longues : 50 ans aux Etats-Unis après les 30 années de remplissage ; 100 ans minimum en France à partir de la mise en service du stockage ; pendant la durée d'exploitation (environ 100 ans) en Belgique ; 500 ans proposés par le ministère allemand de l'environnement.

Enfin, même si les coûts fixes (études, recherches, creusement des puits d'accès et des galeries principales, fermeture et surveillance) sont importants, le volume des déchets à stocker a un impact très fort sur le coût total. Or ce volume dépend de la taille du parc nucléaire de chaque pays.

Comparaisons internationales des projets de stockage profond

En 2010	**Type de stockage**	**Réversibilité**	**En années-réacteurs (1)**	**Coût (2) en Md€$_{2010}$**
France (chiffrage ANDRA)	Stockage des déchets HA– et MAVL après retraitement	Imposée par la loi : 100 ans minimum	1758 (70 réacteurs dont 58 en activité)	16,5 (SI 2005) 36 (SI 2009)
Japon		Prise en compte par les standards de sûreté	1494 (60 réacteurs dont 54 en activité)	30 (3) (1000 ¥ = 9,77 €)
Royaume-Uni		En discussion	1476 (45 réacteurs dont 19 en activité)	16,3 – 37,2 (4) (1 £ = 1,16 €)

Source : Cour des comptes, AIEA, NDA, NUMO

(1) le nombre d'années réacteurs permet d'estimer le volume à stocker
(2) les coûts liés aux impôts et taxes ne sont pas retraités
(3) source : Nuclear Waste Management Organization (NUMO). A noter que le projet japonais prévoit le stockage des déchets produits jusqu'en 2020 seulement (alors que le projet français intègre l'inventaire de déchets à terminaison).
(4) selon le type de roche dans lequel serait réalisé le stockage, d'après la NDA (nuclear decommissionning authority). A noter que le projet britannique prévoit aussi de stocker certains déchets FAVL.

Comme pour toute comparaison internationale, les données financières sont liées à un contexte social (exigences en matière de

[125] La distinction entre réversibilité et récupérabilité n'est pas évidente ni uniformément partagée. Selon l'AEN (agence de l'énergie nucléaire), La réversibilité se réfère au processus de décision au cours du projet. Elle implique que le processus de stockage permet une flexibilité suffisante pour pouvoir, si nécessaire, inverser ou modifier une ou plusieurs décisions prises antérieurement. La récupérabilité désigne la capacité technique à récupérer les déchets stockés.

réversibilité), économique (variation du taux de change, poids des impôts et taxes), géologique (type de roche disponible pour le stockage) et technique propre à chaque pays. En outre, les devis sont parfois anciens, n'incluent pas tous les mêmes types de dépenses (transport, frais de R&D) et reposent sur des concepts appelés à évoluer, ce qui rend les comparaisons difficiles. Les périmètres des projets examinés ne sont donc pas identiques.

En termes de volume de déchets et de type de stockage (réversible ou non, stockage direct ou après retraitement), qui sont les critères les plus structurants, le projet français est relativement proche de ceux développés au Royaume-Uni et au Japon. Ces deux projets sont cependant à un stade de développement beaucoup moins avancé que le projet français[126].

Les exploitants ont fait réaliser une étude comparative par un cabinet privé. Cette étude, remise en février 2010, n'examine pas les projets japonais et britannique et fait apparaître des coûts sensiblement plus faibles que ceux avancés par l'ANDRA. Elle se concentre sur des projets de stockage direct de combustible usé, ce qui implique des retraitements complexes pour obtenir des chiffres comparables au devis français. Elle insiste sur la stabilité des devis de pays considérés comme les plus avancés (Suède, Finlande, Etats-Unis) par opposition à l'augmentation du devis SI 2009 de l'ANDRA. Cependant, le bien fondé de cette observation a été depuis remis en cause par l'arrêt du projet américain de Yucca Moutain[127] et par la demande de l'autorité de sûreté suédoise de réévaluer à la hausse le devis de stockage de près de 20 % en octobre 2011 (8,6 Md€ en octobre 2011 pour 382 années réacteurs).

e) Un projet et un chiffrage appelés à évoluer

En application de la loi de 2006, le ministre chargé de l'énergie arrête l'évaluation des coûts du projet avant le débat public, préalable au dépôt d'une demande d'autorisation de création du centre de stockage, qui devra être instruite en 2015.

[126] Pour les autres projets, les estimations sont très variées. Aux Etats-Unis (3 603 années réacteurs), le coût du projet est estimé à 96,2 Md$$_{2007}$ dont 64,7 Md$ pour le stockage proprement dit. Le projet belge (240 années-réacteurs) est évalué à environ 3 Md€$_{2008}$.

[127] Annoncé en 2009 et concrétisé en mars 2010 par le retrait de la demande d'autorisation du département de l'énergie, après avoir dépensé plus de 15 Md$ depuis 1983.

A plus proche échéance, le groupement chargé par l'ANDRA de la maîtrise d'œuvre du projet devrait proposer un nouveau chiffrage vers septembre 2012, à l'issue des études d'esquisse. D'après l'ANDRA, ce chiffrage sera lui-même accompagné d'une marge d'incertitude de 25 % à la baisse et de 50 % à la hausse. Il sera discuté au sein du groupe de travail ANDRA-exploitants piloté par la DGEC.

De manière générale, pour l'ANDRA, l'architecture du centre de stockage telle qu'elle est présentée dans le dossier 2009 n'est pas figée. Le centre de stockage est destiné à fonctionner au moins 100 ans (durée légale minimale afin d'assurer la réversibilité), ce qui permettra de prendre en compte au fur et à mesure les progrès techniques et les validations de procédés opérés dans le laboratoire souterrain.

Plus spécifiquement, en ce qui concerne la réversibilité, l'arrêté ministériel fixant l'évaluation du coût ne pourra pas complètement prendre en compte les exigences liées à cette caractéristique du stockage, dans la mesure où, suivant l'article 12 de la loi de 2006, les conditions de la réversibilité ne seront déterminées qu'après 2015 par le législateur.

L'allongement de la durée de fonctionnement du laboratoire de Bure pourrait aussi avoir un impact indirect sur le coût global du stockage qui inclut les charges de recherche et études. L'ANDRA a déposé une demande pour pouvoir exploiter le laboratoire jusqu'en 2030, ce qui a été autorisé par un décret publié le 20 décembre 2011, et n'exclut pas une prolongation au-delà, si la poursuite des travaux d'études et de recherche l'exigeait.

De plus, la fiscalité particulière acquittée par l'ANDRA du fait du statut d'INB du futur centre de stockage n'est pas encore déterminée. La taxe additionnelle à la taxe INB dite « de stockage » nécessite en effet la fixation de coefficients par décret en Conseil d'Etat après avis des collectivités territoriales.

Enfin, les évolutions de la réglementation ou des conditions économiques et techniques pourraient conduire à classer dans les déchets ou à retirer de la liste des déchets certaines substances radioactives, ce qui modifierait le volume et éventuellement la nature du stockage.

D - La reprise et le conditionnement des déchets anciens (RCD)

La production de certains déchets résulte d'opérations dites de « reprise et conditionnement des déchets anciens » (RCD). Il s'agit de déchets anciens issus du retraitement de combustibles usés ou d'autres processus et de déchets d'exploitation, sous forme liquide ou solide, de

toute nature (du TFA au HA). Ils étaient, dans l'attente d'une filière de conditionnement, entreposés provisoirement dans diverses installations et conteneurs (silos, fosses, fûts).

Les versements de soultes en 2005 et 2008 (cf. annexe 13 sur les soultes) ont permis aux exploitants de clarifier les responsabilités et à EDF de se libérer totalement de sa responsabilité en matière de RCD ; la responsabilité au titre de la gestion à long terme des déchets issus de la RCD n'est cependant pas modifiée. Ainsi, les opérations de RCD concernent uniquement AREVA, principalement pour l'usine UP2 400 de La Hague, et le CEA, notamment à Fontenay-aux-Roses, Cadarache et Marcoule pour ses activités civiles, sachant que les plus grosses opérations de RCD du CEA concernent ses activités militaires (usine UP1).

Dans la mesure où les déchets produits aujourd'hui sont traités, conditionnés et stockés[128] en ligne, les opérations de RCD ne concernent que le passé et sont appelées à décliner progressivement. Les opérations de RCD sont nombreuses, pour des montants parfois assez modestes mais certaines opérations dépassent cependant 100 M€. Pour les déchets MAVL, l'article 7 de la loi de 2006 a fixé à 2030 la date limite pour les opérations de RCD.

Les charges pour reprise et conditionnement des déchets anciens au 31 décembre 2010

En $M€_{2010}$	CEA (1)	AREVA	Total
Charges brutes RCD	531	1 458	1 989

Source : Cour des comptes, exploitants

(1) : Les montants du CEA incluent environ 79 M€ de charges pour gestion à long terme des déchets issus de la RCD qui devraient être comptabilisées dans la partie « gestion à long terme des colis de déchets radioactifs », suivant la réglementation

[128] Sauf les déchets HA, MAVL et FAVL pour lesquels les solutions de stockage définitif n'existent pas encore.

E - Les questions en suspens

1 - Les déchets dits « sans filière »

Un certain nombre de déchets radioactifs ne disposent pour l'heure d'aucune filière de gestion existante ou à l'étude, compte tenu de leur rareté et de leurs caractéristiques chimiques. Le volume de ces déchets est modeste et s'élève à environ 1 000 m^3, répartis de façon très inégale. Selon l'ANDRA, ils proviennent essentiellement de la filière électronucléaire : seule une faible quantité d'entre eux (de l'ordre de 10 m^3) a été générée par des activités de recherche ou industrielles non liées à cette filière.

Pour répondre à la demande du PNGMDR (plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs) 2010-2012 : *« Les exploitants nucléaires et l'ANDRA définiront d'ici fin 2011 des modalités de gestion adaptées aux particularités physico-chimiques de ces déchets »*, un groupe de travail a été mis en place mi-2010 sous l'égide de la DGEC pour définir des modes de gestion à terme pour ces déchets.

Une étude commune ANDRA – AREVA – CEA – EDF, synthétisant ces réflexions, a été transmise au gouvernement en décembre 2011. Aucun chiffrage sur le coût de gestion global de ces déchets sans filières n'étant toutefois disponible à ce stade, ce coût n'est donc pas pris en compte dans les provisions des exploitants.

2 - Les résidus miniers

L'exploitation de mines d'uranium en France entre 1948 et 2001 a permis de produire 76 000 tonnes d'uranium. Le traitement des minerais a été effectué uniquement dans 8 usines mais le stockage des résidus, c'est-à-dire des produits restant après extraction de l'uranium contenu dans le minerai après son traitement, concerne aujourd'hui 17 sites, pour une quantité de résidus évaluée à 50 millions de tonnes. Ces résidus sont des déchets TFA ou FA. L'ensemble de ces sites est sous la responsabilité d'AREVA qui a retenu, conformément au cadre réglementaire, une gestion *in situ* de ces résidus compte tenu des grandes quantités des déchets produits qui sont incompatibles avec un stockage dans les centres existants de l'ANDRA.

Dans le cadre de la circulaire du ministre de l'environnement du 22 juillet 2009, AREVA s'est engagée à « *améliorer la connaissance de l'impact environnemental et sanitaire des anciennes mines d'uranium et*

la surveillance ». Des études sont en cours sur le site de Jouac-Bernardan[129], à partir desquelles sera évalué le montant nécessaire à l'installation d'une couverture supplémentaire sur les sites miniers en cas de reclassification des résidus en déchets dangereux. Les études permettant d'aboutir à un chiffrage plus précis ne seront toutefois achevées qu'en 2013, conformément aux prescriptions du PNGMDR.

3 - Les matières valorisables

a) Le cas de l'uranium appauvri et de l'uranium de retraitement

En application de l'article L. 542-2-1 du code de l'environnement, l'uranium issu du retraitement du combustible usé (URT) et l'uranium appauvri (Uapp) issu de l'enrichissement de l'uranium naturel et de l'URT sont des « matières radioactives » et non des déchets[130]. Ils sont en effet valorisables et en partie dès aujourd'hui réutilisés :

- l'uranium de retraitement peut être à nouveau enrichi (transformation en URE) et est actuellement utilisé comme combustible dans les 4 tranches de la centrale nucléaire de Cruas ;
- l'uranium appauvri est utilisé pour fabriquer du combustible MOX en association avec du plutonium et peut également être ré-enrichi (ce qui créerait des stocks d'uranium appauvri « secondaire » pour fabriquer du combustible UNE) ; l'intérêt économique de cette solution dépend du cours de l'uranium naturel et de la disponibilité des unités d'enrichissement. A long terme, il est prévu d'utiliser l'uranium appauvri pour faire fonctionner les réacteurs à neutrons rapides de 4ème génération, si cette filière voit le jour.

En attendant, le parc actuel produit annuellement plus d'uranium appauvri et d'URT (environ 7 100 tonnes et 1 000 tonnes) qu'il n'en consomme (environ 600 tonnes d'URT pour produire de l'URE et 100 tonnes d'uranium appauvri pour fabriquer du MOX). Le stock de ces

[129] Ce complexe minier a été exploité entre 1987 et 2001 en mine souterraine jusqu'à une profondeur de 400 mètres. Le rythme de production était de l'ordre de 400 tonnes d'uranium par an.

[130] Cette distinction permet aussi d'en autoriser le commerce (réglementé), ce qui fait que les stocks présents en France peuvent provenir d'activités étrangères et inversement, les activités françaises peuvent générer des stocks de matières à l'étranger (notamment en Russie).

matières augmente donc d'environ 7 000 tonnes par an pour l'uranium appauvri et de 400 tonnes par an pour l'uranium de retraitement.

Prévisions d'évolution des stocks d'uranium de retraitement et d'uranium appauvri en France (1)

En tonnes	**Fin 2007**	**Fin 2020**	**Fin 2030**
Uranium de retraitement	21 180	36 000	49 000
Uranium appauvri	254 820	332 324	452 324

Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs et PNGMDR 2010-2012

(1) : y compris les matières radioactives d'origine étrangère.

Si la production d'URT et d'uranium appauvri s'arrêtait, le stock actuel d'URT permettrait d'alimenter le parc en uranium de retraitement enrichi (URE) pendant 36 ans[131], aux conditions techniques actuelles. Le stock actuel d'uranium appauvri permettrait quant à lui de fabriquer du MOX pour le parc actuel[132] pendant 2 300 ans[133]. La solution de référence du PNGMDR pour la valorisation future de ces matières est l'utilisation dans des réacteurs de 4ème génération, cet uranium représentant alors plusieurs millénaires de consommation[134].

En l'absence de tels réacteurs, des quantités importantes de substances radioactives seraient sans utilisation alors que leur niveau de radioactivité et leur durée de vie les empêchent d'être accueillies dans les centres de stockage existants de l'ANDRA. Même avec ces réacteurs, il n'est pas exclu qu'une partie de l'uranium appauvri ne soit jamais utilisée et soit un jour considérée comme un déchet, le stock actuel pouvant, en principe alimenter un parc nucléaire de 4ème génération pendant plusieurs générations.

L'enjeu est particulièrement important comme l'indique le PNGMDR 2010-2012 : « *dans tous les cas, les ordres de grandeur des volumes considérés, s'il fallait considérer ces matières comme des*

[131] Les 4 tranches de Cruas utilisent 75 t d'URE par an, issues de 600 tonnes d'URT.
[132] Les 22 réacteurs autorisés utilisent 120 tonnes de MOX par an, mélangé avec 2/3 de combustible classique. L'EPR est présenté comme pouvant utiliser jusqu'à 100 % de combustible MOX contre 30 % dans les REP actuels.
[133] Ou de disposer d'une quantité d'uranium ré-enrichi correspondant à la consommation du parc actuel pendant environ 8 ans, cette dernière solution créant cependant un stock d'uranium appauvri secondaire de l'ordre de 250 000 t.
[134] Selon l'avis 2010 du HCTISN : un parc de 4ème génération aussi puissant que le parc actuel consommerait de l'ordre de 100 t d'uranium appauvri par an.

déchets, sont de nature à modifier considérablement l'ampleur des projets de stockage. Il faut donc souligner que si ces matières venaient à être considérées un jour comme des déchets, il serait nécessaire de les prendre en compte pour dimensionner les filières de gestion à long terme correspondantes ; elles ne pourraient pas être prises en charge de façon marginale, comme pour certains déchets historiques ».

En effet, dans les conditions actuelles, le stockage de l'uranium appauvri représente de l'ordre de 76 000 m^3, ce qui correspond en volume à un ordre de grandeur comparable à l'ensemble des déchets devant être stockés dans le centre géologique profond[135]. Une solution de stockage spécifique devrait donc être trouvée le cas échéant, solution pour laquelle il n'existe ni concept de stockage ni chiffrage pour le moment[136]. Près de 98 % du stock actuel d'uranium appauvri appartient au groupe AREVA. Ces stocks d'uranium appauvri sont conservés sur les sites de Bessines et Pierrelatte. Sur ce total, 60 % du stock provient de l'enrichissement au profit d'EDF et 40 % de l'enrichissement au profit de clients étrangers. Ainsi, si l'uranium appauvri venait à être considéré comme un déchet en lieu et place d'une matière valorisable, la France serait amenée à stocker des déchets radioactifs d'origine étrangère[137] mais dont la propriété est revenue à AREVA en application de ses contrats commerciaux[138]. Actuellement, l'entreposage de cet uranium appauvri coûte à l'exploitant 1,8 M€ par an.

[135] Les caractéristiques de l'uranium appauvri, dont la radioactivité par unité massique est environ cinq fois inférieure à celle de l'uranium naturel, rendraient toutefois son stockage moins complexe et coûteux que celui des déchets HA et MAVL dans CIGEO.

[136] A l'inverse, pour l'uranium de retraitement, EDF a provisionné un montant correspondant à son oxydation et à un entreposage de longue durée (250 ans). Les charges brutes s'élèvent à 3,3 Md€ et la provision à 602 M€. Selon EDF, ce montant suffirait si cette matière était à l'avenir considérée comme un déchet et nécessiterait un stockage définitif souterrain, du type de celui envisagé initialement pour les déchets FAVL.

[137] Inversement, l'uranium appauvri provenant de l'enrichissement par des opérateurs étrangers au profit d'EDF resterait pris en charge dans le pays où a eu lieu l'enrichissement.

[138] AREVA, *Etude conservatoire sur la gestion à long terme de l'uranium appauvri*, décembre 2010 : « *Selon une pratique commerciale largement établie au niveau international, les clauses standards des contrats commerciaux prévoient la possibilité (pratiquement presque toujours utilisée) pour le client de transférer la propriété du flux appauvri au profit de l'enrichisseur. C'est à ce titre qu'AREVA est propriétaire d'uranium appauvri* »

b) La question du plutonium

Le stock de plutonium, issu du retraitement et en attente de transformation en MOX, s'élève à 82 tonnes dont 60 tonnes de propriété française. Dans ce total, le plutonium entreposé sous forme séparée à La Hague représente 29 tonnes, ce qui permet de produire du MOX pendant 3 ans au rythme de consommation actuel des centrales.

On peut s'interroger sur son devenir au cas où les pouvoirs publics viendraient à arrêter la filière MOX. La stratégie de gestion à long terme des combustibles usés, fondée sur le retraitement, pourrait en effet être remise en cause si on ne trouvait pas d'exutoire satisfaisant pour le plutonium. Un arrêt sur 10 ans des centrales consommant du MOX laisserait en théorie le choix entre le stockage direct de 26 000 tonnes de combustible usé (arrêt immédiat du retraitement et consommation du plutonium existant sous forme de MOX) et la poursuite du retraitement, qui génèrerait environ 2500 m^3 de déchets HA et 260 tonnes de plutonium.

Le PNGMDR n'évoque pas la question des exutoires possibles pour le plutonium. Il en souligne le statut actuel de matière valorisable, mais ne prévoit pas de faire réaliser des études sur un mode de gestion alternatif au cas où il serait considéré comme un déchet, à la différence des études préconisées pour l'uranium de retraitement (URT) et l'uranium appauvri.

c) Le cas du thorium

Le thorium est un matériau radioactif présent à l'état naturel, dont AREVA détient un stock de 2 265 tonnes, entreposées sur le site du CEA à Cadarache[139]. Le thorium n'est pas considéré comme un déchet mais comme une matière radioactive en raison de son caractère valorisable. Selon le PNGMDR, le thorium peut, « *par capture neutronique, se transmuter en uranium 233, qui est fissile. Un "cycle thorium" utilisant le thorium comme combustible pourrait ainsi éventuellement voir le jour, mais pas avant plusieurs décennies au vu des travaux de recherche et développement encore nécessaires* » ; le PNGMDR semble ainsi douter du caractère réellement valorisable du thorium.

AREVA doit ainsi engager une réflexion avec l'ANDRA sur les conséquences et les coûts d'une prise en charge du thorium dans les

[139] L'entreprise RHODIA détient quant à elle 7 134 tonnes de thorium entreposés à La Rochelle, sans lien avec l'industrie électronucléaire.

centres de stockage existants ou à l'étude, en cas de reclassification du thorium en déchet radioactif. Par ailleurs, AREVA doit étudier l'opportunité et la faisabilité d'un mécanisme pour sécuriser financièrement la gestion à long terme de ces matières pour le cas où elles seraient *in fine* qualifiées de déchets.

F - Récapitulatif des charges brutes de gestion des déchets dans les comptes des exploitants

Les tableaux suivants présentent un récapitulatif des volumes de déchets engagés fin 2010 et des charges brutes et provisions afférentes. Selon l'arrêté du 21 mars 2007, les « charges de gestion des déchets à vie courte résultant de l'exploitation des installations en service » ne doivent pas être comptabilisées dans les charges de gestion à long terme des déchets et ne donnent pas lieu à provision. Ces déchets sont généralement envoyés en temps réel aux centres de stockage TFA et FMAVC de l'ANDRA.

Volume de déchets engagés au 31 décembre 2010

En m^3	EDF	CEA (1)	AREVA
TFA	815 000	222 000	273 000 t
FMAVC	530 000	67 000	46 600
FAVL	52 000	1 940 t graphite + radifères	2200
MAVL	36 141	16 080	9 924
HA (2)	4 368	175	187

Source : Cour des comptes, exploitants

(1) Les volumes de déchets TFA, FMAVC et FAVL sont donnés au 31 décembre 2009, y compris d'éventuels déchets militaires.
(2) Les déchets HA comprennent des déchets « froids » et des déchets « chauds » (ayant besoin de plus longtemps pour refroidir avant d'être stockés).

Les charges brutes représentées par la gestion à long terme des tonnages de déchets engagés représentaient près de 25 Md€ à la fin de l'année 2010. Complétées par les dépenses après fermeture des centres de stockage et celles relatives à la reprise et au conditionnement des déchets anciens, le total atteint 28,3 Md€, dont 23 Md€ (81 %) à la charge d'EDF.

Charges brutes pour gestion des déchets radioactifs :

Charges brutes en M€$_{2010}$	EDF	CEA	AREVA	Total
Gestion à LT des déchets	**21 958**	**1 611 (2)**	**1 361**	**24 930**
dont déchets HA et MAVL	19 791	1 555	1 069	22 415
dont déchets TFA et FMAVC	1 440	0	269	1 709
dont déchets FAVL	727	56	23	806
Charges après fermeture des centres de stockage (1)	**1 056**	**261**	**40**	**1 357**
RCD		**531**	**1 458**	**1 989**
Total	**23 014**	**2 403**	**2 859**	**28 276**

Source : Cour des comptes, exploitants

(1) Surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité
(2) Contrairement aux exigences réglementaires (arrêté du 21 mars 2007), le CEA ne comptabilise pas, au titre de la gestion des déchets, les charges relatives à la gestion à long terme des déchets issus du démantèlement (341 M€) et de la RCD (79 M€). Ces charges, qui concernent tous les types de déchets, sont comptabilisées dans les provisions pour démantèlement et pour RCD.

——— *CONCLUSION – LA GESTION DES DECHETS* ———

Si les exploitants nucléaires restent toujours responsables de leurs déchets, le stockage de ces derniers est confié à l'ANDRA qui gère trois centres. Le coût de gestion des déchets est facturé par l'ANDRA aux producteurs, qui le prennent en compte dans leurs coûts d'exploitation.

- ***Stockage des déchets de faible activité ou à vie courte***

Les déchets issus du démantèlement des INB dépasseront à terme les capacités de stockage du centre TFA, qui devra être étendu ou complété par un nouveau centre. Quant au centre FMAVC, sa capacité de stockage pourrait s'avérer insuffisante en cas d'extension de la durée de fonctionnement des centrales à 50 ans. En extrapolant les coûts passés, la construction de deux nouveaux centres générerait un coût d'investissement de l'ordre de 260 M€.

Pour les déchets de faible activité et vie longue, un centre dédié devait voir le jour en 2013 mais le projet a été reporté en raison des difficultés liées à son implantation. Les provisions des exploitants reposent toujours sur un chiffrage ancien de 806 M€$_{2010}$ qui sera appelé à évoluer compte tenu de la poursuite des travaux de recherche.

- ***Déchets de haute activité ou de moyenne activité à vie longue***

Le stockage des déchets HA et MAVL en couche géologique profonde est la solution de référence aux niveaux français, européen et international.

La révision du devis 2005 (16,5 Md€$_{2010}$) du centre de stockage profond divise l'ANDRA (chiffrage SI 2009 à 36 Md€$_{2010}$) et les producteurs (projet STI à 14,4 Md€$_{2010}$). Le projet STI présenté par les producteurs aboutit ainsi à un coût inférieur au devis de 2005 à partir duquel ils calculent leurs provisions actuellement. L'estimation officielle des coûts sera déterminée par arrêté ministériel avant 2015. Si cette estimation était supérieure à celle de 2005 et proche du montant révisé du devis de l'ANDRA, les producteurs devraient ajuster le montant de leurs provisions, de manière potentiellement significative.

Dans tous les cas, l'architecture et le coût final du centre de stockage profond sont appelés à évoluer du fait des évolutions techniques et réglementaires au cours de son exploitation qui durera au moins 100 ans à partir de 2025.

Par ailleurs, les concepts actuellement étudiés et chiffrés par l'ANDRA ne prévoient pas le stockage direct des assemblages combustibles usés. Cependant, les comptes d'EDF retiennent, pour certains combustibles usés, l'hypothèse d'un stockage direct dont les charges sont calculées à partir de chiffrages et de concepts anciens (2002) de l'ANDRA. Dans le cas où ce type de stockage devait être finalement retenu, il n'est pas certain que le centre de stockage tel qu'il est conçu actuellement pourrait accueillir ces combustibles ni que la provision constituée par EDF serait suffisante pour couvrir les aménagements nécessaires. Il serait donc souhaitable que le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année fasse également l'objet d'un devis et que cette hypothèse soit prise en compte dans les études futures de dimensionnement du centre de stockage géologique profond.

- ***Questions en suspens***

Dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs, certaines questions restent en suspens et pourraient se traduire par des coûts supplémentaires pour les exploitants.

Pour les déchets sans filières, l'absence de chiffrage et de solutions de gestion explique leur non-prise en compte dans les états financiers des exploitants. Les volumes concernés sont modestes (1000 m^3) mais vont demander des traitements spécifiques.

Dans le cas des résidus et stériles miniers d'AREVA, le choix d'une gestion in situ apparaît cohérent compte tenu du caractère faiblement radioactif des matières et des importants volumes en jeu, qui excluent tout stockage dans les centres actuellement existants de l'ANDRA. La couverture supplémentaire sur les sites entraînerait des coûts pour AREVA, mais les estimations préliminaires doivent encore être consolidées.

Enfin, le caractère aujourd'hui valorisable de certaines matières radioactives pourrait être remis en cause à l'avenir :

- l'uranium appauvri est réutilisable et en partie réutilisé mais le stock continue de progresser et atteindra selon l'inventaire national des matières et déchets radioactifs 450 000 tonnes à l'horizon 2030 contre plus de 260 000 tonnes aujourd'hui. La résorption de ce stock dépendra de l'éventuelle mise en service de réacteurs à neutrons rapides de 4ème génération, qui pourraient fonctionner en théorie plus de 2 500 ans avec le stock actuel, et même davantage dans la mesure où ce stock continue de croître. Une autre solution serait de vendre le stock à des enrichisseurs étrangers ou de le ré-enrichir, mais le choix de ces options dépend du cours de l'uranium naturel et de la disponibilité des capacités d'enrichissement. Si ces scénarios ne se réalisent pas, une solution de stockage devra être trouvée et financée. Ainsi, dans les conditions économiques et techniques actuelles, il est vraisemblable qu'une partie du stock d'uranium appauvri ne sera pas valorisée. Dès lors, les études scientifiques sur un possible stockage d'une partie de cet uranium devraient être complétées d'un volet financier afin d'évaluer, même imparfaitement, l'éventuel passif à la charge d'AREVA ;

- s'agissant du plutonium, son caractère valorisable est lié à l'existence d'une filière de recyclage. Des études pourraient être engagées sur la gestion de cette matière au cas où elle ne serait pas recyclée sous forme de MOX ;

- pour le thorium, la valorisation est également tributaire de développements technologiques ultérieurs mais les volumes en question sont bien moindres que pour l'uranium appauvri.

Chapitre IV

Provisions et actualisation

I - Le montant des provisions dans les bilans

Les dépenses futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion des déchets qui ont déjà été produits sont aujourd'hui intégrées dans les comptes des exploitants, parce qu'elles sont inéluctables mais l'échéancier de réalisation de ces dépenses est souvent très long. Elles sont donc comptabilisées sous forme de provisions, calculées sur la base des charges brutes identifiées dans le chapitre III précédent et auxquelles est appliqué un taux d'actualisation.

Au total, dans les comptes d'EDF, d'AREVA, du CEA et de l'ANDRA, les dépenses futures de la filière électronucléaire sont évaluées en 2010 à **79,4 Md€$_{2010}$ de charges brutes** pour le démantèlement des installations, la gestion du combustible usé et la gestion à long terme des déchets radioactifs. On peut rapprocher ce montant, par exemple, de la valeur actuelle des investissements initiaux faits dans le parc en exploitation (83 Md€$_{2010}$ en coût overnight).

Compte tenu de l'effet de l'actualisation, ces charges brutes se traduisent par des **provisions** inscrites dans les états financiers des principaux exploitants, à hauteur de **38,4 Md€ en 2010**.

Charges brutes de la filière électronucléaire

Charges brutes en M€$_{2010}$	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	20 902,9	7 108,4	3 911,2		31 922,5
Gestion du combustible usé	14 385,8		419,9		14 805,7
Gestion des déchets	23 016,9	2 859,1	2 402,8	83,5	28 362,3
• *dont reprise et conditionnement déchets anciens*		*1 457,9*	*530,7*		*1 988,6*
• *dont gestion LT des colis déchets*	*21 961,2*	*1 361,0*	*1 611,4*	*34,6*	*24 968,2*
• *dont dépenses après fermeture des centres stockage*	*1 055,7*	*40,2*	*260,7*	*48,9*	*1 405,5*
Derniers cœurs	3 791,5				3 791,5
Autres charges futures		496,7	36,3		533,0
Total général	**62 097,1**	**10 464,2**	**6 770,2**	**83,5**	**79 415,0**
	78 %	13 %	9 %		100 %

Provisions de la filière électronucléaire

Provisions en M€$_{2010}$	EDF	AREVA	CEA	ANDRA	Total
Démantèlement	11 030,9	3 421,4	2 944,0		17 396,3
Gestion du combustible usé	8 850,9		303,1		9 154,0
Gestion des déchets	6 508,8	1 823,4	1 178,5	41,3	9 552,0
• *dont reprise et conditionnement déchets anciens*		*1 209,2*	*446,7*		*1 655,9*
• *dont gestion LT des colis déchets*	*6 408,7*	*573,3*	*717,0*	*29,1*	*7 728,1*
• *dont dépenses après fermeture des centres stockage*	*100,1*	*40,9*	*14,8*	*12,2*	*168,0*
Derniers cœurs	*1 905,9*				*1 905,9*
Autres provisions pour charges futures		359,5	27,7		387,2
Total général	**28 296,5**	**5 604,3**	**4 453,3***	**41,3**	**38 395,4**
	74 %	15 %	12 %		100 %
Provision / charges brutes	46 %	54 %	66 %	49 %	48 %

Source : Cour des comptes à partir des états financiers des exploitants et des rapports sur les charges nucléaires de long terme et leur financement

** dont 158,8 M€ hors périmètre de la loi de 2006*

Ainsi, le total des provisions dans les comptes représente à peine la moitié (48 %) du montant des charges brutes, proportion qui diffère fortement entre les exploitants du fait de l'échéancier de ces dépenses futures. Ainsi les dépenses futures du CEA sont, pour une partie importante, actuellement en cours (démantèlement des installations, RCD), ce qui limite l'impact de l'actualisation, puisque ses provisions représentent 66 % de ses charges brutes.

Comparaisons des charges et des provisions par type de dépenses

En M€ 2010	Déman-tèlement	Combusti ble usé	RCD	Gestion déchets	Après stockage déchets	Derniers cœur	Autres	Total
Charges brutes	31 922,5	14 805,7	1 988,6	24 968,6	1 405,5	3 791,5	533,0	79 415,0
Provisions	17 396,3	9 154,0	1 655,9	7 728,1	168,0	1 905,9	387,2	38 395,4
Provisions /charges brutes	54 %	62 %	83 %	31 %	12 %	50 %	72 %	48 %

Source : Cour des comptes à partir des états financiers des exploitants

II - L'actualisation des provisions

Compte tenu de l'impact très important de l'actualisation des charges brutes dans le calcul des provisions qui les représentent dans les comptes des exploitants, il faut examiner avec attention les méthodes et les taux d'actualisation employés.

A - Le principe de l'actualisation

1 - Convertir des montants futurs en montants présents

Les montants provisionnés par les exploitants nucléaires ont vocation à être dépensés sur une période de temps longue, parfois même très longue. Or, pour toute réflexion économique et financière portant sur une période de temps longue, il est admis qu'un montant, perçu ou dépensé dans le présent, n'est pas strictement équivalent ou comparable à un montant à percevoir ou à dépenser dans le futur. L'actualisation consiste à tenir compte de cette valeur du temps en rapportant ces dépenses futures en valeurs présentes[140].

[140] L'actualisation est ainsi « *l'opération mathématique qui permet de comparer des valeurs économiques qui s'échelonnent dans le temps : il s'agit de ramener la valeur future d'un bien, d'une dépense à une valeur actuelle. L'actualisation repose sur deux éléments essentiels : l'appréciation des flux monétaires (échéancier des dépenses et recettes immédiates et futures, réelles ou fictives) et le taux d'actualisation (coefficient permettant de ramener le futur au présent). Le taux d'actualisation est un taux de substitution entre le futur et le présent ; il traduit la valeur du temps pour une entreprise ou une collectivité : c'est en quelque sorte le "prix du*

Le principe de l'actualisation est également prévu par les normes comptables internationales, et plus spécifiquement la norme IAS 37 relative aux provisions, passifs éventuels et actifs éventuels. Cette norme a été transposée dans le règlement communautaire n° 1126/2008 de la Commission du 3 novembre 2008, qui dispose que « *lorsque l'effet de la valeur temps de l'argent est significatif, le montant de la provision doit être la valeur actuelle des dépenses attendues que l'on pense nécessaires pour éteindre l'obligation. Étant donné la valeur temps de l'argent, les provisions relatives à des sorties de trésorerie se produisant peu après la date de clôture sont plus onéreuses que celles relatives à des sorties de trésorerie de même montant se produisant à une date ultérieure. Lorsque l'effet est significatif, les provisions sont donc actualisées. Le taux d'actualisation doit être un taux avant impôts reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques à ce passif. Le taux d'actualisation ne doit pas refléter les risques pour lesquels les estimations de flux de trésorerie futurs ont été ajustées* ».

Les dépenses futures estimées par les exploitants pour l'aval du cycle nucléaire sont donc d'abord estimées en valeur brute, selon les conditions économiques de l'année en cours. Ces valeurs brutes sont ensuite actualisées par un taux qui permet de déterminer les montants à provisionner aujourd'hui pour couvrir des dépenses futures. Dans les comptes des exploitants, c'est bien la valeur actualisée qui est prise en compte au bilan.

Cette opération revêt une grande importance pour les exploitants : toute variation à la hausse ou à la baisse du taux d'actualisation se traduirait par une variation de la provision actualisée et, s'il y a lieu de l'actif de contrepartie, ce qui aurait donc un impact sur leur bilan et leur compte de résultat. Ce changement s'opérerait alors même que les devis estimatifs pour le démantèlement ou la gestion des déchets resteraient inchangés, c'est-à-dire à valeur brute constante.

2 - L'absence de consensus sur le bon taux d'actualisation

Compte tenu des incertitudes économiques à long terme et de la préférence variable des acteurs économiques pour le présent, le choix d'un taux d'actualisation comporte nécessairement une part d'arbitraire qui le rend discutable. Une solution alternative de compromis peut

temps" »Commissariat général du plan, *Révision du taux d'actualisation des investissements publics*, 2005.

consister à appliquer des taux différents d'actualisation en fonction de la période à laquelle seront effectuées les dépenses.

Une telle approche était préconisée par l'annexe 8 de l'étude économique prospective de la filière nucléaire de juin 2000[141]. Ce rapport au Premier ministre recommandait de distinguer deux phases dans l'actualisation : la première phase d'une durée de 30 ans avec un taux d'actualisation de 6 %, la seconde au-delà de 30 ans avec un taux d'actualisation de 3 %. Le rapport Lebègue de 2005 sur la révision du taux d'actualisation des investissements publics préconisait pour sa part d'utiliser un taux d'actualisation net d'inflation de 4 %, décroissant dans le temps à partir de 30 ans et limité à un taux plancher de 2 % net pour les investissements de très long terme. Le ministère britannique des finances recommande également d'utiliser un taux d'actualisation dégressif en fonction du temps[142].

Pour les exploitants, cela reviendrait ainsi à utiliser différents taux d'actualisation en fonction de l'échéance estimée de leur provision : le taux pourrait être plus élevé pour la provision relative au démantèlement des installations que pour la provision relative à la gestion à long terme des déchets HA-MAVL qui couvre des dépenses postérieures à 2100. La mise en œuvre d'une telle approche impliquerait toutefois que les exploitants justifient provision par provision le taux d'actualisation retenu. Elle pourrait créer une complexité supplémentaire sans changer fondamentalement la valeur des provisions actualisées : les exploitants utiliseraient ainsi un taux plus élevé qu'actuellement pour les provisions dont l'échéance est inférieure à 30 ans, avant de le faire diminuer progressivement pour atteindre un taux réel de 2 % pour les dépenses les plus éloignées dans le temps, conformément aux préconisations du rapport Lebègue.

B - Le taux d'actualisation utilisé

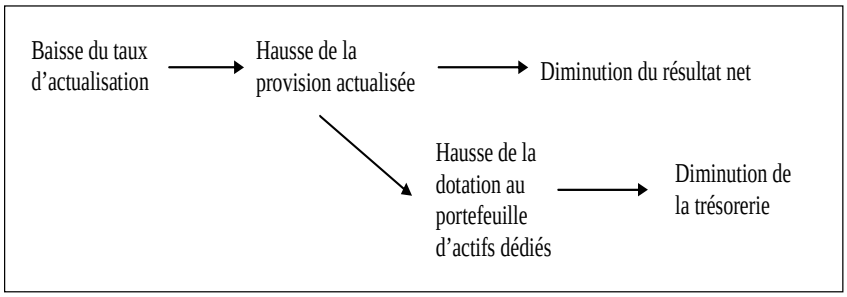
En valeur brute, les charges portant sur l'aval du cycle nucléaire des trois principaux exploitants s'élevaient à la fin de l'année 2010 à 79,4 Md€. Ces charges brutes sont ramenées à des provisions d'un montant total d'environ 38,4 Md€ en valeur actualisée. C'est ce dernier

[141] JM. Charpin, B. Dessus et R. Pellat, *Etude économique prospective de la filière nucléaire : rapport au Premier ministre*, juin 2000.

[142] HM Treasury, *Intergenerational wealth transfers and social discounting*, juillet 2008: "*This declining rate is based on uncertainty about the future values of time preference and calculates a certainty equivalent rate taking into account the range of this uncertainty*".

montant qui est inscrit dans les comptes des exploitants et qui détermine le niveau des actifs dédiés, pour les provisions devant être adossées à des actifs de couverture.

Le choix du taux d'actualisation des provisions est un enjeu important pour les exploitants : une baisse du taux utilisé se traduirait par une hausse de la provision qui dégraderait le résultat net sur un ou plusieurs exercices. La hausse des provisions en valeur actualisée impliquerait également d'accroître le portefeuille d'actifs dédiés, ce qui pèserait sur la trésorerie des exploitants. Cette hausse de la dotation au portefeuille d'actifs dédiés ne concernerait toutefois que les provisions pour lesquelles des actifs de couverture sont nécessaires. Toutes choses égales par ailleurs, une baisse du taux d'actualisation aurait les conséquences suivantes :



1 - L'encadrement réglementaire du taux

Le taux d'actualisation utilisé par les exploitants est encadré par le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui prévoit que « *le taux d'actualisation utilisé pour le calcul du montant des provisions […] ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet. Ce taux d'actualisation ne peut en outre excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, compatible avec les normes comptables applicables. L'exploitant retient, pour la détermination du taux d'actualisation mentionné au premier alinéa et pour l'évaluation du taux de rendement mentionné au deuxième alinéa, une méthode précise et pérenne* »[143].

[143] Cette définition du taux d'actualisation a un intérêt pratique et permet de s'assurer d'avoir un équilibre à terme entre la valeur des actifs dédiés et celle des provisions

Les exploitants doivent donc choisir un taux d'actualisation reposant sur une méthode documentée et pérenne, qui ne peut excéder le taux de rendement attendu de leurs actifs de couverture, et ce dans le respect d'un taux plafond fixé par voie réglementaire.

Ce taux plafond est déterminé par l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui précise que la valeur nominale du plafond est égale à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux des obligations d'Etat à échéance constante à trente ans (TEC 30), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée de 1 point.

Sous réserve de ce plafond, EDF, AREVA et le CEA utilisent la même méthode de calcul pour déterminer leur taux d'actualisation, en additionnant la moyenne mobile 48 mois du taux TEC 30 ans ainsi que la moyenne des moyennes mobiles 48 mois des marges AA, A et BBB[144]. La contribution de ce dernier agrégat au taux d'actualisation est limitée à 100 points de base (1 %). Ainsi, au 31 décembre 2010 :

- la moyenne mobile 4 ans du taux TEC 30 ans s'élevait à 4,24 % ;
- les moyennes mobiles 4 ans des marges AA, A et BBB s'établissaient respectivement à 0,87 %, 1,19 % et 1,77 %. La moyenne simple de ces trois grandeurs s'élevant à 1,28 %, la limite des 100 points de base fixée par l'arrêté était atteinte.

Au 31 décembre 2010, le taux théorique était donc de 5,51 %, plafonné par un taux à 5,24 %. Depuis 2006, ces taux ont évolué de la façon suivante :

Calcul du taux d'actualisation des exploitants depuis 2006

au 31 décembre	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
moyenne mobile 4 ans TEC 30 (a)	4,38 %	4,30 %	4,24 %	4,31 %	4,24 %
moyenne mobile 4 ans marge AA (b)	*0,37 %*	*0,38 %*	*0,56 %*	*0,77 %*	*0,87 %*
moyenne mobile 4 ans marge A (c)	*0,63 %*	*0,60 %*	*0,86 %*	*1,06 %*	*1,19 %*
moyenne mobile 4 ans marge BBB (d)	*1,17 %*	*1,01 %*	*1,39 %*	*1,70 %*	*1,77 %*
moyenne mobile 4 ans Spread (e= (b+c+d)/3)	0,72 %	0,66 %	0,94 %	1,18 %	1,28 %
Taux théorique f = (a+e)	**5,11%**	**4,96%**	**5,18%**	**5,49%**	**5,51%**
Taux plafond : f ou (a+1 %) si < f	**5,11%**	**4,96%**	**5,18%**	**5,31%**	**5,24%**

Source : AREVA

qu'ils doivent couvrir, mais cela conduit à éloigner le taux d'actualisation de sa définition de référence, dans la théorie économique, c'est-à-dire de « la valeur du temps pour la collectivité ».

[144] Il s'agit de l'écart entre le taux des obligations d'Etat à 30 ans et le taux moyen des obligations d'entreprises notées AA, A et BBB.

EDF, AREVA et le CEA utilisent tous trois la même formule et ont retenu un **taux d'actualisation en valeur nominale de 5 %,** soit une valeur légèrement inférieure au taux plafond. Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2 % à moyen et long terme, le taux réel d'actualisation utilisé par les exploitants est donc **proche de 3 %** (2,94 % plus précisément).

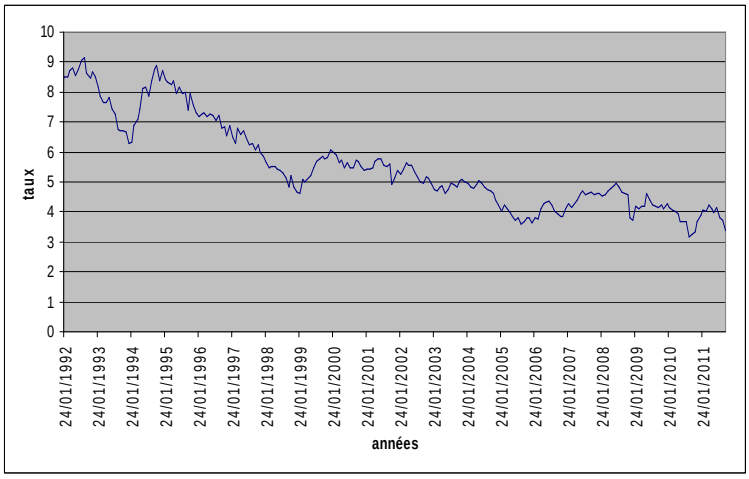
Cela signifie que le taux de rendement des actifs de couverture, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, doit être supérieur à 5 % par an en valeur nominale ou à 2,94 % en valeur réelle (*infra*).

2 - La robustesse du taux

a) L'évolution du taux des obligations de l'Etat à 30 ans

Dans le cadre réglementaire actuel, le taux d'actualisation utilisé par les exploitants étant calé sur la moyenne sur 4 ans du taux des obligations d'Etat à 30 ans majoré de 100 points de base, si le taux de ces obligations diminue et que cette diminution est pérenne, le taux plafond actuellement fixé à 5,24 % pourrait diminuer. Une telle situation contraindrait les exploitants à retenir un taux d'actualisation plus faible dès lors que le taux plafond serait inférieur à 5 %, c'est-à-dire que la moyenne sur 4 ans du TEC 30 serait inférieure à 4 %. Or, la tendance de ce taux est à la baisse sur les vingt dernières années, ainsi qu'en témoigne le graphique ci-dessous :

Evolution du taux des emprunts d'Etat à 30 ans



Source : Cour des comptes à partir des données Banque de France

La moyenne du TEC 30 était de 3,74 % en 2010 et de 3,93 % en 2011. Si un niveau inférieur à 4 % de ce taux se maintenait, le taux plafond (fixé à la moyenne du TEC 30 sur 48 mois majorée de 100 points de base) serait amené à diminuer et pourrait devenir inférieur à 5 %, contraignant les exploitants à réviser à la baisse leur taux d'actualisation.

Evolution du taux TEC 30

Année	2007	2008	2009	2010	2011
Taux moyen TEC 30	4,50 %	4,60 %	4,23 %	3,74 %	3,93 %

Source : Cour des comptes à partir des données Banque de France

b) L'apport des comparaisons internationales

Les taux utilisés par les trois exploitants français (taux nominal de 5 % et taux réel de 2,94 %) sont proches de ceux utilisés par les opérateurs allemands, qui opèrent dans des conditions économiques proches et dans la même zone monétaire : E.ON utilise un taux nominal de 5,2 %, Vattenfall de 4,75 %, RWE de 5 % et EnBW de 5,5 %.

En revanche, au Royaume-Uni, la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) qui est chargée de la gestion de l'aval du cycle nucléaire pour les installations arrêtées retient un taux d'actualisation en valeur réelle de 2,2 %[145] (2,94 % pour les exploitants français). Le choix de ce taux se conforme aux prescriptions du ministère britannique des finances, pour qui un tel taux reflète la valeur du temps sur des passifs de très long terme (supérieurs à 100 ans). Le taux réel est quant à lui de 3 % pour le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) en charge du financement de l'aval du cycle des installations existantes.

En Suède, un taux réel d'actualisation différent est utilisé selon la période considérée : 3,25 % pour les 15 premières années et 2,5 % pour les suivantes.

De manière générale, le taux d'actualisation réel des exploitants français se situe à un niveau intermédiaire par rapport à d'autres pays de l'Union européenne, ainsi qu'en témoigne cet extrait d'une étude réalisée en 2007 pour le compte de la Commission européenne.

[145] Department of energy and climate change : *Consultation on an updated waste transfer pricing methodology for the disposal of higher activity waste from new nuclear power stations*, décembre 2010; *Nuclear Decommissioning Authority* : *Annual reports and accounts, 2010-2011*.

Taux réels d'actualisation utilisés dans l'Union européenne

Pays	Espagne	Royaume-Uni	France	Hongrie Lituanie	Suède	Slovénie
Taux réel	1,5 %	2,2% : NDA* 3 % : NLF**	2,94 %	3 %	3,25 %< 15 ans 2,5 % > 15 ans	3,53 %

Source : Wuppertal Institute, EU decommissioning funding methodologies

** NDA: nuclear decommissioning authority; ** NLF: nuclear liabilities fund*

c) L'hypothèse d'inflation retenue

Dans le calcul de leurs provisions pour l'aval du cycle nucléaire, les exploitants retiennent une hypothèse d'inflation de 2 % avec un taux d'actualisation nominal à 5 %. Cette hypothèse d'inflation correspond à l'objectif d'inflation de long terme de la Banque centrale européenne (BCE), et non à une moyenne d'inflation constatée sur la période.

Une note réalisée le 28 février 2011 par un commissaire contrôleur des assurances à la demande de la DGEC estime que l'hypothèse d'inflation retenue ne prend pas suffisamment en compte l'évolution des coûts spécifiques du démantèlement ou de la gestion à long terme des déchets, dont rien n'indique qu'ils évoluent au rythme des prix à la consommation. Une autre approche consisterait à utiliser des indices sectoriels tels que l'indice travaux publics, pour lequel l'inflation constatée a été nettement supérieure à l'inflation moyenne. Par exemple, sur la période janvier 2002 – janvier 2008, les prix à la consommation ont augmenté de 11,9 %, alors que l'index national travaux publics a progressé de 32,5 %, l'index national des travaux en souterrain de 26,1 % et l'index national du bâtiment de 28,5 %. Or, ces types de coût représentent une part essentielle de la provision relative au stockage profond des déchets HA et MAVL.

Compte tenu des échéances lointaines de ces provisions, il est toutefois impossible de savoir si de tels indices sectoriels continueront d'évoluer plus rapidement que les prix à la consommation. Le choix d'une hypothèse d'inflation implique cependant que les exploitants sont confiants dans l'absence de dérive des coûts liés au démantèlement, à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets. A titre de comparaison, l'ANDRA retient une hypothèse d'inflation à 2 % pour ses provisions sauf si l'indice travaux public est majoritaire dans la dépense ; elle retient alors une hypothèse d'évolution des prix de 3 %.

d) La comparaison avec d'autres passifs de long terme

Peu de passifs ont une durée équivalente à celle de l'aval du cycle nucléaire et les comparaisons doivent donc être maniées avec précaution. Les passifs d'une durée comparable correspondent souvent à des engagements au titre des retraites. Ainsi, dans les engagements hors bilan annexés au compte général de l'Etat, figurent les engagements de retraite et assimilés de l'Etat pour lesquels est utilisé un taux d'actualisation net d'inflation de 1,53 % (1,63 % fin 2009). La norme n° 13 du plan comptable de l'Etat prévoit que le taux d'actualisation est choisi par référence au taux des emprunts d'Etat. En l'espèce, la référence utilisée est celle des emprunts d'Etat indexés sur l'inflation, et plus spécifiquement l'OATi de maturité 2029 compte tenu de la durée des engagements de retraite. Par ailleurs, l'Etat n'ayant pas à provisionner ce montant ni à constituer un portefeuille d'actifs dédiés, la modification annuelle du taux d'actualisation n'a pas d'impact sur la situation financière de l'Etat à la différence de la situation d'AREVA, du CEA et d'EDF.

Pour ses provisions de long terme, l'ANDRA utilise également un taux d'actualisation différent, fixé à 3,5 % en taux nominal soit 1,47 % en termes réels. Le choix d'un taux nettement plus prudent que celui des autres exploitants a plusieurs justifications : une durée des passifs très longue (300 ans), un portefeuille d'actifs de couverture moins risqué et moins rentable (3,11 % de rentabilité nominale en moyenne annuelle sur 10 ans). Enfin, comme l'indique l'Agence dans son rapport « article 20 » de 2010, « *aucun organisme de référence en matière de comptabilité ne préconise une (ou des) méthode(s) pour l'établissement d'un taux d'actualisation prudent sur de très longues échéances (300 ans) pour des obligations nécessitant une sortie de trésorerie annuelle ne pouvant être reportée en période inflationniste et/ou de contre-performance des placements* », ce qui justifie selon l'ANDRA le choix d'un taux d'actualisation plus faible.

e) Les prévisions de rendement du portefeuille d'actifs dédiés

Le décret du 23 février 2007 prévoit que le « *taux d'actualisation ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet* ».

Dans le cas d'AREVA, la composition structurelle du portefeuille des actifs de couverture, au 31 décembre 2010, se répartit en 60 % de produits de taux de la zone euro et 40 % d'actions européennes, l'entreprise anticipant un taux de rendement sur les produits de taux de la

zone euro[146] à 3,5 % et un taux de rendement sur les actions européennes de 7,5 %. A la fin de l'année 2010, le taux de rendement anticipé des actifs de couverture s'établissait ainsi à 5,10 %, soit un taux à peine supérieur au taux d'actualisation. Dans le cas d'EDF, l'entreprise estime qu'un portefeuille composé à 50 % d'actions et à 50 % d'obligations dégagerait une rentabilité annuelle moyenne de 3,9 % en termes réels, sur la base des rendements observés depuis un siècle. En prenant pour référence les vingt dernières années (y compris la crise financière de 2007-2009), EDF considère que la rentabilité d'un tel portefeuille s'élèverait à 5,6 % soit un rendement nettement supérieur au taux d'actualisation réel de 3 %. L'importance des actions dans un tel portefeuille accroît néanmoins les risques liés à la volatilité de cette catégorie d'actifs.

Les prévisions de rendement des actifs dédiés sont donc une extrapolation, qui présuppose la continuation dans le futur des rendements observés dans le passé. La situation financière actuelle montre la fragilité de ces prévisions.

C - La sensibilité des provisions des exploitants au taux d'actualisation

Les commissaires aux comptes d'EDF, dans le rapport sur les comptes annuels 2010, attiraient l'attention de l'exploitant sur la possibilité d'une révision significative des provisions : *« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. »* Dans leurs documents de référence, les exploitants présentent la sensibilité de leurs provisions à une variation du taux de +/- 0,25 % (EDF) ou de +/- 0,5 % (CEA).

C'est pour les provisions dont l'échéance est lointaine que l'impact d'une telle variation est le plus fort. A titre d'exemple, la provision pour stockage direct du MOX et du combustible Superphénix s'élevait à 5,8 Md€ en valeur brute mais à seulement 565 M€ en valeur actualisée :

[146] Ces produits de taux sont des actifs monétaires euro, des emprunts d'Etats de la zone euro ou d'émetteurs privés libellés en euro, ainsi que des créances sur EDF et le CEA.

EDF prévoit en effet que si le stockage de ces combustibles dans le centre géologique profond devait intervenir, ce serait entre 2113 et 2124, ce qui explique que la provision actualisée soit dix fois inférieure aux charges brutes.

Si le taux d'actualisation devait varier, même dans de faibles proportions, l'impact serait fort sur les comptes des exploitants et notamment pour EDF.

Sensibilité des provisions à une variation du taux d'actualisation : impact calculé par rapport au montant des provisions 2010 calculées avec un taux de 5 %

Taux d'actualisation	**3 %**	**3,5 %**	**4 %**	**4,25%**	**4,50 %**	**4,75 %**	**5 %**	**5,25 %**	**5,5 %**
EDF[147]	15 313	*10 000**	5 936	*4 300**	2 782	1 312	0	-1 206	-2 349
AREVA	*2 000***	*1 500***	1 059	761	491	243	0	-217	-420
CEA	1198	821	507	368	237	115	0-	-108	-211
Variation (en M€)	**+18 511**	**+12 321**	**+7 502**	**+5 429**	**+3 510**	**+1 670**	**0-**	**-1 531**	**-2 980**

Source : réponses à la Cour des comptes d'EDF, d'AREVA et du CEA
**Estimations Cour des comptes ** Estimations AREVA*

[147] Pour les valeurs de 4,25 %, 4 %, 3,5 % et 3 %, la variation de la provision d'EDF ne tient pas compte des provisions suivantes : (i) Déconstruction des centrales de première génération : la sensibilité de la provision pour déconstruction des centrales de première génération à une diminution du taux d'actualisation de 0,5 % se limite à + 86,1 M€, (ii) AMI Chinon : la sensibilité est non significative (iii) APEC : la sensibilité de la provision à une diminution du taux d'actualisation de 0,5 % se limite à + 2,5 M€, (iv) démantèlement générateur de vapeur : la sensibilité de la provision à une diminution du taux d'actualisation de 0,5 % se limite à + 11,9 M€.

Une diminution de 0,5 % du taux d'actualisation se traduirait donc par une hausse des provisions nucléaires actualisées de plus de 3,5 Md€ sur un total de 38,4 Md€. Or, une telle diminution est envisageable, par exemple en cas de baisse prolongée du taux réel des obligations d'Etat à 30 ans, en cas de diminution des rendements attendus des actifs de couverture dans un contexte financier fragile ou encore en cas d'augmentation des hypothèses d'inflation liées à l'aval du cycle nucléaire.

III - Les provisions dans les comptes de résultat

Les provisions nucléaires sont inscrites au passif des bilans des exploitants. Elles évoluent chaque année, à travers des écritures que l'on trouve dans les comptes de résultats de chacun d'eux et qui sont différentes selon qu'il s'agit des provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets ou des provisions pour démantèlement ou gestion du dernier cœur. En effet, les charges brutes des premières augmentent régulièrement, à hauteur de la quantité de combustible consommé chaque année, alors que les autres restent stables en charges brutes (sauf révision des devis). Pour les deux types de provisions, il faut aussi chaque année tenir compte du fait qu'on se rapproche de la date des décaissements et donc « désactualiser » leur montant.

A - Les provisions d'EDF pour le parc actuel

Le tableau ci-dessous donne le montant des provisions constituées par EDF à fin 2010 pour ses 58 réacteurs en exploitation, à la fois pour leur valeur brute et pour leur valeur actualisée, ainsi que les dotations prises en compte dans les charges du compte de résultat ; ces dotations constituent des éléments de coût qui viennent s'additionner aux autres éléments de coûts annuels de production de l'électricité du parc nucléaire, recensés dans le rapport.

Les provisions nucléaires du parc actuel d'EDF à fin 2010 et les charges comptabilisées en 2010

Provisions en M€ 2010	Charge brute	Provision actualisée	Charge annuelle 2010
Gestion future combustible usé et déchets	37 402	15 360	1 076
Derniers cœurs	3 791	1 906	91
Démantèlement des centrales	18 398	9 227	461
Total	**59 591**	**26 493**	**1 628**

Source : comptabilité 2010 d'EDF

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

Ces provisions représentent, au passif du bilan, le montant actualisé destiné à couvrir le coût de la gestion future des combustibles usés et de la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Chaque année, les charges du compte de résultat comprennent deux éléments :

– le montant actualisé destiné à couvrir le coût de la gestion du combustible usé et du retraitement des déchets produits par l'exploitation de l'année (336 M€ en 2010 pour EDF). Cette dotation de l'année vient augmenter la provision figurant au passif du bilan ;
– un montant correspondant à une charge financière dite de « désactualisation » : cette charge vise à augmenter, chaque année, le stock de provisions constituées au passif du bilan au titre du retraitement des déchets des années antérieures, au fur et à mesure que l'on se rapproche du moment où les dépenses de retraitement devront être engagées (740 M€ en 2010 chez EDF).

La Cour considère qu'il convient d'ajouter les deux montants (336 M€ et 740 M€) aux éléments constitutifs du coût annuel de production de l'électricité nucléaire[148].

2 - La provision pour gestion future des derniers cœurs

Elle représente, au passif du bilan, le montant actualisé destiné à couvrir le coût du retraitement des derniers cœurs. A la différence des provisions pour retraitement des déchets, la contrepartie initiale n'est pas comptabilisée en tant que charge au compte de résultat, mais sous forme d'un actif « de contrepartie » inscrit au bilan.

Chaque année, les charges du compte de résultat au titre de la provision pour retraitement des derniers cœurs comprennent deux éléments :

[148] Voir, au chapitre VIII « conclusion générale », les pratiques différentes de la « commission Champsaur » et d'EDF dans le calcul de CCE (coût courant économique), qui ne prennent en compte que la première de ces deux charges (336 M€) au titre des coûts d'« achat de combustibles et d'énergie », sans la charge de désactualisation.

– le montant de la dotation aux amortissements de l'actif de contrepartie (0,2 M€ en 2010 dans les comptes d'EDF, cet actif de contrepartie étant aujourd'hui presque totalement amorti) ;
– le montant de la charge financière de désactualisation qui vient augmenter, selon le même processus qu'indiqué plus haut, la provision inscrite au passif du bilan (91 M€ en 2010).

La Cour considère qu'il convient d'inclure cette charge dans l'évaluation du coût annuel de production de l'électricité nucléaire (soit 91 M€ pour 2010)[149].

3 - La provision pour démantèlement des centrales actuelles

Cette provision représente, au passif du bilan, le montant actualisé destiné à couvrir le coût du démantèlement des centrales actuelles. Comme pour le dernier cœur, la contrepartie initialement constituée n'a pas été inscrite en charge au compte de résultat mais directement sous forme d'un actif de contrepartie au bilan. Chaque année, les charges du compte de résultat comportent deux éléments :

– le montant de la dotation aux amortissements, sur 40 ans, de l'actif de contrepartie (soit une dotation de 22 M€ en 2010 dans les comptes d'EDF) ;
– le montant de la charge financière de « désactualisation », qui abonde la provision constituée au passif du bilan selon la même logique que celle retenue pour les provisions pour retraitement des déchets (439 M€ en 2010).

La Cour estime qu'il convient d'intégrer dans les éléments de coût annuel de production de l'électricité nucléaire la totalité de la charge comptabilisée en 2010 pour le démantèlement, soit 461 M€ (22 M€ +439 M€)[150].

B - Les provisions des autres acteurs de la filière

Areva enregistre également dans ses comptes des provisions nucléaires, selon un mode de comptabilisation identique à celui d'EDF. Ces coûts sont transférés dans les charges d'exploitation d'EDF au titre des prestations facturées par Areva, puisque la facturation est présumée

[149] Contrairement aux méthodes de la commission Champsaur et au calcul du CCE par EDF : voir chapitre VIII
[150] Voir, chapitre VIII, les méthodes différentes adoptées sur ce point par la commission Champsaur et EDF dans son calcul du CCE.

couvrir, au minimum (hors marges éventuelles du fournisseur de combustible), l'ensemble des coûts supportés par le fournisseur. Dès lors, pour éviter de compter deux fois les mêmes coûts, il convient de ne pas additionner les montants apparaissant en charge chez Areva à ceux pris en en charge par EDF dans le calcul du coût de production de l'électricité nucléaire.

Le CEA et l'ANDRA ont également constitué des provisions nucléaires, mais selon une méthode comptable consistant, pour l'essentiel, à passer l'ensemble sous forme de dotations annuelles aux provisions, donc en charges d'exploitation, sans passer par un actif de contrepartie, en application du cadre réglementaire comptable qui leur est applicable, en tant qu'établissement public.

—— CONCLUSION – PROVISIONS ET ACTUALISATION——

*Les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets (**79,3 Md€** en 2010) sont inscrites dans les comptes d'EDF, AREVA et du CEA sous forme de provisions, pour un montant de **38,4 Md€$_{2010}$**, par application d'un taux d'actualisation de **5 %**.*

Ce taux fait l'objet d'un plafonnement par voie réglementaire, plafonnement qui pourrait diminuer si les taux des obligations d'Etat à 30 ans se maintiennent au niveau moyen constaté en 2010 et 2011.

Le taux utilisé par les exploitants français (taux nominal de 5 %, taux réel de 2,94 %) se situe à un niveau intermédiaire par rapport aux taux utilisés dans les autres pays de l'Union européenne : d'autres pays utilisent des taux nets plus faibles, comme l'Espagne (1,5 %). Certains pays utilisent également des taux différents en fonction de l'échéance des provisions, par exemple 2,2 % et 3 % au Royaume-Uni, 3,25 % et 2,5 % en Suède.

Le taux d'actualisation des exploitants français repose sur des hypothèses fortes :

- une inflation de long terme à 2 % par an pour les provisions de l'aval du cycle nucléaire, alors qu'il n'est pas certain que les coûts du démantèlement, de la gestion du combustible usé ou de la gestion des déchets évolueront au rythme des prix à la consommation ; une augmentation des coûts des travaux supérieure à 2 % ferait mécaniquement baisser le taux réel et donc augmenter la valeur de la provision actualisée ;

- un rendement du portefeuille d'actifs dédiés supérieur à 3 % en valeur réelle, ce qui implique la répétition des performances passées sur les marchés obligataires et les marchés d'actions.

La sensibilité des provisions au taux d'actualisation est importante, et ce d'autant plus que les dépenses sont éloignées dans le futur comme pour la gestion à long terme des déchets radioactifs. A titre d'exemple, une baisse d'un point du taux d'actualisation nécessiterait d'augmenter les provisions actualisées des trois exploitants de 7,5 Md€ dont près de 6 Md€ pour EDF.

Chapitre V

Les actifs dédiés

I - Le cadre réglementaire et législatif

A - Des actifs dédiés à la couverture d'une partie des charges futures de la filière nucléaire

La filière nucléaire se caractérise par la durée exceptionnelle des cycles d'exploitation, qui peut atteindre 70 ans, voire 80 ans, entre la date de construction d'une centrale et celle de son démantèlement et du stockage définitif des déchets produits (combustibles, déchets de démantèlement etc.). Par ailleurs, une part importante des charges, dont le chiffrage présente de grandes marges d'incertitudes, se situe dans l'aval du cycle et nécessitera la mobilisation de moyens financiers importants. Ces moyens financiers doivent être disponibles en volume suffisant pour mener à bien les opérations d'aval sans décalage dans le temps et d'une manière satisfaisante sur le plan de la sûreté et sur le plan industriel.

Avant 2006, les exploitants d'installations nucléaires de base avaient déjà commencé à mettre en réserve des actifs destinés à couvrir les charges futures provisionnées au passif. Cependant le régime en place était relativement informel et surtout insuffisant au regard des coûts futurs du nucléaire[151].

[151] Cour des comptes, 2005, *Rapport public particulier sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs*

La loi du 28 juin 2006 sur la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a fixé, pour tous les exploitants nucléaires, les conditions dans lesquelles des moyens financiers doivent être rassemblés et gérés pour couvrir les provisions. Son article 20 en particulier énonce l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de base de constituer des provisions pour les charges futures du nucléaire et d'affecter *« à titre exclusif à la couverture de ces provisions, les actifs nécessaires »*. Les modalités de mise en œuvre de la loi de 2006 ont été précisées par le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Les provisions à couvrir par des actifs dédiés au 31 décembre 2010

Provisions en M€$_{2010}$	**EDF**	**AREVA**	**CEA**	**ANDRA**	**Total**
Démantèlement	11 030,9	3 421,4	2 944,0		17 396,3
Gestion du combustible usé	8 850,9		303,1		9 154,0
Reprise et conditionnement déchets anciens		1 209,2	446,7		1 655,9
Gestion à long terme des colis de déchets	6 408,7	573,3	717,0	29,1	7 728,1
Dépenses après fermeture des centres de stockage	100,1	40,9	14,8	12,2	168,0
Derniers cœurs	1 905,9				1 905,9
Autres provisions		359,5	27,7		387,2
Total général	28 296,5	5 604,3	4 453,3	41,3	38 395,4
dt provisions à couvrir par des actifs dédiés	***17 910,0****	***5 456,0****	***4 453*****	***41,3***	***27 860,3***

Source : Cour des comptes, rapports financiers annuels des exploitants et rapports sur les charges nucléaires de long terme et leur financement
** n'inclut pas la provision pour gestion du combustible usé (qui fait partie du cycle d'exploitation) et une partie des provisions pour derniers cœurs*
*** y c. 214 M€ de provisions devant être couvertes par des tiers*
**** y c. 158,8 M€ de provisions hors du périmètre de la loi du 28 juin 2006*

Les provisions qui doivent être couvertes par ces actifs financiers dédiés sont celles qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation :

démantèlement, gestion des combustibles usés non recyclables dans les installations actuelles et gestion à long terme des déchets radioactifs. Les provisions relatives à l'exploitation courante, c'est-à-dire les provisions du cycle d'exploitation, n'ont pas à être couvertes par des actifs dédiés. Il s'agit essentiellement des provisions pour retraitement des combustibles usés qui sont passées en charge au fur et à mesure de la production de ces combustibles usés et donc intégrés dans les coûts d'exploitation.

B - Les caractéristiques du système français de sécurisation des charges nucléaires futures

1 - Des actifs dédiés intégrés aux bilans des exploitants

Le système de financement mis en place repose sur le principe d'une couverture de la totalité des charges provisionnées, hors cycle d'exploitation, par des actifs dédiés au lieu de simplement les enregistrer comme des passifs au bilan.

Un délai de 5 ans a été fixé pour atteindre cet objectif d'une couverture qui devait donc être complète en juin 2011. En 2010, le législateur a décalé ce délai à juin 2016.

Par ailleurs, le choix a été fait en 2006 de maintenir ces actifs dans le bilan de chaque entreprise concernée, par opposition à l'option de création d'une structure de financement externe, distincte des comptes des exploitants et qui aurait donc pu être confiée à des professionnels de la gestion financière, comme l'ont fait, sous des formes diverses, un certain nombre de pays.

Ces réserves financières sont soumises à des obligations spécifiques : elles doivent être clairement identifiées et distinctes du reste des actifs financiers des exploitants et sont soumises à des obligations spécifiques d'informations trimestrielles de l'autorité administrative. Ces réserves financières sont qualifiées *« d'actifs dédiés »* ou *« actifs de couverture »*.

2 - Des actifs dédiés sous forme de portefeuille d'investissements financiers

L'article 20 de la loi du 28 juin 2006 précise que ces actifs doivent présenter « *un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet* ». L'exposé des motifs du projet de loi indiquait qu' « *afin de prévenir et de limiter les charges qui seront supportées par les générations futures, les actifs dédiés doivent présenter un niveau de sécurité, de diversification et de liquidité suffisant. (…) Il s'agit*

également de s'assurer que les exploitants adoptent une gestion actif-passif permettant de réduire les risques d'inadéquation entre les flux liés au passif et ceux générés par l'actif (…)».

Cette exigence s'est traduite, dans le décret d'application du 23 février 2007, par la définition d'une liste limitative de types d'actifs remplissant ces conditions et donc admissibles comme actifs de couvertures : obligations d'Etat, actions de sociétés ayant leur siège social au sein d'un pays de l'Union européenne ou de l'OCDE, droits réels immobiliers, parts d'OPCVM et de fonds communs de placement, dépôts monétaires.

La diversification est assurée par l'existence de plafonds par types d'actifs. Ces plafonds, exprimés en pourcentage du total des actifs de couverture, sont fixés par les textes. Ainsi, les valeurs émises par une même société ou un même groupe ne peuvent représenter plus de 5 % de la valeur de réalisation des actifs de couverture, ou encore la valeur de réalisation d'un immeuble, détenu comme actif de couverture, ne peut excéder 2 % de la valeur de réalisation des actifs de couverture. Ces limites sont comparables à celles posées par le code des assurances pour encadrer les placements des assurances-vie.

Certaines valeurs avaient été explicitement exclues en 2007 du champ des actifs de couverture. Tel était le cas des *« valeurs émises par l'exploitant ou par une entreprise appartenant au même groupe que l'exploitant »*, en d'autres termes devaient être exclus des actifs de couverture les titres représentant des parts du capital ou de la dette des filiales d'un exploitant nucléaire[152] ; en effet ces titres ne répondent pas à l'obligation de diversification puisqu'elles participent de l'activité même du groupe concerné par les charges futures. A titre dérogatoire, les exploitants qui avaient déjà utilisé ce type de valeur au 31 décembre 2005 pouvaient les conserver, sous réserve d'une autorisation spécifique de l'autorité administrative, et dans une limite à fixer par cette dernière.

Enfin, ces actifs de réserve ne peuvent être ni cédés, ni prêtés. Seul l'Etat possède des droits sur les actifs, et uniquement pour faire respecter les obligations de démantèlement et de gestion des déchets[153].

[152] De même un exploitant ne peut pas compter, aux titres de ces actifs dédiés, ses propres biens immobiliers.
[153] Même en cas de faillite d'un exploitant, ces actifs ne peuvent pas être saisis.

3 - Des placements financiers qui doivent avoir une rentabilité suffisante

L'objectif de la mise en réserve de ces actifs financiers est de s'assurer que les exploitants auront les moyens financiers suffisants pour faire face à leurs charges futures lorsqu'elles devront donner lieu à des paiements effectifs. Ces placements doivent donc fructifier et dégager une rentabilité suffisante (dividendes et accroissement attendu de leur valeur pour les actions, intérêts reçus pour les obligations et placements monétaires), entre la date de leur constitution et celle des paiements, pour qu'il y ait, le moment voulu, égalité entre les charges à payer et les actifs constitués.

Les actifs dédiés devant être égaux aux provisions, cette augmentation de valeur du portefeuille (actif) est à mettre en regard du taux d'actualisation utilisé pour ramener les charges futures à une valeur présente. Pour que la logique de « fructification » fonctionne, il importe en effet que la rentabilité constatée soit durablement égale ou supérieure au taux d'actualisation. Les exploitants les plus importants en volume, à savoir EDF, AREVA et le CEA, ayant opté pour un taux d'actualisation nominal de leurs charges futures de 5 %, leurs placements doivent avoir une rentabilité au moins égale à 5 % chaque année. Dans le cas contraire, il faudrait augmenter le portefeuille pour maintenir l'égalité entre les actifs et les provisions.

On rappelle que le décret du 23 février 2007 prévoit ainsi que *« le taux d'actualisation ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet »*.

II - Des modalités d'application variées et en évolution

A - La gestion des actifs dédiés d'EDF

1 - Une forte augmentation du portefeuille

Le contrat de plan Etat-EDF prévoyait dès 1997 la mise en place d'actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme. Leur montant s'élevait à 1,2 Md€ en 2000. Le portefeuille de placements financiers représente désormais 13,5 Md€ (valeur liquidative, hors RTE) au 31 décembre 2010. Il est alimenté chaque année par des dotations en trésorerie à partir des flux de trésorerie libres de l'entreprise, c'est à dire

les flux de trésorerie de l'exploitation, dont sont déduits les flux liés à l'investissement.

Dotations en trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF (hors titres de filiales d'EDF)

En M€ courants	2007	2008	2009	2010
Dotation en trésorerie de l'année	2 397	1 785	1 902	1 343

Source : EDF

Pour l'exercice 2010, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 1,3 Md€. Ce montant, réduit par rapport aux années antérieures, est complété par la prise en compte, au titre des actifs dédiés, de la moitié des titres de Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale d'EDF. En 2007, année de dotations maximales, les sommes investies dans ce cadre étaient de l'ordre de 200 M€ par mois.

Pour la période de 4 ans allant de 2007 à 2010, la performance moyenne annuelle constatée a été de 1,90 %[154]. Pour une période plus longue allant de 2003 à 2010, cette performance moyenne annuelle serait de 5,76 %[155]. Ces résultats sont nécessairement très variables selon la date retenue pour le début du calcul et le niveau correspondant des cours boursiers.

Performance annuelle du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, avec coupons et dividende réinvestis (hors titres de filiales d'EDF)

En M€	2007	2008	2009	2010
Evolution en utilisant une base 100 au 1er janvier 2007	103	87,6	99,1	107,8
Performance constatée	+ 3 %	-14,92 %	13,08 %	8,79 %

Source : Rapports sur les charges de long terme des installations nucléaires de base des exploitants et calcul Cour des comptes

[154] On suppose une somme de 100 investie au 1er janvier 2007, qui évoluerait selon les taux de performance annuel constaté en 2007, 2008, 2009 et 2010. La somme obtenue au 31 décembre 2010 permet de calcul un rendement annuel moyen.
[155] Source : *Rapports sur les charges de long terme des installations nucléaires de base des exploitants et documents de références* ; calcul de la Cour des comptes.

2 - La composition cible du portefeuille

L'organisation de la gouvernance sur ce thème a été revue après la loi du 28 juin 2006. EDF s'est notamment dotée d'organes de gouvernance spécifiques pour le suivi de ce portefeuille d'actifs. Plusieurs comités du conseil d'administration sont concernés ; le comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) composé de membres du conseil d'administration et de représentants de l'entreprise et qui se réunit trois fois par an, le comité d'audit, qui peut se prononcer sur ce thème. Par ailleurs, un Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé de personnalités indépendantes de l'entreprise (spécialistes de finances de marché), a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions de choix d'investissement, d'adossement entre les actifs détenus et les passifs à financer.

EDF a ainsi défini une « allocation stratégique » de son portefeuille, c'est-à-dire une répartition des investissements entre actions, obligations ou autres produits financiers (monétaires) ou de placement (immobilier), qui répond aux contraintes légales, à savoir la couverture de ses passifs à une date imposée, et qui doit normalement permettre d'obtenir le taux de rendement attendu de 5 % (2,94 % en réel), en cohérence avec le taux d'actualisation retenu. L'allocation stratégique de référence, ainsi définie, consiste à investir en obligations ou produits de taux pour une part allant de 46 % à 58% du total, et à investir en actions pour une part allant de 42 % à 54 %. Ce choix a reposé sur les rentabilités des marchés d'actions et d'obligations au cours du 20ième siècle.

Rendement réel annualisé des actifs financiers

	Monétaire		Obligations 10 ans		Actions	
	1900-2006	1971-2006	1900-2006	1971-2006	1900-2006	1971-2006
Australie	0,6 %	2,5 %	1,3 %	2,8 %	7,8 %	6,3 %
Canada	1,6 %	2,7 %	2,0 %	4,5 %	6,3 %	5,8 %
Danemark	2,3 %	3,5 %	3,0 %	7,0 %	5,4 %	9,0 %
France	-2,9 %	1,2 %	-0,3 %	6,6 %	3,7 %	7,8 %
Italie	-3,8 %	-0,3 %	-1,8 %	2,8 %	2,6 %	3,0 %
Japon	-2,0 %	0,4 %	-1,3 %	3,9 %	4,5 %	5,0 %
Pays-Bas	0,7 %	1,8 %	1,3 %	3,9 %	5,4 %	8,5 %
Royaume-Uni	1,0 %	1,9 %	1,3 %	3,9 %	5,6 %	7,1 %
Suède	1,9 %	2,4 %	2,4 %	4,2 %	7,9 %	11,0 %
Suisse	0,8 %	0,4 %	2,1 %	2,8 %	5,3 %	6,1 %
USA	1,0 %	1,3 %	1,9 %	4,0 %	6,6 %	6,6 %

Sources: Morningstar et Dimson, Marsh and Staunton, (2002); C.Gollier (2011)

3 - Les conséquences de la crise financière

Cette allocation stratégique de référence des actifs entre actions et obligations[156] n'a cependant plus été strictement respectée dès 2008, dans le contexte de la crise des marchés financiers (faillite de la banque Lehman Brothers en septembre, chute des marchés actions) : ainsi les actions qui devaient représenter un minimum de 42 % du total n'en représentaient plus que 33 % fin 2008.

En avril 2009, après plusieurs mois d'interruption des dotations aux fonds dédiés[157], il était alors envisagé[158] de reprendre ces dotations à hauteur de 2 783 M€ en les complétant par une dotation complémentaire de 5,2 Md€ à réaliser mi-2011 pour respecter l'échéance réglementaire d'égalité entre la valeur des actifs dédiés et celle des provisions, qui était alors fixée à juin 2011. Ce complément tenait compte de l'interruption pendant plusieurs mois des dotations et de l'impact de la crise. L'ordre de grandeur de la perte de valeur potentielle subie par le portefeuille en 2008 peut être estimé à 1,5 Md€.

Dans les faits, ce scénario n'a pas été appliqué jusqu'à son terme puisqu'il a été décidé, avec l'accord de la tutelle et du législateur, de repousser l'échéance de juin 2011 à juin 2016. En effet, la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), du 7 décembre 2010, a accordé aux exploitants (mais en pratique cette dérogation ne bénéficie qu'à EDF) un report dérogatoire de 5 ans pour la couverture complète du passif par les actifs, soit désormais une date objectif de juin 2016.

Jusqu'à cette date du 29 juin 2016, la dotation moyenne annuelle au titre des actifs dédiés doit être positive ou nulle, déduction faite des décaissements prévus au titre des opérations de démantèlement en cours et des dotations au titre des charges nouvelles à couvrir par les fonds dédiés.

D'autres évolutions ont touché le portefeuille d'EDF dans le contexte des crises financières successives. Ainsi, alors que le décret de 2007 limitait à 20 % la détention d'actifs libellés en devises, les comités

---

[156] Cette allocation validée par le conseil d'administration en juillet 2008 devait être revue régulièrement tous les trois ans sauf circonstances particulières.

[157] Entre octobre 2008 et juillet 2009, EDF a arrêté toute dotation à ce portefeuille, puisque la chute continue des cours des actions aurait conduit à constater presqu'instantanément des moins-values sur les titres achetés.

[158] *Compte-rendu du comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du 9 avril 2009.*

CSEN et CFEN ont accepté le principe de la détention de tels actifs comme élément à part entière de la diversification du risque financier.

4 - L'utilisation de titres de RTE comme actif dédié

En 2011, EDF, qui est l'actionnaire à 100 % de la filiale RTE, a affecté la moitié des titres de cette société à son portefeuille d'actifs dédiés, pour une valeur de 2,3 Md€, soit la valeur nette comptable de ces titres. Or, jusqu'en 2010, le cadre réglementaire avait explicitement écarté la possibilité que les titres d'une filiale d'un exploitant nucléaire soient considérés comme des actifs dédiés.

Un décret a donc été pris, le 29 décembre 2010, afin de modifier certaines dispositions du décret du 23 février 2007. Ce décret, établi spécifiquement pour rendre possible cette admissibilité au titre des actifs dédiés possible, introduit une exception à l'article 4-III, pour les parts de la *« société prévue par l'article 7 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 »*, c'est-à-dire RTE, à condition que les charges futures les plus proches (décaissement dans les cinq ans suivants) soient déjà couvertes par des actifs financiers de types actions et obligations.

L'admissibilité de ces actifs a fait l'objet d'une autorisation par l'autorité administrative (DGEC), tout comme le dépassement de la limite du seuil de 2 % du capital d'une seule entreprise, que cette dérogation entraîne pour les parts de RTE[159].

Selon EDF et ses tutelles, l'affectation des titres de RTE, aux rendements réguliers et prévisibles à long terme, a un impact bénéfique de *« réduction de la volatilité »* du portefeuille.

En revanche, en termes de diversification et de liquidité, l'utilisation des titres de RTE pour alimenter les fonds dédiés est sujet à discussion.

D'une part, le décret de 2007 avait expressément exclu les actifs constitués par les filiales, puisqu'elles participent de l'activité même du groupe concerné, ce qui n'est pas un gage de diversification des risques. Il est vrai toutefois que les caractéristiques de RTE et son indépendance par rapport à sa maison mère, dans le cadre des directives européennes, en font une filiale au statut très particulier.

[159] Le décret a également introduit d'autres changements, notamment la possibilité de prendre des créances sur les Etats-membres de l'Union européenne comme actifs dédiés.

D'autre part, la liquidité des actions de RTE, activité totalement régulée, est très discutable. Elle sous-entend qu'EDF n'exclut pas de vendre le réseau de transport d'électricité pour financer le démantèlement de ses installations nucléaires. Or, au regard du droit constitutionnel français[160], l'acheteur ne pourrait être qu'une entité publique, voire l'Etat lui-même, ce qui revient à faire porter la garantie de ces actifs par l'Etat, même si, en échange, l'Etat retrouverait la propriété d'un actif durable ; en terme budgétaire cette « ré-acquisition » de RTE aurait un impact visible.

EDF a précisé à la Cour sur ce point que l'*« affectation [des titres RTE] ne signifie pas qu'EDF n'exclut pas de vendre les réseaux de transport d'électricité, ce qui n'est pas possible en l'état actuel de la législation. Elle signifie que les dividendes versés par RTE seront affectés au portefeuille d'actifs dédiés à hauteur de la quote-part des titres affectés. Ce flux de dividendes représente l'intérêt économique de cette affectation »*. Or, dans les textes, c'est bien la somme de la valeur des actifs dédiés et des bénéfices de leurs placements qui doit couvrir globalement les provisions, et la prise en compte de la valeur des titres de RTE permet à EDF de ne pas avoir à investir dans d'autres actifs.

5 - Les frais de gestion du portefeuille d'actifs dédiés

Les frais de gestion correspondent au paiement des frais de conservation, de *reporting* et aux droits de garde des titres (fonction assurée par BNP-Paribas) ainsi qu'aux honoraires et aux frais de gestion versés aux sociétés de gestion, calculés sur la base d'un pourcentage de l'actif total géré, de 0,24 % en 2008, puis 0,25 % en 2009 et 0,31 % en 2010. La détention et la gestion de cet important portefeuille de titres ont donc un coût élevé dont le montant a nettement progressé en 2010, notamment du fait de l'augmentation, pour cette année des frais de gestion.

[160] Cf. préambule de la Constitution (alinéa 9) : *«Tout bien, toute entreprise, dont l'exploitation a ou acquiert les caractères d'un service public national ou d'un monopole de fait, doit devenir la propriété de la collectivité »*. La situation est différente dans d'autres pays, au Royaume Uni notamment.

Frais de gestion et frais de conservation du portefeuille d'actifs dédiés de 2008 à 2010

En M€ courants	2008	2009	2010
Coût de la conservation des titres, des droits de garde et des services de *reporting*	0,7	0,8	0,9
Frais de gestion perçus par les sociétés de gestion	21,6	21,9	38,7
Total coûts associés au portefeuille de titres	22,3	22,7	39,6

Source : EDF

6 - Situation du portefeuille au 31 décembre 2010

Il y avait, fin 2010, un écart d'environ 2 milliards entre la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés et les provisions à couvrir. Si l'on ne tient pas compte des titres de RTE, cet écart double.

EDF synthèse des montants en 2010

En M€ 2010		
Total des provisions pour opérations de fin de cycle à couvrir par des actifs dédiés	**17 910**	
	Valeur comptable	Valeur de réalisation (cours au 31/12/10)
Total des actifs correspondant à ces provisions	14 421	**15 815**
Total hors titres RTE dont	12 405	13 491
Obligations (Etats et secteur privé)	*5 521*	*5 862*
Actions détenues directement	*5 415*	*5 885*
Fonds de placement réservés	*1 407*	*1 614*
OPCVM monétaire	*62*	*62*
Titres de la filiale (RTE)	2 015*	2 324

Source : document de référence EDF

** valeur des titres RTE dans les comptes sociaux d'EDF correspondant, pour la valeur comptable, à 50 % de la valeur d'apport de RTE en 2005 et pour la valeur de réalisation à 50 % de la valeur nette comptable de RTE au 31 décembre 2010*

B - La gestion des actifs dédiés d'AREVA

1 - Evolution et organisation du portefeuille d'AREVA[161]

Les premières réserves de trésorerie ont été constituées par la COGEMA à partir de 1993, sous la forme d'actions (françaises, puis européennes à partir de 1997), détenues directement et représentant des participations significatives au capital des sociétés concernées. Les premiers investissements obligataires au titre de la couverture de dépenses futures ont été effectués en 2003 et 2005 pour la filiale AREVA NC. De la même façon la filiale EURODIF a constitué à partir de 1999 des fonds composés d'actions européennes, puis à partir de 2004 d'obligations.

Aujourd'hui, pour le groupe AREVA, les actifs dédiés sont regroupés en trois sous-ensembles correspondant, en l'occurrence, à des regroupements de filiales : AREVA NC, AREVA NP et EURODIF[162].

Pour ces trois sous-ensembles au sein du groupe, coexistent deux gestions de portefeuille distinctes. En effet, les portefeuilles dits AREVA NC (3 463 M€ au 31 décembre 2010) et AREVA NP (23 M€) sont gérés par la maison-mère AREVA, tandis que les actifs dédiés du portefeuille EURODIF(618 M€ au 31 décembre 2010), qui correspond aux engagements et actifs des filiales Eurodif Production et Socatri, sont gérés par la société Eurodif, filiale d'AREVA. Cette séparation peut s'expliquer notamment par les particularités de l'actionnariat d'Eurodif qui comportent plusieurs actionnaires étrangers, à savoir Synatom (Belgique), Enusa (Espagne), Sofidif (Iran), et Enea (Italie).

Parmi les actifs dédiés destinés à financer de futures charges et qui figurent en contrepartie des provisions au passif, le groupe AREVA tient

[161] Rappel : bien qu'une partie de son capital soit aujourd'hui coté, AREVA est une filiale à 73 % du CEA, qui reste son actionnaire principal.

[162] *AREVA NC* (Nuclear Cycle) est la filiale d'AREVA qui poursuit depuis 2006 les activités de l'ancienne COGEMA autour de l'uranium en tant que combustible nucléaire : exploitation de mines, production et enrichissement du combustible, traitement et recyclage des combustibles usés et assainissement et démantèlement d'installations. En France, AREVA NC exploite l'usine de retraitement de la Hague, les sites nucléaires de Marcoule et de Pierrelatte (site nucléaire du Tricastin).
AREVA NP (Nuclear Power) est la filiale d'AREVA qui poursuit depuis 2006 les activités de l'ancienne FRAMATOME : construction de réacteurs et de gros composants pour centrales nucléaires, services aux exploitants nucléaires (arrêts de tranche), préparation des combustibles nucléaires.
EURODIF est la filiale d'AREVA spécialisée dans l'enrichissement de l'uranium sur le site nucléaire du Tricastin (usine Georges-Besse 1).

compte de plusieurs créances ainsi que de financements attendus de tiers, pour un montant total de 1 475 M€.

Composition des trois portefeuilles de fonds dédiés du groupe AREVA au 31 décembre 2010

En M€ 2010	AREVA NC	EURODIF	AREVA NP	Total
Titres	3 463	618	23	4 104
Créance CEA	550	-	-	550
Créance EDF	648	-	-	648
Créances autres	63	-	-	63
Quote-part tiers	211	-	3	214
Total	**4 935**	**618**	**26**	**5 579**

Source : Note d'actualisation annuelle (2010) du rapport d'AREVA sur les charges de long terme des installations nucléaires de base d'AREVA et sur la gestion des actifs financiers dédiés ; calcul Cour des comptes

Jusqu'au 31 décembre 2010 figurait notamment une créance sur EDF, qui a été soldée en juin 2011. En effet, EDF s'était engagée à prendre à sa charge une fraction des coûts du démantèlement du site de La Hague. Cet engagement a été évalué, et la somme correspondante (soulte) a été versée en 4 échéances par EDF à AREVA. Dans l'intervalle, cette somme a été considérée comme une créance et admise par l'autorité administrative comme un actif de couverture. Cette soulte a été versée en trois fois : 1 272 M€ en 2009, 633 M€ en 2010 et 648 M€ en 2011 (1er juillet), soit un total de 2,6 milliards[163].

Des différences de stratégie de placement existent entre les portefeuilles des filiales du groupe. Elles s'expliquent notamment par des profils de dépenses différents selon les entités couvertes : plus les dépenses à financer sont éloignées dans le temps, plus la part action du portefeuille peut être élevée. Ainsi l'arrêt de l'exploitation de l'usine Georges Besse 1 (enrichissement d'uranium par diffusion gazeuse) étant prévu dès 2012, le portefeuille d'EURODIF est constitué d'actifs liquides (produits de taux) pour pouvoir les utiliser rapidement.

[163] Toutes les opérations de gestion du combustible usé pour les centrales en France sont effectuées dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature avec AREVA le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM). Ce protocole définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA.

Pour AREVA NC et AREVA NP, le « comité de suivi des activités de fin de cycle » a recommandé depuis 2007, sur la base des études des sociétés de conseil AXA Investment Managers et Mercer investment consulting, d'adopter à long terme une allocation composée de 40 % d'actifs dits « diversifiés » (à savoir des actions[164], mais aussi des obligations émergentes et à haut rendement, des placements immobiliers) et de 60 % d'actifs dits « d'adossement », sous forme d'obligations d'Etat dont les maturités seraient alignées avec les échéanciers de dépenses. Le portefeuille « diversifié » est structurellement un peu plus risqué que le portefeuille d'adossement, mais la rentabilité espérée est plus importante.

Globalement, fin 2010, le montant des actifs dédiés (5 578 M€ en valeur de liquidation) était légèrement supérieur à celui des provisions à couvrir (5 456 M€). La partie des actifs conservés sous formes de titres financiers cotés, immédiatement réalisables, s'élevait à 4 103 M€, ce qui représente 74 % du montant des charges provisionnées (périmètre de la loi du 28 juin 2006). La part restante est constituée d'engagements pris par des tiers de financer ces charges futures, l'essentiel de ces engagements relevant du CEA et d'EDF.

AREVA – synthèse des montants en 2010

En M€ 2010	**2010**	**2010**
Total des provisions à couvrir par des actifs dédiés*	**5 456**	
Total des actifs correspondant à ces provisions	**5 579**	
Titres de placements financiers	Valeur comptable 3 805,6	Valeur liquidative 4 104
Créances CEA	550	
*Créance EDF***	648	
*Autres créances (ANDRA)****	63	
Quote-part de tiers dans les provisions (créance)	*214*	

Source : Note d'actualisation annuelle du rapport d'AREVA sur les charges de long terme des installations nucléaires de base d'AREVA et sur la gestion des actifs financiers dédiés

** yc. quelques provisions hors périmètre de la loi du 28 juin 2006*

*** créance soldée en 2011*

**** plus précisément, il s'agit d'une créance sur les autres exploitants nucléaires du fait de désaccord entre exploitants sur la répartition de dépenses liées au projet de stockage de déchets HAVL de l'ANDRA*

[164] Parmi lesquelles AREVA inclut sa créance sur le CEA rémunérée à 5 %.

2 - Le rendement et le coût de gestion du portefeuille

La rentabilité du portefeuille de placement en valeurs mobilières a été fortement dégradée par la crise de 2008, plus sensiblement encore que celle du portefeuille d'EDF.

Rentabilité moyenne des portefeuilles de placement en valeurs mobilières du groupe* (AREVA et Eurodif)

	2007	2008	2009	2010	Moyenne annuelle
Indice départ 100 au 1er janvier 2007	103,80	75,88	86,65	92,20	-
Performance des actifs dédiés (dividendes et coupons réinvestis)	3,80 %	- 26,9 %	14,20 %	6,40 %	**- 2,01 %**

Source : AREVA et calcul Cour des comptes
** donc hors rémunération de la créance détenue par AREVA sur EDF*

En élargissant la période observée, la performance moyenne annuelle s'améliore. En 2005, la performance du portefeuille d'actifs était de + 20 % et en 2006 de + 14 %. Ainsi, en retenant la période 2005-2010, la performance moyenne annuelle serait de +5,22 %.

Le rapport sur les charges de long terme des installations nucléaires de base d'AREVA et sur la gestion des actifs financiers dédiés précise cependant que depuis l'origine, les fonds dédiés hors créances ont réalisé une performance moyenne annuelle de +8,6 %.

Comparaison des valeurs historiques et des valeurs de marché pour les portefeuilles de titres d'AREVA (toutes filiales)

En M€	2007	2008	2009	2010
Valeur historique d'acquisition du portefeuille au 31/12	2 022	2 019	3 242	3 806
Valeur liquidative au 31/12	2 623	1 767	3 314	4 104
Différence entre valeur d'acquisition et valeur liquidative au 31/12	601	- 252	72	298

Source : Note d'actualisation annuelle du rapport d'AREVA sur les charges de long terme des installations nucléaires de base d'AREVA et sur la gestion des actifs financiers dédiés et Calcul Cour

C - La gestion des actifs dédiés du CEA

Le CEA a créé un fonds dédié au financement des obligations de fin de cycle des installations civiles en 2001, au moment où était créé, à partir de filiales du CEA, le groupe AREVA. En mars 2002, la première étude d'adossement entre les passifs à financer et les actifs de couverture avait conduit à retenir un portefeuille composé à 70 % d'obligations de la zone euro et à 30 % d'actions de la zone euro. Le principe d'une monétisation des titres d'AREVA était déjà retenu.

Tout comme EDF et AREVA, à partir de 2006, le CEA a poursuivi les dotations à un portefeuille d'actifs financiers, destinés à couvrir ses charges nucléaires de long terme[165]. Cependant, fin 2009, les fonds dédiés se caractérisaient par une trésorerie en voie d'épuisement et un bilan non conforme aux exigences de la loi. En effet, le CEA est engagé depuis plusieurs années dans ses opérations de démantèlement et il a donc besoin de payer les dépenses qu'elles suscitent.

Ainsi, au cours de l'année 2009, le CEA a payé ses fournisseurs pour les travaux de démantèlement effectués en mobilisant une partie du dividende reçu d'AREVA (104 M€) et une fraction des soultes reçues d'autres exploitants nucléaires. Mais il a dû également utiliser les ressources de son fonds dédié dont la trésorerie (tant pour le fond civil que celui de défense) était donc en voie d'assèchement.

Face à cette situation, le conseil de politique nucléaire réuni le 12 février 2010 a décidé de budgétiser le financement des charges nucléaires de long terme du CEA et non de lui donner les moyens, sous forme de subvention, de reconstituer ses actifs dédiés à hauteur de ses provisions.

Ce changement d'approche a été matérialisé dans une convention-cadre entre l'Etat et le CEA, signée le 19 octobre 2010. Par cette convention, l'Etat s'engage à assurer l'équilibre du bilan des charges nucléaires de long terme du CEA par le biais d'une créance détenue par le CEA sur l'Etat, d'un montant de 904,5 M€ au titre du fonds civil au 31 décembre 2010. A titre de comparaison la créance équivalente pour le fonds Défense s'élève à 6 017,2 M€. Les deux fonds sont distincts l'un de l'autre comptablement et en gestion. En revanche, les besoins éventuels de trésorerie du CEA pourront concerner l'un ou l'autre fonds. L'autre point a consisté à inscrire à l'actif du fonds civil une part accrue du

[165] De 2007 à 2010, le dividende perçu d'AREVA, filiale du CEA, a été affecté au fonds civil à hauteur de 104 M€ par an. Le dividende total perçu était de 319,6 M€ en 2007, 314,2 M€ en 2008, 375,4 M€ en 2009, et 176,1 M€ en 2010.

capital de la société AREVA, détenue par le CEA. Cette part qui était de 15 % est augmentée de 15 % supplémentaires. Après l'augmentation de capital d'AREVA intervenue fin 2010, les titres affectés aux fonds civil et défense représentent donc 27,83 % du capital d'AREVA. L'Etat et le CEA s'accordent sur les financements à effectuer par période de trois ans, ce qui permet au CEA de contractualiser les opérations avec ses fournisseurs.

En cas d'insuffisance de trésorerie prévisible à un horizon de 12 mois, et en tenant compte des apports déjà prévus par l'Etat au CEA, il est prévu que le CEA puisse vendre à l'Etat des titres d'AREVA, à un prix correspondant à la *« valeur fondamentale de l'entreprise »*, en l'occurrence définie par le cours de bourse des actions AREVA.

Cependant, dans une période de baisse marquée de ce cours[166], le mécanisme en place oblige à réévaluer le montant de la créance sur l'Etat en fonction de l'évolution de la valeur des titres AREVA. Au demeurant, par un mécanisme ou l'autre, l'Etat est le seul garant et payeur des charges de démantèlement de l'établissement public CEA.

Rentabilité moyenne des valeurs mobilières de placement du CEA

	2007	2008	2009	2010	Moyenne annuelle
Indice départ 100 au 1er janvier 2007	103,0	88,8	99,1	100,8	-
taux performance des actifs dédiés (dividendes et coupons réinvestis)	2,97 %	- 11,87 %	11,61 %	1,69 %	+ 0,74 %

Source : CEA et calcul Cour des comptes

La rentabilité des placements en valeur mobilière du CEA pour les dernières années et qui représente désormais 576,3 M€, a été très variable, comme le montre le tableau ci-dessous, mais plutôt meilleure que celles d'AREVA. En effet, à la suite d'une étude réalisée en mars 2002, une allocation d'actifs pour le fonds civil avait été retenue consistant en 70 % d'obligations et 30 % d'actions de la zone euro. En juillet 2009, compte tenu des incertitudes sur le devenir du fonds, la part d'action était abaissée à 25 %. Depuis janvier 2010, la désensibilisation de ces actifs au risque de taux et aux risques des marchés action s'est achevée et il n'est plus composé que de produits monétaires. L'exposition moindre au risque des marchés actions pendant la période explique les

[166] Le certificat d'investissement d'AREVA valait 37 € le 30 décembre 2010 et 30 € le 20 octobre 2011.

performances relativement plus élevées du CEA par comparaison avec celles des autres exploitants.

Dans son rapport 2009 sur l'évaluation des charges de démantèlement et d'assainissement de ses installations nucléaires, le CEA indique que depuis l'origine, à savoir 2001, la performance annualisée des placements du fonds civil a été de 3,98 % en valeur nominale et de 2,2 % en valeur réelle.

CEA – situation des actifs dédiés au 31 décembre 2010

En M€	**Fonds civil**
Total des provisions à couvrir par des actifs dédiés	**4 453**
	Valeur de réalisation au 31/12/ 2010
Total des actifs correspondant à ces provisions	**3 131**
Créance sur l'Etat	905
Créances sur des tiers	10
Titres AREVA	2 295
Valeurs mobilières de placement (y c. plus values nettes latentes)	576
Total	**3 786**
Dette vis-à-vis d'AREVA NC	-550
Apurement de l'exercice 2010	-105

Source : CEA note d'actualisation du rapport sur l'évaluation des charges de démantèlement et d'assainissement des installations nucléaires du CEA, situation au 31 décembre 2010.

III - Réflexions sur la situation actuelle

Malgré des situations différentes pour chacun des exploitants, l'évolution générale du dispositif, notamment dans la période récente de crise financière mondiale, conduit à s'interroger sur son avenir.

Les comparaisons internationales montrent d'ailleurs que les solutions adoptées par les différents pays pour garantir le financement des dépenses futures liées au nucléaire sont très diverses. Elles distinguent souvent les dépenses de démantèlement et celles de gestion des combustibles usés et des déchets (voir annexe 19).

A - Une évolution qui s'éloigne de l'objectif initial

Au 31 décembre 2010, la partie des actifs conservés sous formes de **titres financiers cotés, immédiatement réalisables, s'élève à 18 170 M€** sur un total de 27 819 M€ de charges provisionnées actualisées ayant vocation à être couvertes par des actifs dédiés, soit **65,3 %** du total.

Outre une partie dont la couverture n'était pas encore obligatoire à cette date (2 745 M€), on comptabilisait donc d'autres types d'actifs de couverture pour un total de 6,9 Md€. L'essentiel de ce montant (**4,6 Md€**) repose directement ou indirectement sur l'Etat, le reste étant constitué par les titres RTE (2,3 Md€) dont la nature a déjà été examinée précédemment (II-A-4).

Synthèse chiffrée tous opérateurs confondus au 31 décembre 2010

En M€	
Total des provisions pour opérations de fin de cycle	**27 819**
dont EDF	*17 910*
dont AREVA	*5 456*
dont CEA (fonds civil)	*4 453*
	Valeur de réalisation cours du 31/12/10
Titres et placements financiers	**18 170**
Portefeuille de titres et placements financiers d'EDF	*13 491*
Portefeuille de titres et placements financiers d'AREVA	*4 103*
Portefeuille de titres détenus par le CEA	*576*
Autres modes de couverture	**6 904**
Titres de RTE	*2 324*
Titres AREVA détenus par CEA	*2 295*
Créance du CEA sur l'Etat	*905*
Créances d'AREVA sur EDF	*648*
Créance d'AREVA sur CEA	*550*
*Créance d'AREVA sur ANDRA**	*63*
Autre créance d'AREVA sur tiers	*214*
Créances du CEA sur des tiers	*10*
Ajustement CEA avec fonds défense pour l'année 2010	*-105*
Couverture restant à constituer	**2 745**

Source : Rapports sur les charges de long terme des installations nucléaires de base des exploitants

**** créance sur les autres exploitants nucléaires à propos de la répartition de dépenses liées au projet de stockage de déchets HAVL de l'ANDRA*

En simplifiant, on peut considérer que les actifs de couverture ont désormais deux formes bien distinctes et de nature différente : une première catégorie consiste en des placements financiers (produits de taux ou action) réalisés à partir de dotations en trésorerie. La seconde catégorie rassemble tous les autres types d'actifs : créances, titres de participation (dans AREVA pour le CEA ou dans RTE pour EDF). Pour cette autre catégorie, il n'existe pas un marché organisé et permanent où les actifs peuvent être liquidés. En revanche, l'Etat apparaît directement ou indirectement comme le financeur en dernier ressort. Il est en effet l'actionnaire des trois exploitants et les créances de l'un vis-à-vis de l'autre sont in fine des créances de l'Etat envers lui-même. De la même façon, lorsque l'Etat s'engage à acheter au CEA les titres AREVA, afin de financer les charges du CEA, il ne peut en pratique que s'acheter les titres à lui-même.

Les évolutions constatées, en particulier pour EDF et le CEA, montrent que la démarche de constitution d'un portefeuille d'actifs financiers destinés à gager la totalité des charges futures, marque le pas. Deux éléments sont particulièrement notables :

- *La banalisation des dérogations reconnaissant les titres des filiales des exploitants comme des actifs de couverture.*

Le décret de 2007 prévoyait déjà que certains exploitants apportent comme actifs de couverture la valeur des titres de leurs filiales. Mais cette possibilité devait être encadrée par l'Etat. Ces dérogations ont bénéficié, dès l'origine, au CEA pour qu'il puisse utiliser ses titres d'AREVA.

En acceptant des dérogations[2], qui étaient certes rendues possibles par le décret de 2007 (inscription de créances entre exploitants, inscription des titres d'AREVA pour le CEA), l'Etat a progressivement confirmé l'idée que les actifs admis initialement à titre dérogatoire et dans des proportions à établir, étaient comparables aux autres actifs (actions, obligations diversifiées) décrits par les textes.

Or, il est évident que la « consanguinité » des titres dans le domaine de l'électricité n'est pas un facteur de diversification ni de limitation des risques quant à l'évolution de la valeur de ces titres.

- *Une rebudgétisation partielle du financement*

La convention cadre Etat-CEA établie en octobre 2010, qui matérialise un engagement de l'Etat d'assurer l'équilibre du bilan des charges nucléaires de long terme du CEA, se substitue à la détention d'un portefeuille de titres par l'établissement.

De la même manière, diverses créances croisées, entre entreprises du secteur nucléaire ou du secteur de l'énergie et l'Etat, sont désormais considérées comme des actifs destinés à sécuriser les charges futures de financement. Cette évolution va à l'encontre de la volonté du législateur telle qu'exprimée dans la loi de 2006.

En plaçant l'Etat comme financeur ultime des charges nucléaires de long terme, cette évolution reporte à la fois dans le temps et vers les finances publiques des charges futures importantes, d'environ 6,9 Md€ (dans les hypothèses de calcul et d'actualisation et d'évaluation des charges futures retenues aujourd'hui par les exploitants). Cette estimation suppose également que soient effectuées les dotations qui ne le sont pas encore à hauteur de 2,7 Md€.

B - La crise financière met en évidence les faiblesses du dispositif

La crise financière et boursière met en évidence les faiblesses du dispositif retenu :

- *La loi a confié aux exploitants eux-mêmes la gestion de leurs actifs dédiés mais le métier d'investisseur financier n'est pas leur vocation première*

En France, à la différence d'autres pays, le choix a été fait de confier aux exploitants la gestion de leurs actifs dédiés. Ce choix, qui conduit à confier à des opérateurs industriels la gestion d'actifs de montants importants (18 Md€ pour EDF et AREVA) suppose une gouvernance très stricte de ces fonds pour que l'Etat puisse s'assurer de leur gestion adéquate dans des marchés à forte instabilité. Tous les exploitants ont fait l'effort de se doter de structure ad hoc pour assurer la bonne gestion de ces fonds, cependant les ressources à la fois financières et humaines mobilisables à cette fin sont variables d'un exploitant à l'autre. La conjoncture boursière particulièrement agitée et complexe que nous connaissons depuis quelques années renforce ce besoin de compétences adaptées.

- *Incertitudes sur la valeur du portefeuille*

Les placements qui sont destinés à financer les charges futures présentent des risques qui se sont fortement accrus ces derniers temps. Pour EDF, la moitié de son portefeuille de titres est constitué d'actions, et leur valeur est sujette à des variations de cours. Ces risques de baisse de valeur du portefeuille se sont matérialisés entre 2008 et 2011 avec une très importante chute des cours.

L'autre moitié est constituée de titres représentant principalement des dettes publiques, et les difficultés actuelles d'un certain nombre d'Etats au sein même de l'Union européenne pour rembourser leurs emprunts montrent que les placements obligataires ne sont pas non plus exempts de risques.

Comme l'indique EDF dans son document de référence au chapitre relatif aux risques du groupe, l'un des risques auquel les exploitants nucléaires doivent faire face est que *« les placements pourraient s'avérer insuffisants et entraîner des décaissements supplémentaires »*, c'est-à-dire des achats de titres complémentaires pour assurer l'égalité entre les actifs et les provisions que le rendement des actifs actuellement détenu ne suffit pas à atteindre.

- *Incertitudes sur le rendement du portefeuille et ses conséquences sur le taux d'actualisation*

La réglementation prévoit que le taux d'actualisation utilisé pour calculer les provisions doit être inférieur au taux de rendement des actifs de couverture, *« tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet »*[167].

Au cours des quatre dernières années, cette condition n'est remplie ni pour AREVA, ni pour EDF. Dans le cas d'AREVA, qui a subi une baisse de près de 27 % de la valeur de ses investissements en 2009, la performance moyenne annuelle a été de - 2 % pour les trois dernières années. Cette performance est améliorée si l'horizon de temps examiné est plus long : ainsi, en partant des tous premiers achats d'action réalisés en 1993, elle serait égale à + 8,6 % annuel. Mais dans la période de crise économique que nous connaissons depuis 2008 et qui se prolonge, il est bien difficile d'assurer la rentabilité d'un portefeuille, surtout si l'on veut éviter de prendre trop de risques.

En outre, à mécanisme inchangé, si cette évolution conduisait à revoir à la baisse le taux d'actualisation des provisions, le volume de provisions à constituer au passif serait augmenté et la couverture en actifs financiers devrait progresser dans les mêmes proportions. Cet accroissement de portefeuille nécessaire accroîtrait davantage encore l'immobilisation du capital dans une activité d'investisseur financier qui, comme indiqué plus haut, n'est pas la vocation première d'un exploitant d'installation nucléaire.

[167] Décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, article 3.

- *Incertitudes sur le calendrier exact de décaissement de ces charges*

Comme évoqué lors du conseil d'administration du 21 janvier 2011, l'un des arguments retenus pour demander le relâchement de la contrainte de temps pour la constitution du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, qui devait être initialement achevée en juin 2011, a été la possibilité de décaler dans le temps ces décaissements si le projet d'allongement de durée de fonctionnement devait être concrétisé et être accepté par l'Autorité de sûreté nucléaire. Mais une hypothèse inverse pourrait également être envisagée pour tout ou partie des 58 réacteurs actuels.

C - Une gouvernance encore imparfaitement assurée

La loi du 28 juin 2006 a prévu la création d'une commission nationale du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, la CNEF, chargée spécifiquement de surveiller le volet financement des charges futures. Elle doit évaluer le contrôle de l'adéquation des provisions aux charges ainsi que le contrôle de la gestion des actifs dédiés, et peut *« à tout moment, adresser au Parlement et au Gouvernement des avis sur les questions relevant de sa compétence »*. Ses avis peuvent être rendus publics,

Sa composition n'a été précisée que deux ans plus tard, par un décret en date du 20 juin 2008. Elle comprend les présidents des commissions de l'Assemblée nationale et du Sénat compétentes en matière d'énergie ou chargées des finances, ou leur représentant, quatre personnalités qualifiées désignées à parité par l'Assemblée nationale et par le Sénat et quatre personnalités qualifiées désignées par le Gouvernement pour 6 ans.

La loi prévoit qu'elle remette au Parlement et au Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, tous les trois ans, un rapport, rendu public et présentant ses observations. De fait, cette commission ne n'est réunie pour la première fois qu'en juin 2011, soit cinq ans après sa création.

Son champ d'action limité, puisqu'elle n'a pas compétence pour contrôler le niveau des provisions qui doivent être couvertes par les actifs dédiés, réduit ses capacités d'assurer une gouvernance adaptée aux besoins d'analyse claire et précise de ces sujets.

CONCLUSION – LES ACTIFS DEDIES

Les exploitants ont commencé à constituer des réserves financières pour financer leurs provisions avant la mise en place du cadre législatif de 2006. A fin 2010, les provisions combinées des trois exploitants à couvrir par des actifs dédiés (c'est-à-dire hors cycle d'exploitation) atteignaient un total de ***27,8 Md€.*** *Ce montant recouvre essentiellement les provisions pour démantèlement d'installations et celles pour la gestion à moyen/long terme des déchets. Les échéanciers de décaissement sont très divers.*

Le montant de ces provisions repose à la fois sur des hypothèses et des estimations mais aussi sur le choix d'un taux d'actualisation nominal, actuellement de 5 %. Au regard de ces 27,8 Md€, sont constitués des portefeuilles d'actifs financiers, tels qu'initialement prévus par le décret du 23 février 2007, de l'ordre de ***18,2 Md€*** *(actions, placements obligataires et monétaires).*

Des dérogations ont été progressivement introduites qui autorisent désormais à reconnaître d'autres types d'actifs comme venant sécuriser le financement des charges futures, notamment des créances entre exploitants et des créances détenues sur l'Etat. Cette évolution éloigne de l'esprit initial du cadre législatif et conduit par exemple, dans le cas du CEA, à une rebudgétisation du financement. Elle reporte, à la fois dans le temps et vers les finances publiques, des charges futures.

En période de crise financière mondiale, la gestion de ces actifs présente des risques de placement accrus. Pour EDF par exemple, la moitié du portefeuille de titres est constitué d'actions dont la valeur est sujette à la variation des cours. Certes, la performance de tels portefeuilles doit s'apprécier sur très longue période compte tenu des échéances de décaissements. Toutefois, des risques de baisse de valeur peuvent se matérialiser comme entre 2008 et 2011 avec une très importante chute des cours. L'autre moitié est constituée de titres obligataires qui ne sont pas non plus sans risque, comme le montrent les difficultés actuelles d'un certain nombre d'Etats de l'Union européenne pour rembourser leur dette. Si les rendements de leurs placements s'avéraient insuffisants, cela nécessiterait des décaissements supplémentaires pour augmenter les portefeuilles.

Par ailleurs, les textes prévoient que le taux d'actualisation est calé sur le rendement du portefeuille : pour les 4 dernières années, le rendement obtenu est inférieur au taux d'actualisation utilisé. Sur une période plus longue, le rendement s'améliore et le rapport entre les deux taux s'inverse mais le cadre actuel ne prévoit pas la manière dont un ajustement du taux d'actualisation devrait intervenir au regard de performances financières insuffisantes, notamment sur quelle durée la comparaison doit être faite.

Le dispositif créé par la loi de 2006 avait prévu l'existence d'une commission spécifiquement chargée du suivi des engagements financiers. Elle ne s'est pas réunie entre l'année de sa création (2006) et le mois de juin 2011, alors même que cette période a été marquée par des aléas importants sur les marchés financiers, entraînant des conséquences lourdes sur les investissements en actifs dédiés. Ainsi, les exploitants ont mis en place leur mode de gestion de portefeuille d'actifs, les pouvoirs publics ont accordé des dérogations aux principes initialement prévus par les textes législatifs et réglementaires, sans que cette commission puisse faire valoir un point de vue externe et indépendant sur la gouvernance des fonds et les équilibres entre actifs et passifs.

La Cour recommande que ce sujet fasse l'objet d'un nouvel examen et, éventuellement de modifications, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient modifiées par des dérogations successives à chaque fois qu'une nouvelle difficulté apparaît.

Chapitre VI

Les évolutions possibles

des dépenses futures

Les chiffrages des dépenses futures par les exploitants reposent sur un certain nombre d'hypothèses qui pourraient être remises en cause. Deux éléments sont particulièrement structurants : la durée de fonctionnement des centrales et les modalités de gestion des combustibles usés liée à la création d'une filière de 4ème génération. Par ailleurs, les coûts d'investissements et de fonctionnement des réacteurs destinés à prendre la place des réacteurs actuels, c'est-à-dire des EPR, seront aussi des éléments majeurs de l'évolution des dépenses dans les années qui viennent.

En fonction de l'évolution de ces paramètres, différentes variantes sont imaginables et peuvent donner lieu à réflexion, les chiffrages étant aujourd'hui encore très incertains.

I - Deux facteurs d'évolution majeurs

A - La durée de fonctionnement des centrales

Le parc actuel de production d'électricité d'origine nucléaire avait un âge moyen de 25 ans à fin 2010. **Entre 2017 et 2019, six tranches parmi les plus anciennes entreront dans leur quarantième année** de fonctionnement (sur le site de Fessenheim et du Bugey) puis 18 autres tranches entre 2020 et 2022 ; au total, **d'ici 10 ans, 24 réacteurs sur 58**

auront atteint une durée de fonctionnement de 40 ans. Les caractéristiques particulières de l'exploitation d'un réacteur nucléaire, en termes de corrosion, d'irradiation ou de pression par exemple, font que les composants subissent des sollicitations extrêmes. Le vieillissement induit concerne à la fois les composants dits « remplaçables » (générateurs de vapeur, alternateurs, condenseurs, tuyauteries de circuits primaire et secondaire), mais il touche également les composants non remplaçables de la centrale, à savoir la cuve du réacteur et les enceintes de confinement (voir annexe 14). Au phénomène de vieillissement des installations, s'ajoute l'évolution des connaissances en matière de sûreté et l'évolution des prescriptions que l'Autorité de sûreté nucléaire, dans le cadre de sa mission de contrôle, peut imposer aux exploitants conformément à la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.

Ces différentes contraintes, qui s'imposent à EDF à la fois du point de vue du respect de la réglementation, de la sûreté mais aussi du point de vue de l'optimisation de son exploitation (par la prévention d'avaries et d'arrêts de tranches fortuits pesant sur le coefficient de disponibilité), supposent un programme d'investissements de maintenance dont l'ampleur dépend en partie de la durée de fonctionnement des centrales.

1 - Quelle est la durée de fonctionnement d'une centrale ?

a) La réglementation française

La réglementation française ne prévoit pas de limitation dans le temps à l'autorisation d'exploiter une centrale nucléaire mais repose sur des réexamens de sûreté périodiques qui conditionnent la poursuite de l'exploitation.

Les exploitants ont en effet l'obligation, à intervalle régulier d'un maximum de 10 ans[168], de procéder à un réexamen de sûreté de chaque installation. Cette règle a été consacrée par la loi sur la transparence et la sûreté nucléaire (TSN) du 13 juin 2006 (article 29)[169], qui a précisé que *: « le réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au*

[168] Ces réexamens sont couramment qualifiés de « visites décennales », mais une périodicité différente peut aussi être décidée si les particularités de l'installation le justifient.

[169] Article 29 I « *Pour l'application du décret d'autorisation, l'ASN définit, dans le respect des règles générales prévues à l'article 30, les prescriptions relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation de l'installation qu'elle estime nécessaires*».

regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires ».

A la fin de ce réexamen, l'exploitant présente, dans un rapport à l'ASN et aux ministres concernés, les conclusions et les dispositions envisagées pour remédier « *aux anomalies constatées ou pour améliorer la sûreté de son installation* ». Après analyse du rapport, l'Autorité de sûreté nucléaire transmet son avis aux ministres concernés et peut imposer de nouvelles prescriptions techniques.

La réglementation française prévoit que les exigences de sûreté ne sont pas définitivement figées mais qu'elles évoluent dans le temps, en fonction du progrès des connaissances et des retours d'expérience sur le fonctionnement ou les incidents des réacteurs dans le monde, en visant les meilleures pratiques internationales[170]. Ce principe est désormais repris dans la directive 2009/71/Euratom du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires. Cette directive prévoit en effet (article 4) que *« les Etats membres veillent à ce que le cadre national soit maintenu et amélioré »*.

Ainsi, depuis la mise en service des réacteurs qui composent le parc actuel, les exigences de sûreté ont nettement évolué. L'EPR en particulier présente des caractéristiques de sûreté supérieures à celles du reste du parc.

b) La durée de fonctionnement des centrales dans la comptabilité d'EDF

Les 58 réacteurs de la filière « réacteur à eau pressurisée » ont été construits pour une durée de fonctionnement qui, à la conception du programme, était estimée à 40 ans. A l'origine, cette durée a été évaluée au regard des propriétés physiques de l'acier de la cuve du réacteur et de son vieillissement anticipé : ces 40 ans correspondent à la durée, déterminée par les modèles alors disponibles, pendant laquelle les parois de la cuve peuvent être irradiées, avec un facteur de charge de 80 %, sans perdre les caractéristiques essentielles du métal pour la sûreté (ténacité, résistance à la rupture en cas de choc froid). En supposant que la charge

[170] Article 29 III de la loi TSN : *« L'exploitant d'une installation nucléaire de base procède périodiquement au réexamen de la sûreté de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales*

du cœur soit en permanence maximale (100 %), cette durée serait de 32 ans, mesurés en « jours équivalents pleine puissance »[171].

Sur le plan économique, la durée repère qui a été retenue initialement dans les comptes pour calculer l'amortissement était de 30 ans. Elle a été portée à 40 ans à l'initiative de l'entreprise en 2003 et n'a pas été modifiée depuis.

En juillet 2009, l'Autorité de sûreté nucléaire a rendu un avis partiel sur ce sujet dans lequel elle indiquait qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans, la capacité de chaque réacteur pris individuellement devant être examinée dans le cadre des visites décennales de chaque réacteur[172]. Elle n'a pas donné d'avis sur les réacteurs des autres paliers jusqu'à présent.

2 - Quelles sont les dépenses futures prévues pour la poursuite de l'exploitation des centrales ?

Les coûts futurs liés à la maintenance du parc de production nucléaire ne sont, par construction, pas connus avec certitude. Ils sont, en outre, très dépendants du vieillissement des composants et des installations et de l'évolution probable des exigences en matière de sûreté et d'exploitation. Par la suite, d'un point de vue économique et financier, la rentabilité potentielle de ces investissements dépendra de la durée d'exploitation résiduelle des équipements.

Leur estimation repose donc sur une anticipation à un instant donné et inclut de multiples incertitudes, notamment celles concernant les autorisations réglementaires de l'ASN.

a) Les prévisions avant le rapport de l'ASN de janvier 2012

Comme indiqué au chapitre I-B-4, les investissements de maintenance du parc nucléaire ont connu une phase de ralentissement net de 2003 à 2006, entraînant un retard qui, d'après EDF, a des répercussions sur l'exploitation actuelle. EDF estime en effet que la maintenance a été insuffisante dans la première partie des années 2000,

[171] Document ASN janvier 2010 *« Le contrôle des équipements sous pression des réacteurs nucléaires »*. Mesure de la fluence maximale, c'est-à-dire de la quantité cumulée de neutrons que peut recevoir la cuve.

[172] *Courrier du président de l'ASN à EDF le 1er juillet 2009* : position de l'ASN sur les aspects génériques de la poursuite de l'exploitation des réacteurs de 900 MW à l'issue de la troisième visite décennale.

lorsque les centrales ont commencé à atteindre une durée de vie d'une quinzaine ou vingtaine d'années, ce qui a été source d'avaries et de baisse de performance.

Les investissements de maintenance en M€ courants

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
518	568	664	790	1 027	1 221	1 476	1 748	2 054

Source : EDF

Les dépenses d'investissements sont désormais en augmentation régulière notamment du fait de l'accélération du programme de changement des générateurs de vapeur du palier 900 MW. En 2010, les visites décennales, le programme de remplacement des gros composants et les autres investissements liés à l'exploitation des centrales ont représenté 1,7 Md€ d'investissements. En 2011, ce chiffre atteint 2,1 Md€.

b) Les prévisions avant le rapport de l'ASN de janvier 2012

Ainsi, avant la parution du rapport et de l'avis de l'ASN du 3 janvier 2012 « sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi », EDF prévoyait des investissements importants sur le parc nucléaire historique.

EDF a fourni, à plusieurs occasions, des estimations des investissements qu'elle considérait comme nécessaire pour permettre d'obtenir une prolongation. Ainsi, en décembre 2008, EDF indiquait que *« les enjeux financiers relatifs à l'allongement notable de la durée de fonctionnement du parc de production nucléaire au-delà de 40 ans ont été estimés à 400 M€$_{2008}$ par tranche, répartis sur plusieurs années »*, soit un ordre de grandeur de 23 Md€ (valeur brute) pour la totalité du parc.

Il était alors précisé que ces 400 M€ représentaient une somme moyenne. En effet, dans certaines tranches, notamment celles de 900 MW, des opérations lourdes telles que le remplacement des générateurs de vapeur avaient déjà été réalisées, alors qu'elles restaient à accomplir dans d'autres. Cet investissement moyen était alors affecté pour partie au remplacement de composants, tels que les générateurs de vapeur ou les turbo-alternateurs, et pour partie à l'amélioration du niveau de sûreté.

Plus récemment, c'est un chiffre de 600 M€$_{2010}$ par tranche qui a été évoqué par le président directeur général d'EDF en mai 2010 devant

la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, soit un ordre de grandeur de 35 Md€$_{2010}$ pour l'ensemble du parc.

Enfin, dans le cadre de la préparation de la loi NOME, des travaux de la commission Champsaur et plus récemment, en janvier 2011, dans un courrier à sa tutelle, EDF a évalué les ordres de grandeur des dépenses d'investissement à prévoir pour le parc **dans les 15 ans à venir** à **50 Md€$_{2010}$**, soit 58 Md€ courants non actualisés, avec des hypothèses d'inflation comprises suivant les années entre 1,5 % et 2 %.

Ce montant supérieur aux chiffres donnés antérieurement semble couvrir un périmètre plus large[173] ; en effet, ce plan inclut également la fin de programmes d'investissements engagés au cours des années précédentes ainsi que des dépenses rendues nécessaires par le vieillissement de composantes non nucléaires (immobilier tertiaire des centres de production). Il s'organise autour des axes suivants :

- le remplacement de gros composants tels que les générateurs de vapeur, les alternateurs, les condenseurs, ou des éléments des tours aéroréfrigérantes. Toutes ces pièces sont à la fois indispensables à la sûreté et à la disponibilité des centrales[174]. D'autres projets qualifiés de « réglementaires et patrimoniaux » : il s'agit par exemple de travaux de génie civil pour le renforcement de l'étanchéité de certaines enceintes de confinement des paliers 1 300 MW et 1 450 MW, réalisés en visite décennale pour les tranches concernées. Ce premier volet de travaux représente plusieurs dizaines de milliards d'euros;
- des opérations de mise aux normes incendie de 2008 à 2017 et qui incluent la nouvelle conception de la détection incendie sur l'ensemble des installations (traitement de l'obsolescence des matériels et homogénéisation des sites) ;
- le réaménagement des piscines d'entreposage de combustible afin d'augmenter leur capacité en volume. Ces piscines situées à proximité immédiate du bâtiment du réacteur, reçoivent les recharges

[173] En effet, les premiers chiffrages n'ont pas fait l'objet, à la connaissance de la Cour, d'un chiffrage aussi précis et complet que le plan de 50 Md€.

[174] Par exemple, jusqu'en 2005, EDF avait organisé le remplacement des générateurs de vapeur au rythme d'une tranche par an. Or, vu l'évolution de ces équipements, leur importance en termes de sûreté et les risques d'avaries (nouveau mode de corrosion accéléré découvert en 2006), ce rythme est apparu insuffisant et la décision a été prise, en 2005, de le doubler. Mais, compte tenu d'un temps de fabrication de l'ordre de 4 ans et des capacités de production des fournisseurs (en l'occurrence AREVA), cette décision n'a été applicable qu'à partir de 2010.

de combustible neuf, ainsi que les assemblages de combustibles irradiés sortis du cœur jusqu'à ce qu'ils soient suffisamment refroidis pour être transportés vers l'installation de traitement de La Hague. Elles ont une capacité plus faible en moyenne que celles des exploitants étrangers et qui devient insuffisante compte tenu du fait que l'évolution des combustibles employés (augmentation du taux de combustion, introduction du combustible à base de mélange d'oxydes, MOX) a entraîné un allongement du temps de refroidissement incompressible en piscine avant transport[175]. Elle est cependant soumise à l'autorisation de l'ASN et l'appréciation qui sera portée sur ce projet tiendra nécessairement compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima ;

– le plan « grands chauds » qui inclut les modifications rendues nécessaires pour tenir compte, à la demande de l'ASN[176], du retour d'expérience de l'épisode caniculaire de 2003 ainsi que du réchauffement climatique, comme le remplacement de groupes frigorifiques et le conditionnement (par climatiseurs) de locaux et de matériels. Ce plan s'étale sur la période allant de 2006 à 2017 ;

– des projets hors bâtiments nucléaires, par exemple la rénovation des bâtiments tertiaires (mises aux normes sanitaire ou de sécurité, changement de toiture, amélioration de l'isolation) ou la mise à disposition de logements pour les agents à proximité des centrales nucléaires (4 300 logements à financer entre 2012 et 2017).

Un programme destiné à accroître la capacité de production d'électricité des réacteurs existants était également prévu. Il nécessiterait la création d'un dossier d'exploitation de l'ASN et l'obtention d'un nouveau décret d'autorisation pour les installations concernées.

Ces estimations suscitent deux types de réflexion.

** Le niveau des dépenses futures*

Ce montant de 50 Md€$_{2010}$ d'investissements sur les 15 prochaines années peut être rapproché des 73 Md€$_{2010}$ du coût de la construction initial du parc (cf. chapitre I).

Cela représente un montant annuel moyen d'investissement de maintenance de 3,3 Md€$_{2010,}$ alors que la moyenne des investissements de maintenance entre 2008 et 2010, déjà en forte progression par rapport à celui du début des années 2000, n'était que de 1,5 Md€. Cela représente

[175] L'encombrement accru des piscines a été relevé dès 2002 par l'ASN.
[176] *Courrier ASN du 9 février 2004.*

un quasi doublement par rapport au montant des investissements de maintenance réalisés en 2010 (1,75 Md€).

** La nature réelle de ces investissements de maintenance*

Ce programme d'investissements a été préparé en se fixant comme objectif d'atteindre une durée de fonctionnement de 60 ans. Cependant, EDF n'est pas en mesure d'indiquer la part des dépenses prévues qui permettrait spécifiquement d'obtenir un allongement de la durée d'exploitation de 40 à 50 ans ou de 40 à 60 ans.

En particulier un certain nombre de gros composants comme les générateurs de vapeur sont remplacés pour des questions de sûreté et de performances ; il est nécessaire de les remplacer, même avec une durée de fonctionnement de 40 ans des centrales, afin de pouvoir poursuivre l'exploitation et de ne pas détériorer le taux de disponibilité comme ce fut le cas ces dernières années. Pour d'autres investissements, ce sont des raisons de sûreté qui les rendent indispensables et non la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales. Une partie significative des investissements exposés paraissent donc nécessaires à la « bonne » continuation de l'exploitation quelle que soit la durée de fonctionnement des centrales.

Il est bien évident que pour l'entreprise EDF, à partir du moment où une partie de ces investissements sont nécessaires, il est économiquement souhaitable que la durée d'utilisation des matériels ou des travaux concernés soit la plus longue possible.

Toutefois, cela n'est pas une assurance de voir cette durée de vie prolongée :

- d'une part, l'autorisation de poursuivre l'exploitation ne peut être donnée qu'après avis de l'ASN, sur le fondement des résultats de réexamens périodiques, à échéance décennale ;
- d'autre part, l'aptitude à la poursuite de l'exploitation repose non seulement sur l'état des composants annexes mais aussi sur le vieillissement des éléments non remplaçables (cuves et enceintes), pour lequel aucune dépense d'investissement ne peut apporter de réponse technique complète aux phénomènes constatés (cf. annexe 14). Ces éléments font cependant l'objet d'une attention particulière. Concernant le vieillissement des cuves, l'entreprise, en s'appuyant sur des programmes de recherche, modifie le mode d'exploitation des réacteurs pour ralentir l'irradiation subie et cherche, par des méthodes de modélisation autres que celles initialement utilisées, à démontrer l'existence de marges de sûreté nouvelles. Ces nouvelles méthodes reposent sur une approche probabiliste des marges, par opposition aux méthodes actuelles, plus

sévères, qui reposent sur une approche déterministe (i.e. une évaluation du risque en soi, indépendamment de sa probabilité d'occurrence). L'ASN a indiqué jusqu'à présent son opposition à ce type de méthode. Quant aux enceintes du parc existant, qui relèvent de conceptions différentes selon les paliers considérés, elles font l'objet de propositions d'amélioration de leur étanchéité mais sans qu'il soit possible, jusqu'à présent, de garantir leur étanchéité en cas d'accident grave avec fusion du cœur, contrairement à ce qui est prévu pour l'EPR (taux de rejet radiologique nul en cas d'accident avec fusion du cœur).

Il paraît donc difficile, voire impossible, contrairement aux éléments fournis dans le cadre de la communication d'EDF[177], d'isoler des dépenses qui seraient spécifiquement destinées à la prolongation de la durée de fonctionnement et qui n'en assurent aucune garantie.

3 - Les incertitudes

Outre toutes les considérations exposées ci-dessus, deux sujets d'incertitude majeurs sont aujourd'hui particulièrement sensibles.

a) La sûreté par rapport à l'EPR

Le décret d'autorisation de la construction de l'EPR impose des spécifications techniques et de sûreté plus sévères que pour les centrales actuellement en exploitation[178]. Or, les réexamens de sûreté, qui

[177] Le chiffre de 600 M€$_{2010}$ par tranche a été évoqué par le président d'EDF le 12 mai 2010 devant la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale. En juin 2010, le dossier de presse « *L'énergie nucléaire : pivot d'une production d'électricité sûre, efficace et sans CO2* » évoque un plan industriel non chiffré mais relatif aux améliorations techniques permettant d'assurer un fonctionnement au-delà de 40 ans.

[178] Décret n° 2007-534 du 10 avril 2007, article 2 « *La prévention des accidents : Le réacteur doit être conçu, construit et exploité de manière à empêcher la survenue des situations suivantes : II-1. La rupture des composants du circuit primaire et de certaines tuyauteries sous pression (…) II-2. Les accidents avec fusion du cœur pouvant conduire à des rejets radioactifs précoces importants(…). Les situations accidentelles identifiées à ce jour sont : - les situations de fusion du cœur survenant alors que le circuit primaire est à haute pression ; les situations de fusion du cœur dans la piscine de désactivation du combustible usé ; les accidents de réactivité résultant d'une introduction rapide dans le circuit primaire d'eau froide ou d'eau insuffisamment riche en absorbant neutronique soluble ; les situations de fusion du cœur avec contournement du confinement (…) ; - les détonations globales d'hydrogène ainsi que les explosions de vapeur en cuve et hors cuve susceptibles de porter atteinte à l'intégrité de l'enceinte de confinement.* »

comportent des vérifications techniques lourdes et approfondies sur les composantes les plus essentielles de l'installation nucléaire, ont un double objectif :

- vérifier que le référentiel initial de sûreté de l'installation est toujours respecté et détecter des faiblesses et non-conformités ;
- comparer les exigences applicables à celles en vigueur pour des installations présentant des objectifs et des pratiques de sûreté plus récents et en prenant en compte l'évolution des connaissances ainsi que le retour d'expérience national et international[179].

Ce dernier point donne lieu à des interprétations diverses selon que l'on considère que les études de réévaluation doivent être conduites « au regard » des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs ou qu'elles doivent avoir comme objectif que le référentiel de sûreté des installations en fonctionnement soit « le plus proche possible » de celui des réacteurs de 3ème génération, voire identique. Cette évolution des prescriptions à l'occasion des réexamens décennaux fait l'objet de débats entre l'exploitant et l'ASN, sachant que les différences entre les prescriptions de sûreté des différents réacteurs peuvent être sources de débats publics et poser des questions d'acceptation.

Selon l'interprétation que fera l'ASN et les prescriptions qu'elle en tirera, le montant des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du parc actuel pourra être sensiblement différent, voire sensiblement supérieur au programme évoqué ci-dessus.

b) Les conséquences de l'accident de Fukushima

Il est aujourd'hui très délicat de chiffrer les investissements supplémentaires qu'induira le retour d'expérience de l'accident de la centrale de Fukushima. En effet cet accident, tout en réalisant des risques déjà connus, oblige à intégrer de nouveaux scénarios d'accident, caractérisés par le cumul d'aléas, ou le cumul d'évènements négatifs concomitants (perte d'alimentation en électricité cumulée avec une perte de source réfrigérante). Le programme initialement prévu par EDF ne

[179] Cf. annexe à l'avis n° 2011-AV-0120 de l'ASN du 4 juillet 2011 sur la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim : « *Le réexamen de sûreté est l'occasion d'une part d'examiner en profondeur la situation de l'installation afin de vérifier qu'elle respecte bien l'ensemble des règles qui lui sont applicables et d'autre part d'améliorer son niveau de sûreté en comparant notamment les exigences applicables à celles en vigueur pour des installations présentant des objectifs et des pratiques de sûreté plus récents et en prenant en compte l'évolution des connaissances ainsi que le retour d'expérience national et international* ».

pourra donc pas être maintenu en l'état. Alors que l'ASN a établi son rapport sur les premières évaluations complémentaires de sûreté (ECS), il apparaît que plusieurs évolutions vont se conjuguer :

- La réalisation plus rapide que prévue de certaines dépenses par rapport au calendrier des opérations prévu dans le programme mentionné ci-dessus : des remplacements de pièces ou des investissements qui étaient projetés au moment des 4èmes visites décennales vont probablement devoir être avancés ;
- la nécessité de programmes d'investissements supplémentaires par rapport au plan, dont les montants pourraient être importants. C'est le cas par exemple de la construction d'un bâtiment de gestion de crise sur chaque site, l'expérience de Fukushima ayant montré son utilité pour accueillir des équipes nombreuses d'intervention dans des conditions de radioprotection et d'intervention d'urgence. En retenant, par exemple, une toute première estimation de 100 M€ par bâtiment et par site nucléaire, le coût serait de 2 Md€ au total ;
- la réalisation d'investissements prévus dans le programme de 50 Md€, mais avec des exigences de sûreté plus grandes qui vont en accroître le coût. Il en est ainsi de l'installation de diesels d'ultime secours sur tous les sites et la création d'une seconde réserve d'eau pour alimenter le circuit d'injection de secours.

Le chiffrage précis et détaillé de l'ensemble du programme intégrant les conséquences de Fukushima[180] ne pourra être établi qu'une fois les objectifs de sûreté fixés par l'ASN ainsi que les études et le calendrier de réalisation des modifications pour y répondre suffisamment avancés.

Toutefois, il semble, selon EDF, que les investissements qui seraient directement consécutifs à la mise en œuvre des recommandations de l'ASN, à la suite de l'accident de Fukushima, pourraient représenter **environ 10 Md€,** dont approximativement la moitié était déjà prévue dans le programme initial de 50 Md€ des investissements de maintenance[181]. En conséquence, le total du programme pourrait atteindre 55 Md€, ce qui ferait passer le rythme prévisionnel des investissements de maintenance de 3,3 Md€ en moyenne sur les 15 prochaines années,

[180] A titre d'illustration, si, pour la première proposition, un investissement de 100 M€ devait être envisagé par bâtiment et par site nucléaire, cela représenterait un coût total de 2 Md€ ; pour le second point, la dépense totale pourrait atteindre 3,8 Md€, en l'état actuel des estimations, encore très peu détaillées.

[181] Pour les postes qui peuvent déjà donner lieu à une approximation des coûts, le montant estimé est compris entre 5 et 6 Md€.

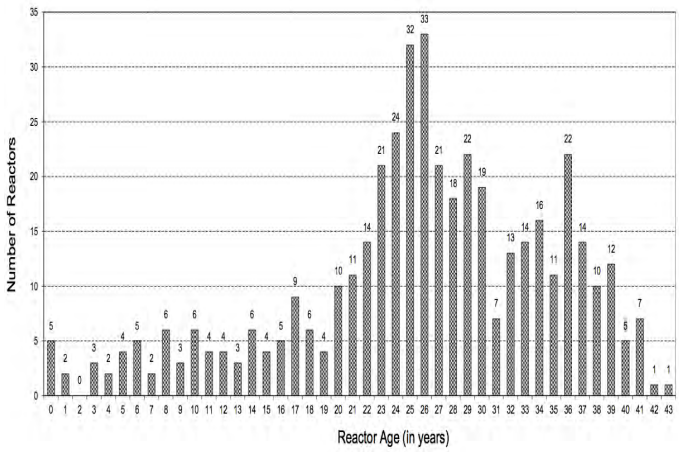
estimé avant Fukushima, à **3,7 Md€**, mais peut-être avec une accélération en début de période, en fonction des prescriptions futures de l'ASN en matière de réalisation des travaux.

Comparaisons internationales

Les centrales arrêtées dans le monde

En juin 2011 il y avait dans le monde 133 unités de production nucléaire arrêtées (dont 39 réacteurs à eau sous pression). D'après les statistiques de la *World Nuclear Association*[182], 14 réacteurs ont cessé de fonctionner à la suite d'un accident ou d'un incident sérieux, 22 ont été fermés à la suite de choix politiques des gouvernements concernés, et 97 ont été arrêtés pour des raisons de rentabilité économique. Parmi ceux-ci, mis en service pour la plupart avant 1980, 62 ont été exploités brièvement et 35 ont eu une durée de fonctionnement proche de celle initialement fixée, à savoir 25 à 30 ans. Il est difficile de savoir si ces fermetures pour rentabilité économique insuffisante étaient le résultat du vieillissement des équipements (et du coût trop élevé de leur remplacement) ou d'une plus grande exigence en termes de sûreté ou de protection de l'environnement.

Graphique : Age des réacteurs en exploitation



[182] Le WNA est une association qui regroupe des producteurs d'électricité d'origine nucléaire.

La durée de fonctionnement des réacteurs civils aux Etats Unis

Le cadre juridique est celui de l'*Atomic Energy Act*, loi fédérale adoptée aux Etats-Unis en 1946 et modifiée en 1954. La *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) accorde des licences pour l'exploitation de réacteurs nucléaires civils pour une durée qui ne peut excéder 40 ans. Ces licences sont cependant renouvelables pour une durée qui peut être de 20 années supplémentaires, sur la base d'une procédure relativement longue [183] et d'une décision de la NRC. Les propriétaires de réacteurs sont libres de demander le renouvellement de cette licence. Il y a aujourd'hui 104 réacteurs en service aux Etats-Unis, qui ont été autorisés initialement pour 40 ans, et la NRC a accordé une prolongation d'activité pour 60 de ces réacteurs. Depuis 2009, 8 réacteurs aux Etats-Unis ont désormais dépassé une durée de fonctionnement de 40 ans depuis leur mise en service.

Par ailleurs, environ trente réacteurs ont vu leur exploitation interrompue aux Etats-Unis. Celui de Maine Yankee, par exemple, a été fermé pour des raisons d'insuffisante rentabilité économique au regard de critères environnementaux auxquels l'installation devait se conformer après 25 ans d'exploitation.

La durée de fonctionnement des réacteurs en Allemagne

L'Allemagne comptait avant l'accident de Fukushima 10 réacteurs destinés à la production d'électricité arrêtés. Huit supplémentaires ont été arrêtés en mars 2011 après l'accident de Fukushima. Parmi les réacteurs « commerciaux » mis à l'arrêt avant 2011, deux ont été fermés pour « manque de rentabilité » (Hamm-Uentrop et Stade), deux suite à des accidents (Gundremmingen A en 1977 et Greisfwald 5 en 1975). Pour un autre réacteur, celui de Wurgassen, c'est un défaut détecté en 1994 sur le corps du réacteur et qui aurait été jugé trop coûteux à corriger qui a entraîné sa fermeture. Quant à la centrale de Mulheim-Karlich, un défaut structurel de construction (emplacement d'un bâtiment auxiliaire) a entraîné la fin de son exploitation qui n'aura duré au total que 2 ans. Désormais 9 réacteurs sont encore en exploitation. Le plus ancien a été mis en service en 1982.

[183] Elle peut durer 3 ans. Elle inclut une participation ou consultation du public (réunions d'information tenues localement), ainsi qu'une revue environnementale (examen de la conformité de fonctionnement de l'installation au regard de la réglementation relative à la protection de l'environnement), une revue de sécurité des installations, des inspections et des auditions par la commission.

B - Les recherches futures

Les recherches futures peuvent avoir des conséquences très structurantes sur l'avenir de la filière à moyen long terme et des impacts en termes de coût à court terme, en fonction de l'évolution qui sera donnée à ces dépenses et des axes de travail qui seront retenus.

1 - Le programme « nucléaire de demain »

Le financement sur subventions des recherches du CEA va sensiblement évoluer à partir de 2011 du fait des investissements d'avenir, qui ont ouvert 1 Md€ sur le programme « nucléaire de demain ».

**Le programme « nucléaire de demain »
financé par les Investissements d'avenir pour le CEA
(en M€ courant HT et hors taxes)**

M€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
RJH	8	101	101	25					235
ASTRID	8	60	95	117	109	81	83	67	620
Total	**16**	**161**	**196**	**142**	**109**	**81**	**83**	**67**	**855**

Source : chronique de référence du Contrat d'objectifs et de performances du CEA (montants hors taxes)

Deux projets structurent ce programme : le réacteur pilote de quatrième génération ASTRID et le réacteur expérimental Jules Horowitz. La loi de finances rectificative 2010 a ouvert 900 M€ en engagements pour ces projets, dont la chronique des ordonnancements prévus hors taxes est donnée par le tableau ci-dessus. A ces montants s'ajoutent 100 M€ fléchés vers l'ANDRA pour le stockage et le traitement des déchets. Après la catastrophe de Fukushima, 50 M€ ont été alloués à la sûreté et à la radioprotection, pris à parité sur les enveloppes du CEA et de l'ANDRA.

2 - 4ème génération et programme ASTRID

Les réacteurs nucléaires de 4ème génération font l'objet de recherches coordonnées au niveau international par le Generation IV International Forum (GIF), auquelles participent la France, les Etats-Unis, le Japon, la Corée du sud et, plus récemment, la Chine et la Russie. Un des principaux objectifs du GIF est d'assurer une diversification à terme des combustibles utilisés, l'uranium 235 des centrales actuelles ne représentant que 0,7 % du minerai extrait et risquant d'être à terme

produit en quantités insuffisantes si l'électricité nucléaire se développe dans le monde, en particulier dans les pays émergents. En outre, les réacteurs de quatrième génération devraient ouvrir la voie à un recyclage récurrent de l'uranium et du plutonium contenus dans les combustibles MOX usés et permettre de réduire la nocivité à long terme de certains déchets radioactifs à très haute activité.

Dans ce cadre, plusieurs concepts de réacteurs ont été retenus pour la phase de R&D. La France a décidé avec ASTRID (Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration) de concevoir un prototype industriel de réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium. La loi de finances rectificative de 2010 a attribué 650 M€ à ce projet afin de permettre son financement jusqu'au niveau de l'avant-projet détaillé, des études de faisabilité ou de conception des installations du cycle associé, et de la réalisation ou la rénovation d'installations technologiques pour qualifier des composants. L'objectif est de rendre possible en 2017 la décision de construction d'un pilote pour un déploiement industriel à partir de 2040 si la décision politique en est prise. Le coût de construction de ce pilote, qui n'est d'ailleurs pas connu aujourd'hui, n'est donc pas compris dans le programme ASTRID actuel.

Les autres pays du Forum sont à un stade plus amont, en phase avec le calendrier prévu à l'origine. La construction du projet de prototype du Japon est repoussée à une date non précisée. La Corée est au stade des études amont. La Russie développe des réacteurs mais leur conception est plus ancienne.

La convention des Investissements d'avenir demande au CEA d'associer à ce programme les industriels avant la fin de la première phase de l'avant-projet (AVP1), soit d'ici la fin 2012, afin de mutualiser les coûts et de garantir l'engagement des équipementiers, constructeurs et exploitants. L'objectif est que les industriels prennent en charge de 20 % à 30 % des coûts de l'AVP1, qui s'élèvent à 75 M€, puis financent jusqu'à la moitié des coûts de la deuxième phase de l'avant-projet sommaire (AVP2) et du pilote, si sa réalisation est décidée en 2017. Des accords de collaboration assortis de participations financières ont été mis en place fin 2010 avec AREVA[184], EDF[185], ALSTOM, COMEX nucléaire et d'autres industriels.

[184] AREVA s'est engagée en novembre 2010 à hauteur de 20 % des coûts de l'avant-projet du programme (AVP1 + AVP2).

[185] Accord sur des domaines spécifiques comme la sûreté ou le retour d'expérience de Superphénix. L'accord de collaboration sur les apports de R&D d'EDF au projet ASTRID a été signé.

L'orientation du projet reste essentiellement axée sur un réacteur refroidi au sodium comme Phénix et Superphénix. Toutefois, Astrid vise à être en rupture technologique concernant la sûreté, la disponibilité, la maîtrise des coûts d'investissement et la transmutation des actinides mineurs tels l'américium. Le CEA étudie également les filières alternatives de refroidissement, en particulier par le gaz hélium, notamment dans le cadre des partenariats du GIF et avec plusieurs pays d'Europe centrale. Mais les dépenses sur ces sujets restent limitées.

3 - Le réacteur Jules Horowitz

Le réacteur expérimental Jules Horowitz (RJH) vise à analyser le comportement sous irradiation des combustibles et matériaux. Il remplacera le réacteur Osiris mais également d'autres réacteurs en Europe d'âge avancé et sera bientôt le seul réacteur d'irradiation disponible en Europe pour mener des activités de recherche. Il permettra enfin, hors champ de l'électronucléaire, de produire des nucléides pour usage médical, à hauteur de 50 % des besoins européens si nécessaire.

Les études de définition et de développement ont été conduites de 2003 à 2007 ; la construction, engagée en 2007, doit conduire à une mise en service opérationnelle à pleine capacité en 2018. Le coût à terminaison est estimé à 670 M€$_{2005}$ hors production de radionucléides à usage médical, dont 250 M€$_{2005}$ à la charge des partenaires (100 M€ pour EDF, 50 M€ pour AREVA et 100 M€ pour l'Union Européenne et des partenaires internationaux souhaitant disposer d'un droit d'accès garanti). Les crédits ouverts par la loi de finances rectificative 2010 couvrent 160 M€ et le solde est financé par le CEA sur subventions courantes et ressources externes. Les participations d'EDF et d'AREVA à la construction, comptabilisées en investissements au bilan, n'ont pas été prises en compte dans les deux parties de ce rapport consacrées aux dépenses de recherche (chapitre I – II et chapitre II – II A).

4 - Le stockage des déchets

L'ANDRA a été dotée par la loi de finances rectificative 2010, au titre des investissements d'avenir, de 100 M€ de crédits (ramenés depuis à 75 M€) afin, d'une part, de mettre en place des filières de valorisation des déchets métalliques faiblement radioactifs issus du démantèlement d'installations nucléaires, de manière à réduire le volume à stocker, d'autre part, de mettre au point des procédés innovants de traitement des déchets radioactifs chimiquement réactifs (déchets organiques, sodés, amiantifères, pollués, etc.) par torche à plasma ou pyrolyse en vue de les rendre inertes et de faciliter leur stockage. A ce programme a été

également rattachée la recherche de traitements des déchets graphites, visant à réduire leur volume de stockage et leur radiotoxicité.

5 - La sûreté et la radioprotection

Après Fukushima, le gouvernement a annoncé le 27 juin dernier un renforcement de la recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire et la radioprotection en y consacrant 50 M€ du programme d'investissements d'avenir « nucléaire de demain ».

Le comité de l'énergie atomique du 27 octobre dernier a décidé que ces 50 M€ seraient dépensés dans le cadre d'un appel à projets dont le commissariat général aux investissements d'avenir délèguera le pilotage à la direction générale de la recherche et de l'innovation (DGRI), du ministère chargé de la recherche, et à la direction générale de la prévention des risques (DGPR), du ministère chargé de l'écologie ; il sera mis en œuvre par l'agence nationale de la recherche (ANR). L'appel à projets concerne les champs de la prévention des accidents, l'amélioration des outils et méthodes relatifs aux accidents graves, la protection de l'homme et de l'environnement, les outils de gestion de crise.

Un futur plus lointain et plus hypothétique : La fusion

Le programme ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) est d'une nature différente des programmes examinés ci-dessus. Son objet n'est pas la fission d'isotopes lourds mais la fusion contrôlée d'atomes légers dans une enceinte de confinement magnétique. Les matériaux pour contrôler le processus, le type de réaction à produire, les réacteurs (accélérateurs de particules et non centrales) sont spécifiques. Le cadre est aussi très particulier puisque le programme a été décidé en 1985 par l'Union soviétique, les États-Unis, l'Union européenne (via Euratom) et le Japon comme une manifestation de coopération pacifique. En novembre 2006, les Etats-membres de l'organisation, qui inclut aujourd'hui aussi la Corée, la Chine et l'Inde ont créé une entité juridique internationale pour construire et exploiter un centre de recherches à Cadarache.

Les coûts associés sont ici décrits car l'objectif à long-terme d'ITER est bien la production d'électricité civile par un procédé qui agit sur la structure atomique de la matière. Toutefois, le stade actuel des recherches peut encore être considéré comme étant de l'ordre de la recherche fondamentale car il n'y a toujours pas de démonstration de contrôle de la fusion thermonucléaire pendant un temps suffisamment long pour être certain du fonctionnement de cette technologie.

Le coût du programme est estimé à 13 Md€$_{2010}$ pour la construction, 6,3 Md€$_{2010}$ sur 20 ans pour l'exploitation et 1 Md€$_{2010}$ pour la cessation définitive d'exploitation et le démantèlement. La contribution directe de la France à la construction s'élève à 1,1 Md€$_{2010}$, dont 480 M€ assurés par huit collectivités territoriales de la région PACA et le solde par l'État. Les travaux d'aménagement du site et de construction des équipements sont conduits par l'agence ITER France, créée au sein du CEA. De 2007 à 2010 la viabilisation du site et l'aménagement des infrastructures ont coûté 208 M€ courants.

Le bâtiment du tokamak[186] permettra à l'horizon de fin 2019 de tester les technologies fondamentales destinées aux réacteurs de fusion. Sa structure en béton armé se composera d'une partie souterraine profonde de treize mètres et d'une partie aérienne. Il sera entouré de structures auxiliaires, tours de refroidissement, installations électriques, salle de contrôle, installations de gestion des déchets et des laboratoires.

En février 2007, Euratom et le Japon ont signé un accord de recherche complémentaire, portant sur les tests de matériaux, les expériences et simulations avancées du plasma et l'étude de conception du démonstrateur préindustriel DEMO qui doit succéder à ITER entre 2030 et 2050.

II - Les coûts de l'EPR

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 dits de « 3ème génération », dont les conditions de sûreté sont plus performantes que celles des réacteurs actuels. Aujourd'hui le seul modèle de 3ème génération disponible à la construction en France est l'EPR de Flamanville. Si l'on met à part les deux EPR en construction en Chine[187], faute d'informations précises mais aussi parce que leurs coûts ne seront probablement pas reproductibles en France, seuls les EPR en construction en Finlande et à Flamanville peuvent servir de base à des estimations de coûts d'investissements et de production.

Toutefois, ces deux réacteurs étant encore en construction, les chiffrages ne peuvent être que des estimations. En outre, comme pour les réacteurs de deuxième génération, il est probable que les « têtes de série » soient sensiblement plus coûteuses que les réacteurs construits dans un second temps.

[186] Tokamak : chambre de confinement magnétique destinée à contrôler un plasma.
[187] Le chantier de Taishan semble progresser dans le respect des coûts et de délais.

Concernant les coûts de construction de l'EPR de Flamanville 3, EDF a annoncé le 20 juillet 2011 un coût révisé, y compris ingénierie, de 6 Md€ (3,7 M€/MW pour 1 630 MW) et un objectif de première production commercialisable en 2016. On peut rappeler qu'en décembre 2008, le coût était estimé à 4 Md€ pour une construction en 54 mois puis réévalué en décembre 2010 à 5 Md€ pour une construction en 78 mois. La Cour n'a pas expertisé ces éléments de chiffrages qui, au demeurant, ne sont encore que prévisionnels. On peut toutefois rapprocher ce coût de construction de celui des derniers réacteurs à eau pressurisée construits en France à Chooz pour 4,8 Md$€_{2010}$ (mise en service en juillet 2000, 2 910 MW pour 2 réacteurs soit 1,63 M€/MW et 2,06 M€/MW y compris ingénierie) et à Civaux pour 3,7 Md$€_{2010}$ (mise en service en mai 2002, 2 945 MW pour 2 réacteurs, soit 1,25 M€/MW et 1,37 M€/MW y compris ingénierie).

Outre les difficultés de construction d'une tête de série, AREVA explique l'écart de coût au MW par des technologies différentes permettant notamment de mieux répondre à des exigences de sécurité plus contraignantes. Il est également probable que la construction de réacteurs semblables à ceux de Chooz ou de Civaux serait plus coûteuse aujourd'hui, du fait d'une augmentation des prix des matières premières et du génie civil supérieure à l'évolution générale des prix du PIB utilisée pour calculer les coûts de construction en € 2010. Par ailleurs, l'EPR est censé avoir des coûts d'exploitation inférieurs aux réacteurs de Chooz et de Civaux, permettant de compenser le surcoût en investissements (hors effet tête de série), ce qui permettrait à l'EPR, d'après AREVA, d'avoir des coûts complets de production similaires à ceux des plus récents réacteurs du parc actuel, construits dans les conditions économiques d'aujourd'hui. Cela ne pourra être vérifié qu'au stade de l'exploitation de l'EPR.

EDF n'a pas révisé officiellement ses prévisions de coûts de production sur la base de ses dernières annonces concernant le coût de construction de 6 Md€. Mais, de même que le coût de l'investissement a augmenté, les prévisions de coût de production ont évolué dans le temps.

En 2007, la DGEC proposait une estimation de 44,9 €/MWh (soit 46,6 $€_{2010}$) pour un EPR récurrent. Les dernières prévisions d'EDF, de décembre 2008, donnent un coût de 54,3€/MWh (soit 55$€_{2010}$), au titre de la construction, de l'ingénierie et du démantèlement, sur la base d'un coût de construction de 4 Md€ en 54 mois.

Compte tenu de l'allongement des délais, qui laisse prévoir un montant élevé d'intérêts intercalaires, et de l'augmentation du coût de la construction depuis cette date, on peut estimer le coût de production futur de Flamanville entre 70 et 90 €/MWh, avec une durée de fonctionnement

de 60 ans. Cependant, ces éléments doivent être pris avec une grande prudence car ils ne reposent pas sur une analyse faite par la Cour à partir d'une estimation précise proposée par EDF. Il faut rappeler aussi qu'il ne s'agit pas des coûts de l'EPR de série, qui devraient être inférieurs, mais sur lesquels il est encore plus difficile de faire des prévisions.

III - Les variantes

En fonction des hypothèses qui sont faites sur la durée de fonctionnement des centrales, sur la 4ème génération et sur le développement des EPR, les dépenses futures peuvent être sensiblement différentes. On peut donc imaginer quelques variantes pour comprendre comment peuvent évoluer les ordres de grandeur des dépenses de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion des déchets.

Comme indiqué en introduction, ce rapport n'a pas vocation à proposer des scénarios de mix énergétique ni à faire des hypothèses sur l'évolution de la demande ; les analyses suivantes reposent donc sur l'hypothèse d'une production électronucléaire du même ordre de grandeur que celle du parc actuel.

A - La situation de base

La situation de base sur laquelle sont actuellement construits les coûts futurs repose, si l'on s'en tient aux éléments comptables actuels, sur les hypothèses suivantes :

- une durée de fonctionnement des réacteurs de 40 ans, utilisée pour le calcul actuel des amortissements et celui de la provision pour démantèlement, sachant que, comme on l'a déjà souligné, le prolongement de l'activité des réacteurs jusqu'à 40 ans, et éventuellement au-delà, est soumis à l'avis de l'ASN après des visites décennales approfondies ;
- des investissements de maintenance qui représentent actuellement environ 1,7 Md€ par an et qui devraient doubler dans l'avenir, sur la base d'une enveloppe d'investissement de 50 Md€ au moins entre 2011 et 2025. On a vu précédemment que, si ces investissements sont présentés comme indispensables pour prolonger la durée de fonctionnement des centrales jusqu'à 50 ou 60 ans, ils sont aussi probablement en grande partie nécessaires pour poursuivre l'exploitation et atteindre, avec une disponibilité acceptable, les 40

années jusqu'à présent envisagées dans les comptes et pour répondre aux prescriptions de l'ASN après l'accident de Fukushima ;

– la réalisation à terme de réacteurs de 4ème génération, qui permettraient de recycler une grande partie des stocks de combustibles usés (MOX, URE), ainsi qu'une partie de l'uranium appauvri, actuellement entreposés, en attente de retraitement dans ces futurs réacteurs. Toutefois, comme cela a été souligné précédemment, le calcul des provisions pour la gestion des combustibles du MOX et URE usés, en l'absence de solution industrielle actuellement disponible pour les recycler, repose sur une hypothèse de stockage direct, sans retraitement, dans le centre de stockage géologique profond aujourd'hui à l'étude, lequel cependant n'intègre pas cette hypothèse. La concrétisation du développement d'une 4ème génération augmenterait les provisions pour gestion du combustible usé, car il faudrait alors provisionner le retraitement des combustibles MOX et URE usés. Ces coûts (ainsi que le coût de développement des réacteurs de 4ème génération) seront à comparer aux économies qui seraient réalisées en évitant de recourir au stockage direct des déchets (plus onéreux que le stockage après traitement).

D'un point de vue industriel, cette « situation de base » est en partie fictive. En effet, si l'on fait l'hypothèse que tous les réacteurs s'arrêtent à 40 ans, cela impose la mise en service rapprochée d'un grand nombre de centrales de remplacement dans les années qui viennent. En particulier, si ces centrales étaient nucléaires, il faudrait déjà avoir engagé la construction de plusieurs EPR pour pouvoir assurer le maintien du niveau de la production actuelle, sachant que l'on compte de 6 à 10 ans, entre la décision de lancement d'un EPR et sa mise en service.

D'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de fonctionnement de 40 ans, alors que seul l'EPR de Flamanville (1 630 MW) pourra probablement être en service à cette date, celui de Penly n'ayant pas encore été lancé officiellement.

A production égale, l'hypothèse retenue est donc une prolongation de la durée de fonctionnement d'une partie des centrales au moins jusqu'à 50 ans, ce qui anticipe sur les décisions que pourrait prendre l'ASN.

B - Variante : durée de fonctionnement de 50 ans

La variante reposant sur une durée de fonctionnement de 50 ans pourrait donc être considérée comme la « situation de base réelle » industrielle, si ce n'est comptable. Pour simplifier l'estimation des conséquences de l'allongement de la durée de fonctionnement moyenne du parc, on fait l'hypothèse d'une prolongation uniforme à 50 ans même

si, dans la réalité, les impératifs de sûreté et le nécessaire lissage du remplacement plaident plutôt pour des durées de vie différenciées.

Cette variante suppose, pour maintenir la production d'électricité nucléaire actuelle, que les conditions économiques et financières suivantes soient remplies :

- la réalisation du programme d'investissements de maintenance d'EDF de 50 Md€ (complété par les investissements résultant de l'avis de l'ASN suite à Fukushima) d'ici 2025 ;
- le lancement et le financement de 6 EPR d'ici la fin de l'année 2030 ; outre le coût financier d'investissements que cela représente (de 30 à 36 Md€$_{2010}$), il faudrait s'interroger sur les conditions industrielles de réalisation dans un temps court des chantiers concernés ;
- en revanche, si le montant des charges brutes de démantèlement d'EDF restait inchangé (18,1 Md€$_{2010}$ pour les réacteurs), la provision diminuerait de 2,3 Md€$_{2010}$, passant de 9 Md€$_{2010}$ à 6,8 Md€$_{2010}$. La prolongation entraînerait en effet un décalage significatif de l'échéancier des décaissements dans le temps ;
- les conséquences de la prolongation en termes de gestion des combustibles[188] seraient limitées. Cette variante imposerait à terme d'accroître la capacité des piscines de La Hague, mais à une date qui dépendra des dispositions prises pour l'entreposage du combustible du parc actuel (cf. chapitre III-II-A-3-b) ;
- concernant les déchets, les conséquences seraient plus sensibles : les centrales produiraient un surplus de déchets d'exploitation (TFA et FMA-VC) qui n'a pas été pris en compte pour le dimensionnement des centres existants. Aux conditions actuelles (compression des déchets, volume annuel produit), il faudrait ainsi probablement procéder à la construction d'un nouveau centre de stockage pour les déchets FMA-VC (la construction d'un nouveau centre de stockage TFA étant déjà prévisible, hors prolongation de la durée de fonctionnement) ;

  En revanche, les déchets supplémentaires issus du combustible usé (déchets issus du retraitement de ce combustible usé ou assemblages combustibles à stocker directement) devraient pouvoir être stockés dans le centre de stockage profond exploité par l'ANDRA, car les scénarios élaborés par cette dernière prévoient des marges de

[188] Il n'est fait ici aucune hypothèse sur les conséquences de la construction et de l'exploitation des 6 EPR mentionnés précédemment.

dimensionnement permettant de stocker les déchets supplémentaires résultant d'une exploitation du parc actuel pendant 60 ans[189] ;

– aux investissements précédemment énumérés concernant les investissements de maintenance et la construction des EPR de remplacement, il faudrait ajouter le coût du prolongement des recherches et développement pour la 4ème génération, notamment le financement du pilote d'ASTRID aux alentours de 2020, s'il est donné suite à ce projet, et la réalisation de la phase industrielle ultérieure. Aucun de ces projets, probablement coûteux, n'est chiffrable à l'heure actuelle.

C - Variante : « arrêt du retraitement »[190]

L'arrêt du retraitement des combustibles usés aurait pour conséquence prévisible la fermeture des usines UP2 800 et UP 3 d'AREVA à la Hague. Cela conduirait probablement à avancer la date du début de leur démantèlement alors que celui-ci était prévu à compter de 2040. AREVA devrait donc décaisser beaucoup plus tôt que prévu 4,2 Md€$_{2010}$ à compter de la date d'arrêt et sur une durée de 20 ans, délai total prévu pour les opérations de démantèlement, alors qu'elle aurait à gérer simultanément la reconversion des personnels du site avec une extinction des revenus issus du retraitement.

L'arrêt du retraitement des combustibles usés UNE impliquerait par ailleurs de les stocker directement[191]. Au 31 décembre 2010, il existe déjà un stock de 16 540 tonnes de combustibles usés UNE. S'y ajouteraient les assemblages irradiés à compter de cette date. Il est généralement admis que le coût du stockage direct dans l'argile est environ deux fois plus élevé que le stockage après retraitement[192]. Ce surcoût concernerait essentiellement EDF, principal producteur de combustibles usés. Il imposerait également la construction de nouvelles piscines d'entreposage, car le flux net de combustibles usés serait alors multiplié par 6 (1 200 tonnes par an contre 200 aujourd'hui).

[189] Cf. scénario de dimensionnement (SD) du dossier 2009 de l'ANDRA.
[190] Les commentaires sur cette variante ne tiennent pas compte d'éventuelles clauses contractuelles de dédit qui pourraient modifier la répartition des impacts financiers entre AREVA et EDF. Cette variante mesure avant tout l'impact global sur la filière.
[191] Pour le calcul de sa provision, EDF fait déjà l'hypothèse de stockage direct pour les autres combustibles usés (MOX, URE, Superphénix, Brennilis).
[192] Le scénario S2 de l'ANDRA (stockage direct) était évalué, en 2002, dans une fourchette de 33,2-55 Md€.

Les provisions pour gestion du combustible usé seraient très fortement diminuées, car elles ne concerneraient plus que l'entreposage de l'URT déjà extrait et la construction des nouvelles piscines d'entreposage.

Cette diminution serait en partie atténuée par l'augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets. Cependant, les coûts unitaires utilisés aujourd'hui par EDF dans le calcul de ses provisions pour stockage des MOX et URE usés restent bien inférieurs en valeur actualisée aux coûts de retraitement.

Dans un deuxième temps, ce scénario aurait aussi un impact en termes de combustibles utilisés, la fin du retraitement supprimant la production de plutonium et donc l'assèchement progressif de la filière MOX, obligeant à augmenter la consommation d'uranium naturel ou de retraitement.

D - Variante : « sans 4ème génération »

Ce scénario aurait un impact majeur en termes de stratégie de gestion du combustible puisque dans ce cas, l'immense majorité de l'uranium 238 (99,3 % du minerai) pourrait être considérée comme un déchet à plus ou moins longue échéance. En particulier, cela influencerait l'équilibre économique des mines et de la fonction d'enrichissement, puisque l'uranium appauvri produit par ces activités acquerrait dès lors une valeur négative.

En termes de provisions liées à la gestion du combustible usé, ce scénario n'aurait pas d'influence à moyen terme, car le calcul des provisions est déjà basé sur un stockage sans retraitement des combustibles URE et MOX usés, donc sur l'hypothèse de l'absence de 4ème génération.

Mais, au-delà de la dimension comptable, en matière de gestion des déchets, il faudrait « réellement » stocker directement du MOX usé dans le futur centre de stockage géologique profond. La provision constituée à cet effet par EDF, d'un montant brut de 6,3 Md€$_{2010}$, repose sur des hypothèses fragiles. Le projet de centre de stockage profond n'étant à l'heure actuelle pas conçu pour recevoir du MOX usé, il n'est pas possible de savoir si cette provision serait suffisante pour couvrir effectivement le surcoût lié au stockage direct du MOX usé, suite à l'abandon d'une 4ème génération de réacteurs.

Concernant AREVA, la solution de référence actuelle pour la valorisation des 250 000 tonnes d'uranium appauvri est l'utilisation comme combustible dans des réacteurs de 4ème génération. En l'absence

de tels réacteurs, deux filières existantes permettent cependant à l'uranium appauvri de conserver sa qualification de matière valorisable : le ré-enrichissement et la fabrication du combustible MOX[193]. Cette matière ne devrait donc pas être requalifiée en déchet. Ce raisonnement s'applique aussi aux 20 000 tonnes d'URT dont EDF est responsable.

Par ailleurs, on peut souligner que l'absence de 4ème génération ne signifie pas automatiquement l'arrêt du retraitement. En effet, le retraitement permet de réduire le volume de déchets ultimes à stocker[194] et d'économiser la matière première relativement rare qu'est l'uranium naturel. Son existence se justifie par des avantages qui lui sont propres, indépendamment d'une 4ème génération de réacteurs.

A l'inverse, les réacteurs de 4ème génération fonctionnant avec du plutonium, cela implique de retraiter le combustible MOX usé pour en extraire le plutonium. Un scénario « arrêt du retraitement » et « développement des réacteurs de 4ème génération » n'a donc pas de sens.

——— *CONCLUSION – EVOLUTIONS POSSIBLES* ———

De nombreux facteurs peuvent avoir des conséquences sur le montant des dépenses futures en matière de production électronucléaire, même dans l'hypothèse du maintien du niveau de la production actuelle.

La durée de fonctionnement des centrales est un élément déterminant. Le scénario industriel implicitement retenu aujourd'hui, sans aucune assurance sur son acceptation par l'ASN, est celui d'un prolongement au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement des réacteurs, les capacités de production de substitution rendues nécessaires par un scénario à 40 ans n'ayant pas été lancées ni même programmées.

Dans l'hypothèse d'une durée de fonctionnement étendue jusqu'à 50 ans, d'un point de vue uniquement financier, des investissements massifs sont nécessaires pour prolonger la durée de fonctionnement des

[193] Ces filières se heurtent cependant à des inconvénients de rentabilité financière et d'absence de filière française (pour le ré-enrichissement) et de faible volume utilisable (fabrication de MOX).

[194] La réutilisation du plutonium de retraitement dans le MOX et l'absence de retraitement de ce dernier après irradiation implique toutefois de recourir partiellement au stockage direct, moins économe en volume

centrales, construire les EPR qui sont censés prendre la place des réacteurs actuels et développer le programme de la 4ème génération.

Outre les incertitudes sur les difficultés techniques et l'acceptabilité de la 4ème génération, son coût est actuellement inconnu. Seul celui de la réalisation de l'APD d'ASTRID, qui reste un outil d'expérimentation et n'a pas de dimension industrielle, est aujourd'hui chiffré à 650 M€.

Il serait prudent de travailler à des solutions alternatives, au cas où l'hypothèse de la 4ème génération ne se révèlerait pas réalisable à grande échelle, notamment en intégrant une variante prévoyant le stockage des combustibles usés dans le projet de stockage géologique profond actuellement à l'étude. Cela permettrait notamment de chiffrer avec plus de précision la provision pour gestion des combustibles usés qui repose déjà sur cette hypothèse.

Chapitre VII

Les coûts difficilement chiffrables

Les trois chapitres précédents présentent des analyses des coûts identifiés, passés, présents et futurs liés à la production électronucléaire. Certains de ces coûts sont faciles à mesurer et à quantifier, d'autres nécessitent de faire des hypothèses, parfois lourdes, pour permettre leur calcul et sont soumis à de nombreuses incertitudes. Mais ils ont tous la caractéristique de faire l'objet d'une dépense qui sera payée, un jour ou l'autre, sous une forme monétaire.

En revanche, il y a d'autres coûts qui ne font pas l'objet, actuellement, d'une dépense identifiée mais qui n'en sont pas moins des conséquences de l'activité électronucléaire. Il s'agit des « externalités » liées à cette activité.

Parmi ces dernières, une place particulière peut être faite aux conséquences d'un accident majeur et à la situation actuelle des assurances dans le domaine nucléaire.

I - Les externalités

Quelle que soit l'activité humaine considérée, elle a des conséquences pour la collectivité ou pour l'environnement qui ne sont pas monétarisées, qui sont parfois difficiles à mesurer et très souvent difficiles à transformer en coûts (ou en bénéfice) ayant une forme monétaire, ce qui permettrait de les additionner (ou de les retrancher) aux coûts « classiques » correspondant à des dépenses effectives. On parle alors d'externalités négatives ou positives, qui ne sont donc supportées ni

par les producteurs ni par les consommateurs. Elles sont par conséquent à la charge (ou au profit) de la collectivité, même si celle-ci n'en est pas toujours consciente.

La production d'énergie est particulièrement concernée par ces externalités, d'une part parce qu'il s'agit d'une activité structurante, indispensable au développement humain et que ses impacts sont donc souvent massifs, d'autre part parce que les différentes formes d'énergie ont des externalités négatives et positives très différentes les unes des autres. Il est d'ailleurs souvent plus facile de comparer les externalités des différentes formes d'énergie que de les mesurer et de leur donner un chiffrage monétaire dans l'absolu.

Dans le cadre du présent rapport, la Cour n'est pas en mesure de pallier les insuffisances des connaissances sur les impacts de l'activité de la production électronucléaire, ni de les valoriser en termes monétaires, ce qui suppose des hypothèses essentielles, notamment sur le prix de la vie humaine, la valeur de la nature et le taux d'actualisation.

En outre, le rapport n'est consacré qu'aux coûts de cette activité (ce qui suppose de ne s'intéresser qu'aux externalités négatives) et ne cherche pas à comparer ses avantages et ses inconvénients avec ceux des autres formes de production d'électricité ou d'énergie. On se limitera donc à énoncer les externalités le plus souvent identifiées et à indiquer les éléments de chiffrages potentiels, quand ils existent. Cela permettra de constater qu'une même externalité peut parfois être considérée comme positive ou négative, selon les observateurs ou en fonction des comparaisons qui sont faites entre énergies.

On distingue plusieurs grandes catégories d'externalités selon qu'on s'intéresse à l'impact sur l'environnement ou la santé, mais, en matière d'énergie, il y a aussi des impacts plus économiques ou « politiques » qui sont également qualifiés d'externalités. Ils doivent être considérés pour l'ensemble du cycle de vie de la filière de production, y compris le cycle du combustible.

A - Les impacts sur l'environnement

En règle générale, les impacts sur l'environnement sont considérés comme des externalités négatives, ayant un coût pour la collectivité. Aussi, la faiblesse de certains de ces impacts peut-elle être considérée comme un avantage, mais uniquement si l'on fait des comparaisons.

Les impacts sur l'environnement concernent essentiellement le climat, la consommation d'eau, les rejets dans l'eau et l'air et les impacts directs sur la nature et les paysages.

1 - La production de gaz à effet de serre

L'impact de la filière électronucléaire sur le climat est considéré en général comme négligeable, du fait de l'absence de production de CO_2 au cours de la production de l'électricité dans les centrales, ce qui distingue cette forme d'énergie de l'électricité produite par les énergies fossiles mais non des énergies renouvelables.

En fonction de la valeur de la tonne de CO_2 retenue, l'externalité positive mesurable par comparaison avec d'autres énergies peut varier sensiblement.

- Si l'on se place du point de vue de la collectivité, on rappelle que le rapport Quinet, élaboré en 2009 dans le cadre des travaux du CAS (conseil d'analyse stratégique) recommande de prendre une valeur de la tonne de CO_2 qui évolue de 32€/t en 2010 à 100 € en 2030 et 200 € en 2050 ; quant au rapport Stern, publié fin octobre 2006, il estimait que chaque tonne de CO_2 émise aujourd'hui occasionnera 85 dollars de dommages.

- Vu par les entreprises, le coût de la tonne de CO_2 peut être mesuré par son prix sur le marché du carbone, qui dépend de la quantité de quota allouée par la commission européenne, globalement et pour chaque pays, et du niveau de l'activité économique qui rend cette contrainte plus ou moins sévère. Pour la période récente, le prix de la tonne de CO_2 sur ce marché en 2010 est resté aux alentours de 15 €, la demande restant faible compte tenu de la situation économique et de la quantité de quota allouée. A partir de 2013, les quotas ne seront plus alloués gratuitement mais mis aux enchères ce qui permettra de déterminer un prix reposant sur des échanges plus importants.

- On peut aussi chiffrer le prix de la tonne de CO2 à partir du coût des techniques de captage et de stockage, utilisées pour les centrales thermiques, compris entre 15 et 80 €/t CO2 (en € 2008).

Les émissions de CO_2 de la production électronucléaire en France sont estimées à 15g de CO_2 par kWh[195]. Cette valeur inclut donc la construction des centrales et des installations d'approvisionnement. Au prix du marché en 2010 (15€/t), la production annuelle d'environ 400 TWh (15 g/kWh = 15 000 t/TWh) représente donc un « coût » de 90 M€ pour 6 Mt d'équivalent CO_2. Si l'on prend la valeur du rapport Quinet (32€/t), le coût fait un peu plus que doubler pour atteindre 190 M€.

[195] Source : *2nd strategic energy review* de la commission européenne.

A titre de comparaison, la même production d'électricité obtenue avec des centrales à gaz à cycle combiné, qui émettent 420gCO_2eq/kWh, produirait 168 Mt CO_2 pour un coût de 2,5 Md€ (à 15€ la tonne) ou 5,4 Md€ avec la valeur tutélaire Quinet 2010.

Ainsi, s'il est indubitable que la production nucléaire est faiblement émettrice de gaz à effet de serre, ce qui constitue une externalité positive, le calcul de la valeur de ses émissions se présente sous la forme d'un coût supplémentaire (certes faible) et qui repose sur le choix d'un coût de la tonne de CO_2 qui n'est pas évident dans l'absolu.

2 - Les rejets de produits dans l'eau et dans l'air

Comme toute activité industrielle, la production électronucléaire provoque des rejets divers dans l'eau et dans l'air. Aussi, les autorisations données pour chaque installation précisent-t-elles les limites acceptables de ces rejets, radioactifs et chimiques, dans l'eau et dans l'air, avec des pénalités en cas de dépassement ; des cas de pollution de nappes d'eau souterraine ont été relevés, au Tricastin ou à Golfech par exemple. Les limitations de rejets ont été progressivement rendues plus sévères[196]. Toutefois, on pourrait imaginer de chiffrer en valeur monétaire cette externalité.

Dans ce cas également, les valeurs brutes ont peu d'intérêt, d'autres modes de production d'électricité, à base de charbon et de fioul notamment, étant beaucoup plus polluantes, en particulier du fait de leurs émissions d'oxydes d'azote ou de soufre, responsables des pluies acides, de phénomènes d'eutrophisation ou de création d'ozone au niveau du sol.

3 - Les impacts sur les milieux aquatiques, les paysages et la biodiversité

La consommation d'eau

La production d'électricité nucléaire nécessite des quantités d'eau importantes pour refroidir les installations et les combustibles usés. C'est pourquoi les centrales sont situées auprès de cours d'eau ou au bord de la mer.

Ainsi les centrales ont un impact sensible sur le milieu aquatique qu'elles utilisent et dont elles font augmenter la température de plusieurs

[196] Les rejets autorisés pour l'usine de La Hague (tritium, iode, carbone 14 notamment) sont très sensiblement supérieurs à ceux des centrales nucléaires.

degrés en rejetant de l'eau plus chaude que celle qu'elle prélève. Cela a des conséquences sur la faune et la flore, aussi a-t-on fixé des limites à ces prélèvements en fonction du débit des rivières concernées.

Cette externalité négative est amplifiée en périodes de sécheresse et d'étiage bas pendant lesquelles l'impact des différences de températures entre les eaux prélevées et rejetées est moins facilement « dilué » du fait de la diminution des débits des rivières. Cela constitue aussi un facteur de « fragilité » de ce mode de production : l'accident de Fukushima a illustré l'importance stratégique de l'eau dans la production d'électricité nucléaire qui conduit à des choix de localisation facilitant l'accès à l'eau mais qui sont aussi des facteurs de risques en cas d'inondations. Par ailleurs, cela suppose un travail spécifique d'adaptation aux conséquences du changement climatique, qui a été entrepris en France à la suite de la canicule de 2003.

D'autres formes de production d'électricité, notamment la production d'hydroélectricité, ont des impacts notables sur le milieu aquatique, variables selon les installations et leur localisation.

Impact paysager

L'impact paysager des centrales et des lignes THT qui les accompagnent est fort, d'autant plus qu'elles sont souvent construites, pour des raisons de sécurité, dans des zones peu construites dans lesquelles elles sont parfaitement visibles et qu'elles modifient de manière sensible. Mais le calcul de cet impact est très difficile et en grande partie subjectif. Les impacts réels diffèrent d'une installation à l'autre et les méthodes de valorisation de ces externalités sont encore sujettes à débat.

Par ailleurs, l'impact sur l'environnement des activités d'extraction est massif, comme pour toute activité minière.

B - Les impacts sur la santé humaine

Les impacts sur la santé humaine, tout aussi difficile à chiffrer que ceux sur l'environnement, leur sont pour partie liés ; ils peuvent être classés en trois catégories :

– l'impact des faibles doses, conséquences des rejets mentionnés ci-dessus, pour les populations qui vivent aux abords des installations nucléaires (y compris des mines). Bien qu'elle soit loin de sous-estimer les aspects humains très lourds de cette question, la Cour des comptes n'a pas de compétence pour trancher entre les spécialistes qui s'opposent régulièrement sur ce sujet, à propos de la corrélation

entre le voisinage des centrales et les taux de leucémie et de cancer, sujets d'étude notamment des chercheurs de l'INSERM ;

– l'impact sanitaire du travail sous radiation, aggravé par le fait que les travaux de maintenance, qui sont ceux durant lesquelles les doses reçues par les personnels sont les plus fortes, sont très majoritairement réalisés par des personnels en sous-traitance, historiquement moins bien formés et suivis que les personnels d'EDF. Pour des motifs, à la fois sanitaires et de fiabilité des travaux réalisés, il a été demandé, notamment par l'OPECST, de réduire la part de la sous-traitance et notamment la sous-traitance en cascade. Aujourd'hui, les données ne semblent pas disponibles pour permettre de calculer le coût de cet impact « chronique » pour les salariés, au-delà des « accidents du travail » consécutifs à des dépassements accidentels ;

– les conséquences en termes de santé publique d'un accident grave, comportant notamment des risques de contamination de la chaîne alimentaire par certains radioéléments, tels le césium 137 et le strontium 90. Les éventuels chiffrages de ces risques sanitaires, qui dépendent notamment de la quantité de matière relâchée en dehors de l'enceinte de confinement, sont intégrés dans les réflexions sur les conséquences des accidents nucléaires examinées dans la seconde partie de ce chapitre (accidents et assurances).

C - Les autres externalités

Le concept d'externalité, c'est-à-dire de coût qui n'est supporté ni par le producteur ni par le consommateur, ne s'applique pas seulement à l'évaluation des dommages environnementaux ou sanitaires. Les différentes formes de production d'électricité ont aussi des externalités économiques ou liées à l'aménagement du territoire qui sont prises en compte dans les choix de politiques énergétiques.

En revanche, on peut s'interroger sur l'intérêt et la possibilité de chiffrer sous forme de coût monétaire (ou de bénéfice) ces externalités : d'une part, les choix « politiques » ne sont pas uniquement le résultat de raisonnements économiques ; d'autre part, les méthodes d'évaluation sont encore loin de permettre une prise en compte directe de ces externalités dans un calcul d'optimisation global intégrant les différents objectifs de la politique énergétique.

Ainsi la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique indique que celle-ci « *repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique [...]. Cette politique vise à :*

- *contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;*
- *assurer un prix compétitif de l'énergie ;*
- *préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;*
- *garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès à tous à l'énergie ».*

Dans la comparaison des différentes formes d'énergie, chacun de ces items prend un « poids » différent mais qu'il est difficile de chiffrer en valeur monétaire. En ce qui concerne l'électricité nucléaire :

- son impact en termes de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique est considéré comme une externalité positive, bien que son combustible, l'uranium, soit désormais produit à l'étranger. En effet, la part de la valeur ajoutée produite sur le territoire national est très forte contrairement à celle d'autres énergies, notamment utilisant des énergies fossiles. On pourrait mesurer cette externalité sous forme d'impact sur la balance commerciale, en remplaçant la production d'électricité nucléaire par une production à partir de gaz, par exemple, et en la comparant à la situation actuelle. Le calcul serait bien entendu différent en utilisant des énergies renouvelables, selon que l'on ferait les calculs en partant de la situation actuelle avec un très gros parc nucléaire et des ENR embryonnaires, ou en faisant l'hypothèse d'un parc déjà existant ;
- contrairement à d'autres sources d'énergie, elle n'est pas intermittente et elle est, en règle générale, prévisible, sauf en cas d'arrêt non programmé. Toutefois, si elle est adaptée à une production en base, et même si, en France, elle fait aussi du suivi de charge, elle a besoin d'être complétée par d'autres formes de production d'électricité pour répondre à des évolutions de la demande erratiques ou à des pointes ;
- elle conduit à avoir un réseau centralisé, dont on pourrait mesurer l'efficacité économique, les conséquences en termes de sécurité ou de fragilité face à des évènements exceptionnels, climatiques ou autres, comparer à d'autres types de réseau, plus adapté à des productions décentralisées et de proximité ;
- elle nécessite des ressources financières massives qui peuvent être difficiles à réunir et à rémunérer dans un contexte économique et financier instable. Mais, une fois l'investissement réalisé, le coût de production est relativement faible ;
- elle nécessite des efforts de recherche importants et repose sur des technologies de pointe qui diffusent ensuite dans l'ensemble de

l'industrie, notamment dans les domaines de la robotique, des matériaux, de la sécurité des logiciels, etc. Cet impact favorable à l'innovation est un élément positif en termes de compétitivité économique au-delà des impacts directs liés à l'emploi ou aux capacités d'exportations de l'industrie nucléaire, qui sont toutefois fonction de la place du nucléaire dans le mix énergétique mondial ;

– quant à l'impact économique des installations nucléaires, sur les riverains des sites, la Cour n'a pas connaissance d'étude spécifique sur ce point mais leur localisation dans des zones souvent isolées, les taxes versées aux collectivités locales, l'activité économique et les emplois qu'elles induisent localement conduisent à penser qu'il est positif et n'a pas de conséquences notables en termes de valorisation des patrimoines.

Toutes ces réflexions illustrent le fait qu'il serait vain d'essayer de chiffrer toutes ces externalités, mais qu'elles doivent être prises en compte lorsque l'on cherche à comparer différentes formes de production d'énergies.

II - Risque nucléaire et assurances

Vu sous l'angle des coûts, l'accident nucléaire grave pose deux types de questions : quel est le montant des dommages potentiels et qui en supportera la charge ? Les systèmes d'assurances mis en place pour couvrir ce risque particulier sont-ils suffisants et complets ?

A - Le risque nucléaire

Le régime de responsabilité civile des acteurs de la filière nucléaire suit des règles très particulières qui sont liées à la nature même du risque à couvrir : réalisation du risque très peu probable mais, en cas de sinistre majeur, conséquences pouvant être catastrophiques.

1 - La nature particulière du risque nucléaire

a) Quel est le risque de survenance d'un accident nucléaire ?

L'appréciation d'un risque découle usuellement de la multiplication de deux facteurs : la probabilité de survenance de l'accident, et la gravité de ses conséquences. Dans le domaine nucléaire, cette approche se révèle inapplicable car l'ensemble des mesures de sûreté vise à obtenir une probabilité de survenance d'un accident grave

très proche de zéro. Ainsi, la probabilité d'un accident entrainant un rejet radioactif important dans l'atmosphère serait-elle de l'ordre de 10^{-6} par réacteur et par an pour les réacteurs actuellement en service, et pourrait atteindre 10^{-8} pour la génération de type EPR[197]. Mais, aussi faibles que soient les probabilités d'accident calculées, force est de constater que les risques demeurent, les exemples de Three Mile Island, Tchernobyl ou Fukushima le montrent et leurs conséquences peuvent être considérables.

Au cours des 35 dernières années, trois accidents nucléaires importants se sont produits dans l'industrie nucléaire civile de production d'électricité dont deux ont entrainé des dégâts majeurs. La rareté de ces évènements ne permet pas aux assureurs d'utiliser des modèles basés sur la fréquence d'occurrence d'un risque. De plus, l'ampleur des dégâts entraînerait des dédommagements dont les montants dépasseraient les capacités du marché de l'assurance. Ces données de base expliquent la nature du régime et ses limites.

b) Comment évaluer les conséquences dommageables

Il est très délicat d'évaluer les conséquences à court, moyen et long terme d'un accident nucléaire : les exemples sont peu nombreux et constituent chacun un cas particulier (par exemple, les conséquences de l'accident de Three Mile Island, limitées à l'enceinte du réacteur, et celles de Tchernobyl ne peuvent se comparer). De plus, les conséquences à envisager dépendent de nombreux facteurs complexes : degré d'urbanisation de la zone sinistrée, phénomènes météorologiques impactant la dissémination des substances radioactives rejetées dans l'atmosphère, pertes directes et indirectes, etc. De fait, il n'existe aucune évaluation exhaustive et certaine des conséquences financières des accidents passés. On peut noter toutefois que l'AIEA a cherché à évaluer le coût de l'accident de Tchernobyl, qui s'élèverait à plusieurs centaines de milliards de dollars[198].

En France, des scénarii d'accidents ont été bâtis et donnent lieu à des exercices de sécurité réguliers. Cependant, les évaluations financières

[197]Ces chiffres, correspondant aux centrales françaises, ne sont pas systématiquement applicables à l'ensemble des pays étrangers, les conceptions des centrales pouvant différer sensiblement. De plus, ils ne prennent en compte que les probabilités de rejets résultants des défaillances internes à l'exclusion des défaillances humaines ou d'aggressions externes.

[198] Source : « *Chernobyl's Legacy : Health, Environmental and Socio-Economic Impacts* », disponible sur le site Internet de l'AIEA.

des conséquences de ces scénarios d'accidents sont encore insuffisantes[199].

L'IRSN a entrepris une démarche d'évaluation d'un scénario reposant sur l'hypothèse principale d'un rejet « contrôlé » de substances radioactives. Ces études ne postulent en aucun cas de la probabilité de réalisation d'un scénario de ce type en France. Ce scénario est susceptible de varier en fonction de la localisation de l'accident, des conditions météorologiques, etc. Il prend en compte, notamment, les éléments suivants :

- le coût des dégâts directs sur le site accidenté (incluant la décontamination et le démantèlement du site ainsi que la fourniture d'une énergie de remplacement) ;
- les effets à court et long terme de la contamination radiologique (soins, évacuation et assistance aux populations) ;
- le coût des territoires contaminés (décontamination et mesures de compensation allouées aux populations) ;
- les nombreux coûts indirects (restrictions aux exportations, à la production agricole, surcoûts de production ou d'achat d'électricité, baisse du tourisme notamment).

Ces travaux de recherche doivent encore être confortés scientifiquement. Ils estiment le coût des dégâts à un ordre de grandeur qui pourrait atteindre 70 Md€[200] avec 10 % de dommages directs et 90 % de dommages indirects dont le chiffrage est très difficile et très aléatoire. Ce chiffre est très sensible à différentes hypothèses, pouvant impacter sensiblement en plus ou en moins, notamment les coûts indirects.

Ce chiffre est d'un ordre de grandeur comparable aux coûts d'une catastrophe naturelle telle que le tremblement de terre de Kobe en 1995 (100 Md$[201]) ou l'ouragan Katrina en 2005 (coût des dommages estimé à 125 Md$, dont 60 Md$ à la charge des assurances[202], et un coût total incluant les conséquences indirectes dépassant les 200 Md$). De même, les dégâts causés par une marée noire peuvent représenter un coût de

[199] L'ASN a commandé en 2011 une étude sur ce sujet.
[200] Les estimations de l'IRSN donnent un coût moyen compris entre 70 Md€ pour un accident modéré sur un réacteur comme celui qui s'est produit à Three Mile Island en 1979, et 600 Md€ à 1 000 Md€ pour un accident très grave comme ceux de Tchernobyl ou de Fukushima.
[201] Source : Banque Mondiale.
[202] Source : US National Oceanic and Atmospheric Administration.

plusieurs milliards d'euros, et toucher plusieurs pays[203]. On rappellera également que la rupture du barrage de Banqiao, en Chine, en 1975, a causé près de 30 000 victimes immédiates, sans compter les victimes ultérieures des épidémies et famines qui suivirent.

En termes de conséquences connues, l'industrie nucléaire se révèle plus sûre que beaucoup d'autres filières énergétiques. En particulier, la mortalité directe imputable à la filière nucléaire civile est très nettement inférieure à celle imputable aux énergies fossiles[204]. Pour l'industrie pétrolière, par exemple, il faut rappeler que cette filière a comptabilisé plus de 20 000 morts entre 1969 et 2000.

La mortalité indirecte est plus difficile à évaluer, tant pour l'industrie nucléaire (mortalité anticipée due à des doses de radiation limitées par exemple) que pour d'autres industries (cas des particules fines produites par les centrales au charbon).

Cependant, les conséquences résultant d'un accident nucléaire majeur seraient potentiellement beaucoup plus graves que celles résultant d'accidents majeurs dans les autres filières énergétiques. Par rapport aux séismes et ouragans, les accidents nucléaires ont au moins deux caractéristiques : la contamination des territoires affectés persiste pendant de très longues durées (pouvant se compter en siècles) ; ils ont une influence considérable sur la perception du public et peuvent mettre en cause la poursuite d'exploitation des centrales à l'échelle mondiale (comportements des citoyens, décisions politiques, effet domino au plan international). De plus, le parc français étant très homogène, un problème de conception pourrait entrainer des conséquences démultipliées.

Les caractéristiques du risque nucléaire, probabilité très faible mais conséquences pouvant être de nature catastrophique, expliquent que la responsabilité de l'exploitant nucléaire soit plafonnée afin de permettre d'assurer une responsabilité civile limitée, qui en contrepartie est mise en jeu automatiquement sans qu'il soit besoin de démontrer la faute de l'exploitant.

[203] Le pétrole échappé des cuves du Prestige en 2002 a ainsi souillé les côtes du Portugal, de l'Espagne et de la France.
[204] Source : « *Evaluation de risques d'accidents nucléaires comparés à ceux d'autres filières énergétiques* », OCDE/AEN, 2010.

2 - La responsabilité civile nucléaire : un dispositif dérogatoire au droit commun

Il convient de rappeler que la responsabilité civile couvre les dommages causés aux tiers qui subissent un préjudice pouvant donner lieu à réparations. En ce sens ces dommages diffèrent de ceux causés par l'accident aux installations de l'exploitant, dommages en général couverts par une police d'assurance distincte « d'assurance dommages ».

Le développement de la production électrique d'origine nucléaire à partir des années 1950 a conduit un certain nombre d'Etats, sur le territoire desquels étaient implantées ces installations, à mettre en place un régime d'assurance permettant de couvrir les risques que comportait l'exploitation de ces centrales. Les caractéristiques du risque nucléaire, indiquées plus haut, ont naturellement conduit les Etats concernés à organiser un régime de responsabilité civile particulier dans un cadre supranational.

Selon l'exposé des motifs de la convention de Paris (1960) :

« La production et l'utilisation de l'énergie atomique comportent des risques potentiels de grande envergure et de caractère particulier. Malgré le haut niveau de sécurité atteint dans ce domaine, des accidents qui pourraient causer des dommages considérables restent cependant possibles »,

« Un régime spécial de responsabilité civile nucléaire s'impose car le droit commun n'est pas adapté aux problèmes particuliers dans ce domaine ».

En effet, en droit commun de la responsabilité civile, l'indemnisation des victimes nécessite de prouver la faute d'une ou plusieurs personnes et de démontrer le lien de causalité entre la faute et le dommage.

A l'opposé, les conventions internationales et leurs traductions législatives dans les droits nationaux prévoient la responsabilité du seul exploitant sans que sa faute aie à être démontrée et en ne permettant à celui-ci de rechercher la responsabilité d'un tiers, son fournisseur par exemple, que dans des cas très strictement limités. La responsabilité est fondée sur le risque et canalisée sur l'exploitant.

De même, alors que la responsabilité civile est en principe illimitée, celle de l'exploitant nucléaire est limitée par des plafonds qui sont destinés à ne pas faire peser une charge trop lourde sur l'exploitant et à permettre d'assurer ce risque (donc de garantir la solvabilité de l'exploitant pour l'indemnisation).

Dans la suite, le terme responsabilité civile nucléaire (RCN) couvre globalement la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire (RCEN) ainsi que la responsabilité civile du transport nucléaire (RCTN).

3 - Le paysage français

La France est un acteur particulier dans le paysage des Etats producteurs d'électricité d'origine nucléaire. Tout d'abord, la quasi-totalité des intervenants est sous contrôle étatique, l'Etat étant actionnaire très largement majoritaire d'EDF et d'AREVA, le CEA et l'ANDRA étant des établissements publics.

De plus, contrairement à d'autres pays, il n'existe qu'un seul producteur d'électricité d'origine nucléaire (laquelle représente la grande majorité de la production d'électricité en France). Cette situation rend difficile sinon impossible toute mutualisation équilibrée du risque entre plusieurs acteurs économiques, telle qu'elle peut être pratiquée, par exemple, aux Etats-Unis.

Cependant, il ne faudrait pas conclure de cette situation que le dispositif de responsabilité civile est inutile et que l'ensemble des charges reviennent à la société : il existe bien une différence entre les coûts et responsabilités à la charge de l'exploitant, qui sont *in fine* payés par le consommateur d'électricité, et les coûts qui seraient à la charge de l'Etat, donc du contribuable.

B - Les conventions internationales sur la responsabilité civile nucléaire

1 - Les conventions

a) La convention de Paris du 29 juillet 1960 (OCDE/AEN)

L'économie du dispositif

La convention sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, négociée dans le cadre de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques) au sein de l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) et signée à Paris le 29 juillet 1960, a posé les bases du régime spécial de couverture du risque nucléaire civil. Ce régime visait à garantir un équilibre entre les intérêts des victimes potentielles et ceux de l'industrie nucléaire naissante qu'il convenait de préserver.

Cette convention, qui comporte actuellement 16 parties contractantes[205], est entrée en vigueur le 1er avril 1968 et a été amendée successivement en 1964, 1982 et 2004 (ce dernier amendement n'étant toujours pas en vigueur). Elle prévoit un régime de responsabilité civile particulier, destiné à faciliter les actions en réparation des victimes de dommages subis sur le territoire du pays de l'accident et des autres pays parties à la convention.

Les principes fondamentaux du régime de responsabilité civile en matière nucléaire instaurés par la convention de Paris

Le régime spécifique prévu par la convention de Paris en 1960 repose sur cinq principes, largement repris par toutes les conventions postérieures. L'exploitant d'une installation nucléaire est responsable de tout dommage causé pendant l'exploitation ou à l'occasion du transport de substances radioactives en provenance ou à destination de cette installation. Cette responsabilité est mise en jeu dans les conditions suivantes :

- une **responsabilité objective sans faute.** L'exploitant est responsable de tout dommage aux personnes et aux biens causé par un accident survenu dans son installation ou au cours du transport de matières radioactives en provenance ou à destination de son installation sans que la victime ait à démontrer une faute. Il lui suffit d'établir un lien de causalité entre le fait générateur du dommage et le préjudice subi pour engager la responsabilité de l'exploitant ;
- une **responsabilité exclusive** « canalisée » sur le seul exploitant de l'installation nucléaire qui vise à garantir un traitement rapide des contentieux en réparations en évitant toute recherche de responsabilités de ses fournisseurs et/ou ses sous-traitants par les victimes de l'accident ;
- une **responsabilité limitée** dans la durée et plafonnée dans le montant des réparations à la charge de l'exploitant ;
- une **garantie financière obligatoire** pour l'exploitant afin de prévenir l'insolvabilité de ce dernier ;
- une **unité de juridiction** conférant compétence pour évaluer les réparations aux seuls tribunaux de l'Etat sur le territoire duquel

[205] Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Grèce, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse, Turquie. La Suisse a ratifié la convention de Paris telle qu'amendée en 2009 mais elle entrera en vigueur pour la Suisse seulement au moment de l'entrée en vigueur du Protocole d'amendement de 2004. Elle est donc actuellement en vigueur dans 15 pays.

l'accident est survenu, ou en cas de transport, de l'Etat où est située l'installation dont l'exploitant est responsable.

Les dommages couverts au titre du régime de responsabilité civile nucléaire incluent :

- les dommages causés aux personnes. Un principe de non-discrimination s'applique aux victimes d'un accident nucléaire, indépendamment de leur nationalité, domicile ou lieu de résidence ;
- les dommages causés aux biens (matériels) à l'exclusion (i) de l'installation nucléaire elle-même et des autres installations nucléaires, même en cours de construction, qui se trouvent sur le site où est implantée cette installation et (ii) des biens qui se trouvent sur le même site et qui sont ou doivent être utilisés en rapport avec l'une ou l'autre de ces installations .

Les limitations apportées à la responsabilité civile de l'exploitant d'une installation nucléaire

La convention de Paris prévoyait une forte limitation de la responsabilité de l'exploitant, avec notamment des plafonds de responsabilité très bas.

Le plafonnement des indemnités en réparation des dommages

En vertu de l'article 7 de la convention, le montant maximal de la responsabilité de l'exploitant résultant des dommages causés par un accident nucléaire avait été fixé à 15 millions de droits de tirage spéciaux (DTS) soit environ 17,25 M€[206]. Ce montant pouvait être modifié par la législation d'une partie contractante sous certaines conditions. Un montant minimum garanti de 5 millions de DTS (5,75 M€) est également prévu à la charge de l'exploitant pour les dommages causés par le transport de substances nucléaires ainsi que ceux pouvant résulter des « installations nucléaires à risques réduits » reconnues comme telles par une partie contractante.

La prescription décennale des actions en réparation

Les actions en réparation doivent être engagées sous peine de déchéance dans le délai de 10 ans à compter de l'accident nucléaire. Toutefois la législation nationale d'une partie contractante, sur le

[206] Avec un taux d'équivalence de 1 DTS pour 1,15 euro. Le DTS est un actif de réserve international crée en 1969 par le Fonds monétaire international.

territoire de laquelle se situe l'installation nucléaire dont l'exploitant est responsable, peut prévoir un délai de déchéance supérieur à dix ans.

Les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant

Les dispositions de la convention de Paris ne s'appliquent ni aux accidents nucléaires survenus sur le territoire d'Etats non-contractants, ni aux dommages subis sur ces territoires, sauf si la législation de la partie contractante dont relève l'exploitant responsable en dispose autrement.

L'exploitant n'est pas tenu responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident résulte directement d'actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou de cataclysmes naturels de caractère exceptionnel[207]. La législation nationale de la partie contractante sur le territoire de laquelle se situe l'installation nucléaire peut toutefois exclure les cataclysmes naturels des cas d'exonération de la responsabilité de l'exploitant.

b) La convention complémentaire de Bruxelles du 31 janvier 1963

Le régime d'indemnisation mis en place par la convention de Paris est vite apparu insuffisant pour couvrir les dommages que pourrait causer un accident nucléaire, même d'ampleur limitée. Aussi, la majorité des Etats parties à la convention de Paris a adopté la convention complémentaire de Bruxelles du 31 janvier 1963[208] afin d'assurer une meilleure indemnisation des victimes grâce à un système de plafond plus élevé comportant trois tranches d'indemnisation cumulatives, à la charge de l'exploitant, de l'Etat de l'installation, puis des Etats parties à la convention. Le caractère complémentaire de cette convention est posé par son article 1er qui précise que le régime institué est soumis aux dispositions de la convention de Paris : un Etat ne peut devenir ou rester partie à cette convention que s'il est partie à celle de Paris.

Le dispositif d'indemnisation par tranches cumulatives est le suivant :

[207] Les dommages causés par des actes terroristes sont en revanche couverts par la convention.

[208] Actuellement 12 Etats sont partie à la convention complémentaire de Bruxelles : Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Italie, Norvège, Pays-Bas, Royaume-Uni, Suède, Slovénie et Suisse (cette dernière a ratifié la convention de Bruxelles mais l'entrée en vigueur n'est pas encore intervenue). Les trois Etats Parties à la convention de Paris mais pas à la convention complémentaire de Bruxelles sont la Grèce, le Portugal et la Turquie.

- la **première tranche** correspond au montant de l'indemnisation à la charge de l'exploitant établi dans la convention de Paris, soit un montant minimal de 5 millions de DTS soit 5,75 M€ ;
- la **deuxième tranche** correspond au versement par « l'Etat de l'installation », c'est à dire l'Etat où se situe l'installation nucléaire appartenant à l'exploitant responsable, d'un montant d'indemnisation (cumulé avec la première tranche) plafonné à 175 millions de DTS (201,25 M€) ;
- la **troisième tranche**, cumulée avec les deux premières, permet d'allouer un montant d'indemnisation limité à 300 millions de DTS soit 345 M€. Le montant de cette indemnisation est à la charge des Etats contractants selon une clé de répartition reposant sur les niveaux relatifs du PNB et de la puissance thermique installée de chaque Etat.

Les conventions de Paris et de Bruxelles posent les bases du droit international de la responsabilité civile nucléaire sur lesquelles repose le droit positif français. Elles réunissent aujourd'hui principalement des pays nucléarisés d'Europe occidentale.

c) L'application réciproque de deux régimes conventionnels de responsabilité civile nucléaire

La convention de Vienne relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires a été adoptée le 21 mai 1963 sous les auspices de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) dans le cadre de l'Organisation des Nations Unies. Elle est entrée en vigueur le 12 novembre 1977, compte 38 Etats parties[209] et présente la particularité de réunir un nombre équivalent de pays nucléaires et non nucléaires.

Négociées en parallèle, les conventions de Vienne et de Paris s'inspirent des mêmes principes fondamentaux et présentent des modalités de mise en œuvre de la responsabilité civile nucléaire comparables, à quelques détails près, mais avec des montants sensiblement différents selon les pays. La France n'est pas signataire de la convention de Vienne.

[209] Arabie Saoudite, Argentine, Arménie, Belarus, Bolivie, Bosnie-Herzégovine, Brésil, Bulgarie, Cameroun, Chili, Croatie, Cuba, Egypte, Estonie, Fédération de Russie, Hongrie, Kazakhstan, Lettonie, Liban, Lituanie, Macédoine, Mexique, Moldavie, Monténégro, Niger, Nigeria, Pérou, Philippines, Pologne, République Tchèque, Roumanie, Saint-Vincent, Sénégal, Serbie, Slovaquie, Trinité et Tobago, Ukraine et Uruguay.

En 1986, l'accident de Tchernobyl a conduit les parties prenantes aux conventions de Paris et Vienne à élaborer, à défaut d'un régime international unique de responsabilité civile nucléaire, une passerelle juridique permettant d'assurer une meilleure indemnisation des victimes en leur garantissant le bénéfice réciproque des dispositions figurant dans chaque convention.

Tel est l'objet du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris, signé le 21 septembre 1988 et entré en vigueur le 27 avril 1992.

Ce protocole commun étend la couverture géographique des régimes de responsabilité par un système d'avantages réciproques, qui permet aux victimes d'un Etat partie à l'une des deux conventions d'obtenir réparation pour un accident survenant sur le territoire d'un Etat partie à l'autre convention.

Il faut souligner que la France n'a pas ratifié le protocole commun (elle l'a néanmoins signé le 21/06/1989) du fait principalement de l'absence de garanties suffisantes quant à l'application réciproque des deux régimes compte tenu de la différence notable des montants d'indemnisation prévus pour certains pays. Une décision interministérielle du 3 octobre 2011 prévoit toutefois sa ratification prochaine assortie d'une réserve de réciprocité.

d) Une révision substantielle du régime de responsabilité en attente de ratification depuis 8 ans

Les protocoles de 2004 portant modification de la convention de Paris et de la convention complémentaire de Bruxelles

La signature des protocoles d'amendement de la convention de Paris et de la convention complémentaire de Bruxelles, le 12 février 2004, a rendu le régime de ces deux conventions très proche de celui de la convention de Vienne après son amendement de 1997. Les principales évolutions sont :

- une augmentation très significative du montant de la responsabilité de l'exploitant nucléaire, portée à 700 M€, des montants d'indemnisation à la charge de l'Etat où est située l'installation accidentée et des montants à la charge de la solidarité des Etats (portant le dispositif global à 1,5 Md€) ;
- une définition élargie du « dommage nucléaire » ;
- un élargissement du champ d'application géographique des deux conventions.

Comparaison des montants d'indemnisation prévus par les conventions de Paris / Bruxelles avec ceux des protocoles de 2004

Tranches	Montants prévus par les conventions en vigueur en France	Protocoles 2004
Exploitant	91,5 M€	700 M€
Etat de l'exploitant	+ 109,8 M€ soit au total : 201,3 M€	+ 500 M€, soit au total : 1 200 M€
Etats-parties	+ 143,7 M€ soit au total : 345 M€	+ 300 M€ soit au total : 1 500 M€

Source : Dispositifs conventionnels et législatifs et Cour des comptes

Les règles imposées par l'Union européenne pour la ratification des protocoles additionnels de 2004

Il convient de souligner que **les protocoles de révision de 2004 ne sont toujours pas en vigueur**. En effet, le protocole additionnel à la convention de Paris de 2004 a eu pour effet d'intervenir en matière juridictionnelle en transférant la compétence aux tribunaux de l'Etat côtier, en cas de dommages nucléaires dans la zone économique exclusive d'une partie contractante. En conséquence, l'Union européenne a exigé, en vertu du principe imposant la règle de l'unanimité des Etats-membres pour les questions relevant du domaine judiciaire, que le dépôt des instruments de ratification de ce protocole soit fait simultanément par les Etats-membres, parties aux conventions concernées.

Trois Etats-membres de l'Union européenne (Belgique, Grande-Bretagne et Italie) sont particulièrement concernés car les dispositions de droit interne obligatoires pour autoriser la ratification des protocoles n'ont pas encore été prises.

2 - Les limites du droit international

a) Les difficultés du marché de l'assurance pour couvrir certaines extensions

Les capacités du marché de l'assurance ont permis de couvrir la garantie financière prévue dans les textes actuellement en vigueur, les solutions alternatives - création d'une mutuelle, captive ou rétention d'une part du risque – étant restées peu utilisées. Toutefois, ces capacités pourraient trouver leurs limites avec l'entrée en vigueur du protocole de 2004 modifiant la convention de Paris. Si l'augmentation du plafond de

garantie à 700 M€ ne semble pas poser de problème, le marché de l'assurance pourrait ne pas permettre de couvrir une partie des extensions du champ des dommages couverts. Les principales difficultés seraient :

- la prise en charge des coûts des mesures de restauration d'un environnement dégradé, pour lesquels il est difficile de déterminer de façon objective la limite des mesures raisonnables à mettre en œuvre ;
- le financement des mesures de sauvegarde en cas de « menace grave et imminente d'accident nucléaire » pour la même raison, le principe de précaution appliqué par les autorités publiques locales, pouvant conduire à des mesures plus onéreuses que celles préconisées par les experts ;
- l'extension de 10 à 30 ans du délai de prescription pour les dommages corporels, notamment à cause de la difficulté pour établir un lien de causalité entre le sinistre nucléaire et le dommage dans le cas de maladies se déclarant de très nombreuses années après l'évènement.

Ces points ne doivent pas bloquer le processus d'entrée en vigueur des protocoles de 2004. D'une part, on a pu observer que les réticences des assureurs évoluent dans le temps et, d'autre part, comme pour d'autres risques, il est possible de prévoir une couverture par l'Etat, en contrepartie du versement d'une prime, lorsque le marché de l'assurance se révèle défaillant.

b) Certains grands pays nucléaires restent en dehors de toute convention

Plusieurs pays disposant d'une industrie électronucléaire développée restent actuellement en dehors de toute convention internationale sur la responsabilité civile nucléaire. Ainsi, le Japon (54 réacteurs nucléaires en exploitation en 2010), la Chine (14 réacteurs en service), la Corée (20 réacteurs en production) disposent d'une législation interne sur la responsabilité civile nucléaire (reprenant sensiblement les principes généraux mis en place dans les conventions internationales), mais n'ont signé aucune convention internationale. Le cas des dommages transfrontaliers dus à un accident nucléaire dans ces pays n'est donc pas traité.

Les Etats-Unis représentent également un cas particulier. Le dispositif de responsabilité civile nucléaire aux Etats-Unis, régi par le « Price Anderson Act », date de 1957. Fondé sur une responsabilité objective et limitée dans son montant, il couvre les réacteurs nucléaires, les réacteurs de recherche, les installations nucléaires du Department of

Energy (DOE), les activités de transports et organise un mécanisme d'indemnisation des victimes reposant sur l'exploitant. Concernant les conventions internationales, les Etats-Unis ne sont partie prenantes qu'à la convention sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires, qui date de 1997, n'a été ratifiée que par 4 pays et n'est pas entrée en vigueur.

C - Le droit positif français

1 - Le dispositif juridique en vigueur

a) La loi n° 68-943 du 30 octobre 1968

Le régime juridique de la responsabilité civile nucléaire applicable en France repose sur les dispositions en vigueur de la convention de Paris, de la convention complémentaire de Bruxelles et de leurs protocoles additionnels, dispositions reprises et complétées par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 qui constitue le droit positif français.

Les dispositions principales de la loi de 1968, modifiée par la loi n° 90 - 488 du 16 juin 1990, portent sur les points suivants :

- le montant maximum de la responsabilité de l'exploitant est porté à 91,5 M€ par accident survenant sur une installation nucléaire et limité à 22,9 M€ lorsque l'accident concerne une installation à risque réduit ou le transport de substances nucléaires ;
- au-delà de ce montant à la charge de l'exploitant, l'Etat prend en charge les indemnisations restant dues aux victimes dans les conditions et limites prévues par la convention complémentaire de Bruxelles, à savoir dans un plafond de 345 M€**.**
- tout exploitant nucléaire doit détenir et maintenir une assurance ou une autre garantie financière agréée par le ministre de l'économie et des finances, à concurrence, par accident, du montant de sa responsabilité. En cas de défaillance, l'Etat se porte subsidiairement garant pour la réparation des dommages à concurrence du montant maximum de 91,5 M€ ;
- si les montants garantis sont insuffisants pour réparer les dommages, ou risquent de l'être, un décret en conseil des ministres, publié six mois au plus tard après l'accident, devra constater la situation exceptionnelle qui en résulte et fixer les modalités de répartition, prévoyant une indemnisation prioritaire des dommages corporels ;
- l'Etat prend en charge la réparation des dommages dont les effets se sont manifestés plus de 10 ans après l'accident lorsque ce dernier est

survenu sur le territoire national. L'action en réparations devra toutefois intervenir au plus tard dans le délai de 5 ans suivant le dixième anniversaire de l'accident ;

– le transporteur de substances nucléaires en transit sur le territoire français doit disposer d'une assurance ou garantie financière couvrant les dommages qui pourraient être causés par un accident nucléaire au cours du transport, à concurrence de 22,9 M€ s'il s'agit d'un transport régi par la convention de Paris, et de 228,7 M€ dans les autres cas..

De toute évidence, les plafonds en vigueur sont très insuffisants et ne permettent pas de couvrir les dommages d'un accident, même d'ampleur limitée. Les dispositions des protocoles de 2004 exposées supra tendent à pallier, pour partie, ces insuffisances.

b) Les dispositions des protocoles de 2004 figurent dans la loi de 2006 mais demeurent inapplicables

L'article 55 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006, relative à la transparence et la sécurité en matière nucléaire, fixe les mesures d'application des protocoles de révision de 2004 et modifie en conséquence la loi de 1968, mais conditionne leur applicabilité à l'entrée en vigueur de ces protocoles.

L'approbation des protocoles additionnels de 2004 a été autorisée en France par cette loi, le dépôt de l'instrument de ratification devrait être assorti d'une réserve de réciprocité concernant les parties non-contractantes dont la législation nationale n'offre pas des avantages réciproques d'un montant équivalent à celui instauré par ces protocoles.

c) La mise en œuvre de la garantie financière par les exploitants dans le régime actuellement applicable en France est perfectible

Une liste des exploitants concernés inexistante

La loi de 1968 modifiée relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire s'applique aux personnes physiques ou morales, publiques ou privées, qui exploitent une installation nucléaire entrant dans le champ d'application de la convention de Paris. Cependant, il n'existe aucune liste, tenue à jour soit par l'Autorité de sûreté nucléaire, soit par la direction générale de l'énergie et du climat, des exploitants devant disposer de la garantie financière prévue. En conséquence, il est actuellement impossible de s'assurer que tous les exploitants d'une installation nucléaire sur le territoire français disposent de la garantie obligatoire pour indemniser les victimes d'un dommage.

Les garanties ne font pas systématiquement l'objet de l'agrément prévu par la loi

La loi de 1968 modifiée prévoit dans son article 7 que la garantie financière mise en place par chaque exploitant doit être agréée par le ministre de l'économie et des finances. Cette exigence légale n'est actuellement pas respectée en France, la sous-direction des assurances (direction générale du Trésor) ne délivrant pas d'agrément systématique pour les garanties de responsabilité civile nucléaire.

Ainsi, il n'est actuellement pas possible de certifier la fiabilité des garanties financières mises en place par les exploitants. Compte-tenu de la complexité des mécanismes financiers en jeu[210], cette défaillance ne permet pas de certifier la capacité des exploitants, via leurs assureurs, à tenir leurs engagements de couverture de leur responsabilité civile. La nécessité de cet agrément prendra une acuité particulière lorsque le plafond de responsabilité aura été rehaussé à 700 M€.

2 - Difficultés et limites

a) Des plafonds de responsabilités excessivement bas

Comme précisé précédemment, les dispositifs d'indemnisation en vigueur atteignent au maximum 345 M€, montant évidemment insuffisant pour garantir l'indemnisation des dommages, ne serait-ce que corporels, en cas d'accident majeur. Quant aux montants prévus par les protocoles modificatifs de 2004 aux conventions de Paris et de Bruxelles, sensiblement supérieurs, ils ne sont toujours pas applicables.

b) Un marché de l'assurance nucléaire imparfait

La couverture du risque de responsabilité civile nucléaire est essentiellement fournie dans le monde par le biais de pools d'assurance ou de réassurance, EDF constituant une exception notable par son usage d'une mutuelle et d'une captive de réassurance. La construction de ces pools d'assureurs, intervenant chacun sur un seul territoire national, conduit *de facto* à une situation quasi-monopolistique et à un manque de transparence conduisant à s'interroger sur la capacité du système à couvrir les risques futurs.

[210] Les exploitants n'ont pas accès aux accords liant les assureurs membres du groupement ASSURATOME, ni au devenir des primes de réassurance payées chaque année, ni aux accords garantissant la sécurité et la disponibilité des fonds d'indemnisation.

c) La mise en œuvre de ces garanties pourrait se révéler difficile en cas d'accident grave

Les règles spécifiques de la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire, ainsi que l'obligation d'avoir et de maintenir une garantie, ont notamment pour objectifs de permettre une indemnisation rapide des victimes. Cet objectif pourrait cependant être contrarié par plusieurs éléments lors de la mise en œuvre du dispositif.

La priorité donnée à l'indemnisation des dommages corporels

La loi française prévoit, dans le cas où les dommages à indemniser risquent de dépasser le plafond d'indemnisation autorisé, une priorité pour l'indemnisation des dommages corporels. Mais ces dommages sont ceux qui sont généralement les plus tardifs à se manifester, les conséquences pouvant apparaître plusieurs années après l'exposition radioactive et il est difficile d'établir la relation entre certaines pathologies et l'accident nucléaire.. La réparation des dommages non corporels pourrait donc être retardée ou subir un plafonnement à un niveau assez bas afin de constituer une réserve d'indemnisation.

Les solutions hors « assurance classique » posent le problème de l'efficacité de la gestion des sinistres

En cas d'accident nucléaire majeur, la gestion des demandes d'indemnisation représenterait une charge de travail très importante. Un assureur, avec son réseau d'agences, est particulièrement à même d'assumer cette tâche qui constitue une des facettes principales de son métier. En revanche, on peut s'interroger sur la capacité de gestion des sinistres lorsque la garantie financière est fournie non par une société d'assurance mais par une mutuelle dédiée, une captive ou par rétention du risque. La solution d'une convention avec un assureur doit être examinée avec attention afin de s'assurer de son adéquation. Il conviendrait à cet égard de faire figurer la vérification de ces éléments dans les conditions de délivrance de l'agrément prévu par la loi.

Il faut également signaler que le montant des frais de gestion à la charge des assureurs est actuellement plafonné à 30 M€, et que la question de savoir qui assurera le financement au-delà de cette limite reste posée.

d) L'Etat garant : une garantie actuellement gratuite pour les exploitants

Les conventions de Paris/Bruxelles et leur transposition en droit français limitent la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire. Dans le dispositif actuel de prise en charge du coût d'un sinistre (réparation et coût économique), l'Etat intervient à 4 niveaux :

- en fournissant le deuxième tiers de financement pour la réparation des dommages, à hauteur maximum de 126,5 M€ actuellement, et de 500 M€ après l'entrée en vigueur de la version révisée de 2004 ;
- en participant au troisième tiers de financement (solidarité des Etats) en fonction de la puissance installée. Cette contribution s'élève à 143,75 M€, et la France y contribue à hauteur d'environ 34 %, ce qui représente 49 M€ actuellement. Dans la version révisée en 2004 de la convention, compte tenu d'un nouveau mode de répartition entre Etats, la contribution française s'élèvera à 40 %, soit 120 M€, environ ;
- dans l'hypothèse très probable, en cas d'accident majeur, où les trois tranches d'indemnisation ne suffiraient pas à couvrir la réparation de l'ensemble des dommages, l'Etat pourrait être conduit, bien que cela ne soit actuellement pas prévu par la loi, à indemniser certains dommages, notamment corporels, au-delà du plafond prévu par la loi, pour un montant indéterminé a priori. De plus, indépendamment de toute décision sur un montant d'indemnisations supérieur au plafond prévu, une partie du coût économique des dommages s'imposerait à l'économie française, tels que la réduction du tourisme ou des exportations ;
- de même, dans l'hypothèse d'une défaillance tant des assureurs (ou garanties alternatives) que de l'exploitant (ce cas reste assez hypothétique pour un plafond de responsabilité de 91,5 M€ mais nettement plus réaliste pour un plafond de 700 M€), l'Etat serait amené à compenser cette défaillance par subsidiarité.

Certes, ces différents niveaux d'intervention ne constituent pas tous, au sens strict, une garantie mais, au total, ils conduisent l'Etat à couvrir, sans frais pour l'exploitant (hormis le premier plafond d'indemnisation) l'ensemble des coûts induits par l'accident, alors que ces coûts seraient à la charge du responsable dans un mécanisme classique de réparation des torts causés à autrui, sans limite.

e) Le financement de la prise en charge par l'Etat d'une part d'indemnisation des dommages

On observe ainsi qu'en cas de catastrophe nucléaire majeure, par les différents mécanismes en jeu, l'Etat serait appelé à couvrir une part importante des dommages qu'aurait dû supporter le producteur au titre de sa responsabilité civile.

L'indemnisation des dommages supportée par l'Etat, se substituant à la responsabilité civile de l'exploitant, pour les deuxième et troisième tiers d'indemnisation, est actuellement gratuite pour les exploitants nucléaires. De même, le marché de l'assurance pourrait être incapable de couvrir certaines extensions de garantie prévues par les protocoles de 2004, conduisant alors à substituer la garantie de l'Etat au marché défaillant.

Dans ces deux cas, l'Etat pourrait légitimement réclamer le paiement d'une prime pour la couverture de ces risques. Pour le deuxième tiers d'indemnisation, aux termes de la convention de Bruxelles, la loi nationale peut également augmenter le plafond de responsabilité de l'exploitant et diminuer ou supprimer en conséquence la tranche de financement additionnelle apportée par l'Etat.

Le coût du risque pris en charge par l'Etat est très difficile à évaluer. Toutefois, on peut approcher le coût de ce risque en le comparant au coût de la création *fictive* d'un fonds d'indemnisation, comme cela existe dans d'autres domaines.

Comme indiqué plus haut, la probabilité d'accident est très faible et les accidents survenus notamment à Tchernobyl et Fukushima ne peuvent se comparer au contexte français. Mais, pour estimer le coût d'un risque potentiel assuré sans contrepartie par l'Etat, il est nécessaire de retenir un coût de sinistre. C'est pourquoi, dans les calculs qui suivent, le coût d'un sinistre nucléaire de 70 Md€, reposant sur les recherches exploratoires menées par l'IRSN, a été retenu. En excluant, pour la simplicité du raisonnement, toute approche probabiliste, la création d'un fonds, doté à concurrence de ce montant sur la durée de fonctionnement moyenne d'un parc nucléaire, en prenant l'hypothèse de 40 ans pour cette dernière, se traduirait par une dotation de 580 M€ par an (avec une hypothèse de rendement annuel des fonds de 5 %). La production annuelle d'électricité d'origine nucléaire en France étant de l'ordre de 410 millions de MWh, la constitution d'un tel fonds à concurrence de 70 Md€ coûterait 1,41 € par MWh, soit 3,52 % de la valeur de

l'ARENH[211] fixée à 40 €/MWh au 1er juillet 2011, montant qui sera réévalué à 42 €/MWh au 1er janvier 2012. Cela représente une « dotation » annuelle de 83 M€ (soit 0,20 € par MWh) par tranche de 10 Md€ de coût du sinistre.

Cet exemple est illustratif, très sensible aux hypothèses choisies (notamment le coût du sinistre et la durée de fonctionnement du parc, absence d'approche probabiliste), il ne donne qu'un ordre de grandeur du coût du risque assumé par l'Etat. Le fonds et le montant du sinistre choisi ne sont que des « variables de calcul » permettant, faute d'approche statistique probante, d'indiquer un coût de risque. Ces développements ne doivent pas être compris comme militant en faveur de la création d'un fonds.

Comparaisons avec d'autres activités économiques et d'autres formes d'énergie

Le système de responsabilité civile des propriétaires de navires pour les dommages résultant de la pollution par les hydrocarbures est proche de celui du nucléaire : il pose le principe d'une responsabilité objective, « canalisée » sur le propriétaire du navire-citerne, instaure un système d'assurance-responsabilité obligatoire, limite (sous certaines conditions) la responsabilité à un montant défini en fonction de la jauge du navire et précise la compétence des tribunaux.

Un fonds (FIPOL) a également été créé afin de compléter l'indemnisation à charge du propriétaire du navire, financé par des contributions perçues sur toute personne ayant reçu plus de 150 000 tonnes d'hydrocarbures dans l'année[212]. Les montants plafonds sont de 89 millions de DTS (environ 102 M€) à charge du propriétaire et de 203 millions de DTS (environ 233 M€) supplémentaires payables par le fonds.

Un deuxième fonds, ratifié par un nombre nettement plus restreint d'Etats (27 contre 107 pour le FIPOL et 125 pour la convention sur la responsabilité civile), porte le plafond global d'indemnisation par évènement à 750 millions de DTS (862,5 M€).

[211] ARENH : tarif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

[212] Convention de 1992 sur la responsabilité civile et convention de 1992 portant création du fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures.

3 - L'exemple de Fukushima : les limites du droit positif en cas d'accident grave.

Au Japon, les modalités de prise en compte de la responsabilité de l'exploitant et les modalités de dédommagement des sinistrés reposent sur des lois ou décisions gouvernementales fondées sur la "Loi sur les indemnisations des dommages nucléaires" ("*Act on Compensation for Nuclear Damage"),* adoptée en 1961.

L'ampleur de la catastrophe et son caractère mixte calamité naturelle/accident nucléaire ont rapidement démontré l'inadaptation de ce droit, similaire à celui prévu par les différentes conventions internationales. Une législation spécifique a donc été mise en œuvre afin de disposer d'un cadre juridique précis instaurant les conditions de l'aide de l'Etat en réparation des dommages causés par cet accident.

a) Les dispositions de la loi de 1961

La loi d'indemnisation nucléaire dispose que l'exploitant de réacteurs nucléaires ayant causé des dommages en assumera la responsabilité illimitée, que ces dommages découlent ou non d'une négligence. La loi japonaise prévoit qu'un opérateur nucléaire ne peut mettre en service des réacteurs nucléaires s'il ne dispose pas de réserves pour indemniser les dommages nucléaires. Ces "réserves de sécurité" sont définies comme suit : (1) police d'assurance de responsabilité civile pour dommages nucléaires et contrat d'indemnisation des dommages nucléaires ; (2) dépôt en consignation ; (3) autres dispositions, afin de s'assurer de fonds affectés à l'indemnisation des dommages en cas d'accident.

Le montant de la « réserve de sécurité » dans le cas d'un réacteur en service d'une puissance thermique de plus de 10 000 kW, comme c'était le cas pour la centrale de Fukushima Daiichi, est de 120 milliards de yens (environ 1,1 Md€). Or, l'opérateur de la centrale nucléaire assume une responsabilité illimitée même si l'accident n'est pas dû à une négligence de sa part. En d'autres termes, même si le montant nécessaire pour couvrir les indemnisations dépasse le montant provisionné par la réserve de sécurité (soit 120 milliards de yens), la responsabilité de dédommager les préjudices incombe non pas à l'Etat, mais à l'opérateur de la centrale nucléaire qui, en cas d'accident grave, ne manquera pas de tomber en faillite, ce qui donne un caractère relatif à la notion de responsabilité illimitée.

C'est pourquoi la loi prévoit que le gouvernement pourra apporter à l'opérateur "une assistance adéquate", afin d'assurer le

dédommagement des préjudices subis. C'est pour définir le contenu spécifique de cette "assistance adéquate" qu'a été votée le 3 août 2011 la "loi portant création d'un organisme d'aide à l'indemnisation des dommages nucléaires".

Si le principe de la responsabilité illimitée de l'opérateur dans le cas d'un accident nucléaire reste la base de la loi d'indemnisation nucléaire, son article 3 introduit une clause conditionnelle exonérant l'opérateur de sa responsabilité si les dommages sont causés par "une grave catastrophe naturelle d'une ampleur exceptionnelle ou par des révoltes sociales", c'est-à-dire en cas de force majeure. Dans la mesure où l'accident de la centrale de Fukushima a été déclenché à la suite d'un tsunami qui a ravagé le littoral nord-est du Japon, on pouvait raisonnablement se poser la question de savoir si la clause d'exonération s'appliquait dans le cas présent. Or, face au mécontentement de l'opinion publique qui risquait de ne pas accepter que l'entreprise n'assume pas ses responsabilités, le président de TEPCO a fait savoir, à l'occasion de l'assemblée générale des actionnaires, qu'il ne réclamerait pas, devant les tribunaux, l'application de cette clause d'exonération.

Le coût total de l'accident nucléaire de Fukushima peut se décomposer entre les pertes directes subies par TEPCO et le coût des dommages indirects, supportés par les populations et l'Etat. Le caractère récent de l'accident rend plus qu'hasardeuse toute tentative d'évaluation, les experts s'accordant à dire que le retour d'expérience de cet accident prendra une dizaine d'années. En ce sens les chiffres avancés aujourd'hui, avec un large écart des fourchettes de coûts estimés, ne peuvent être considérés que comme des ordres de grandeur. L'estimation est d'autant plus hasardeuse que l'accident de Fukushima est un accident résultant de plusieurs causes, tremblement de terre, tsunami puis accident nucléaire, dont les effets, parfois à très long terme, se combinent.

b) La loi portant création d'un organisme d'aide à l'indemnisation des dommages nucléaires

La loi portant création d'un organisme d'aide à l'indemnisation des dommages nucléaires fixe les conditions de l'assistance que l'Etat doit d'offrir à l'opérateur d'une centrale nucléaire dans le cas où le montant total des dédommagements exigés dépasserait 120 milliards de yens.

Ce texte de loi porte création d'un organisme financé conjointement par le gouvernement et les compagnies électriques japonaises, qui a pour objet d'apporter l'aide financière nécessaire à l'opérateur nucléaire. Ce mécanisme laisse donc bien à TEPCO la responsabilité d'indemniser les victimes, mais évite la liquidation

judiciaire à laquelle la compagnie aurait été sinon inéluctablement confrontée, puisqu'elle pourra désormais bénéficier du soutien financier de cet organisme, tout en continuant à produire de l'électricité.

Outre le capital apporté par ses actionnaires, l'organisme sera financé par les contributions annuelles et les contributions exceptionnelles que lui verseront les différents opérateurs nucléaires japonais, c'est-à-dire toutes les compagnies électriques régionales du Japon, y compris TEPCO. Celles-ci sont autorisées à augmenter leurs tarifs pour régler leur contribution annuelle, si bien que dans les faits, une partie du coût de la création de cet organisme sera probablement finalement prise en charge par le consommateur.

Enfin, si cela s'avère nécessaire, le gouvernement pourra remettre à l'organisme des obligations d'Etat, afin que celui-ci puisse lever des fonds.

Les modalités de l'aide offerte par cet organisme peuvent prendre plusieurs formes : provision de liquidités, rachat d'actions de l'entreprise, prêts, acquisition d'obligations de l'entreprise, garantie d'emprunt.

Pour obtenir le concours de l'Etat, TEPCO devra élaborer un plan d'action décrivant les mesures qu'il entend adopter pour rationaliser ses activités, mais aussi se soumettre à un audit par l'organisme, afin d'évaluer de façon précise, à la fois ses actifs et sa gestion.

TEPCO devra s'engager à s'acquitter de contributions exceptionnelles conformément aux règles définies par l'organisme. Ces contributions pourront être assimilées à des remboursements de l'aide financière reçue pour les indemnisations. Un arrêté ministériel fixera leur montant à un niveau correspondant au maximum des capacités financières de l'opérateur au vu de l'état de ses comptes, afin d'assurer la gestion ordinaire de ses activités de production et de distribution de l'électricité.

La loi portant création d'un organisme d'aide devrait assurer une indemnisation plus efficace des victimes et à plus long terme, puisque les fonds que l'organisme mettra à la disposition de TEPCO lui permettront non seulement de dédommager rapidement les victimes, mais également de poursuivre ses activités, dont les bénéfices, reversés à l'organisme sous forme de contributions exceptionnelles, assureront le remboursement au moins partiel des sommes avancées.

c) La loi sur les dédommagements d'urgence aux victimes de l'accident nucléaire de 2011

En 2011, a aussi été votée une loi sur les dédommagements d'urgence aux victimes de l'accident nucléaire. Elle permet à l'Etat de

verser des indemnisations provisoires aux personnes ayant subi des dommages causés par l'accident nucléaire de la centrale de Fukushima, afin d'assurer une réparation de ces dommages dans les plus brefs délais.

L'Etat est désormais habilité à verser aux victimes de l'accident nucléaire une indemnisation provisoire, équivalente au montant estimé du dommage subi – calculé conformément à une méthode de calcul et à des conditions qui seront stipulées par décret – multiplié par un taux nécessairement supérieur à 50 %, également stipulé par décret.

En d'autres termes, les victimes de l'accident nucléaire pourront percevoir une indemnisation provisoire de l'Etat équivalente à plus de la moitié du montant du dommage estimé. Ces indemnisations provisoires sont clairement des avances que l'Etat effectue au nom de TEPCO qui devient son débiteur.

Ainsi, face à l'accident, il a fallu adapter le dispositif de responsabilité civile et d'assurance qui se révélait insuffisant et inefficace au vu des conséquences de la catastrophe.

——— *CONCLUSION – ACCIDENT ET ASSURANCE* ———

La qualité et la fiabilité des dispositifs de sûreté des installations nucléaires induisent un risque d'accident très faible. Pourtant les défaillances existent comme l'ont prouvé notamment les accidents de « Three Mile Island », de Tchernobyl et de Fukushima, et leurs impacts peuvent être irrémédiables tant sur l'outil de production électrique lui-même que sur la zone où ils surviennent. L'évaluation du risque d'accident et de ses conséquences financières reste un exercice imprécis et actuellement incomplet.

Le risque nucléaire n'est pas assimilable à un risque industriel « classique », du fait de ses caractéristiques intrinsèques d'occurrences et de l'importance et de la nature des dommages. Le principal enjeu porte sur la responsabilité civile de l'exploitant et du transporteur nucléaire, et a conduit à la mise en place d'un dispositif dérogatoire au droit commun, prévu par les conventions internationales de Paris, Bruxelles et Vienne.

Les principes de la responsabilité civile nucléaire, qui font l'objet de ces conventions internationales nombreuses, sont parfois complétés par les législations nationales qui les transposent. Les dernières évolutions des conventions de Paris et de Bruxelles, signées en 2004, ne

sont toujours pas entrées en vigueur malgré les améliorations importantes qu'elles apportent au dispositif.

L'application efficace des dispositions du droit positif nécessite une grande rigueur, en particulier dans l'agrément de la garantie financière imposée aux exploitants. Sur ce point, le dispositif législatif actuel français n'est pas complètement appliqué, la capacité des exploitants à remplir leurs obligations (financement et gestion des demandes d'indemnisation) en cas d'accident n'étant pas attestée par la procédure d'agrément prévue par la loi.

Dans le dispositif actuel, l'Etat pourrait être conduit à indemniser des dommages au-delà du plafond de responsabilité, au demeurant très bas, des exploitants nucléaires. La garantie de ce risque est actuellement gratuite. L'évaluation de son coût peut être approchée mais demeure très incertaine. Par ailleurs, certaines extensions de responsabilité prévues par les protocoles de 2004 pourraient ne pas pouvoir être couvertes par le marché de l'assurance. L'Etat devrait alors se substituer au marché défaillant ce qui poserait le problème de la rémunération de cette couverture.

En tout état de cause, l'Etat reste in fine le garant ultime de la prise en charge du coût des réparations d'un dommage nucléaire, comme cela peut arriver pour d'autres sinistres relatifs à d'autres industries ou d'origine naturelle.

Chapitre VIII

Conclusion générale

Les chapitres précédents ont permis « *d'expertiser les coûts de la filière nucléaire* » comme le demandait le Premier ministre dans sa lettre du 17 mai 2011 (annexe 1), en analysant avec précision les différentes catégories de coûts, passés, présents et futurs, que l'on peut rattacher à l'activité de production de l'électricité nucléaire. Ils apportent des éléments de réponse aux deux questions qui sont en général soulevées concernant « le coût du nucléaire » : tous les coûts sont-ils pris en compte ? Ces coûts sont-ils bien évalués ?

Pour avoir une vision globale de la réponse que l'on peut apporter à ces questions, il faut, d'une part, examiner les coûts inclus dans les comptes des opérateurs industriels et, d'autre part, s'intéresser aux autres types de coûts qu'ils soient financés par des crédits publics ou qu'ils s'agissent d'externalités.

I - Les coûts inclus dans les comptes des exploitants

Les coûts inclus dans les comptes des exploitants, EDF et AREVA principalement, peuvent être classés en deux catégories, dans lesquelles on retrouve les dépenses passées, présentes et futures : ceux relatifs aux investissements et au capital et ceux inclus dans les charges d'exploitation.

Comme précisé précédemment, 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, l'examen des seuls comptes d'EDF est utilisé pour répondre aux questions posées sur les coûts supportés directement par les exploitants.

A - Investissement et capital

1 - Un investissement initial lourd dont le coût au MW progresse dans le temps

a) Le montant de l'investissement initial dans le parc actuel

Le premier chapitre a permis de mesurer les investissements faits à la fois en termes de recherche (55 Md€$_{2010}$) et de construction des installations nécessaires à la production d'électricité nucléaire (121 Md€$_{2010}$), sans oublier le coût global de Superphénix (12 Md€$_{2010}$).

Pour éviter les doubles-comptes, seules les dépenses de construction du parc seront prises en compte au titre des investissements pour les calculs ultérieurs. Les dépenses de recherche sont en effet intégrées soit dans les charges d'exploitation des exploitants, pour la recherche financée par les industriels, soit dans les dépenses financées sur crédits publics.

Pour mesurer les coûts de production du parc actuel, on ne prendra en compte que le coût de construction des 58 réacteurs existants, soit un coût « overnight » de **83,2 Md€$_{2010}$**[213]. Ce total est calculé en ramenant, en euro 2010, les dépenses constatées ou estimées faites essentiellement au cours des années 1973 à 2002.

Ce coût peut être complété par les intérêts intercalaires dus au fait que la construction des centrales s'étale sur plusieurs années. En l'absence d'information précise sur les modalités de financement des dépenses de construction, la Cour évalue à **12,8 Md€$_{2010}$** le montant des intérêts intercalaires en utilisant un taux d'intérêt réel de 4,5 %. EDF les estime à 23 Md€$_{2010}$, en les rémunérant à un taux de 7,8 % que la Cour ne considère pas adapté à ce calcul.

[213] cf. chapitre I : 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€$_{2010}$).

On peut donc évaluer l'investissement initial dans les 58 réacteurs actuels à **96 Md€$_{2010}$** pour une puissance installée de 62 510 MW, soit 1,535 M€$_{2010}$ par MW installé.

b) Un coût de construction par MW qui augmente au cours du temps

Si l'on ne retient que le coût de construction initial, y compris ingénierie (79 751 M€$_{2010}$) ramené à la puissance des réacteurs, on constate qu'il 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€$_{2010}$ pour les 58 réacteurs. Cette augmentation s'explique notamment par des référentiels de sécurité qui évoluent dans le temps.

Sans que l'on soit en capacité de faire une comparaison précise, faute de connaître le coût total final de l'EPR, on 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 potentiel de 5 Md€, le coût au MW est de 3,1 M€.

2 - Des investissements de maintenance en forte progression

Il n'a pas été possible de calculer le montant total des investissements de maintenance réalisés sur les réacteurs actuels depuis leur construction, à la fois pour en assurer le bon fonctionnement en termes de production et pour en améliorer progressivement la sécurité et la sûreté. Aussi ne peut-on utiliser que les données actuelles ou celles qui sont prévues par EDF pour les années qui viennent.

Le ralentissement de ces investissements au cours des années 2000 a montré leur importance puisque cela a fait significativement chuter le coefficient de disponibilité du parc et donc sa production. Aussi faut-il probablement prendre en compte dans les calculs de coût de production, au titre de ces investissements de maintenance, un montant sensiblement plus élevé que celui constaté ces dernières années, EDF travaillant, pour sa part, sur un programme d'investissements de 50 Md€ entre 2011 et 2025, soit une moyenne annuelle d'environ 3,3 Md€, ce qui correspond presque au double des investissements réalisés en 2010, eux-mêmes déjà en hausse par rapport aux années antérieures. Ce plan sera complété avec les investissements nécessités par les prescriptions de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima, mais dont une partie serait déjà incluse dans le

plan de 50 Md€. Le montant des investissements de maintenance annuel moyen devrait donc être de **3,7 Md€.**

Investissements de maintenance d'EDF

En Md€ 2010	Montant annuel
Moyenne 2008 – 2010	1,5 Md€
En 2010	1,75 Md€
Montant prévisionnel 2015 avec un programme de 50 Md€ avant impact Fukushima	3,4 à 3,6 Md€*
Moyenne sur la base d'une hypothèse d'un programme de 55 Md€ d'ici 2025, avec impact Fukushima	3,7 Md€

*Source : Cour des comptes **information donnée aux marchés financiers par EDF à l'occasion de sa communication financière du 1er semestre 2011*

3 - Des dépenses de démantèlement dont le montant ne peut être connu avec certitude

Il faut rapprocher des investissements les dépenses de « fin de vie » des centrales, c'est-à-dire les dépenses de démantèlement des installations, que l'on peut compléter par les dépenses de « derniers cœurs ». En effet, ces dernières, comme les charges de démantèlement, ne sont dues qu'une fois, à la fin de vie de chaque réacteur.

Dans les différents calculs de coût de production, ces dépenses sont bien prises en compte. Elles sont estimées aujourd'hui à **18,4 Md€$_{2010}$**, en charges brutes, pour le démantèlement des 58 réacteurs du parc actuel et à **3,8 Md€$_{2010}$** pour les derniers cœurs.

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 êtres 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 tendance à augmenter quand les opérations se précisent, et les comparaisons internationales donnant des résultats supérieurs aux estimations d'EDF. Toutefois, la grande dispersion des résultats de ces comparaisons internationales montre l'incertitude qui règne dans ce domaine.

Récapitulatif des dépenses d'investissements ou assimilées

En Md€ 2010	Montant global sur la durée de vie	Montant annuel	Commentaires
Recherche et Superphénix			
Dépenses totales de recherche Superphénix	55 12		- inclus dans les dépenses publiques et les charges d'exploitations - inclus dans les dépenses passées d'EDF
Investissement initial			
AREVA	19		inclus dans le prix du combustible
EDF 1ère génération (hors Superphénix) 2ème génération	6,0 83,2 12,8		- hors parc actuel - coût overnight - intérêts intercalaires
Investissements de maintenance			
En 2010 ou Plan 2010-2025		1,7 ou 3,7	
Démantèlement et dernier cœur (charges brutes)			
Démantèlement AREVA	3,5*		- inclus dans le prix du combustible
Démantèlement EDF 1ère génération (hors Superphénix) 2ème génération	2,5 18,4		- hors parc actuel
Derniers cœurs EDF	3,8		
TOTAL ***dont*** ***à inclure dans le coût du parc actuel***	**228,3** ***118,2***	**1,7** **ou** **3,7**	**Attention : ne pas additionner, l'échelle de temps étant différente**

Source : Cour des comptes

Chiffres en grisé : montants à inclure dans le coût de production pour l'exploitant du parc actuel, hors dépenses sur crédits publics

** on ne prend que la moitié des charges brutes de démantèlement pour tenir compte du fait qu'environ 50 % des investissements sont financés par des investisseurs étrangers*

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 et l'urgence de faire réaliser, comme l'envisage la DGEC, des audits techniques par des cabinets et des experts extérieurs, afin de valider les paramètres techniques de la méthode Dampierre 2009, et d'ajuster, si nécessaire, le niveau de provisionnement des opérateurs en conséquence.

4 - Un coût du capital très significatif et pouvant faire l'objet de diverses estimations selon la question posée

Au total, comme le montre le tableau *supra*, sur un total d'investissements estimés à **228 milliards**, toutes dépenses confondues, qu'elles soient financées par crédits publics ou par les exploitants, qu'elles concernent les centrales actuelles ou celles de 1ère génération, les investissements et dépenses assimilées à prendre en compte dans le calcul du coût de production, pour l'exploitant, de l'électricité nucléaire fournie par le parc nucléaire actuel s'élèvent à **118,2 Md€$_{2010}$** (investissement initial + charges futures liées à l'investissement) auxquels s'ajoutent, chaque année des investissements de maintenance pour un montant qui s'est élevé à 1,7 Md€ en 2010 mais qui devrait doubler en moyenne pour les 15 années qui viennent.

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

Il est difficile aujourd'hui de « reconstruire » l'histoire du financement de ces investissements nucléaires avec précision, comme on l'a vu au chapitre I-I-B, à la fois pour des raisons de disponibilité de l'information et parce que le parc actuel n'a pas fait l'objet d'un mode de financement spécifique qui lui aurait été dédié ; les informations disponibles concernent donc l'ensemble des activités d'EDF. Par conséquent le choix du mode de calcul du coût du capital repose sur des conventions.

Par ailleurs, il n'est pas évident de déterminer la valeur économique du parc actuel : il n'existe pas de 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 différents ; 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.

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)[214]. On peut citer notamment les approches suivantes :

a) Le coût comptable de la production à un moment donné.

La méthode la plus simple consiste à prendre en compte le montant des amortissements comme seul élément de calcul de la part des investissements et du capital dans le coût de la production électronucléaire. Elle permet de mesurer le *coût comptable* de la production électronucléaire à un moment donné. Le montant des amortissements est très dépendant des méthodes comptables appliquées dans le passé mais aussi de la durée de fonctionnement du parc. Lorsque le parc est complètement amorti, ce montant devient nul.

Cette méthode ne tient pas compte du *coût du capital*, c'est-à-dire de sa rémunération, comme pour n'importe quel facteur de production. Par ailleurs, le total des amortissements permet de reconstituer le montant du capital investi dans le parc mais à sa valeur initiale, sans tenir compte de l'inflation ni, bien entendu, de l'évolution des coûts de construction dans les réacteurs nucléaires au cours du temps.

b) Le coût courant économique (CCE) : le calcul du coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement, utile notamment pour comparer les coûts de différentes formes d'énergie

Dans cette approche, on cherche à mesurer le coût annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie du parc, de reconstituer en monnaie constante le montant de

[214] Dans cette partie, l'objectif de la Cour n'est pas de faire une présentation exhaustive de toutes les approches et les méthodes existantes mais d'expliquer les différences qui existent entre les approches et les résultats les plus fréquemment utilisés.

l'investissement initial (c'est-à-dire le montant qui permettrait de reconstruire, à la fin de vie du parc, un parc identique au parc historique). Pour faire ce calcul, EDF retient la méthode du *coût courant économique* qui permet la prise en compte du coût du capital dans le calcul du coût moyen de la production d'électricité nucléaire en la combinant avec le modèle financier, dit "modèle d'évaluation des actifs financiers" (MEDAF), d'usage courant chez les industriels, qui fournit une estimation du taux de rendement attendu par le marché pour un actif financier en fonction de son risque systémique[215].

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. En d'autres termes, le loyer économique, constant en euros constants, reflète le prix qu'un fournisseur serait disposé à payer s'il avait à louer le parc nucléaire plutôt qu'à le construire.

Cette approche ne tient pas compte des conditions historiques de financement de la construction du parc et cherche à donner une idée de ce que coûterait aujourd'hui sa reconstruction *à technologie constante*. Elle permet de calculer le coût global moyen, pour l'exploitant, de production du parc nucléaire sur toute sa durée de vie.

La méthode de calcul d'EDF a été vérifiée par la Cour qui en a établi une version modifiée (voir annexe 15).

Les résultats de cette méthode sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi et, à l'inverse, ils ont une faible sensibilité à la durée de fonctionnement des centrales, ce qui ne permet pas de l'utiliser pour calculer l'impact financier induit par un allongement de la durée de vie du parc.

[215] Le MEDAF sert à calculer le WACC (weighted average cost of capital) ou coût moyen pondéré du capital.

c) L'approche de la commission Champsaur : le calcul du coût de production en France sur les 15 prochaines années[216], en tenant compte du fait que le parc est déjà en grande partie amorti, utilisé pour le calcul d'un tarif

Si l'objectif est, tout en prenant en compte un coût du capital, de calculer le coût de production actuel du parc existant, il faut tenir compte de l'historique de ce parc, notamment de ses conditions de financement et de ses amortissements passés. Il faut donc d'abord déterminer la part du capital investi lors de la construction du parc qui n'a pas encore été remboursée et qu'il reste à rémunérer et rembourser, et ensuite procéder à la valorisation du coût de cette partie du capital, par exemple avec une méthode identique à celle de l'approche précédente.

C'est l'approche de la commission Champsaur[217], largement reprise dans un avis de la commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la fixation du tarif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui vise à répondre à l'objectif de la loi NOME de répercuter, dans le prix de l'ARENH, la compétitivité du parc nucléaire historique, en tenant compte du fait que celui-ci est largement amorti, ainsi qu'à l'impératif de "convergence" avec le dispositif tarifaire qui l'a précédé. Son objectif est de rembourser le capital résiduel d'ici 2025 (ce qui suppose une durée de fonctionnement des centrales de 40 ans) en considérant que le capital a dans un premier temps été remboursé au rythme de l'amortissement comptable (donc à un rythme plus important que dans le calcul du CCE), justifiant ainsi des tarifs moins élevés en fin de vie du parc.

Elle consiste donc, en ce qui concerne la rémunération et l'amortissement du capital, à les calculer sur la base d'une valeur comptable nette non réévaluée[218], et uniquement sur la durée de vie résiduelle du parc. Cette approche permet de tenir compte du fait qu'à l'époque de la construction du parc, les tarifs étaient plus élevés

---

[216] C'est-à-dire avec une durée de vie de 40 ans, le parc ayant 25 ans en moyenne en 2010.

[217] La mission confiée à la commission Champsaur était de « *faire des propositions méthodologiques sur la détermination du juste prix de l'ARENH sur la période de régulation (2011 – 2025), de donner des ordres de grandeur de ce prix et de mesurer l'impact en termes d'évolution tarifaire* » - Source DGEC

[218] De manière plus précise, la base d'actifs correspond à l'addition de deux composantes : la valeur nette comptable du parc et une partie (15/40ème) des actifs dédiés au financement des charges de long terme du nucléaire.

qu'aujourd'hui en valeur réelle, du fait des amortissements, initialement dégressifs et étalés seulement sur 30 ans (voir chapitre I I-B)[219].

Comme pour le CCE, puisque le calcul du coût moyen sur les années de fonctionnement qui restent utilise les mêmes méthodes, les résultats sont sensibles au taux de rémunération du capital choisi et la durée de fonctionnement du parc est, en revanche, relativement sans effet sur le montant calculé. Par ailleurs, la valeur du capital reconstituée sur la période du calcul (15 ans quand on se place dans le cadre du calcul de l'ARENH) est la valeur historique en euros courants et non sa valeur en euros constants, c'est-à-dire en prenant en compte l'effet de l'inflation depuis la construction du parc, comme dans le CCE.

d) Le coût comptable complet de production : le calcul d'un coût dégressif dans le temps tenant compte d'un objectif de renouvellement du parc dans les conditions de construction actuelle (C3P)

On peut également chercher à calculer la charge annuelle du coût du capital que représenterait un parc nucléaire réévalué, afin de neutraliser l'effet, constaté dans la réalité, d'une augmentation des coûts d'investissements dans les réacteurs au cours du temps, notamment du fait d'exigences de sécurité plus sévères (en plus de l'effet de l'inflation qui est pris en compte par le calcul en € 2010) : sur la base de cette simulation, effectuée par EDF sous la dénomination de *coût comptable complet de production* (C3P) pour l'ensemble de la production d'électricité, quelle qu'en soit la source (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme), la Cour a procédé, à fin de comparaison, à une simulation analogue restreinte au seul périmètre de la production d'électricité nucléaire.

Cette approche correspond à une méthode comptable qui intègre une part du coût de renouvellement via un *sur-amortissement* censé compenser le fait que la reconstruction du parc se ferait à un coût supérieur au coût de construction actuel[220], même calculé en euro 2010. Elle ne correspond donc pas à l'objectif tarifaire de l'ARENH, la loi NOME excluant explicitement le renouvellement du parc dans le calcul

[219] Le chapitre I-B montre que les dépenses de premier investissement du parc nucléaire sont amorties à 75 % et que sa construction a bénéficié de conditions de financement facilitées par la garantie implicite de l'Etat sur sa dette ainsi que d'un faible niveau de rémunération exigé par l'actionnaire Etat.

[220] La détermination du montant de ce "sur-amortissement » est donc particulièrement sensible et sujette à discussion. C'est la raison pour laquelle cette approche n'est pas retenue dans les développements suivants du présent rapport.

de ce tarif [221]; elle ne permet pas non plus de calculer un coût économique puisqu'elle tient compte, pour la réévaluer, de la valeur comptable du parc et de ses amortissements à la date du calcul, se traduisant, à la différence des deux méthodes précédentes, par une échéance de coût du capital dégressive dans le temps.

Quelle que soit l'approche utilisée[222], à l'exception du coût comptable, elle donne un poids important au coût du capital par rapport aux autres charges, cohérent avec la dimension très capitalistique de la production électronucléaire.

Mais ces différentes approches ne visent absolument pas à répondre à la même question et il faut donc être très attentif, quand on compare le coût de production de différentes énergies, à ce que les modes de calcul soient identiques.

B - Charges d'exploitation

1 - Le montant des charges d'exploitation présentes et futures

Seules les charges d'exploitation d'EDF ont été analysées, la part des charges d'AREVA liées à la production de l'électricité électronucléaire française étant intégrée dans le prix du combustible vendu à EDF. Ces charges d'exploitation ont représenté **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.

Les charges futures d'EDF de gestion des combustibles usés (14,4 Md€$_{2010}$) et de gestion à long terme des déchets (23 Md€$_{2010}$) doivent être rapprochées de ces dépenses d'exploitation puisqu'elles sont la conséquence de la consommation annuelle de combustible nécessaire à la production d'électricité. Chaque année, le montant de ces charges brutes s'accroit des coûts de gestion futurs des combustibles qui ont été utilisés dans l'année.

Ces charges brutes sont actualisées et comptabilisées dans les comptes d'EDF sous forme de provisions (8,8 Md€$_{2010}$ pour les combustibles usés et 6,5 Md€$_{2010}$ pour les déchets). Ces provisions connaissent chaque année deux types d'évolutions :

[221] La loi NOME prévoit que la question du renouvellement sera examinée en 2015, lorsque les pouvoirs disposeront de davantage d'informations concernant le prolongement du fonctionnement du parc actuel et que son financement se fera en dehors du prix de l'ARENH, dans les tarifs pour les consommateurs finals.
[222] Voir l'annexe 15 qui explique les modalités de calcul des différentes méthodes.

– une augmentation correspondant aux coûts futurs de gestion des combustibles consommés dans l'année. En 2010, du fait de la consommation des combustibles de cet exercice, le montant des provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets a augmenté de 336 M€ ;

– par ailleurs, chaque année rapprochant du paiement de ces dépenses, il faut augmenter le stock de provisions au passif du bilan d'un montant qui constitue la charge financière de désactualisation de ces provisions. En 2010 cette charge de désactualisation s'est élevée à 740 $M€_{2010}$. La Cour prend en compte ce montant parce qu'elle veut calculer le *coût brut* de la production d'électricité nucléaire, ce qui suppose de ne pas tenir compte de son mode de financement, par le prix de vente, le tarif ou des placements financiers[223]. A l'inverse, EDF ou la DGEC n'en tiennent pas compte dans leurs calculs, considérant que le montant annuel de la désactualisation est financé par la gestion et le placement des dotations annuelles aux provisions. Ce faisant, ils calculent un *coût net* du produit des placements financiers supposés de ces provisions.

- Au total, on peut considérer qu'au titre de l'exercice 2010 l'impact des dépenses futures de gestion des combustibles usés et des déchets représente un coût de **1,1 Md$€_{2010}$**, se décomposant en 336 M€, dus à l'évolution de la quantité de combustibles à traiter et de déchets à stocker, et en 740 M€, dus au fait qu'on se rapproche d'une année de la date de traitement et de stockage des combustibles et des déchets produits jusqu'alors.

Au total, les charges d'exploitation, complétées par les provisions pour gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets, s'élèvent donc à **10 Md$€_{2010}$**.

[223] La Cour applique ainsi les normes comptables IAS/IFRS - et notamment la norme IAS 37 sur "les provisions, passifs éventuels et actifs éventuels" - pour laquelle le montant de la provision des dépenses pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets) doit, lorsque l'effet de la valeur du temps est significatif, correspondre à la valeur actualisée des dépenses attendues, nécessaires pour éteindre l'obligation légale de long terme. La charge de désactualisation qui résulte du rapprochement de la date des décaissements attendus fait partie intégrante de l'évaluation de l'obligation et doit être comptabilisée en charge financière. La Cour considère, par ailleurs, qu'en vertu des principes comptables fondamentaux figurant dans le cadre conceptuel des normes applicables, le principe de prudence - consistant à ne pas sous-évaluer les passifs et les charges ni à surestimer les actifs et les produits - et le principe de non-compensation entre les produits et les charges, doivent prévaloir pour calculer des provisions de charges à long terme dans des conditions d'incertitude.

Les charges d'exploitation et provisions associées

Charges d'exploitation	En M€ 2010
Combustible nucléaire (yc coût de portage du stock)	2 135
Coût du personnel	2 676
Consommations externes	2 095
Impôt et taxes	1 176
Fonctions centrales	872
Total charges d'exploitation	**8 954**
Provision combustibles usés et déchets	**1 076**
dont évolution liée à celles des charges brutes	*336*
dont charge de désactualisation	*740*
Total	**10 030**

Source : Cour des comptes

2 - Une incertitude importante sur le coût de gestion à long terme des déchets

Les provisions qui couvrent les charges futures de gestion des combustibles usés (voir chapitre III-II) sont calculées sans incertitude majeure, à partir des coûts et des tarifs d'AREVA.

En revanche[224] les provisions qui sont censées couvrir la gestion à long terme des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue ne sont pas stabilisées. Elles sont actuellement calculées sur la base d'un devis arrêté en 2003 mais qui a fait l'objet, depuis cette date, d'une révision approfondie par l'ANDRA aboutissant à un quasi doublement du devis initial en monnaie courante. EDF, AREVA et le CEA seront donc conduits à réévaluer leurs provisions dés que le montant définitif du devis sera arrêté.

Par ailleurs, en l'absence actuellement de filière capable de recycler les quantités de MOX et d'URE usés que produisent les

[224] Par ailleurs, un certain nombre de matières aujourd'hui considérées comme valorisables pourraient à l'avenir être considérées, en tout ou partie, comme des déchets. Les coûts associés à cette éventuelle requalification ne sont à ce jour pas pris en compte par les exploitants, conformément au cadre juridique et comptable actuel.

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 HA et MAVL. Cette disposition est acceptable, à condition que, dans cette hypothèse, 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 4ème génération connaitrait 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, c'est-à-dire en tenant compte des résultats des recherches menées sur ce sujet mais sans anticiper sur leurs résultats, et dans le respect des décisions de l'ASN, seule autorité compétente pour se prononcer sur le niveau de sureté de ce centre de stockage ;
– elle demande à ce que soit chiffré, dans le cadre de ce nouveau devis, le coût d'un éventuel stockage direct du MOX et de l'URE produits chaque année et que cette hypothèse soit prise en compte dans les travaux futurs de dimensionnement du centre de stockage géologique profond.

C - Les calculs du coût de production et leur sensibilité aux évolutions de différents paramètres

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

Comme on l'a vu au A-4, les différentes approches du calcul du coût de production de l'électricité nucléaire prennent en compte les divers types de coûts (passés, présents, futurs) identifiés chez les exploitants et rappelés dans les développements précédents, mais elles donnent un poids différent aux investissements et au coût du capital. A titre d'illustration, la Cour a choisi de retenir quatre approches (coût comptable, coût courant économique, coût visant à calculer le tarif et coût comptable complet de production) :

- dont chacune a pu, selon les utilisateurs concernés, connaître diverses variantes d'impact limité ;
- qui traitent de façon largement similaire les coûts de fonctionnement, mais divergent fondamentalement quant à la rémunération et à la reconstitution des capitaux investis.

Le tableau suivant donne le montant des grandes catégories de coûts tels qu'ils ressortent des quatre types d'évaluation.

Comparaison des résultats des quatre types d'évaluation du coût de production de l'électricité nucléaire en 2010

En M€ 2010	Coût comptable	selon approche Champsaur	C3P nucléaire	CCE calculé par EDF	CCE calculé par la Cour
Dépenses d'exploitation *	10 084	9 295	9 549	9 295	10 084
Investissements de maintenance	1 747	1 747		1 747	1 747
Coût d'utilisation des actifs nucléaires (coût du capital)	1 813	2 447	6 689	9 104	8 341
Total coût de production	**13 644**	**13 489**	**16 238**	**20 146**	**20 172**

Source : Cour des comptes
** les écarts mineurs avec les calculs des charges d'exploitation du chapitre II et du B du présent chapitre sont expliqués dans l'annexe 15.*

Les résultats des calculs et l'analyse des points de convergence et de divergence sont présentés dans l'annexe 15 qui précise les modalités de calcul du CCE, du C3P et de l'approche de la commission Champsaur, les trois calculs étant appliqués à l'année 2010 :

- le coût comptable est le résultat de l'addition des dépenses d'exploitation validées par la Cour dans le calcul du CCE, des investissements de maintenance et d'un montant de 1 831 M€ représentant le cumul des amortissements 2010 (1 352 M€) et de la charge annuelle de démantèlement calculée par la Cour (461 M€) ;
- concernant le CCE, l'annexe explique les écarts de méthode entre la Cour et EDF. Pour les charges d'exploitation, cet écart porte essentiellement sur la prise en compte des montants de désactualisation annuelle des provisions pour la gestion des combustibles usés et des déchets ; pour le coût du capital, la Cour n'intègre pas les charges futures de démantèlement dans le calcul du « loyer économique » mais les prend en valeur brute. Ces deux corrections de sens inverse sont de montants relativement équivalents ;
- concernant l'approche de la commission Champsaur, la Cour en fait une application à l'année 2010, alors que les chiffres, plus élevés, habituellement retenus et commentés sont ceux calculés en moyenne sur la période 2011-2025, qui intègrent un montant d'investissements de maintenance cohérent avec le

programme d'EDF de 50 Md€ d'ici 2025, soit environ le double de celui de 2010[225].

Le tableau suivant reprend, exprimés en termes de coût par MWh produit, les résultats du tableau précédent. Ces calculs sont faits sur la base d'une durée de fonctionnement des 58 réacteurs du parc actuel de 40 ans et avec le montant d'investissements de maintenance réalisé en 2010, donc sensiblement inférieur à celui des années à venir.

Résultats des différentes évaluations du coût du MWh en 2010 en fonction de la question posée

	En $€_{2010}$/MWh
Coût comptable qui tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	33,4 €
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 €
Coût comptable complet de production (C3P) qui tient compte de l'amortissement, de la rémunération du capital qui n'est pas amorti et de l'augmentation du coût du parc de remplacement	39,8 €
Coût courant économique (CCE) qui ne tient pas compte de l'amortissement du parc actuel, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen sans référence historique).	49,5 €*

Source : Cour des comptes **estimation Cour des comptes*

Rappel : production 2010 : 407,9 TWh

Ce n'est pas ce coût de production qui est aujourd'hui calculé dans certaines comparaisons internationales, notamment celles de l'AEN, ni comparé à celui des autres énergies, comme dans les coûts de référence de la 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 présente un caractère très théorique : autant on peut demander à un

[225] Le faible écart entre le coût comptable calculé par la Cour et le coût calculé par l'approche Champsaur est dû au fait que ce dernier ne prend pas en compte les charges de désactualisation, son objectif étant de calculé un tarif et non un *coût brut* comme le fait la Cour dans son calcul du coût comptable.

exploitant les coûts effectifs d'un vrai outil industriel, autant la simulation du coût fictif d'un parc fictif est aléatoire. Le résultat obtenu n'aurait de sens que dans le cadre d'un programme nucléaire réel avec des effets constatés d'optimisation et de série. Il est donc beaucoup trop tôt pour que la Cour puisse donner et valider un calcul de coût de production pour un parc d'EPR.

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

Comme on l'a indiqué précédemment, le montant de certains éléments de coût est calculé en faisant des hypothèses et avec des incertitudes parfois notables. Il est donc important de mesurer la sensibilité du coût de production global en faisant varier le montant des éléments de coût dont les montants paraissent les moins sûrs.

Pour donner une idée de la sensibilité du coût de production de l'électricité nucléaire aux trois paramètres qui sont les plus *incertains* - taux d'actualisation, gestions des combustibles usés et des déchets radioactifs, coût du démantèlement - en retenant des hypothèses simplifiées (notamment un taux constant d'inflation de 2 %), il est intéressant de calculer l'effet de leur variation sur le coût de production annuel.

Sur la base des données comptables disponibles, des simulations ont été effectuées aux conditions 2010 et établies selon la méthode CCE telle que révisée par la Cour, c'est-à-dire sur un coût total annuel de 20 Md€ : elles ne mesurent que l'effet sur le coût de production et n'intègrent pas les conséquences éventuelles sur le montant des actifs dédiés à constituer pour couvrir certaines provisions[226].

Le taux d'actualisation

Les provisions sont calculées actuellement avec un taux d'actualisation de 5 %, intégrant un taux d'inflation de 2 %. Ce taux est sensiblement équivalent à celui utilisé à l'étranger et on a montré (chapitre IV) qu'une diminution de ce taux de 1 % provoquerait une augmentation des provisions d'EDF de 21 % (+ 6 Md€ par rapport aux 28,3 Md€ actuels).

Sur la base d'une simulation simplifiée, en s'en tenant à l'effet récurrent d'une telle variation, c'est-à-dire en faisant abstraction du

[226] Voir annexe 16 pour plus de précisions sur les calculs.

réajustement instantané de la charge de désactualisation l'année où l'on changerait le taux d'actualisation :

- si on baissait le taux d'actualisation à 4 % (au lieu de 5 %) : le coût annuel de production de l'électricité nucléaire croîtrait de +162 M€/an, soit **+ 0,8 %** ;
- si on montait le taux d'actualisation à 6 % (au lieu de 5 %): le coût annuel fléchirait de – 131 M€/an, soit – 0,6 %.

Les dépenses de fin de cycle

Concernant les dépenses de fin de cycle, si les provisions pour gestion des combustibles usés semblent relativement fiables, celles pour gestion des déchets devraient être rapidement revues. Le nouveau devis de l'ANDRA étant 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 **+ 1 %** en €/MWh)

Le 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.

A titre illustratif et avec un calcul simplifié, à taux d'actualisation inchangé (5 %) :

- si le devis de démantèlement augmentait de 50 % : le coût annuel de production de l'électricité nucléaire progresserait de 505 M€, soit + 2,5 % du coût de production total ;
- si le devis de démantèlement doublait (+100 %) : le coût annuel de production augmenterait de 1 milliard. Cela ne représenterait toutefois qu'une augmentation du coût de production du MWh de **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.

3 - 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 ont été faits en utilisant le montant des investissements de maintenance de 2010 (1,7 Md€). Sur la base du programme d'investissements de 55 Md€ environ, envisagé par EDF, qu'elle a commencé à mettre en œuvre depuis 2010 et qui semble intégrer les investissements consécutifs aux travaux de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté, le montant moyen annuel d'investissement serait plutôt de 3,7 Md€.

Le tableau suivant donne le résultat des coûts des différentes évaluations avec ce montant et montre que 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

Investissements de maintenance	Valeur 2010 **1,7 Md€**	Valeur moyenne 2011 - 2025 **3,7 Md€**	Variation en %
Coût comptable	33,4 €	38,2 €	+ 14,5 %
Approche Champsaur	33,1 €	37,9 €	+ 14,5 %
CCE	49,5 €	54,2 €	+ 9,5 %

Source : Cour des comptes

4 - La prolongation de la durée de fonctionnement des centrales a un effet sur sa 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 calculés avec les approches retenues précédemment, à l'exception de l'approche par le coût comptable. En effet, les deux autres méthodes du tableau ci-dessus 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[227], le prolongement de fonctionnement du parc éloignerait le moment du décaissement des charges futures de démantèlement, ce qui diminuerait le montant des provisions, et repousserait 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 sont supérieurs à eux des générations précédentes.

II - Les dépenses financées sur crédits publics

Le coût de production pour l'exploitant doit être complété avec les dépenses financées sur crédits publics, qui ne sont pas, par construction, dans les comptes des exploitants, si l'on veut essayer de calculer les coûts « pour la société ». Les éléments réunis dans les chapitres précédents du rapport, en matière de recherche et de sécurité/sûreté permettent de faire cinq constats sur ce sujet.

1 - En 2010, les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche de celui de la taxe sur les INB

En 2010, les dépenses financées par des crédits publics se sont élevées à un montant estimé à **644 M€**[228] (414 M€ de recherche publique et 230 M€ pour la sécurité/sûreté/transparence). Limitant son analyse à la

[227] Voir chapitre VI-III-B : « variante : durée de fonctionnement de 50 ans ».
[228] Voir chapitre II.

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 6,4 % des 10 Md€ de charges d'exploitation calculées ci-dessus.

En outre, on relève que leur montant est du même ordre de grandeur que celui de la taxe sur les 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[229].

Dépenses annuelles en 2010 (hors investissements)

Dépenses payées par les exploitants	Dépenses financées par des crédits publics	
Charges d'exploitation	Recherche	Sécurité/sûreté
10 030 M€	414 M€	230 M€

Source : Cour des comptes

2 - 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, présentée dans le premier chapitre, 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 (70 %) sensiblement supérieure à celle constatée en 2010 et, plus généralement, à celle de ces dix dernières années (environ 40 %).

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.

[229] On rappelle toutefois qu'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 sureté.

Comme le montre l'annexe 9 sur l'évolution des taux de la taxe sur les INB depuis 10 ans, les montants relativement proches en 2010 du produit de cette taxe 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.

3 - L'Etat devra financer les provisions du CEA

Les charges futures du CEA s'élèvent, fin 2010, à 6,8 $Md€_{2010}$, soit 4,4 $Md€_{2010}$ 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.

En résumé, de manière directe ou indirecte, l'Etat est le financeur de ces charges futures dont le montant, calculé avec sérieux, reste toutefois incertain comme l'ont montré les réévaluations, souvent très significatives, des devis de ces charges futures depuis une dizaine d'années.

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

Le programme « nucléaire du futur » porté par les investissements d'avenir permet de financer, à hauteur de 650 M€ (entre 2011 et 2017), l'avant projet 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, car ce démonstrateur sera encore loin d'avoir atteint la maturité industrielle.

5 - L'Etat assure gratuitement 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 actuels 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 en vigueur en matière de responsabilité civile nucléaire, l'Etat pourrait être conduit, en cas d'accident nucléaire dont la probabilité 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 aujourd'hui 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 recommande 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.

III - 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, quatre questions méritent une attention particulière parce qu'elles pourraient avoir des conséquences significatives.

1 - L'importance des coûts ne doit pas faire négliger les externalités, positives et négatives, des différentes formes d'énergie

En matière de production d'énergie, les externalités, positives et négatives, des différentes techniques sont nombreuses et souvent très opposées les unes aux autres en termes d'impact sur les différents thèmes concernés : économie, santé, environnement. Aussi est-il important d'approfondir les études qui permettent de mesurer ces impacts.

La Cour recommande par conséquent 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 comparés entre les différentes formes d'énergie.

2 - Le chiffrage des évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de Fukushima

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 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.

- ***EDF***

Les éléments concernant EDF sont probablement 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 » avec notamment la constitution d'un « noyau dur »* de dispositions matérielles

et organisationnelles pour maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans les situations exceptionnelles, des dispositions pour réduire le risque de dénoyage du combustible dans les piscines et la mise en place d'une *« force d'action rapide nucléaire »* (FARN) pouvant être projetée sur n'importe quel site pour assurer la relève des équipes d'un site accidenté. Les conséquences financières de ces mesures, en termes d'investissements, sont aujourd'hui estimées à une dizaine de milliards d'euros à réaliser en quelques années ; on a vu au chapitre VI que ces investissements étaient déjà en partie inclus dans les programmes d'investissements provisionnels et auront donc, probablement, un impact limité sur le coût de production de l'électricité nucléaire. Mais il faudra aussi tenir compte du coût de ces mesures en termes de personnels, et notamment de 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 ; on a vu au chapitre II qu'ils auront cependant des conséquences sur les effectifs et les charges salariales qui en découlent ainsi que sur l'organisation des travaux en sous-traitance.

- ***AREVA***

De façon générale et s'agissant d'AREVA, l'ASN reconnait que l'exercice demandé était difficile en raison de la diversité de ses installations et de la nécessité d'adapter le cahier des charges, initialement conçu pour les réacteurs de puissance, afin de prendre en compte leurs spécificités. Elle considère que la démarche d'AREVA n'a pas été menée à 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 sont prévus dans un plan stratégique de 5 ans qui s'élève 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 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.

- ***Le 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. L'ASN va demander aux exploitants des études complémentaires pour préciser ses premières conclusions. Il faudra donc en tirer des conséquences, les plus claires possible par rapport aux hypothèses et aux chiffrages de la Cour dans le présent rapport. Mais, comme le dit l'ASN dans son propre 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.

3 - Les conséquences de la crise financière sur la gestion des actifs dédiés doivent être suivies avec attention

Les actifs financiers cotés dédiés à la couverture des provisions, hors cycle du combustible, représentaient **18,2 Md€ fin 2010**, pour un total à couvrir, d'ici 2016, de 27,8 Md€ (environ 65 %), montant très sensible au taux d'actualisation choisi.

Ces actifs financiers sont complétés, à hauteur de 7 Md€, par d'autres modes de couverture car les évolutions récentes ont conduit à s'éloigner des objectifs fixés à l'origine, notamment en augmentant la

part d'actifs dont la liquidité est moindre et celles des créances croisées entre acteurs de la filière, tout en reculant la date de couverture totale des provisions par ces actifs.

Parallèlement, la crise financière actuelle aggrave les incertitudes sur la rentabilité à moyen et long terme des actifs qui constituent les portefeuilles, réduisant la probabilité que ceux-ci atteignent les montants attendus au moment où les décaissements devront intervenir.

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 est désormais en état de fonctionner, de donner un avis sur l'état actuel du dispositif et, éventuellement, son adaptation à la situation financière actuelle.

La Cour recommande, au demeurant, que ce sujet fasse l'objet d'un nouvel examen et, éventuellement, de modification, car il n'est pas sain que la structure et la logique initiale du dispositif soient profondément modifiées au moyen de dérogations successives, à chaque fois que se présente une nouvelle difficulté.

4 - La durée de fonctionnement des centrales est une variable stratégique

La durée de fonctionnement des centrales fait l'objet d'un examen décennal au cas pas cas par l'ASN, chargée de prendre les décisions sur ce sujet. Aujourd'hui, seules deux tranches (Tricastin 1 et Fessenheim 1) ont reçu l'autorisation de 10 années d'exploitation supplémentaires après leur 3èmes visites décennales, sous réserve que des investissements significatifs soient réalisés.

Dans les comptes d'EDF, la durée de fonctionnement prise en compte depuis 2003, car considérée comme « la plus probable » au sens des normes IFRS, est de 40 ans.

La Cour constate que d'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de fonctionnement de 40 ans et que 22 réacteurs sur 58, représentant environ 30 % de la puissance nette du parc (18 210 MW), atteindront leur quarantième année de fonctionnement d'ici 2022. Si l'on fait l'hypothèse d'une durée de fonctionnement qui serait limitée à 40 ans, il faudrait donc, dans l'hypothèse où l'on voudrait maintenir la production électronucléaire à son niveau actuel, construire 6 ou 7 EPR d'ici la fin 2020, et 11 d'ici la fin 2022.

Ce constat conduit la Cour à faire les recommandations suivantes :

- au-delà du fait que la « programmation pluriannuelle des investissements » (PPI) de production d'électricité pour la période 2009-2012, indique « *privilégier un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire* », les conséquences stratégiques de cette situation devraient 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 ;
- les conséquences financières de cette situation devraient également être clairement identifiées, en fonction des choix stratégiques. En l'occurrence, le montant des investissements nécessaires au maintien en fonctionnement des centrales, avec un « bon » niveau de production doit être chiffré, en y intégrant les conséquences des décisions de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima. Cela représente, pour EDF, un programme d'investissements de maintenance de plus de 50 Md€ d'ici 2025, soit un doublement du rythme d'investissements de maintenance actuels, sans donner toutefois l'assurance d'une prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs puisqu'il dépend de l'avis de l'ASN qui fera sans doute un examen attentif des cuves et des enceintes, *a priori* non remplaçables ;
- si on envisage le remplacement d'une partie du parc de réacteurs et *a fortiori* de sa totalité, il importe d'anticiper ces renouvellements et d'en définir le rythme, notamment pour des raisons d'organisation de la filière industrielle[230]. Au demeurant il semble difficile, sauf effort tout à fait exceptionnel ou baisse majeure peu probable de la consommation électrique, que les investissements énergétiques de remplacement ou de substitution du parc actuel, quel que soit le dispositif choisi (économies d'énergie, autres sources d'énergie, nouveau réacteur nucléaire), puissent être réalisés dans un délai n'imposant pas une prolongation de tout ou partie du parc actuel au-delà de quarante ans ;

[230] On peut aussi considérer qu'une « démographie déséquilibrée » du parc de réacteurs est un facteur d'aggravation des risques, par exemple en cas d'apparition d'un défaut systémique lié au vieillissement du parc.

– quelles que soient les réponses données à ces questions dans l'avenir, la Cour relève qu'à court et moyen termes des dépenses importantes d'investissements sont prévisibles tant en matière de maintenance que de construction de moyens de production de remplacement, sans oublier les 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.

5 - Un besoin de maintenir la transparence sur les chiffrages 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 développées et 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 à la suite de 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, montre que les coûts ne sont certainement pas les seules variables à prendre en compte dans les décisions en matière de production électronucléaire.

ANNEXES

Annexe 1 : Lettre du Premier ministre du 17 mai 2011

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Le Premier Ministre

Paris, le 17 mai 2011

Monsieur le Premier Président,

En optant pour l'indépendance énergétique en matière électrique dès le premier choc pétrolier en 1973, la France a engagé très tôt le développement d'un parc nucléaire qui fait d'elle un des acteurs majeurs de l'industrie nucléaire internationale.

Au fil des années, et à la lumière de l'expérience acquise après chaque incident ou accident survenu dans le monde, la France a mis en place une stratégie de démantèlement toujours plus élaborée . C'est le sens de la loi n°91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs puis de la loi n°2006-736 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Le choix du nucléaire emporte des responsabilités que l'Etat doit assumer avec une grande rigueur.

Dans le même esprit, j'ai voulu que toutes les conséquences soient tirées sur la sûreté de nos installations de la catastrophe qui a frappé le Japon au mois de mars dernier. J'ai confié à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le soin de conduire un audit sur l'ensemble de nos installations nucléaires dont les premières conclusions seront rendues avant la fin de l'année.

Il m'apparaît tout aussi important que soient également pris en compte, à leur bon niveau, les coûts liés au démantèlement des installations nucléaires, au recyclage des combustibles usés, au stockage des déchets, à la recherche et développement ou au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

La Cour des comptes a déjà mené en 2005 des travaux sur ce sujet, rassemblés dans un rapport public sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs. À quelques semaines du cinquième anniversaire de la loi du 28 juin 2006, et comme le Président de la République en a exprimé récemment la nécessité, je souhaite que ces travaux puissent faire l'objet d'une actualisation approfondie.

.../...

Monsieur Didier MIGAUD
Premier Président de la Cour des comptes
13 rue Cambon
75100 PARIS

Hôtel de Matignon - 57, rue de Varenne - 75007 PARIS - Tél. : 01 42 75 80 00

Aussi, en application de l'article 47-2 de la Constitution, je sollicite votre concours pour que vous puissiez assister le Gouvernement en expertisant les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations et à l'assurance des sites.

Vos travaux porteront notamment sur la mise en œuvre des dispositions de la loi du 28 juin 2006 qui prévoient que les exploitants d'installations nucléaires évaluent les charges afférentes au démantèlement et à la gestion des déchets. Vous vous prononcerez quant à la bonne prise en compte des charges de long terme.

Vous pourrez vous appuyer sur l'examen des comptes de l'ensemble des exploitants notamment EDF, le CEA et Areva ainsi que de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et de l'ensemble des rapports réalisés par les exploitants nucléaires en application de la loi du 28 juin 2006.

Vous veillerez à expertiser les données que vous fourniront les opérateurs du secteur nucléaire civil et à recueillir les questionnements pertinents, émanant d'économistes comme d'associations de protection de l'environnement.

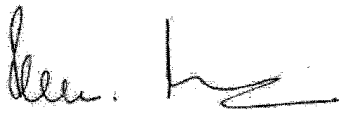
Votre rapport tiendra également compte des objectifs généraux concernant la mise en service de nouveaux réacteurs et la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans, tels qu'ils sont exprimés dans la programmation pluriannuelle des investissements.

Pour accomplir cette mission, vous pourrez tirer parti des travaux menés par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) et notamment du rapport de janvier 2011 sur l'évaluation du plan national triennal de gestion des matières et déchets radioactifs.

J'attache la plus haute importance à ce que cette démarche soit effectuée de manière ouverte et transparente : le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) pourra y contribuer utilement selon les modalités que vous estimerez les plus pertinentes.

Je souhaite pouvoir disposer de votre rapport avant le 31 janvier 2012.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier Président, à l'assurance de toute ma considération.



François FILLON

Annexe 2 : Lettre du Premier président du 8 juin 2011

Le Premier Président
de la
Cour des Comptes

Paris, le - 8 JUIN 20

№ - 3434

COPIE

Monsieur le Premier Ministre,

Par lettre en date du 17 mai 2011, vous avez demandé à la Cour des comptes la réalisation d'une enquête sur les coûts de la filière nucléaire, en application de l'article 47-2 de la Constitution.

Au regard de l'intérêt majeur présenté par le sujet, j'ai décidé de l'inscrire à notre programme de travail et j'ai arrêté les dispositions d'organisation interne, propres à en assurer la réalisation la plus efficace possible dans le cadre des procédures habituelles de la Cour des comptes. Une formation réunissant les représentants de toutes les chambres concernées de la Cour des comptes est mise en place. Un comité d'experts indépendants l'assistera. Il sera procédé aux auditions les plus larges. Les travaux, qui seront achevés au 31 janvier 2012, donneront lieu à publication comme cela a été le cas pour le rapport comparant les fiscalités française et allemande.

Ainsi, la Cour des comptes examinera pour l'exercice 2010 cinq thématiques principales :

- la structure et la mesure des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire sur le territoire national appréciés aux conditions économiques 2010,
- l'évaluation des charges futures liées au démantèlement des centrales actuellement en activité,
- l'évaluation des charges futures de la gestion durable des déchets nucléaires,
- l'estimation du coût global de prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans,
- les dépenses actuelles de recherche et développement conduites par les opérateurs publics.

Outre les coûts directs de production, seront également prises en compte les dépenses imputables au contrôle de la sécurité et de la sûreté du fonctionnement du parc électronucléaire.

L'ensemble de ces coûts sera apprécié dans le contexte actuel du « cycle fermé », c'est-à-dire selon le principe du retraitement du combustible usé, de même que dans le cadre des prescriptions actuelles de sûreté de l'Autorité compétente, sans préjuger des conclusions à venir de l'audit en cours des centrales.

Cette enquête tiendra compte des objectifs généraux exprimés dans la dernière programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, liés à la mise en service de deux réacteurs nucléaires de type EPR (Flamanville et Penly).

La Cour des comptes examinera, conformément aux dispositions de la loi n° 2006-736 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, la bonne adéquation entre le provisionnement des charges futures de long terme et l'évaluation des coûts qui en sont à l'origine, ainsi que, le cas échéant, de leur couverture par des actifs dédiés.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier Ministre, en l'assurance de ma haute considération.

Bien cordialement.

Didier MIGAUD

Annexe 3 : Composition du groupe d'experts

Jean-Michel Charpin : membre de l'Académie des technologies, ancien commissaire au Plan, ancien président de l'Association française de science économique ; inspecteur général des finances

Roland Desbordes : président de la CRIIRAD (commission de recherche et d'information indépendantes sur la radioactivité CRIIRAD)

Christian Gollier : économiste directeur de la Fondation Jean-Jacques Laffont – Toulouse Sciences Economiques, membre du Laboratoire d'économie des ressources naturelles (LERNA) et directeur de recherche à l'Institut d'économie industrielle (IDEI) à Toulouse.

François Jacq : ancien de la DGEMP ; ancien DG de l'ANDRA ; PDG de Météo France

Jean-Pierre Lamoure : président de Solétanche Freyssinet (filiale de Vinci) ; membre de la commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF)

Claude Mandil : ancien directeur général de l'énergie des matières premières (DGEMP) ; ancien directeur général de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)

Jean-Paul Minon : directeur général de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF, équivalent de l'ANDRA en Belgique)

Jacques Percebois : professeur en économie et droit de l'énergie (CREDEN) à Montpellier

Pierre Radanne : ancien président de l'ADEME ; président de 4D ; consultant énergie

William Ramsay : ancien de l'AIE ; directeur du programme énergie de l'IFRI

Michel Spiro : physicien, ancien chef de l'IN2P3, président du conseil du CERN ; membre du comité scientifique de l'ASN

Virginie Schwarz : directrice exécutive en charge des programmes de l'ADEME, notamment en charge de l'énergie

Annexe 4 : Liste des auditions

Auditions	Date
ONG : Fondation pour la nature et l'homme (FNH) WWF Ecologie sans frontière	1er juillet 2011
ONG : France nature environnement (FNE) Greenpeace Réseau Sortir du nucléaire la CRIIRAD	7 juillet 2011
DGEC (MM. Chevet et Abadie)	07 juillet 2011 10 janvier 2012
ASN (M. Lacoste)	07 juillet 2011 10 janvier 2012
IRSN (M. Répussard)	07 juillet 2011
CEA (M. Bigot)	21 juillet 2011 11 janvier 2012
EDF (M. Proglio)	21 juillet 2011 11 janvier 2012
OPECST (M. Birraux)	27 juillet 2011
CRE (M. de Ladoucette)	8 septembre 2011
Organisations syndicales : CGT CFDT FO	16 septembre 2011
ANDRA (M. Gonnot et Mme Dupuis)	23 septembre 2011
AREVA (M. Oursel)	26 septembre 2011 13 janvier 2012

Annexe 5 : Indice des prix du produit intérieur brut

Afin d'exprimer certains montants passés aux conditions économiques de 2010, la Cour a utilisé l'indice de prix du produit intérieur brut (indice INSEE 1.103p), qui permet de calculer les coefficients multiplicateurs suivants.

1950	18,616	**1970**	6,313	**1990**	1,376
1951	15,608	**1971**	5,962	**1991**	1,340
1952	13,794	**1972**	5,577	**1992**	1,315
1953	13,756	**1973**	5,177	**1993**	1,292
1954	13,682	**1974**	4,650	**1994**	1,278
1955	13,412	**1975**	4,092	**1995**	1,262
1956	12,767	**1976**	3,692	**1996**	1,244
1957	11,930	**1977**	3,392	**1997**	1,233
1958	10,598	**1978**	3,105	**1998**	1,220
1959	9,970	**1979**	2,816	**1999**	1,218
1960	9,711	**1980**	2,526	**2000**	1,199
1961	9,408	**1981**	2,262	**2001**	1,176
1962	8,969	**1982**	2,018	**2002**	1,150
1963	8,497	**1983**	1,839	**2003**	1,128
1964	8,156	**1984**	1,717	**2004**	1,109
1965	7,916	**1985**	1,629	**2005**	1,088
1966	7,685	**1986**	1,548	**2006**	1,065
1967	7,458	**1987**	1,510	**2007**	1,039
1968	7,142	**1988**	1,462	**2008**	1,013
1969	6,653	**1989**	1,414	**2009**	1,008
				2010	1

Source : Comptes nationaux - Base 2005, Insee

Lecture : un euro dépensé en 1979 (soit 6,56 francs de 1979) est équivalent à 2,816 euros de 2010.

Annexe 6 : La production du parc nucléaire actuel.

Unités : TWh

1977	1,0		**1991**	309,9	**2005**	429,2
1978	12,8		**1992**	319,3	**2006**	428,1
1979	21,7		**1993**	348,5	**2007**	418,0
1980	33,2		**1994**	340,2	**2008**	417,6
1981	57,4		**1995**	358,3	**2009**	389,8
1982	89,5		**1996**	374,8	**2010**	407,9
1983	120,3		**1997**	376,0		
1984	160,7		**1998**	368,1		
1985	197,3		**1999**	375,0		
1986	221,4		**2000**	395,0		
1987	239,6		**2001**	401,3		
1988	246,0		**2002**	416,5		
1989	278,9		**2003**	420,7		
1990	289,9		**2004**	427,1		

Source : EDF

Moyenne annuelle sur la production constatée de 1977 à 2010 : 388 TWh.

Unité de puissance électrique	Unité de production électrique
1 TW = 1 000 GW	1 TWh = 1 000 GWh
1 GW = 1 000 MW	1 GWh = 1 000 MWh
1 MW = 1 000 kW	1 MWh = 1 000 kWh
1 kW = 1 000 W	1 kWh = 1 000 Wh

Equivalence : 1€ / MWh = 0,1c€ / kWh

Annexe 7 : principales dispositions législatives et réglementaires

Disposition pertinentes de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN)

Article 1 (définitions)

I. - La **sécurité** nucléaire comprend la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention et la lutte contre les actes de malveillance, ainsi que les actions de sécurité civile en cas d'accident.

La **sûreté** nucléaire est l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

La **radioprotection** est la protection contre les rayonnements ionisants, c'est-à-dire l'ensemble des règles, des procédures et des moyens de prévention et de surveillance visant à empêcher ou à réduire les effets nocifs des rayonnements ionisants produits sur les personnes, directement ou indirectement, y compris par les atteintes portées à l'environnement.

La **transparence** en matière nucléaire est l'ensemble des dispositions prises pour garantir le droit du public à une information fiable et accessible en matière de sécurité nucléaire.

Article 2 (principe de participation et principe pollueur-payeur)

II.-En application du principe de participation et du principe pollueur-payeur, les personnes exerçant des activités nucléaires doivent en particulier respecter les règles suivantes :

1° **Toute personne a le droit**, dans les conditions définies par la présente loi et les décrets pris pour son application, **d'être informée** sur les risques liés aux activités nucléaires et leur impact sur la santé et la sécurité des personnes ainsi que sur l'environnement, et sur les rejets d'effluents des installations ;

2° **Les responsables de ces activités supportent le coût** des mesures de prévention, et notamment d'analyses, ainsi que des mesures de réduction des risques et des rejets d'effluents que prescrit l'autorité administrative en application de la présente loi.

Article 4 (missions de l'ASN)

L'Autorité de sûreté nucléaire, autorité administrative indépendante, participe au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et à l'information du public dans ces domaines. A ce titre :

1° L'Autorité de sûreté nucléaire est consultée sur les projets de décret et d'arrêté ministériel de nature réglementaire relatifs à la sécurité nucléaire.
Elle peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, à l'exception de ceux ayant trait à la médecine du travail. [...]

2° L'Autorité de sûreté nucléaire assure le contrôle du respect des règles générales et des prescriptions particulières en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection auxquelles sont soumis les installations nucléaires de base [...], les transports de substances radioactives ainsi que les activités mentionnées à l'article L. 1333-1 du code de la santé publique et les personnes mentionnées à l'article L. 1333-10 du même code.

L'autorité organise une veille permanente en matière de radioprotection sur le territoire national. [...]

3° L'Autorité de sûreté nucléaire participe à l'information du public dans les domaines de sa compétence ;

4° L'Autorité de sûreté nucléaire est associée à la gestion des situations d'urgence radiologique résultant d'événements de nature à porter atteinte à la santé des personnes et à l'environnement par exposition aux rayonnements ionisants et survenant en France ou susceptibles d'affecter le territoire français. [...]

5° En cas d'incident ou d'accident concernant une activité nucléaire, l'Autorité de sûreté nucléaire peut procéder à une enquête technique [...]

Article 18 (droit à l'information - rôle de l'Etat)

L'Etat est responsable de l'information du public sur les modalités et les résultats du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Il fournit au public une information sur les conséquences, sur le territoire national, des activités nucléaires exercées hors de celui-ci, notamment en cas d'incident ou d'accident.

Article 19 (droit à l'information - rôle des exploitants)

I.-Toute personne a le droit d'obtenir, auprès de l'exploitant d'une installation nucléaire de base ou, lorsque les quantités en sont supérieures à des seuils prévus par décret, du responsable d'un transport de substances radioactives ou du détenteur de telles substances, les informations détenues, qu'elles aient été reçues ou établies par eux, sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants pouvant résulter de cette activité et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou expositions, dans les conditions définies aux articles L. 124-1 à L. 124-6 du code de l'environnement.

Article 22 (les CLI)

I.-Auprès de tout site comprenant une ou plusieurs installations nucléaires de base telles que définies à l'article 28 est instituée une commission locale d'information chargée d'une mission générale de suivi, d'information et de concertation en matière de sûreté nucléaire, de radioprotection et d'impact des activités nucléaires sur les personnes et l'environnement pour ce qui concerne les installations du site. La commission locale d'information assure une large diffusion des résultats de ses travaux sous une forme accessible au plus grand nombre. [...]

Article 24 (le HCTISN)

Le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire est une instance d'information, de concertation et de débat sur les risques liés aux activités nucléaires et l'impact de ces activités sur la santé des personnes, sur l'environnement et sur la sécurité nucléaire. A ce titre, il peut émettre un avis sur toute question dans ces domaines, ainsi que sur les contrôles et l'information qui s'y rapportent. [...]

Article 29 (règles applicables aux INB)

I. - La **création** d'une installation nucléaire de base est soumise à autorisation. Cette **autorisation ne peut être délivrée que si**, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment, l'exploitant démontre que les dispositions techniques ou d'organisation prises ou envisagées aux stades de la conception, de la construction et de l'exploitation ainsi que les principes généraux proposés pour le démantèlement ou, pour les installations de stockage de déchets radioactifs, pour leur entretien et leur surveillance après leur arrêt définitif selon les modalités définies au VI, sont de nature à prévenir ou à limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28. L'autorisation prend en compte les capacités techniques et financières de l'exploitant qui doivent lui permettre de conduire son projet

dans le respect de ces intérêts, en particulier pour couvrir les dépenses de démantèlement de l'installation et de remise en état, de surveillance et d'entretien de son lieu d'implantation ou, pour les installations de stockage de déchets radioactifs, pour couvrir les dépenses d'arrêt définitif, d'entretien et de surveillance.

L'autorisation est délivrée par décret pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire et après enquête publique réalisée conformément au chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement. Ce décret détermine les caractéristiques et le périmètre de l'installation et fixe le délai dans lequel celle-ci doit être mise en service.

Pour l'application du décret d'autorisation, l'Autorité de sûreté nucléaire définit, dans le respect des règles générales prévues à l'article 30, les prescriptions relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation de l'installation qu'elle estime nécessaires à la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28. […]

L'Autorité de sûreté nucléaire autorise la mise en service de l'installation, dans les conditions définies par le décret prévu à l'article 36, et prononce les décisions individuelles prévues par la réglementation des équipements sous pression mentionnés au 2° de l'article 4.

Pendant l'instruction d'une demande d'autorisation, l'Autorité de sûreté nucléaire peut prendre des mesures provisoires nécessaires à la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28.[…]

III. - L'exploitant d'une installation nucléaire de base **procède périodiquement au réexamen de la sûreté** de son installation en prenant en compte les meilleures pratiques internationales. Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. […] **Les réexamens de sûreté ont lieu tous les dix ans.** Toutefois, le décret d'autorisation peut fixer une périodicité différente si les particularités de l'installation le justifient.

IV. - S'il apparaît qu'une installation nucléaire de base présente des risques graves pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, les ministres chargés de la sûreté nucléaire peuvent, par arrêté, prononcer **la suspension de son fonctionnement** pendant le délai nécessaire à la mise en œuvre des mesures propres à faire disparaître ces risques graves. […]

En cas de risques graves et imminents, l'Autorité de sûreté nucléaire suspend, si nécessaire, à titre provisoire et conservatoire, le fonctionnement de l'installation. Elle en informe sans délai les ministres chargés de la sûreté nucléaire.

V. - **La mise à l'arrêt définitif et le démantèlement** d'une installation nucléaire de base sont subordonnés à une autorisation préalable. La demande d'autorisation comporte les dispositions relatives aux conditions de mise à l'arrêt, aux modalités de démantèlement et de gestion des déchets, ainsi qu'à la surveillance et à l'entretien ultérieur du lieu d'implantation de l'installation permettant, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment et des prévisions d'utilisation ultérieure du site, de prévenir ou de limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28.

L'autorisation est délivrée par décret pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire et après enquête publique réalisée conformément aux dispositions du chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement. Ce décret fixe les caractéristiques du démantèlement, le délai de réalisation du démantèlement et les types d'opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Pour l'application du décret d'autorisation, l'Autorité de sûreté nucléaire définit, dans le respect des règles générales prévues à l'article 30, les prescriptions relatives au démantèlement nécessaires à la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28. […]

VI. - L'arrêt définitif et le passage en phase de surveillance d'une **installation de stockage de déchets radioactifs** sont subordonnés à une autorisation. La demande d'autorisation comporte les dispositions relatives à l'arrêt définitif ainsi qu'à l'entretien et à la surveillance du site permettant, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment, de prévenir ou de limiter de manière suffisante les risques ou inconvénients pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28.[…]

VIII. - Lorsqu'une installation nucléaire de base a été démantelée conformément aux dispositions définies au V, ou est passée en phase de surveillance conformément aux dispositions définies au VI, et qu'elle ne nécessite plus la mise en oeuvre des dispositions prévues au présent titre, l'Autorité de sûreté nucléaire soumet à l'homologation des ministres chargés de la sûreté nucléaire une décision portant **déclassement de l'installation.**

IX. - En cas de menace pour les intérêts mentionnés au I de l'article 28, l'Autorité de sûreté nucléaire peut à tout moment prescrire les évaluations et la mise en œuvre des dispositions rendues nécessaires. Sauf cas d'urgence, l'exploitant est mis à même de présenter ses observations. […]

Dispositions du code de l'environnement issues de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

Art. L. 542-1 (principes : santé et sécurité, responsabilité, équité intergénérationnelle)
La gestion durable des matières et des déchets radioactifs de toute nature, résultant notamment de l'exploitation ou du démantèlement d'installations utilisant des sources ou des matières radioactives, est assurée dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement.

La recherche et la mise en œuvre des moyens nécessaires à la mise en sécurité définitive des déchets radioactifs sont entreprises afin de prévenir ou de limiter les charges qui seront supportées par les générations futures.

Les producteurs de combustibles usés et de déchets radioactifs sont responsables de ces substances, sans préjudice de la responsabilité de leurs détenteurs en tant que responsables d'activités nucléaires.

Art. L. 542-1-1 (définitions)
[…]

Une substance radioactive est une substance qui contient des radionucléides, naturels ou artificiels, dont l'activité ou la concentration justifie un contrôle de radioprotection.

Une matière radioactive est une substance radioactive pour laquelle une utilisation ultérieure est prévue ou envisagée, le cas échéant après traitement. […]

Les déchets radioactifs sont des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ou envisagée.

Les déchets radioactifs ultimes sont des déchets radioactifs qui ne peuvent plus être traités dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de leur part valorisable ou par réduction de leur caractère polluant ou dangereux. […]

Le stockage de déchets radioactifs est l'opération consistant à placer ces substances dans une installation spécialement aménagée pour les conserver de façon potentiellement définitive dans le respect des principes énoncés à l'article L. 542-1. […]

Art. L. 542-2 (interdiction du stockage de déchets étrangers)
Est interdit le stockage en France de déchets radioactifs en provenance de l'étranger ainsi que celui des déchets radioactifs issus du traitement de combustibles usés et de déchets radioactifs provenant de l'étranger.

Art. L. 542-10-1 (centre de stockage en couche géologique profonde, autorisation, débat public, réversibilité)
Un centre de stockage en couche géologique profonde de déchets radioactifs est une installation nucléaire de base.

- le Gouvernement présente […] un projet de loi fixant les conditions de réversibilité. Après promulgation de cette loi, l'autorisation de création du centre peut être délivrée par décret en Conseil d'Etat, pris après enquête publique ;

- l'autorisation de création d'un centre de stockage en couche géologique profonde de déchets radioactifs ne garantissant pas la réversibilité de ce centre dans les conditions prévues par cette loi ne peut être délivrée. […]

L. 542-12 (rôle de l'ANDRA)
[L'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs, établissement public industriel et commercial, est chargée des opérations de gestion à long terme des déchets radioactifs, et notamment :] […]

1° d'établir, de mettre à jour tous les trois ans et de publier l'inventaire des matières et déchets radioactifs présents en France ainsi que leur localisation sur le territoire national, les déchets visés à l'article L. 542-2-1 étant listés par pays ;

2° de réaliser ou faire réaliser, conformément au plan national prévu à l'article L. 542-1-2, des recherches et études sur l'entreposage et le stockage en couche géologique profonde et d'assurer leur coordination ;

3° de contribuer, dans les conditions définies à l'avant-dernier alinéa du présent article, à l'évaluation des coûts afférents à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et de moyenne activité à vie longue, selon leur nature ;

4° de prévoir, dans le respect des règles de sûreté nucléaire, les spécifications pour le stockage des déchets radioactifs et de donner aux autorités administratives compétentes un avis sur les spécifications pour le conditionnement des déchets ;

5° de concevoir, d'implanter, de réaliser et d'assurer la gestion de centres d'entreposage ou des centres de stockage de déchets radioactifs compte tenu des perspectives à long terme de production et de gestion de ces déchets ainsi que d'effectuer à ces fins toutes les études nécessaires ; […]

L'agence propose au ministre chargé de l'énergie une évaluation des coûts afférents à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et de moyenne activité à vie longue selon leur nature. Après avoir recueilli les observations des redevables des taxes additionnelles [à la taxe INB] et l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, le ministre chargé de l'énergie arrête l'évaluation de ces coûts et la rend publique. […]

Dispositions pertinentes de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

Article 20 (évaluation des charges, provisions, actualisation, rapport, actifs dédiés, CNEF)

I. - Les exploitants d'installations nucléaires de base évaluent, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ou, pour leurs installations de stockage de déchets radioactifs, leurs charges d'arrêt définitif, d'entretien et de surveillance. Ils évaluent de la même manière, en prenant notamment en compte l'évaluation fixée en application de l'article L. 542-12 du code de l'environnement, les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs.

II. - Les exploitants d'installations nucléaires de base constituent les provisions afférentes aux charges mentionnées au I et affectent à titre exclusif à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires.

Ils comptabilisent de façon distincte ces actifs qui doivent présenter un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet. Leur valeur de réalisation est au moins égale au montant des provisions mentionnées au premier alinéa du présent II, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation.

A l'exception de l'Etat dans l'exercice des pouvoirs dont il dispose pour faire respecter par les exploitants leurs obligations de démantèlement de leurs installations et de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, nul ne peut se prévaloir d'un droit sur les actifs mentionnés au premier alinéa du présent II, y compris sur le fondement du livre VI du code de commerce.

III. - Les exploitants transmettent tous les trois ans à l'autorité administrative un rapport décrivant l'évaluation des charges mentionnées au I, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions. Ils transmettent tous les ans à l'autorité administrative une note d'actualisation de ce rapport et l'informent sans délai de tout événement de nature à en modifier le contenu. Ils communiquent à sa demande à l'autorité administrative copie de tous documents comptables ou pièces justificatives.

[…]

Les exploitants mettent en œuvre le plan de constitution d'actifs au plus tard dans un délai de cinq ans à compter de la publication de la présente loi.

A titre dérogatoire, un report de cinq ans pour la mise en œuvre du plan de constitution des actifs définis au II est accordé à un exploitant nucléaire si les deux conditions suivantes sont remplies :

1° Les charges mentionnées au I, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants sur la période allant de la date de publication de la présente loi à 2030 sont inférieures à 10 % de l'ensemble des charges mentionnées au même I, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants ;

2° Au moins 75 % des provisions mentionnées au premier alinéa du II, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, sont couvertes au 29 juin 2011 par des actifs mentionnés à ce même II.

IV. - Il est créé une commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

La commission évalue le contrôle de l'adéquation des provisions prévues au II aux charges mentionnées au I et de la gestion des actifs visés au II ainsi que la gestion des fonds mentionnés aux articles L. 542-12-1 et L. 542-12-2 du code de l'environnement.

Elle peut, à tout moment, adresser au Parlement et au Gouvernement des avis sur les questions relevant de sa compétence. Ses avis peuvent être rendus publics. Elle remet […], tous les trois ans, un rapport présentant l'évaluation mentionnée à l'alinéa précédent. Ce rapport est rendu public.

La commission est composée :

1° Des présidents des commissions de l'Assemblée nationale et du Sénat compétentes en matière d'énergie ou chargées des finances, ou de leur représentant ;

2° De quatre personnalités qualifiées désignées à parité par l'Assemblée nationale et par le Sénat ;

3° De quatre personnalités qualifiées désignées par le Gouvernement.

Les personnalités qualifiées sont désignées pour six ans.[…]

Décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (version consolidée)

Article 2 (catégories de charges et méthodes d'évaluation, définition du cycle d'exploitation)
I. - Les exploitants évaluent les charges mentionnées au I de l'article 20 de la loi du 28 juin 2006 susvisée selon les cinq catégories suivantes :

1° les charges de démantèlement des installations nucléaires de base, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ;

2° les charges de gestion de leurs combustibles usés, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ;

3° les charges de reprise et de conditionnement de leurs déchets anciens, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ;

4° les charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ;

5° les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Ces charges font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

II. - L'évaluation de ces charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur :

1° une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération ;

2° sur cette base, le choix prudent d'une stratégie de référence ;

3° la prise en compte des incertitudes techniques résiduelles au sein de la stratégie de référence retenue ;

4° la prise en compte des aléas de réalisation ;

5° la prise en compte du retour d'expérience, notamment pour les opérations en cours en réalisation.

III. - Le cycle d'exploitation mentionné au deuxième alinéa du II de l'article 20 de la loi du 28 juin 2006 susvisée fait référence à des installations industrielles construites ou en construction. La nomenclature mentionnée au dernier alinéa du I détermine les charges afférentes aux provisions liées au cycle d'exploitation susmentionné.

Article 3 (taux d'actualisation)
Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul du montant des provisions mentionnées au premier alinéa du II de l'article 20 de la loi du 28 juin 2006 susvisée est déterminé par l'exploitant dans le respect des normes comptables applicables.

Ce taux d'actualisation ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture, gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet.

Ce taux d'actualisation ne peut en outre excéder un plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, compatible avec les normes comptables applicables.

L'exploitant retient, pour la détermination du taux d'actualisation mentionné au premier alinéa et pour l'évaluation du taux de rendement mentionné au deuxième alinéa, une méthode précise et pérenne.

Article 4 (actifs de couverture)
[…]

III. - Sont toutefois, exclues des actifs de couverture, sans préjudice des dispositions du 3° du II, les valeurs émises par l'exploitant ou par une entreprise appartenant au même groupe que l'exploitant, ainsi que celles émises par une entreprise dans laquelle l'exploitant ou une entreprise appartenant au même groupe que l'exploitant détient une participation au sens de l'article 20 du décret n° 83-1020 du 29 novembre 1983 pris en application de la loi n° 83-353 du 30 avril 1983 et relatif aux obligations comptables des commerçants, à l'exception des parts et actions d'organismes de placement collectif en valeurs mobilières.

Par dérogation à l'alinéa précédent :

a) lorsque l'exploitant a affecté au 31 décembre 2005 de telles valeurs à la couverture des provisions mentionnées à l'article 3, l'autorité administrative peut décider, sur demande de l'exploitant, l'admissibilité de ce type de valeurs, dans une proportion qu'elle détermine. Cette autorisation peut conduire à déroger aux dispositions prévues au II de l'article 5, sous réserve de s'assurer que la liquidité de l'ensemble des actifs de couverture permette de couvrir les besoins de décaissements de l'exploitant ;

b) l'autorité administrative peut décider, sur demande de l'exploitant, l'admissibilité des actifs relevant du 5° du II du présent article, dans une proportion qu'elle détermine, sans préjudice des dispositions de l'article 5 du présent décret.

Sont également exclus des actifs de couverture les biens fonciers affectés à l'usage de l'exploitant ou d'une entreprise appartenant au même groupe que l'exploitant.

Arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Article 1 (notion de combustible usé recyclable)
Au sens du présent arrêté, on entend par :

[…]

2° "Combustible usé recyclable dans les installations industrielles construites et en construction" : combustible usé pouvant être traité dans une installation industrielle construite ou en construction et autorisée à cette fin et dont il est prévu que le plutonium issu de ces opérations de traitement soit recyclé dans des installations industrielles construites ou en construction, disposant des autorisations nécessaires. Pour ces différentes installations, l'exploitant tient compte dans ses prévisions de leur durée de fonctionnement résiduelle envisagée ; […]

Article 3 (encadrement du taux d'actualisation)
La valeur nominale du plafond mentionné au troisième alinéa de l'article 3 du décret du 23 février 2007 susvisé est égale à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée de 1 point.

Annexe (simplifiée)

1. Charges de démantèlement des INB, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.	1.1. Transverses (structures dédiées de l'exploitant pour organiser le démantèlement de ses installations, frais d'études, inventaires physiques et radiologiques...). 1.2. Charges d'investissement et d'aménagements spécifiques. 1.3. Charges d'exploitation : A) opérations visant au déclassement de l'installation : mise a l'arrêt définitif, démantèlement et assainissement, y compris gestion des déchets (conditionnement sur site des déchets et leur entreposage, s'il y a lieu) ; B) surveillance du site si ce poste est individualisé. 1.4. Autres charges. 1.5. Quote-part des charges de démantèlement revenant a l'exploitant concerné et relatives à des installations exploitées par un tiers.	Cette catégorie ne comprend pas de charges « liées au cycle d'exploitation » au sens du ii de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Pour les catégories 1.1 à 1.4, est précisée la quote-part des charges à mettre en œuvre par l'exploitant et revenant a un tiers. Les charges mentionnées au 1.5 ne donnent pas lieu à constitution d'actifs par l'exploitant.
2. Charges de gestion des combustibles usés, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.	2.1. Charges de gestion des combustibles usés recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction : A) entreposage dans une installation de l'exploitant ; B) transport vers l'installation de traitement ; C) entreposage sur site avant traitement ; D) traitement ; E) entreposage des colis de déchets ultimes sur site après traitement. 2.2. Charges relatives aux autres combustibles usés.	Les charges mentionnées au 2.1 sont « liées au cycle d'exploitation ».
3. Charges de reprise et conditionnement des déchets anciens, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.	3.1. Opérations de reprise et conditionnement de déchets entreposés dans une installation de l'exploitant concerne : A) reprise et conditionnement ; B) entreposage. 3.2. Autres. 3.3. Quote-part des opérations de reprise et conditionnement de déchets de l'exploitant répertoriées dans l'inventaire déclaré au titre d'installations exploitées par des tiers.	Cette catégorie ne comprend pas de charges « liées au cycle d'exploitation ». Ne sont répertoriées au 3.1 que les charges de gestion de déchets donnant lieu à provision. Les charges mentionnées au 3.3 ne donnent pas lieu à constitution d'actifs.

4. Charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.	4.1. Charges de gestion a long terme des colis de déchets conditionnés répertoriés dans l'inventaire et correspondant aux : A) colis de déchets à produire, issus des opérations de cessation définitive d'exploitation, de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement décrites en 1, en précisant les charges : (i) s'il y a lieu, d'études et de recherches ; (ii) s'il y a lieu, de construction du centre de stockage ; (iii) d'évacuation vers le centre de stockage ; (iv) d'exploitation du centre de stockage ; (v) de fermeture du centre de stockage ; B) colis de déchets à produire, à partir des combustibles usés existants non actuellement traités décrits en 2, en précisant les charges : (i) … C) colis de déchets à produire, issus des opérations de reprise et conditionnement des déchets anciens décrites en 3, en précisant les charges : (i) … D) colis de déchets déjà produits, en précisant les charges : … 4.2. Autres, en précisant les charges : a) …	Cette catégorie ne comprend pas de charges « liées au cycle d'exploitation ». Les charges de gestion des déchets à vie courte résultant de l'exploitation des installations en service ne donnent pas lieu a provision et ne sont pas répertoriées au 4.
5. Charges de surveillance après fermeture	Charges de surveillance du stockage.	Cette catégorie ne comprend pas de charges « liées au cycle d'exploitation ».

Annexe 8 : La comptabilité analytique d'EDF

La comptabilité du groupe EDF est tenue en normes comptables internationales IFRS dans le système PGI (sous architecture SAP), interfacé avec le système de comptabilité analytique EDEN qui permet de ventiler les charges de la direction production ingénierie (DPI) d'EDF SA.

Le périmètre de l'activité de production nucléaire a été défini aux bornes de la direction production ingénierie (DPI), qui recouvre les divisions métiers suivantes :

- la division combustible nucléaire (DCN),
- la division ingénierie nucléaire (DIN),
- la division production nucléaire (DPN),
- la division appui industriel à la production (DAIP),
- la tête DPI (TDPI),
- la division production ingénierie thermique (DPIT)
- la division production ingénierie hydraulique (DPIH).

Les éléments communiqués par EDF indiquent que 84 % des charges imputées au métier nucléaire dans la comptabilité analytique le sont par imputation directe, s'agissant de divisions travaillant exclusivement au profit du nucléaire ou de charges imputées spécifiquement au métier nucléaire (via un système de feuille de temps pour les personnels). Les 16 % restant sont imputés de façon indirecte en utilisant des clés de répartition.

Les modalités pratiques de calcul du coût complet ont fait l'objet de « 45 fiches de décision », conduisant à la mise en place de près de « 130 règles de calcul ». Celles-ci sont validées par la direction gestion finance (DGF) et par la direction économie de la production et stratégie industrielle.

Modalités d'imputation des charges au métier nucléaire

Imputation directe au niveau des tranches nucléaires	38 %
Imputation directe au nucléaire concernant les communs de tranches	1 %
Imputation directe au niveau des centrales	27 %
Imputation directe au nucléaire au niveau national	18 %
Total imputation directe sans utilisation de clés de répartition	**84 %**
Imputation indirecte en utilisant des clés de répartition	16 %
Total	**100 %**

Source : EDF

Dans le cadre de l'enquête, il n'a pas été effectué d'audit des systèmes d'information d'EDF, mais la Cour estime que les données issues de la comptabilité analytique d'EDF présentent un degré de fiabilité suffisant pour être utilisées dans le cadre de ce rapport, pour les raisons suivantes :

- EDF a confié à Ernst & Young une mission de revue du calcul 2009 du coût courant économique (CCE), afin de vérifier notamment la traçabilité des données utilisées avec les systèmes comptables : cette mission a conclu à une traçabilité satisfaisante des données et a notamment relevé l'absence d'écart significatif entre la comptabilité générale et la comptabilité analytique ;
- la direction des risques et de l'audit du groupe EDF a réalisé au printemps 2011 une mission d'audit sur la chaîne de construction des coûts d'exploitation du métier nucléaire qui a notamment conclu que la chaîne de construction des données était globalement robuste et que les contrôles sur les données de coûts déversées dans la comptabilité analytique sont documentés ;
- EDF a fourni à la Cour un rapprochement entre la comptabilité générale et la comptabilité analytique pour les années 2008 à 2010.

Annexe 9 : Produit annuel de la redevance puis des taxes sur les installations nucléaires de base (INB) depuis 1998

Année	Montant annuel en M€
1998	87, 18
1999	89, 04
2000 (4)	128,10
2001	128,72
2002	128,72
2003 (3)	213,10
2004 (2)	345,87
2005	347,07
2006	358,68
2007	365,00
2008	365,10
2009	365,30
2010 (1)	584,42
2011	580,76

Source : ASN

(1) Prise en compte de la modification de l'article 43 de la loi de finances pour 2000 intervenue en application de l'article 3.8 de la LFI 2010 n° 2009-1673 du 30 décembre 2009 qui a porté à 3 583 390 € la valeur forfaitaire des réacteurs nucléaires de production qui s'établissait antérieurement à 2 118 914, 54 €.

(2) Prise en compte de la loi de finances rectificative pour 2003 (n° 2003-1312 du 30 décembre 2003) comportant deux mesures :
- remplacement de la catégorie « réacteurs nucléaires de production d'énergie (par tranche) » par la catégorie « réacteurs nucléaires de production d'énergie autres que ceux consacrés à titre principal à la recherche (par tranche) » dont le montant de l'imposition forfaitaire est fixé à 2 088 000 € ;
- création d'une catégorie « réacteurs nucléaires de production d'énergie consacrés à titre principal à la recherche » dont le montant de l'imposition forfaitaire est fixé à 1 180 000 € et le coefficient multiplicateur entre 1 et 4.

(3) Prise en compte de la modification de l'article 43 de la loi de finances pour 2000 en application de l'article 36 III de la LFI pour 2003 (n° 2002-1575 du 30 décembre 2002). Le montant de l'imposition forfaitaire relative aux réacteurs nucléaires de production est fixé à 1 180 000 €.

(4) Publication de l'article 43 de la loi de finances instituant les taxes INB.

Annexe 10 : Démantèlement : état final retenu par les exploitants

Extrait du rapport annuel 2010 de l'ASN – Chapitre 15. 1.2

« *À l'issue de son démantèlement, une installation nucléaire peut être déclassée. Elle est alors rayée de la liste des installations nucléaires de base et ne relève plus du régime des installations nucléaires de base (INB). L'exploitant doit fournir, à l'appui de sa demande de déclassement, un dossier démontrant que l'état final envisagé a bien été atteint et comprenant une description de l'état du site après démantèlement (analyse de l'état des sols, bâtiments ou équipements subsistants…). En fonction de l'état final atteint, des servitudes d'utilité publique peuvent être instituées. Celles-ci peuvent fixer un certain nombre de restrictions d'usage du site et des bâtiments (limitation à un usage industriel par exemple) ou de mesures de précaution (mesures radiologiques en cas d'affouillement, etc.). L'ASN peut conditionner le déclassement d'une installation nucléaire de base à la mise en place de telles servitudes.* »

La destination finale des sites retenue par les exploitants est précisée dans les rapports triennaux établis en application de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Pour **EDF**, « *une étude sanitaire globale conduit au déclassement associé à une servitude éventuelle. Après démolition des superstructures, les cavités restantes sous le niveau du sol sont comblées avec un remblai approprié. Dans la mesure du possible, les gravats non nucléaires issus de la démolition sont utilisés comme remblai après avoir été concassés. L'hypothèse de référence prise pour l'étude 2009*[231] *est celle d'une démolition des bâtiments incluant les radiers de l'ilot nucléaire et de la salle des machines. Le site est prévu d'être réutilisé pour un usage industriel* ».

[231] Etude d'évaluation des charges de démantèlement du parc de réacteurs en exploitation.

AREVA recherche :

« *- le recyclage / réutilisation des matériaux issus du démantèlement des zones à déchets conventionnels des installations; pour les matériaux issus des zones à déchets nucléaires, ce recyclage / cette réutilisation ne peut être envisagé(e) que dans le domaine nucléaire dans le respect de la réglementation en vigueur ;*

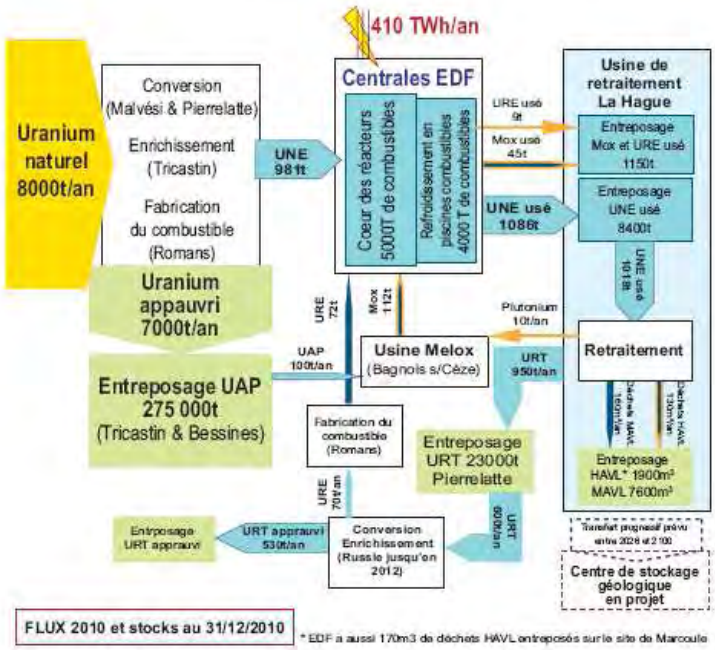
- la réutilisation de tout ou partie des bâtiments pour une activité industrielle pérenne, de nature nucléaire ou non, ou la reconversion des bâtiments et des sites à d'autres fins. »

Pour le **CEA**, *« le déclassement complet des INB à l'arrêt permet leur réutilisation éventuelle sans contrainte ni surveillance, ou leur démolition en déchets conventionnels. L'installation assainie ne comporte donc plus de zone à déchets nucléaires. Lorsque cet objectif présente des difficultés jugées trop élevées par le CEA, ou lorsque l'utilisation future de l'installation impose des contraintes nucléaires spécifiques, des situations intermédiaires peuvent être envisagées, servitudes associées à des points chauds localisés maintenus sous restriction d'accès, par exemple*.

Le critère de déclassement complet, dans la perspective de l'avenir à long terme du site libéré, est la dose annuelle susceptible d'être intégrée par les utilisateurs futurs du site. La radioactivité résiduelle laissée sur le site doit conduire pour ces utilisateurs à une dose annuelle maximale inférieure à l'exposition admise pour le public de 1 mSv/an, hors radioactivité naturelle.

En matière d'état radiologique, l'objectif visé est le déclassement radiologique des locaux et bâtiments. Ces derniers passent à un état de bâtiments banalisés caractérisés par une modification du zonage radiologique et une modification du zonage déchets de référence des bâtiments, avec passage des locaux en zone à déchets conventionnels, dans la mesure où la contamination est retirée et lorsqu'aucun point à risques ne subsiste. »

Annexe 11 : le cycle du combustible : flux et stocks en 2010



Source : Cour des comptes, exploitants

Annexe 12 : Le respect par les exploitants de la nomenclature des charges et provisions nucléaires

Dans leurs rapports « article 20 », les exploitants ne respectent pas toujours les catégories et sous-catégories de la nomenclature annexée à l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (cf. infra). Le non respect de cette nomenclature est préjudiciable à la transparence financière, dans la mesure où la somme des charges de chaque catégorie ne renseigne pas vraiment sur le niveau réel des charges correspondant aux intitulés de cette catégorie. Cependant, le non respect de la nomenclature ne conduit pas à une sous-couverture en actifs dédiés.

Catégorie 1 : « charges de démantèlement des INB, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs »

Le CEA intègre parmi les coûts du démantèlement les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus du démantèlement (341 M€) ; ils devraient normalement être comptabilisés dans la catégorie 4.

Catégorie 2 : « charges de gestion des combustibles usés, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactif »

EDF n'intègre pas dans cette catégorie les charges d'entreposage longue durée des combustibles usés, MOX et URE principalement (1 148 M€) ; elles devraient cependant trouver leur place au sein de la sous-catégorie 2.2 (charges relatives aux autres combustibles usés) qui, par analogie avec la sous-catégorie 2.1, devrait contenir les frais d'entreposage.

Le CEA distingue ses combustibles usés selon qu'ils sont recyclables (sous-catégorie 2.1) ou non (sous-catégorie 2.2) dans les installations actuelles mais ne semble pas en tirer de conséquence quant à la non-couverture par des actifs dédiés des charges de la sous-catégorie 2.1 (pourtant liées au cycle d'exploitation).

Les charges de la sous-catégorie 2.1 sont les seules qui, parce qu'elles sont « liées au cycle d'exploitation », n'ont pas à être couvertes par des actifs dédiés une fois actualisées. Aucun exploitant ne classe dans la sous-catégorie 2.1 de dépenses qui ne devraient pas y figurer ; les défauts de classification sont donc sans conséquence sur le niveau de couverture des provisions par des actifs dédiés.

Catégorie 3 : « charges de reprise et conditionnement des déchets anciens, hors gestion à long terme des colis de déchets radioactifs »

Le CEA intègre dans cette catégorie les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la RCD (79 M€) ; ils devraient normalement être comptabilisés dans la catégorie 4 ;

Catégorie 4 : « charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs » (cette catégorie ne concerne que les coûts de stockage et transport)

EDF intègre dans cette catégorie les charges d'entreposage longue durée des combustibles usés, MOX et URE principalement (1148 M€) qui devraient être comptabilisées à la catégorie 2. EDF fait aussi figurer dans cette catégorie les charges après fermeture des centres de stockage qui devraient se trouver dans la catégorie 5 (1 056 M€).

Le CEA intègre dans cette catégorie un certain nombre de dépenses d'entreposage ou d'emballage (190 M€) qui devraient figurer dans d'autres catégories (1, 2 ou 3 selon l'origine des déchets).

AREVA intègre dans cette catégorie un certain nombre de dépenses d'entreposage intermédiaire (19 M€).

Catégorie 5 : « charges de surveillance après fermeture »

Cette catégorie inclut toutes les charges après fermeture des centres de stockage : surveillance, entretien de la couverture du centre, fiscalité. EDF n'y fait pas figurer les charges après fermeture des centres de stockage (1 56 M€), considérant qu'elles constituent des frais accessoires aux charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs.

Divers

EDF comptabilise dans sa **provision pour derniers cœurs** (hors nomenclature) des charges de gestion du combustible usé et de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs ; ces montants se retrouvent cependant dans les catégories de la nomenclature correspondante (2 et 4) sous l'intitulé « effet réglementaire – combustible engagé ». Cette double comptabilisation n'est pas favorable à la transparence.

Annexe 13 : Les aménagements de responsabilité à travers les soultes

Depuis 2004, plusieurs protocoles ont été signés entre les trois exploitants nucléaires principaux, parfois après plusieurs années de négociations, afin de simplifier la répartition des charges financières relatives au démantèlement des sites et à la reprise et au conditionnement des déchets anciens.

Sans accord de versement de soulte, l'utilisation d'installations d'un exploitant par d'autres opérateurs crée à leur charge des dettes correspondant au partage des coûts futurs de démantèlement et de gestion des déchets. L'échange de soultes présente l'intérêt d'identifier plus certainement l'unique débiteur des charges futures mais ne correspond pas à une exonération de responsabilité juridique des producteurs de déchets. En effet, cette responsabilité est l'application du principe pollueur-payeur, conforme à la directive 2011/70/EURATOM du 19 juillet 2011[232], énoncé dans l'article L. 542-1, al. 3, du code de l'environnement : « *Les producteurs de combustibles usés et de déchets radioactifs sont responsables de ces substances, sans préjudice de la responsabilité de leurs détenteurs en tant que responsables d'activités nucléaires* ».

Il faut noter que les montants de soultes versées correspondent aux montants actualisés des charges nucléaires futures qui restent à payer. Les soultes versées ne sont que les résultats d'aménagements des responsabilités et ne doivent donc pas être ajoutées aux charges de démantèlement ou de gestion des déchets telles qu'elles apparaissent dans les comptes des exploitants.

Même si les montants des soultes peuvent être le résultat de négociations plus larges qui en réduisent la valeur théorique, au regard des montants financiers en jeu, la signature des protocoles d'échanges entre des exploitants qui cherchent à défendre leurs propres intérêts est un élément de validation des évaluations des charges futures ainsi financées.

[232] Cette directive reste à transposer dans le droit français et ne s'oppose pas au principe d'un transfert de responsabilité : *« le cadre national confère la responsabilité première, pour ce qui est du combustible usé et des déchets radioactifs, à ceux qui les produisent ou, dans certains cas particuliers, au titulaire d'une autorisation à qui les organismes compétents ont confié cette responsabilité »* (art. 5 f).

Les aménagements de responsabilité à travers les soultes

Date des accords	Installations	Transfert de responsabilité contre versement de soulte		Montant de la soulte en M€ courants
		de	A	
2004	UP1 Marcoule[1]	EDF	CEA	1 141,3
		AREVA	CEA	427
	Atelier de production du MOX de Cadarache	CEA	AREVA	52
	Atelier Elan IIB de la Hague [2]	CEA	AREVA	49
	UP2-400 de La Hague [3]	CEA	AREVA	278
2008	Réacteur Phénix[4]	EDF	CEA	121 versés par EDF
	Réacteur Brennilis[4]	CEA	EDF	
2008-2010	La Hague [5]	EDF	AREVA	2 300 versés par EDF
	Silos St-Laurent	AREVA	EDF	

Source : Cour des comptes-

[1]Installations « défense » hors champ du présent rapport- Le transfert ne couvre pas les déchets destinés au stockage profonds.
[2]Assainissement – Le CEA reste propriétaire de ses déchets HA et MA VL à conditionner.
[3]Au titre de prestations de reprise et conditionnement de déchets anciens issus du traitement réalisé par le CEA dans l'usine de La Hague avant la constitution de la Cogema (AREVA NC)
[4] Y compris le devenir du combustible. En revanche, les déchets, hors combustible, issus du démantèlement, qui ne disposent pas d'une filière de stockage, ne font pas l'objet d'un transfert de responsabilités et restent à la charge des producteurs au prorata de leurs responsabilités en 2008.
[5] Mise à l'arrêt définitif - démantèlement-reprise et conditionnement des déchets- EDF et le CEA restent propriétaire de ses déchets HA et MA VL à conditionner au titre de la RCD.

Annexe 14 : Le vieillissement des installations et les éléments non remplaçables

1 - Le vieillissement des cuves des réacteurs et des éléments du circuit primaire[233]

Dans les centrales dites REP (réacteur à eau sous pression), la chaleur est produite par la fission des noyaux d'uranium du combustible placé dans le cœur du réacteur (ensemble des assemblages de combustible). Ces assemblages de combustibles sont contenus dans la cuve du réacteur, qui est composé d'un corps de cuve et d'un couvercle. Elle est composée de pièces forgées et usinées en acier d'un poids total de 330 tonnes. Sur la partie centrale de la cuve, cet acier est d'une épaisseur de 20 cm.

Cette cuve contient le fluide dit primaire qui circule à travers les assemblages de combustible. Elle constitue une des barrières assurant le confinement des éléments radioactifs. C'est également par le haut de la cuve, à travers son couvercle, que sont introduites les barres de contrôle du cœur et les dispositifs de mesure (neutronique, température) qui permettent la conduite du réacteur.

Son rôle est primordial pour les trois fonctions de sûreté de l'installation : le confinement des matières radioactives, la maîtrise de la réaction nucléaire, et le refroidissement des combustibles. Son intégrité doit donc être garantie et démontrée dans toutes les situations de fonctionnement : à la fois dans une situation d'exploitation normale mais aussi en cas de situation accidentelle, et ce pour toute la durée de l'exploitation.

Contrairement à d'autres composants du réacteur (éléments du circuit primaire ou secondaire, tels que les générateurs de vapeur), EDF n'envisage pas le remplacement de la cuve. Or, c'est initialement la cuve et les propriétés physiques de son acier qui avaient défini la durée de fonctionnement de référence de 40 ans. Le vieillissement de la cuve dépend aussi du mode d'exploitation spécifique de chaque cuve, en

[233] : Le vieillissement est caractérisé par les effets de l'irradiation, et des fortes pressions et température sur le matériau de la cuve et du circuit primaire : « fragilisation » de l'acier caractérisée par la diminution de la ténacité (capacité de résistance à un effort mécanique en présence d'un défaut).

particulier de son plan de charge. Par ailleurs, les variations de températures et de pression (ou « situations transitoires ») sont également des événements qui modifient les propriétés des aciers. Ainsi, plus les équipements auront été soumis à des variations fortes de températures et de pression, ou à un bombardement neutronique intense (en pleine puissance), plus ses propriétés vont se transformer et le métal des cuves peut se fragiliser. En particulier, il pourrait devenir moins apte à résister à une situation accidentelle, par exemple un choc froid (injection de sécurité en cas de brèche dans le circuit primaire).

Cette précision est importante dans le cas du parc français, puisque contrairement à d'autres réacteurs étrangers, les réacteurs français ont la particularité d'être utilisés en « suivi de charge » : en d'autres termes, la puissance du réacteur est modulée dans la journée pour suivre les pics et les creux de la consommation d'électricité[234] et le nombre de transitoires (variation de puissance et de température) est de fait plus important que pour un réacteur exploité en base. Ces transitoires font l'objet d'un suivi et d'un historique détaillé pour chaque réacteur.

Conformément à la réglementation, les cuves sont examinées dès leur conception, en exploitation et à l'occasion des visites décennales :

- les défauts présents sont suivis : comme tout objet forgé, les cuves peuvent présenter des défauts ou des fissurations dès l'origine et les défauts nouveaux sont détectés ;
- le circuit primaire est soumis à un test (l'épreuve hydraulique) qui consiste à le monter en pression, au delà de la pression de fonctionnement et à vérifier l'étanchéité du circuit ;
- l'évolution dans le temps de la température de transition entre l'état ductile (souple) du métal et son état fragile est connue et suivie etc.

Des progrès notables ont été réalisés dans les appareils de mesure et la détection des fissures. Les observations physiques sont rapprochées des résultats obtenus par la modélisation sur ce que devrait être l'évolution des défauts. De la qualité de cette modélisation dépend aussi la capacité à prévoir finement la durée de fonctionnement résiduelle possible des cuves. Ces programmes de modélisation sollicitent des axes de recherche fondamentale et expérimentale très complexes. En France, les moyens d'études se situent principalement au CEA et chez EDF.

[234] Ce mode d'utilisation du réacteur est également très sollicitant pour les assemblages de combustibles.

2 - Le vieillissement des enceintes de confinement des réacteurs

Les enceintes qui entourent les cuves ont une fonction de confinement : elles doivent éviter la dispersion de particules radioactives dans l'environnement en cas de rupture du circuit primaire et permettre de limiter les rejets radioactifs dans le cas d'accident grave (fusion du cœur).

a) *Deux catégories d'enceintes*

- **Les enceintes à paroi unique du palier 900 MW** sont constituées d'un bâtiment en béton précontraint en forme de cylindre (37 m de diamètre par 60 m de hauteur), surmonté d'un dôme. Sa surface intérieure est recouverte d'une « peau métallique » de 6 mm d'épaisseur, qui a pour fonction d'assurer l'étanchéité en cas d'accident. Cette conception et le dimensionnement des ouvrages assurent ainsi un confinement passif, basé sur des barrières physiques importantes et sur la peau métallique interne. Cependant, ces enceintes ne sont pas complètement étanches, ni définitivement protégées d'un risque de dégradation des propriétés du béton. Le taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 0,3 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenue dans l'enceinte.

- **Les enceintes à double paroi des paliers 1300 MW et 1450 MW (N4) :** Pour ces réacteurs, la paroi interne est en béton précontraint mais elle n'est pas recouverte d'une peau d'étanchéité. Elle a pour fonction de résister aux conditions de pression et de température internes tout en assurant une « relative » étanchéité : son taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenue dans l'enceinte. Les paliers 1300 MW et 1450 MW reposent sur le principe d'un « confinement dynamique » assuré par la différence de pression, le vide entre les deux enceintes, et le fait que ces éléments sont construits en béton précontraint.

En d'autres termes, ces réacteurs n'ont pas intégré au stade de la conception, et a fortiori dans la réalisation, l'objectif d'une limitation totale des rejets radioactifs dans l'atmosphère en cas d'accident grave avec fusion du cœur.

Pour le réacteur EPR en cours de construction à Flamanville, l'approche a été différente dès l'étape de conception. Les accidents graves avec fusion complète du cœur et formation de corium, explosion d'hydrogène dans l'enceinte, génération de projectiles à l'intérieur de

l'enceinte, percée de la cuve par le corium, etc. ont été envisagés pour dimensionner l'enceinte.

b) *Effets du vieillissement sur les enceintes de confinement*

Les bâtiments-réacteurs en béton armé et précontraint subissent les phénomènes de vieillissement divers et caractéristiques du béton : il s'agit de déformation, ou de « retrait », de corrosion des câbles d'acier qui forment les armatures, ou encore de pertes de tension des câbles qui assure la précontrainte du béton.

EDF doit, lors des examens de sûreté (visites décennales), démontrer leur capacité à limiter les rejets radiologiques en cas d'accident. En tout état de cause, dans l'hypothèse d'un accident grave avec fusion du cœur, les radioéléments ne peuvent pas être totalement confinés. Les limites évoquées plus haut (taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenue dans l'enceinte pour les 1 300 MW et 1 450 MW) sont à mettre en regard avec les limites nouvelles proposées par le réacteur EPR.

En France, les enceintes sont testées sous une pression d'air équivalente à celle qui pourrait apparaître dans l'enceinte en cas d'accidents comme la rupture d'une tuyauterie de vapeur (RTV) ou la perte de la source froide primaire (APRP), afin de vérifier leur résistance et leur étanchéité. Les essais correspondants, appelés « épreuves » de l'enceinte, ont lieu avant la mise en service du bâtiment, puis périodiquement (normalement tous les 10 ans, parfois tous les 5 ans).

L'épreuve engendre des efforts importants sur l'enceinte et permet de vérifier la bonne qualité de la réalisation générale de l'ouvrage. Cependant ce test ne peut être que partiellement représentatif des conditions réelles en cas d'accident dans l'enceinte, puisqu'à la hausse de pression s'ajouterait la hausse brutale de température, qui n'est pas reproduite lors de l'épreuve.

Pour certaines enceintes du palier 1 300 MW, EDF a appliqué des revêtements composites sur l'intrados de l'enceinte interne pour améliorer son étanchéité et envisage actuellement des revêtements de l'extrados de l'enceinte interne. Cependant, aucune de ces solutions n'apporte une étanchéité totale. EDF envisage de demander une modification à la hausse des critères de taux de rejet des enceintes en invoquant l'amélioration du confinement des bâtiments périphériques qui, selon l'entreprise, compenserait, en termes de conséquences radiologiques, le relâchement des premiers critères.

Annexe 15 : Différentes méthodes de calcul du coût global de production de l'électricité nucléaire

L'identification et le chiffrage des différents éléments de coût analysés dans le rapport ne suffisent pas à calculer le coût global de la production d'électricité nucléaire. Il faut aussi prendre en compte le coût du capital (fonds propres et d'emprunt) qui est investi, de manière massive, et pendant une très longue période. L'industrie nucléaire étant très capitalistique, l'évaluation de cette partie du coût tient une place importante dans les méthodes de calcul du coût de production.

Sans préjuger le mode de fixation effectif des tarifs, qui relèvent de l'interprétation des dispositions spécifiques de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi « NOME »), sont présentées ci-après différentes méthodes de détermination du coût de production nucléaire qui coexistent aujourd'hui. La Cour en a retenu essentiellement[235] trois qui sont utilisées dans des cadres divers : la méthode du rapport Champsaur[236], la méthode dite du C3P (« coût comptable complet de production »), et enfin, la méthode du CCE (« coût courant économique »).

Ces trois méthodes ont pour objet commun de proposer une référence de coût annuel de production de l'électricité. Deux d'entre elles (rapport Champsaur et CCE) visent précisément la production d'électricité nucléaire, la troisième (C3P) ayant été à l'origine conçue pour couvrir l'ensemble de la production d'électricité, quelle qu'en soit la source.

a) Un point de départ similaire

Les trois méthodes partent d'un point de départ similaire, à savoir que le coût de production de l'électricité est la somme de deux types d'éléments :

a-1 : les charges de fonctionnement du parc (y compris la quote-part à consacrer aux charges futures prévisibles liées à l'entretien, au démantèlement, à la gestion de l'aval du combustible, etc.).

---

[235] Le calcul du coût comptable est également présenté brièvement, à titre d'information, dans la comparaison des différentes méthodes au c.

[236] Ce rapport a alimenté la réflexion du gouvernement pour la fixation, dans le cadre de la loi NOME, du tarif initial de l'« accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (ARENH), fixé comme le prévoit la loi NOME « en cohérence avec le tarif visé à l'article 30-1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 », c'est-à-dire avec le TaRTAM.

En ce qui concerne ces charges, on note entre les trois méthodes quelques variantes d'approche, selon que certaines charges engagées pour l'avenir sont ou non incluses dans les coûts évoqués ci-dessous.

Toutefois, les diverses méthodes ne divergent pas sur les montants en cause, mais uniquement sur leur répartition entre charges de fonctionnement et dépenses de constitution des actifs ci-après.

a – 2 : les dépenses engagées par EDF pour constituer les actifs du parc, telles qu'elles ressortent de la comptabilité générale et analytique de l'entreprise ou, ce qui revient au même, de la rémunération et du remboursement, en fin de vie, des capitaux (fonds propres et emprunts) immobilisés dans le parc.

Sur ce second point, les trois méthodes ne divergent pas fondamentalement sur la nature ni sur le montant historique des actifs de premier investissement.

En revanche, et c'est là une différence majeure des trois approches, la méthode du rapport *Champsaur* et le *calcul du CCE* définissent toutes deux un *loyer économique* du parc, qui se substitue aux annuités d'amortissement et aux charges financières supportées par l'exploitant, ce qui revient à assimiler ce dernier à un détenteur d'un contrat de crédit-bail du parc, dont il aurait à assurer la charge financière (rémunération et remboursement des divers financements engagés dans la constitution initiale du parc à travers le loyer de crédit-bail) : elles déterminent sur cette base une échéance locative fixe en monnaie constante. Mais le rapport Champsaur calcule ce loyer sur la base de la valeur nette comptable actuelle et sur la durée de fonctionnement résiduelle envisagée du parc historique, sans prise en compte des intérêts intercalaires[237], tandis que le CCE calcule ce loyer sur la valeur initiale (y compris les intérêts intercalaires) réévaluée du parc et sur la totalité de la durée de fonctionnement actuellement envisagée.

Pour sa part, le *calcul du C3P* adopte une démarche différente, à base purement comptable, en réévaluant, compte tenu de l'inflation et de la réintégration des intérêts intercalaires, la valeur nette comptable du parc : sur cette base, le coût des capitaux (rémunération et remboursement), est égal à l'addition des amortissements (ces derniers incluant, par rapport aux amortissements figurant dans les comptes d'EDF, un *sur-amortissement* lié à la prise en compte de la réévaluation extra-comptable

[237] On rappelle que les intérêts intercalaires représentent le coût de portage des centrales avant leur mise en service effective, qui marque le début de leur amortissement comptable.

du parc) et de la rémunération des capitaux propres et empruntés, ce qui aboutit, à la différence des deux autres méthodes, à un coût du capital décroissant dans le temps en monnaie constante. Une autre caractéristique différencie le C3P des deux autres méthodes : la base d'actifs prise en compte ne se limite pas aux "actifs de premier investissement", mais à l'ensemble des investissements effectués au titre du parc historique, depuis l'origine, alors que les deux autres méthodes prennent en compte les investissements ultérieurs au titre des charges de fonctionnement évoquées ci-dessus.

Pour un observateur se plaçant à la date initiale de constitution du parc, et qui raisonnerait en monnaie constante (hors inflation), les trois méthodes aboutiraient en principe, en ce qui concerne les capitaux mobilisés, à un coût moyen actualisé du même ordre pour une durée de fonctionnement donnée du parc, puisqu'à cette date, elles auraient à faire face au même montant de capitaux investis à rémunérer et à amortir intégralement sur la même durée et aux même taux, sans les distorsions inhérentes aux choix opérés en matière de prise en compte nulle, partielle ou totale, de l'inflation. En revanche, même en se plaçant à la date de départ, la répartition annuelle de ce coût présenterait, dans le temps, des profils sensiblement différents selon la méthode adoptée (annuité constante pour la méthode du rapport Champsaur et le CCE, ou amortissement linéaire des capitaux investis pour la méthode C3P).

b) Les points de divergence

Compte tenu de ces caractéristiques, les trois approches divergent en ce qui concerne l'appréhension dans le temps des deux paramètres énumérés ci-dessus (charges de fonctionnement et coût des actifs de premier investissement), ainsi que dans la prise en compte de l'inflation :

- la méthode du *rapport Champsaur* « cristallise », sur une période précise (*2011-2025*), le coût annuel d'utilisation de l'actif de production nucléaire sur la base de la *valeur nette comptable du parc nucléaire historique*, servant à évaluer, pour la durée de fonctionnement résiduelle envisagée du parc historique à cette même date, le « loyer économique » permettant de rémunérer et d'amortir les fonds propres et d'emprunt résiduels nécessaires à la constitution des actifs de premier investissement du parc ;
- le *calcul du C3P*, de nature comptable, définit un coût du capital calculé à partir de la *valeur nette comptable réévaluée de l'inflation* (et donc avec un amortissement recalculé sur la base du coût réévalué de constitution des actifs), aboutissant à

extérioriser un coût de production décroissant dans le temps, sur la durée de fonctionnement résiduelle envisagée du parc ;

- enfin, le *calcul du CCE* « cristallise », comme la méthode du rapport Champsaur, un coût d'utilisation de l'actif de production constant dans le temps (à l'inflation près), mais sur la base de la *valeur réévaluée des actifs de premier investissement* et pour la *durée de fonctionnement totale* envisagée du parc.

Les deux premières méthodes offrent donc, par construction, une vision « datée » du coût du capital, qui n'est pas la même, même en termes constants, selon l'année à laquelle on se place pour l'évaluer, tandis que la troisième, à l'inflation près, propose en principe un montant annuel constant uniquement lié à la consistance et aux caractéristiques techniques du parc, quelle que soit la phase de son existence à laquelle on se réfère. En résumé, *les deux premières méthodes tiennent compte du passé et pas la troisième*.

En ce qui concerne l'inflation, comme indiqué précédemment, la méthode du rapport Champsaur n'en tient pas compte dans la valeur du parc, cette dernière étant considérée comme égale à sa valeur nette comptable (donc non réévaluée), mais elle l'inclut partiellement par l'indexation future du loyer. Les méthodes C3P et CCE prennent en considération, quant à elles, la valeur du parc en termes constants, donc en neutralisant l'inflation. Enfin, les trois méthodes retiennent des taux de rémunération des fonds investis qui tiennent compte de l'inflation, et dont on observe par ailleurs qu'ils sont du même ordre de grandeur.

c) Comparaisons des résultats des trois méthodes

Lors de l'enquête de la Cour, et compte tenu des délais impartis, seule la méthode CCE a pu faire l'objet d'une revue approfondie. Tout en n'étant pas en mesure de certifier la validité des hypothèses dont découle le taux de rémunération des capitaux investis, la Cour a procédé à certains retraitements, qui sont pris en compte dans le tableau comparatif ci-dessous. De même, il a été demandé à EDF de fournir les données permettant à la Cour de calculer un C3P du parc nucléaire pour l'année 2010. La Cour a, par ailleurs, procédé à une estimation en cohérence avec les éléments du rapport Champsaur du coût de production 2010 sur la base des données disponibles.

Ces différents retraitements permettent de mettre en évidence, sur la base de l'année 2010 prise en référence par la Cour (dernière année pour laquelle la Cour disposait pour EDF de comptes certifiés au moment de l'enquête), les différences entre les trois approches :

Comparaison des résultats des méthodes d'évaluation du coût de production de l'électricité nucléaire (en M€ de 2010)

	Coût comptable (1)	Méthode Champsaur	C3P nucléaire	CCE EDF	CCE revu par la Cour
Dépenses exploitation et investissements de maintenance (a + b)	**11 831**	**11 042**	**9 549**	**11 042**	**11 831**
Achats de combustibles et d'énergie	*2 579 (1)*	*1 839*	*2 579 (1)*	*1 839*	*2 579 (2)*
Consommations externes	*2 095*	*2 095*	*2 095*	*2 095*	*2 095*
Charges de personnel	*2 042*	*2 042*	*2 042*	*2 042*	*2 042*
Impôts et taxes	*1 176*	*1 176*	*1 176*	*1 176*	*1 176*
Autres produits et charges	*60 (3)*	*47*	*60*	*47*	*60 (3)*
Coûts centraux et supports	*872*	*872*	*872*	*872*	*872*
Total coûts d'exploitation selon compta analytique (a)	***8 824***	***8 071***	***8 824***	***8 071***	***8 824***
Tarif agent	*116*	*116*	*116*	*116*	*116*
Réforme retraite et avantages de LT au personnel	*518*	*518*	*518*	*518*	*518*
Investissement entretien du parc immobilisé	*1 747*	*1 747*	*N/A*	*1 747*	*1 747*
Coût de portage du stock	*535 (4)*	*632*	*N/A*	*632*	*535 (4)*
Coût du dernier cœur	*91 (5)*	*0*	*91*	*0*	*91 (5)*
Coût des relations avec RTE	*0 (6)*	*- 42*	*0*	*- 42*	*0 (6)*
Total autres éléments de coût (b)	***3 007***	***2 971***	***725***	***2 971***	***3 007***
Coût d'utilisation des actifs nucléaires (loyer)	**1 813**	**2 447**	**6 689**	**9 104**	**8 341**
Actif nucléaire brut réévalué à fin 2010		N/A	88 556	N/A	N/A
Actif nucléaire net réévalué à fin 2010		N/A	38 149	N/A	N/A
Amortissement comptable	1 352	N/A	1 352	N/A	N/A
Sur-amortissement		N/A	1 300	N/A	N/A
Sous-total amortissement sur actif net réévalué		N/A	2 652	N/A	N/A
Assiette actif net nucléaire à rémunérer		N/A	39 473	N/A	N/A
BFR nucléaire		N/A	6 374	N/A	N/A
Sous-total capital investi		N/A	45 847	N/A	N/A
Taux de rémunération du capital		8,4 %	7,8 %	7,8 %	7,8 %
Rémunération du capital investi, y compris BFR			3 576	N/A	N/A
Loyer économique hors démantèlement			N/A	8 720	7 880 (7)
Coût du démantèlement	461 (8)		461 (8)	384	461 (8)
Total coût de production (M€)	**13 644**	**13 489**	**16 238**	**20 146**	**20 172**

Source : Cour des comptes

(1) *Le calcul du coût comptable ne prend en compte aucune rémunération du capital*
(2) *La Cour considère qu'il convient d'inclure la charge financière de désactualisation des provisions pour gestion des combustibles usés et des déchets pour 740 M€*
(3) *La Cour considère que, s'agissant de mesurer un coût, il ne faut pas prendre en compte les produits divers (pour 13 M€)*
(4) *La Cour prend en compte le coût de portage du besoin en fonds de roulement nucléaire plutôt que le seul coût de portage des stocks*
(5) *La Cour estime qu'il convient de prendre en compte le coût des derniers cœurs*
(6) *La Cour considère que, s'agissant de mesurer un coût de production, il ne convient pas de prendre en compte les produits et les charges de distribution, qui ne relèvent pas de la production.*
(7) *Le loyer économique est modifié en fonction du montant ajusté des intérêts intercalaires (12,78 Md€ au lieu de 23 Md€).*
(8) *La Cour a retenu les charges comptables constatées en 2010 au titre du démantèlement.*

La méthode du rapport Champsaur, conçue dans l'optique et sous les contraintes spécifiques de la loi NOME, abaisse mécaniquement le loyer économique du parc nucléaire au fur et à mesure qu'on avance dans le temps (puisque la valeur nette comptable du parc, ignorant l'inflation, est par construction plus basse d'année en année). On note d'ailleurs que, très logiquement, le rapport Champsaur ne propose pas de se livrer chaque année à un tel calcul : la base établie début 2011 aboutit à un coût qui sert, une fois pour toutes (c'est-à-dire jusqu'au terme de la loi NOME, en 2025), à donner une indication pour la fixation du tarif initial ARENH, les ajustements ultérieurs se fondant uniquement sur l'inflation.

La méthode C3P, quant à elle, conduit à répartir le coût du capital (amortissement et rémunération sur une base d'actifs réévaluée) de façon à ce qu'il enregistre mécaniquement une baisse dans le temps. Plus on approche de la fin de vie du parc, moins le coût apparent de l'électricité nucléaire serait élevé, ce qui, par rapport à un raisonnement économique objectif, introduit une illusion comptable difficilement compatible avec l'importance du montant et de la durée de vie de l'investissement concerné : en effet, cela introduirait, au niveau de l'évaluation des coûts annuels, une solution de continuité au moment du renouvellement de l'investissement (on repartirait alors brutalement, en termes constants, sur

un coût apparent élevé, appelé à baisser progressivement, sur plusieurs décennies) – de ce point de vue, et notamment pour alimenter la réflexion tarifaire, l'approche en terme d'échéances constantes d'un « loyer économique » retenues dans les deux autres méthodes est plus satisfaisante.

La méthode du CCE, quant à elle, ne présente pas ces inconvénients, dans la mesure où l'objectif est d'évaluer un coût annuel global de production du parc nucléaire historique. Elle doit cependant être utilisée avec précaution, indépendamment du fait qu'elle ne répond pas, selon la commission de régulation de l'énergie (CRE), aux impératifs légaux de fixation des tarifs de l'électricité[238]. Outre le fait qu'elle se place dans une situation « théorique », c'est-à-dire en faisant abstraction du fait que le parc a déjà 25 ans en moyenne et qu'il a donc fait l'objet de financements divers, notamment à travers le tarif de l'électricité, elle présente deux faiblesses résultant :

[238] La Commission de régulation de l'énergie (CRE), dans le cadre de ses échanges avec la Cour, souligne le fait que l'intérêt de la méthode CCE « se limite à permettre d'appréhender [...] le coût global moyen de production du parc nucléaire sur une année dans le cadre d'une méthode applicable sur toute sa durée de vie. Par ailleurs, le choix de la méthode des coûts courants économiques inclut de facto une part du renouvellement du parc historique […] Il convient de préciser que cette évaluation ne peut et ne doit être rapprochée de l'exercice de fixation du tarif réglementé de vente de l'électricité, qui répond au principe de couverture des coûts réels tels qu'ils sont supportées chaque année par l'opérateur ». La Cour confirme que la perspective dans laquelle elle se place n'est évidemment pas tarifaire. Sur le point de l'inclusion du coût du « renouvellement du parc historique » soulevé par la CRE, et dans la logique de l'évaluation d'un coût économique complet, le CCE incorpore effectivement (dès lors que le « loyer économique » vise à assurer la recomposition intégrale, en valeur, des capitaux engagés dans les actifs de premier investissement du parc historique), un coût égal à la reconstitution des capitaux nécessaires pour procéder à un renouvellement théorique du parc historique « à l'identique », et sans prendre en compte l'évolution technologique. De ce point de vue, le CCE n'inclut notamment pas, par construction, les besoins excédentaires en capitaux liés à un éventuel renouvellement par des centrales de nouvelle génération. La Cour constate qu'il existe un débat sur le point de savoir si la loi NOME, dans le cadre de la fixation du tarif de l'ARENH, exclut de façon générale, comme semble l'indiquer la CRE, la prise en compte du coût de renouvellement du parc historique, ou si elle exclut seulement, comme l'estime EDF, la prise en compte du surcoût qu'entraînerait un renouvellement du parc historique par des centrales de nouvelle génération (i.e. des EPR) : se plaçant hors du débat tarifaire, la Cour n'a pas à trancher sur cette controverse, dès lors qu'elle est sans rapport avec l'évaluation objective du coût économique de production de l'électricité nucléaire à partir du parc historique existant, qui inclut évidemment, comme pour n'importe quelle autre activité économique, le coût de reconstitution des capitaux initialement investis.

- une forte sensibilité au taux de rémunération/amortissement des fonds propres et d'emprunts ayant servi à la constitution des actifs de premier investissement. La sensibilité à ce taux est en effet d'autant plus forte qu'à la différence des deux autres méthodes, elle porte sur un montant brut d'investissement et sur la totalité de la durée de fonctionnement des centrales (40 ans, dans l'hypothèse commune retenue pour les trois méthodes) : le taux actuellement retenu pour le CCE est de 7,8 %, et le tableau suivant illustre la forte sensibilité du loyer économique à cette variable :

Taux de rémunération du capital	6 %	8 %	10 %
Annuité de loyer (Md€)	6,65	8,39	10,23

Source : CRE

La Cour n'est pas en mesure de valider le niveau de 7,8 % retenu dans le cadre des méthodes CCE et C3P, pas davantage que celui de 8,4 % utilisé dans le rapport Champsaur ;

- un résultat paradoxal lorsqu'on l'utilise pour mesurer l'effet d'un rallongement ou d'un raccourcissement de la durée de vie de ces dernières, du fait que cette méthode porte sur la totalité de la durée de vie des centrales : ainsi, pour une prolongation de 40 à 50 ans, le loyer économique s'établirait, selon l'approche CCE d'EDF, à 8,9 Md€ pour une durée de 50 ans, alors qu'il s'élève à 9,1 Md€ pour 40 ans, soit un écart dont la faiblesse ne reflète de toute évidence pas la réalité[239]. Pour mesurer en 2010 la sensibilité du coût de production de l'électricité nucléaire à une variation de la durée de vie des centrales par rapport à l'hypothèse comptable actuelle de 40 ans, il convient de calculer le loyer économique par rapport à un actif net.

[239] La solution, suggérée par EDF, consistant dans cette optique à « cristalliser » la valeur nette du parc sur le montant du capital non encore amorti en 2010 au titre du loyer économique, pour calculer l'effet d'une modification de durée sur la base d'une valeur d'actif net, n'est pas non plus satisfaisante, puisque le calcul montre, par exemple, que pour une centrale telle que celle de Civaux, cela supposerait qu'après avoir supporté le coût de douze annuités de 481 M€, seuls 447 M€ de capital auraient été remboursés.

Annexe 16 : Test de sensibilité du coût de production aux variations de trois paramètres

Pour donner une idée de la sensibilité du coût de production de l'électricité nucléaire à trois paramètres - coût du démantèlement, gestions des combustibles usés et des déchets, taux d'actualisation (en retenant des hypothèses simplifiées, et notamment un taux constant d'inflation de 2 %), il est intéressant de calculer l'effet de leur variation sur les coût de production annuels.

Sur la base des données comptables disponibles à EDF, les simulations qui suivent ont été effectuées aux conditions 2010, et établies selon la méthode CCE telle que révisée par la Cour (i.e. notamment en réintégrant dans le coût de production la charge de désactualisation). Les données ci-dessous concernent l'effet "récurrent" d'une telle variation, c'est-à-dire en faisant abstraction du réajustement instantané de la charge de désactualisation l'année où l'on change le taux et/ou le montant de la provision, de la façon suivante :

Impact d'une variation du devis de démantèlement

Pour une augmentation de +50 %

		Provision au 31.12.2010	Impact provision	Impact annuel récurrent
Charges de déconstruction	Amortissement de l'actif de contrepartie			+290 M€
	Désactualisation	9,2 Md€	+4,5Md€	+215 M€
Impact global				**+505 M€**

Pour une augmentation de +100 %

		Provision au 31.12.2010	Impact provision	Impact annuel récurrent
Charges de déconstruction	Amortissement de l'actif de contrepartie			+575 M€
	Désactualisation	9,2 Md€	+9Md€	+430 M€
Impact global				**+1005 M€**

Ce tableau montre que si, à taux d'actualisation inchangé (5 %) :

- le devis de démantèlement croît de 50 % : le coût annuel de production de l'électricité nucléaire croîtrait de 505 M€ ;
- le devis de démantèlement croît de 100 % : le coût annuel de production croîtrait de 1005 M€ (c'est, parmi les tests de sensibilité présentés ici, l'hypothèse la plus perturbante, et son effet se limiterait à une hausse de +5 % en ce qui concerne le coût du MWh).

Impact d'une variation du devis de gestion des combustibles usés et des déchets

Cette simulation se base sur l'hypothèse de devis estimé par l'ANDRA :

	Provision au 31.12.2010	**Impact provision**	**Impact annuel récurrent**
Charges de combustibles	5 Md€ (déchets M-HAVL)	+4 Md€	+200 M€

Puisqu'il n'y a pas, pour la gestion des déchets, d'actif de contrepartie, l'impact porterait uniquement sur la charge financière de désactualisation de la provision pour retraitement des déchets, hors déchet de déconstruction

Sur cette base, le coût annuel de production croîtrait de 200M€ (soit seulement +1 % en termes d'€/MWh)

Impact d'une variation du taux d'actualisation

Les deux tableaux qui suivent montrent que:

- si on baisse le taux d'actualisation à 4 % (au lieu de 5): le coût annuel de production de l'électricité nucléaire croîtrait de +162 M€/an (hausse principalement due à la hausse de l'actif de contrepartie pour la déconstruction liée à la baisse du taux d'actualisation: +157 M€ en effet annuel récurrent) ;
- si on monte le taux d'actualisation à 6 % (au lieu de 5): le coût annuel fléchirait de - 131 M€/an (même observation - c'est la variation de l'actif de contrepartie pour la déconstruction qui prime: -120M€ en effet annuel récurrent)

Taux d'actualisation 4 %

			Provision au 31.12.2010	Impact provision	Impact annuel récurrent
Charges exploitation	Achats combustible et énergie	Charge de désactualisation (déchets)	15,3 Md€	+3,2 Md€	-23 M€
	Coût du dernier cœur	Amortissement actif contrepartie + Charge désactualisation	1,9 Md€	+0,4 Md€	+26 M€ -3 M€
Charges déconstruction	Démantèlement	Amortissement actif contrepartie + Charge désactualisation	9,2 Md€	+2,3 Md€	+157 M€ +5 M€
Impact global					**+162 M€**

Taux d'actualisation 6 %

			Provision au 31.12.2010	Impact provision	Impact annuel récurrent
Charges exploitation	Achats combustible et énergie	Charge de désactualisation (déchets)	15,3 Md€	-2 Md€	+29 M€
	Coût du dernier cœur	Amortissement actif contrepartie + Charge désactualisation	1,9 Md€	-0,3 Md€	-20 M€ +1 M€
Charges déconstruction	Démantèlement	Amortissement actif contrepartie + Charge désactualisation	9,2 Md€	-1,8 Md€	- 120 M€ -21 M€
Impact global					**-131 M€**

Annexe 17 : La production électronucléaire aux USA, en GB, en Allemagne, en Suède, en Belgique et au Japon Comparaisons internationales - généralités

I - La production électronucléaire aux Etats-Unis.

Les Etats-Unis sont le premier pays du monde par le nombre de réacteurs en fonctionnement : 104 réacteurs sont actuellement en activité dans 70 centrales, inégalement réparties sur le territoire américain. 31 Etats sont dotés de réacteurs nucléaires, principalement dans l'est du pays.

Le nucléaire représente 20 % de la production nationale d'électricité, derrière le charbon (46 %), le gaz naturel (23 %) et avant les renouvelables (9 %, dont 7 % pour l'hydroélectricité). Mais il est une ressource majeure pour plusieurs Etats. Il représente plus de la moitié de la production d'électricité dans le Vermont (72,3 %) le New Jersey (55,1 %) le Connecticut (53,4 %) et la Caroline du Sud (52 %).

Sur les 104 réacteurs en activité, 35 sont à eau bouillante (REB/BWR), 69 à eau pressurisée (REP/PWR).

Une des spécificités du parc nucléaire américain est que presque exclusivement géré par des exploitants privés, il utilise une grande variété de modèles de réacteurs. 26 sociétés d'électricité produisent de l'énergie nucléaire, en faisant appel aux différentes technologies de Westinghouse, Toshiba ou General Electric.

Parmi ces acteurs demeure une compagnie fédérale, la Tennessee Valley Authority (TVA), créée à l'époque du New Deal pour produire de l'énergie hydraulique. La TVA s'est engagée après la guerre dans la construction de centrales nucléaires. Elle reste un instrument de l'Etat (exemple : sa participation active au programme NP 2010 destiné à tester les nouvelles procédures d'autorisation de sûreté) mais elle mène en même temps sa propre politique en tant qu'opérateur sur un marché concurrentiel.

Un mouvement est en cours pour restructurer le capital des sociétés productrices d'électricité, qui pourrait conduire à une harmonisation, sinon à une standardisation des équipements.

La politique américaine de l'énergie a été caractérisée au cours des dernières décennies par des hésitations et des changements de cap, qui ont

influencé les investisseurs, sans remettre en cause la place importante du nucléaire dans l'économie nationale.

L'accident de Three Mile Island (1979) avait entraîné un premier coup d'arrêt dans la construction de nouvelles centrales, la suspension du débat sur le retraitement et le report d'une décision concernant le choix d'un site national de stockage des déchets.

L'accident de Tchernobyl a accru les hésitations des autorités américaines à encourager une reprise des investissements nucléaires aux Etats-Unis, comme à l'étranger. Washington s'est, dans les années 90, employé à renforcer, par le biais de l'AIEA, les disciplines, les contrôles et les garanties dans la sécurité des centrales nucléaires et la gestion du combustible dans le monde.

Au début des années 2000, les tensions sur le marché des hydrocarbures et les préoccupations climatiques ont suscité un intérêt nouveau pour le nucléaire. Les autorités américaines ont pris un certain nombre de mesures destinées à faciliter et encourager la production d'électricité par les centrales existantes (dont l'activité a été, pour un nombre important d'entre elles, prolongée) en même temps que les investissements, y compris d'origine étrangère, dans de nouvelles centrales. Le projet de centre national de stockage a été relancé.

L'administration Obama a cependant, après son installation, choisi de ne pas poursuivre dans la voie ainsi amorcée. La priorité donnée à la promotion des énergies renouvelables comme à l'exploitation des gaz de schiste, la renonciation au moins provisoire au projet de Yucca Mountain, la nomination d'instances de réflexion comme la commission « Blue Ribbon », ont incité les acteurs économiques privés, qui sont aux Etats-Unis les moteurs de la politique énergétique, à observer une attitude prudente ou attentiste.

Plusieurs projets de construction de nouveaux réacteurs, pour lesquels des demandes d'autorisation avaient été déposées auprès de la NRC (Nuclear Regulatory Commission) en 2008 et 2009, sont néanmoins en cours d'instruction. Elles concernent notamment AREVA et EDF, candidats à la construction de réacteurs EPR pour plusieurs sociétés américaines de production d'électricité.

II - La production d'électricité nucléaire au Royaume-Uni

1 - Place du nucléaire dans la politique de l'énergie au Royaume Uni

Le Royaume-Uni dispose de 18 réacteurs nucléaires en fonctionnement. L'énergie nucléaire contribue (2010) pour 16 % à la production d'électricité : les autres sources sont le gaz (46,3 %) le charbon (28,5 %), l'éolien (2,7 %) l'hydroélectricité (0,95 %) et d'autres énergies renouvelables, notamment la biomasse (3,4 %).

Le nucléaire représentait 26 % de la production électrique en 1997. Sa part a ensuite décliné, par suite du vieillissement du parc des réacteurs, et de la désaffection des investisseurs, dont l'intérêt s'était porté en priorité dans les années 70 et 80 sur les ressources en hydrocarbures de la mer du Nord.

L'épuisement de ces dernières, la priorité donnée aux préoccupations climatiques, ont amené à partir de 2005 un changement de cap. Deux Livres Blancs (2007 et 2008) et plusieurs rapports parlementaires ont plaidé en faveur d'un retour au nucléaire, jugé incontournable et urgent.

En 2008, le gouvernement britannique a annoncé son intention de lancer la construction d'une nouvelle génération de réacteurs. L'objectif déclaré était de porter la part du nucléaire dans la production d'électricité en Grande-Bretagne à 40 % d'ici 2050.

La réalisation de cet objectif implique un renouvellement complet des installations nucléaires existantes. Le parc britannique est composé de réacteurs d'une technologie peu performante et dépassée (AGR, Magnox), d'une usine de retraitement (Sellafield) à la fiabilité souvent mise en cause, tandis que le problème du stockage des déchets demeure sans solution.

La modernisation ou la réalisation des équipements nécessaires à une vraie relance du nucléaire appelle des investissements importants, pour lequel il a été nécessaire de procéder à une restructuration industrielle, incluant le recours à des partenariats étrangers. C'est dans ce contexte qu'EDF, RWE et E.ON se sont portés candidats, en 2008, au rachat de sociétés de production d'électricité britanniques.

EDF a réalisé l'acquisition de British Energy en janvier 2009 pour 12 milliards de livres pour constituer une nouvelle société, (EDF Energy) dans laquelle la société britannique CENTRICA (filiale de British Gaz) a acquis une part de 2,5 milliards de £. La société EDF-Energy (détenue à

80 % par EDF et à 20 % par CENTRICA), s'est portée candidate à la construction de 4 EPR sur le territoire britannique (2 sur le site de Hinkley, 2 sur le site de Sizewell).

Parallèlement, le groupe Horizon (RWE/E.ON) s'est porté candidat à la construction de 5 à 7 réacteurs de 3ème génération (EPR ou AP.1000) sur les sites d'Oldbury et de Wilfa.

Le consortium NuGeneration (Iberdrola et GDF/Suez) s'est également porté candidat à la construction d'EPR à Cumbria.

Après les élections de mai 2010, le nouveau gouvernement britannique a confirmé sa décision de favoriser la construction au Royaume-Uni (à l'exclusion de l'Ecosse) de 8 centrales nucléaires comportant chacune au moins 2 réacteurs de troisième génération. Le choix des sites a été arrêté et les procédures d'autorisation de construction se poursuivent.

L'accident de Fukushima n'a pas remis en cause cette orientation.

2 - Etat du parc nucléaire

Le parc britannique est composé de plusieurs modèles de réacteurs :

- 3 réacteurs de type Magnox (Oldbury1, Wilfa 1 et 2) d'une capacité de 217 MW (Oldbury) et 2 fois 490 (Wilfa) mis en service respectivement en 1967 et 1971, doivent cesser leur activité en 2012.
- 14 réacteurs de type AGR (2 sur chacun des sites de Dungeness, Hartlepool, Hunkley Point, Hunterston, Torness, 4 sur le site de Heysham), mis en service entre 1976 et 1989, doivent cesser leur activité entre 2016 et 2023.
- 1 réacteur de type PWR (Sizewell), mis en service en 1995, devrait rester en activité jusqu'à 2035.

Le consortium EDF Energy, acquéreur des installations de British Energy, opère les 14 réacteurs de type AGR et le réacteur PWR de Sizewell.

La NDA (Nuclear Decommissing Authority), créée en 2005 par le gouvernement britannique pour gérer la cessation d'activité des centrales de première génération, et assurer le retraitement du combustible et la gestion des déchets, opère les réacteurs Magnox encore en activité.

La fermeture prochaine de plusieurs de ces installations pousse à un lancement rapide de la construction des nouveaux réacteurs prévus.

Le premier projet proposé par EDF Energy concerne la construction de 2 réacteurs EPR (1630 MW x 2) à Hinkley Point dans le Somerset. Le chantier devait commencer en octobre 2011 et la centrale être connectée au réseau fin 2017. La lenteur de la procédure d'approbation GDA (General Design Assesment) devrait conduire à une modification de ce calendrier. Le premier réacteur EPR de Hinkley Point pourrait entrer en activité en 2019. Les 2 EPR de Sizewell devraient être raccordés au réseau entre 2020 et 2022.

Le consortium Horizon prévoit le dépôt en 2012 des demandes d'autorisation pour construire 5 EPR ou 7 AP1000 sur les sites d'Oldbury et Wilfa. L'entrée en activité de ces réacteurs se situerait entre 2022 et 2025.

III - La production d'électricité d'origine nucléaire en Allemagne

1 - Politique de l'Allemagne en matière d'énergie nucléaire et part du nucléaire dans la production d'électricité

L'Allemagne, qui accordait au nucléaire une place importante dans sa politique énergétique, a pris en 2001 (gouvernement Schröder) la décision d'engager un processus progressif de sortie du nucléaire. Le gouvernement de Madame Merkel, qui avait amorcé une révision de cette décision, l'a finalement confirmée en 2011 et a décidé d'en accélérer la mise en œuvre après la catastrophe de Fukushima.

Au début de 2011, l'Allemagne disposait de 17 réacteurs nucléaires, assurant 23 % de la production d'électricité nationale. Les autres sources de production d'électricité sont le charbon (55 %) l'éolien (7 %), l'hydroélectricité (4 %) et le solaire (2 %).

Le 6 juin 2011 le gouvernement fédéral a décidé la cessation d'activité immédiate de huit des réacteurs (ceux qui étaient entrés en activité en 1980 ou auparavant). Les 9 réacteurs restants devront être fermés par étapes, d'ici 2022. Cette décision a été approuvée par le Bundestag le 8 juillet 2011.

Cette décision a entrainé dans l'immédiat un déficit énergétique (réduction de 6,4 % de la capacité installée) compensé par des achats en provenance de France et de République Tchèque mais l'objectif du gouvernement fédéral est d'assurer, à moyen terme, le remplacement du nucléaire par une amélioration de l'efficacité énergétique et un accroissement du recours aux énergies renouvelables. La part de celles-ci dans la production d'électricité devrait passer en 10 ans de 17 % (2010) à 35 % (2020), pour atteindre 80 % en 2050. Le gouvernement fédéral a

affirmé vouloir maintenir les objectifs précédemment affichés en matière de réduction d'émissions de CO2 (- 40 % en 2020 par rapport à 1990, - 80 % en 2050). Pour y parvenir, le pays mise essentiellement sur l'éolien (Mer du Nord), encouragé par des mesures d'aide à l'investissement (fonds de soutien de 5 milliards d'euros), et sur une politique de réduction de la consommation énergétique.

Parallèlement, le lancement de la construction de nouvelles centrales au gaz a été décidé. Le débat sur la possibilité de maintenir et même de relancer une production d'énergie à partir d'un charbon « propre » a également été relancé.

Le changement de politique énergétique devrait avoir des conséquences sur le transport et la distribution d'électricité, qui nécessiteront la construction de plus de 4 000 km de lignes à haute tension.

2 - Etat du parc nucléaire

En 2010, l'Allemagne avait produit 133TWh d'électricité nucléaire sur une production totale d'électricité de 590TWh.

Les réacteurs en service au début de 2011, dont la puissance s'échelonnait de 771 à 1360 MW étaient de plusieurs types : 6 réacteurs à eau bouillante (BWR), 11 à eau pressurisée (PWR), tous construits par la société KWU, filiale de Siemens (intégrée depuis dans AREVA).

La RDA avait construit 6 réacteurs de technologie WER dont l'activité a été interrompue et le démantèlement engagé après la réunification en 1990.

Le parc actuel de 17 réacteurs (les 8 réacteurs arrêtés n'ont pas encore, à la date du 1er septembre 2011, été déchargés de leur combustible, et leur démantèlement n'est pas commencé) est détenu par 4 opérateurs privés :

E.ON (fusion de Veba et Viag) possède totalement ou partiellement 9 réacteurs : Grafenheidfeld, Isar1, Isar2, Unterweser, Grohnde, Brokdorf, Kruemmel, Brunsbuettel, Gundremmingen, Emsland ;

RWE opère seul ou en partenariat 3 réacteurs Gundremmingen, Biblis, Emsland

VATTENFALL, électricien suédois (qui possède en Suède Ringhals et Forsmark) est opérateur total ou partiel de Brunsbuttel, Krummel et Brokdorf

EnBW opère les réacteurs de Neckarwestheim et Phillipsburg.

Les opérateurs ont engagé des procédures judiciaires et mènent des consultations avec le gouvernement après la décision de fermeture des réacteurs leur appartenant. Ils s'opposent à l'imposition d'une taxe compensatoire appliquée à la production nucléaire par le gouvernement fédéral en septembre 2010, dont l'introduction avait été alors une compensation pour la prolongation de vie des centrales. Ils font valoir le surcoût que représente le démantèlement accéléré de réacteurs pour lesquels les provisions sont insuffisantes.

IV - La production électronucléaire en Suède

1 - Place du nucléaire dans la production d'électricité

La Suède possède 10 réacteurs nucléaires en activité. Le nucléaire assure 40 % de la production d'électricité du pays (dont les autres sources sont l'hydro-électricité (48 %), les énergies fossiles (10 %) et l'éolien (2 %).

A la suite d'un référendum tenu en 1980, le gouvernement suédois avait décidé d'interrompre l'activité de tous les réacteurs nucléaires avant 2010. En mars 2002, le gouvernement a renoncé à la date de 2010 pour l'abandon du nucléaire prévu dans le référendum. Seule, 2 tranches de la centrale de Bärseback ont été fermées (l'une en 1999, l'autre en 2005), en partie à cause de la grande proximité du Danemark et de Copenhague.

L'incertitude subsistant sur l'avenir du nucléaire pendant la période 2002-2009 a conduit à une limitation des investissements dans ce secteur et à une diminution de la part du nucléaire (qui était de 52 % en 2004) dans la production nationale d'électricité. En juin 2010, le Parlement suédois a adopté une loi qui est revenue sur l'interdiction de la construction de nouvelles centrales. La durée de fonctionnement de plusieurs centrales, prévue pour 25 ans, a été portée à 40. La puissance de plusieurs réacteurs a été relevée.

Le 8 décembre 2010, le groupe Vatenfall a indiqué avoir lancé l'étude de deux nouveaux réacteurs, qui pourraient être couplés au réseau d'ici 2020. Le groupe E.ON examinerait un projet comparable.

2 - Situation du marché de l'électricité

Malgré les travaux entrepris depuis 2005 pour augmenter la capacité des centrales existantes, la Suède connaît depuis quelques années de fortes tensions sur le marché de l'électricité. Le plafonnement de la production nucléaire et les incertitudes de la production hydroélectrique ont provoqué de fortes pénuries sur ce marché, organisé en pool entre les pays nordiques.

Dans l'hiver 2009/2010, le prix du MWh sur le marché Nordpool a atteint 1 400 €/MWh (35 fois le prix « normal ») avec de fortes conséquences sur l'industrie papetière. Ces tensions, auxquelles a répondu l'augmentation des importations en provenance de Finlande, ont créé ou accentué, un climat favorable à l'augmentation des investissements dans la production nucléaire, jugée incontournable.

3 - Etat et productivité du parc nucléaire

Les 10 réacteurs en activité, sur les sites de Ringhals, Forsmark, et Oskarshamn, sont de type VWR (7 réacteurs à eau bouillante) et PWR (3 réacteurs à eau pressurisée).

3 opérateurs gèrent ce parc : Vatenfall, E.ON et FORTUM (groupe finlandais). Le parc nucléaire suédois souffre d'une faible disponibilité, l'une des plus faibles d'Europe (63 %), conséquence de la faiblesse des investissements réalisés au cours de la dernière décennie dans l'entretien.

Le contexte politique permet aujourd'hui la construction de nouveaux réacteurs, mais le gouvernement suédois a posé en principe devant les 3 opérateurs qu'aucune aide publique ne serait accordée pour le financement de nouvelles centrales.

Celui-ci devrait être assuré dans le cadre d'un accord avec les grands clients que sont les industries électro-intensives. Des négociations ont été conduites en 2011, à cet effet avec le consortium Industrikraft.

V - La production électronucléaire en Belgique

1 - Place du nucléaire dans la production d'électricité et état du parc

La Belgique a 7 réacteurs nucléaires, qui fournissent 54 % de la production nationale d'électricité (46 milliards de kWh), contre 28 % pour le gaz naturel (24 milliards de kWh) et 9 % pour le charbon (7 milliards kWh), le reste étant assuré par les énergies renouvelables.

Le parc nucléaire de la Belgique est constitué de 4 réacteurs PWR développant une puissance totale de 2839 MW à DOEL, et 3 réacteurs PWR développant une puissance totale de 2985 MW, à Tihange.

La politique du gouvernement belge à l'égard du nucléaire a connu d'importantes variations dans la période récente. En 1999, fut constituée une commission AMPERE, dont l'objet était d'étudier l'avenir énergétique du pays et les alternatives au nucléaire. Le rapport de la commission, déposé en 2000, concluait à la nécessité de maintenir l'effort nucléaire, tout en développant d'autres sources d'énergie.

Cependant, après un long débat politique, le Parlement belge a adopté le 31 janvier 2003 une loi fédérale qui interdit la construction de nouvelles centrales et limite la durée de fonctionnement des centrales existantes à 40 ans, de sorte que l'activité de la dernière centrale devrait cesser au plus tard en 2025.

Une commission sur l'énergie, constituée en 2007, a proposé de revenir partiellement sur ces orientations, en soulignant que le nucléaire était indispensable pour permettre à la Belgique de respecter les objectifs européens en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement a annoncé qu'il déposerait des amendements, pour permettre la prolongation d'activité de plusieurs centrales. La crise politique qui a suivi les élections d'avril 2010 n'a pas permis d'engager cette procédure ; la situation de droit reste celle d'une fermeture programmée de toutes les centrales, échelonnée entre 2015 et 2025 ; le nouveau gouvernement belge a indiqué récemment que ce calendrier serait réexaminé.

L'accident de Fukushima a avivé le débat en Belgique sur l'avenir du nucléaire, sur lequel une décision sera prise après constitution d'un nouveau gouvernement.

2 - Organisation de la production

La production électrique d'origine nucléaire est assurée par 2 acteurs principaux :

- Electrabel, filiale de GDF/Suez, possède 50 % du réacteur Tihange 1, 89,8 % de Tihange 2 et 3, 100 % de Doel 1 et 2, et 89,8 % de Doel 3 et 4 ;
- EDF possède les 50 % restants de Tihange 1.

A travers SPE (qui est sa filiale à 51 % depuis 2009), EDF possède également les 10,2 % de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4.

La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) est l'organe central de contrôle du fonctionnement du marché de l'électricité en Belgique. Elle contrôle notamment les comptes des électriciens et veille à leur transparence. La CREG a infligé récemment à Electrabel une amende de 100 000 euros/jour, pour non communication de données sur le coût de production du nucléaire, sans lesquelles elle estime n'être pas en mesure de calculer la « rente nucléaire » dégagée par l'opérateur. Cette sanction fait l'objet d'un appel suspensif.

VI - La production d'électricité nucléaire au Japon

1 - Place du nucléaire dans la politique énergétique japonaise ; état du parc

Le Japon s'est engagé à partir des années 50 dans une politique ambitieuse de développement du nucléaire civil pour remédier aux carences du pays en ressources énergétiques.

Le programme a été lancé en 1954, après l'adoption d'une loi imposant de limiter les recherches et investissements à un usage pacifique de l'atome.

Le Japon a investi dans la construction de centrales de technologie britannique (GEC) puis américaine (Westinghouse, General Electric). Cette politique s'est poursuivie malgré l'existence d'une réticence dans une partie de l'opinion, renforcée par un certain nombre d'accidents, notamment sismiques, qui ont entraîné la fermeture de plusieurs réacteurs dans les années 70 et 80. Les autorités japonaises, et les sociétés productrices d'électricité, ont poussé les investissements dans les technologies antisismiques, tout en poursuivant un ambitieux programme de construction de centrales, et d'une usine de retraitement, considérant que le Japon qui importe 80 % de son énergie (et qui devrait, sans le nucléaire, en importer 96 %) n'avait pas le choix.

Au début de l'année 2011, à la veille de la catastrophe de Fukushima, le Japon comptait 55 réacteurs nucléaires. Le nucléaire représentait 11,4 % de son mix énergétique et 30 % de la production d'électricité (contre 60 % au gaz/pétrole et 10 % à l'hydroélectrique).

La nouvelle stratégie nationale pour l'énergie, définie en 2006 par le METI, prévoyait la construction de 11 nouvelles centrales (dont 2 étaient en cours de construction début 2011). L'objectif était de porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2030.

Ce programme s'appuyait sur des groupes puissants (Toshiba, MHI et Hitachi) qui, à partir de technologies importées puis purement japonaises, ont développé au cours des deux dernières décennies un potentiel industriel et technologique qui a fait du Japon une puissance nucléaire de tout premier plan.

Neuf opérateurs se partagent la production d'électricité nucléaire, en utilisant un parc peu homogène, composé comme suit :

- Hokkaido Electric Power Co (HEPCO)	6 PWR
- Tohoku Electric Power Co (Tohoku Electric)	7 BWR
- Tokyo electric Power Co (TEPCO)	15 BWR
	2 ABWR
- Chubu Electric Power Co (CHUDEN)	4 BWR
	1 ABWR
- Hokuriku Electric Power Co (Rikuden)	1 BWR
	1 ABWR
- Kansai Electric Power Co (KEPCO)	11 PWR
- Chugoku Electric Power Co (Energia)	2 BWR
- Shikoku Electric Power Co (Yonden)	3 PWR
- Kyushu Electric Power Co (Kyushu Electric)	6 PWR

auxquels il faut ajouter

- Japon Atomic Power Company qui gère	2 BW
	1 GCR
	1 PWR.

Après l'accident survenu le 11 mars 2011 à Fukushima, la décision a été prise de démonter les 6 réacteurs de la centrale de Fukushima 1 dont 4 étaient déjà arrêtés. Le gouvernement japonais a décrété pour la 1ère fois « l'état d'urgence nucléaire ». 140 000 résidents ont été évacués dans un périmètre de 20 km. La centrale nucléaire de Hamaoka a été fermée en mai, compte tenu du risque sismique élevé existant sur le site. D'autres centrales ont été mises à l'arrêt pour révision ou tests de sécurité. En octobre 2011, seules 11 centrales nucléaires étaient en fonctionnement. Un Livre Blanc, approuvé par le gouvernement japonais le 28 octobre, a constaté que « la confiance du public dans l'énergie nucléaire était entamée ». Le gouvernement japonais a annoncé son intention de « réduire la dépendance du Japon à l'égard de l'énergie nucléaire ».

2 - Organisation de la production et de la distribution d'électricité

Une réforme introduite à partir de 1995 a libéralisé par étapes le marché japonais de l'électricité. Les sociétés productrices d'électricité, dont l'activité est organisée sur la base d'un partage territorial, fonctionnent sur un mode plus concurrentiel. La réglementation des tarifs a été assouplie. Fin 2010, 60 % du marché de l'électricité était libéralisé.

3 - La situation après l'accident de Fukushima

Il est trop tôt pour connaître les conséquences en termes de coûts de l'accident de Fukushima sur les autres centrales japonaises. Il faut distinguer plusieurs niveaux :

- les mesures immédiatement demandées par l'Agence de Sécurité aux opérateurs, fin mars, sont peu coûteuses (achat de camions générateurs et de camions pompes supplémentaires, protections supplémentaires contre les tsunamis) ;
- les mesures à plus long terme concernant un certain nombre de centrales vulnérables aux tsunamis, à réaliser d'ici 2 ou 3 ans, auront un coût plus lourd en travaux et BTP ;
- les stress test décidés depuis lors entraineront vraisemblablement des dépenses de renforcement des protections, dont le coût ne peut encore être évalué.

Annexe 18 : le démantèlement des centrales nucléaires Comparaisons internationales

A - Le rapport du cabinet La Guardia – 2009

Dans le cadre de l'exercice Dampierre 09, EDF a commandé un audit au cabinet La Guardia qui, aux Etats-Unis, s'est spécialisé dans l'évaluation des démantèlements, en lui demandant une estimation d'un devis de démantèlement théorique d'un site de deux tranches REP 1 150 MW et en le comparant à celui de DA09. L'étude a été réalisée à périmètre comparable en retraitant les résultats de l'étude DA 09 pour passer de quatre tranches à deux puis une seule. L'écart de puissance n'a pas été pris en compte par EDF qui considère qu'il n'était pas significatif au regard du degré de précision qu'il réclamait. Les calculs de La Guardia donnent un écart très faible avec l'évaluation Dampierre 2009.

Résultats de l'étude de La Guardia commandée par EDF

M$$_{2006}$$	Deux tranches REP		Une tranche REP	
	Avec aléas[(1)]	Sans aléa	Avec aléas	Sans aléa
DA 09	855,7	777,9	539,7	490,7
Centrale théorique US	844,5	692,5	627,9	514,9

Source : Cour des comptes- Données EDF

(1) : 10 % pour EDF - 18 % pour la centrale US

B - Les comparaisons internationales disponibles

Les calculs réalisés par la Cour ont consisté, dans la mesure du possible, à rapporter les charges brutes de démantèlement étrangères à un coût en €$_{2010}$ au MW installé puis à considérer que celui-ci était le coût de référence à prendre en compte conformément à la méthode utilisée par EDF. La valeur de référence s'élève en l'occurrence à 291 €$_{2010}$/MW pour les 58 réacteurs REP en exploitation, soit 18,1 Md€$_{2010}$.

Les grandes disparités de périmètre ont été corrigées dans la mesure des informations disponibles et, lorsqu'elles ne l'étaient pas, la Cour a fait le choix, arbitraire, de s'appuyer sur les données disponibles, à savoir celles d'EDF pour corriger les périmètres.

Les charges de démantèlement des réacteurs de six pays ont été analysées, Allemagne, Belgique, Japon, Royaume-Uni, Suède et USA, avec parfois plusieurs évaluations disponibles par pays et appliquées au parc REP d'EDF en exploitation.

1 - Comparaison avec l'Allemagne

Trois évaluations sont possibles dans le cas allemand. Les montants disponibles ont été ramenés à un coût de référence par MW. La base retenue pour la puissance est celle des 17 réacteurs du parc nucléaire allemand encore en exploitation, mais qui ont été arrêtés après Fukushima (8 réacteurs dont 5 REP) ou devraient l'être à l'horizon 2022 d'après la loi de sortie du nucléaire de 2011 (9 réacteurs dont 7 REP), soit une puissance cumulée de 20 464 MW, et en moyenne, 1 203 MW.

De façon générale, et jusqu'il y a peu de temps, le coût du démantèlement d'un réacteur REP, était évalué en Allemagne, par les exploitants EnBW, E.ON, RWE et Vattenfall, à 500 M€, hors gestion des déchets et du combustible usé, notamment hors construction de bâtiments d'entreposage temporaire sur site, et sans calendrier précis de démantèlement. Le coût de référence s'élèverait alors à 415 €/kW.

Depuis la décision de sortir du nucléaire prise après Fukushima, E.ON a revu très largement à la hausse ses devis et annonce, quelle que soit la technologie des réacteurs, un montant de 1,1 Md€ par réacteur, mais y compris le coût de la gestion du combustible usé, contrairement à l'évaluation précédente. Pour corriger cette différence, un calcul grossier consistant à rapporter le coût de gestion du combustible usé d'EDF (14,38 Md$€_{2010}$) à un réacteur REP, soit 248 M€, permettrait la comparaison. Le coût allemand à comparer à l'évaluation d'EDF serait alors de 852 M$€_{2010}$. Le coût de référence s'élèverait alors à 707 €/kW.

Par ailleurs, le coût global du démantèlement des 17 réacteurs a été estimé par le cabinet de conseil Arthur D.Little en septembre 2011 à 18 Mds €, et, pour un réacteur, entre 670 M€ et 1,2 Md€, en fonction de l'installation et sans tenir compte du stockage définitif des déchets. Le coût de référence se situerait alors dans une fourchette de 556 €/kW à 996 €/kW. Rapporté au parc EDF, les charges brutes de démantèlement seraient les suivantes :

Application des résultats des études allemandes au parc d'EDF

En Md€ 2010	Application aux 58 réacteurs EDF des résultats de		
Evaluation EDF au coût de référence	La 1ère évaluation des exploitants allemands	La 2ème évaluation d'E.ON	L'étude Arthur D. Little
18,1 Md€	25,8 Md€	44 Md€	34,6 à 62 Md€

Source : Cour des comptes

2 - Comparaison avec le Japon

Le Japon dispose de 54 réacteurs dont 24 REP et 30 REB (réacteurs à eau bouillante) pour une puissance cumulée de 27 537 MW, soit une puissance moyenne de 510 W.

L'estimation du coût du démantèlement d'un réacteur REP, à fin 2009, atteint, selon les exploitants, 42,2 Md de yens hors gestion des combustibles usés et déchets, soit 319,6 M€$_{2010}$[240], soit 626 €/kW.

Sur la base des coûts japonais, le coût du démantèlement des 58 réacteurs du parc d'EDF s'élèverait donc à 38,9 Md€$_{2010}$, à rapprocher du montant retenu par EDF de 18,1 Md€$_{2010}$.

En revanche, le coût de démantèlement des quatre réacteurs accidentés de Fukushima de technologie REB, estimé fin septembre 2011 par la « commission d'enquête administrative et financière », créée spécialement pour traiter le cas de l'exploitant TEPCO, s'élèverait à 1 150 Md de yens, soit 287,5 Md de yens pour un réacteur, soit 2,7 Md€[241]. Mais ce chiffrage ne doit pas être comparé avec celui d'un réacteur non accidenté, car le démantèlement des réacteurs de Fukushima devra être réalisé dans des conditions de contamination particulièrement difficiles.

3 - Comparaison avec les Etats-Unis

La fourchette des coûts de démantèlement du réacteur REP de Maine Yankee, d'une puissance de 830 MW est estimée avec un bon niveau de précision grâce à trois évaluations disponibles. Par rapport à la situation constatée en France, quatre éléments propres aux Etats-Unis limite la portée de la comparaison :

– l'existence d'un seuil de libération aux Etats-Unis permet de limiter le volume de déchets produits et les procédures de sécurité à mettre en œuvre pour traiter les volumes concernés ;
– des destructions à l'explosif pour les parties hautes des bâtiments sont utilisées, limitant de fait le recours, plus onéreux, à des équipements spécialisés ;

[240] Au taux du 31 décembre 2009, soit 0,0075€ pour 1 JPY. Aux conditions économiques de 2009, c'est-à-dire avec un coût de référence de 286€/kW (source EDF), le coût non actualisé moyen de démantèlement d'un réacteur REP du parc en activité d'EDF s'élèverait à 306,7 M€$_{2009}$.
[241] Au taux du 29 septembre 2011, soit 0,0095€ pour 1 JPY et inflaté de 2009 à 2010.

- la durée du démantèlement a pu être limitée à huit ans, de 1997 à 2005, alors qu'en France la durée de démantèlement d'une tranche est évaluée à quinze ans ;
- a contrario, en cours de démantèlement, l'entreprise en charge des opérations a fait faux bond en raison de problèmes financiers et l'exploitant a dû poursuivre seul, augmentant ainsi les charges à supporter.

Les trois évaluations américaines des coûts de démantèlement de Maine Yankee sont les suivantes :

- celle de la société TLG Services, assistant à maitrise d'ouvrage, en charge de l'évaluation et du contrôle des coûts de démantèlement de trois réacteurs de puissance entre 1995 et 2005 : 343,6 $MUSD_{1997}$ pour le périmètre strict du démantèlement, ou encore 446 $MUSD_{2004}$[242] ;
- celle fournie à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) : 752,2 $MUSD_{2003}$ dont 525,7 $MUSD_{2003}$ de dépenses réelles pour la période 1997 à 2003 ;
- celle de l'Electric Power Research Institute (EPRI), un centre de recherche sur l'énergie et l'environnement, indépendant: 558 MUSD à fin 2004.

Evaluations des coûts de démantèlement du réacteur de Maine Yankee (conditions économiques 2004[243])

Origine des études	TLG Services	FERC	EPRI
$M\$_{2004}$	446,1	545,6	558
$M€_{2004}$	329,1	402,5	411,6
$M€_{2010}$	365	446,4	456,5

Source : Cour des comptes

Les coûts de référence correspondant s'élèveraient donc à respectivement 439,7 €/kW, 537,8 €/kW et 550 €/kW. Rapportées au parc EDF, les charges brutes de démantèlement seraient les suivantes :

[242] Base : coefficient d'inflation retenu par la NRC de 3,8 % annuel
[243] Bases : coefficient d'inflation retenu par la NRC de 3,8 % annuel et taux de change 1,3555€/$ au 31 décembre 2004

Application des résultats des études américaines au parc d'EDF

En Md€ 2010	Application aux 58 réacteurs EDF des résultats de		
Evaluation EDF au coût de référence	TLG Services	FERC	EPRI
18,1 Md€	27,3 Md€	33,4 Md€	34,2 Md€

Source : Cour des comptes

4 - Comparaison avec la Belgique

Le parc des réacteurs belges en exploitation est constitué de sept tranches de technologie REP réparties sur les sites de Tihange et de Doel, exploitées par Electrabel du groupe GDF-Suez pour une puissance cumulée de 5 926 MW.

Les coûts de démantèlement de trois réacteurs REP de la centrale de Tihange sont évalués par l'exploitant à 1 069 $M€_{2006}$, soit 1 139 $M€_{2010}$ et ceux des quatre réacteurs de la centrale de Doel s'élèvent, selon l'ONDRAF (hors installations liées à la gestion des déchets) à 1 182 $M€_{2009}$, soit 1 191,6 $M€_{2010}$.

Le coût de référence s'élèverait donc à 393,2 €/kW et rapporté au parc EDF, les charges brutes de démantèlement s'élèveraient à 24,4 $Md€_{2010}$.

5 - Comparaison avec la Suède

Les coûts de démantèlement de trois réacteurs REP de la centrale de Ringhals d'une puissance cumulée de 2 799 MW et de 933 MW en moyenne, exploités par RAB, sont évalués par une société privée commune aux exploitants, SKB.

Le tableau suivant présente les coûts de démantèlement actualisés de ces trois réacteurs, calculés aux conditions économiques de janvier 2010 par SKB qui réalise cette opération sur la base d'une extrapolation des coûts estimés pour les réacteurs Barseback 1 et 2 qui sont de technologie REB. Le cours retenu est celui du 31 décembre 2009.

Evaluation des coûts de démantèlement actualisés des réacteurs de Ringhals par SKB

	Ringhals 2	Ringhals 3	Ringhals 4
En $MSEK_{2009}$	1 513	1 459	1 520
En $M€_{2009\ (1)}$	147,5	142,2	148,2
En $M€_{2010}$	148,7	143,3	149,4

Source : Cour des comptes

(1) : 1€= 10,2561 SEK

Ainsi, le démantèlement des 3 réacteurs d'une puissance totale de 2 799 MW est évalué à 441,4 $M€_{2009}$, soit 157,6 € /kW. Ce montant ne peut être pris comme coût de référence parce qu'il est actualisé, il doit donc être rapporté à la puissance cumulée installée pour les 58 réacteurs français, 63 130 MW, soit 9,9 $Md€_{2010}$ correspondant à environ 20 Md€ de charges brutes.

6 - Comparaison avec le Royaume-Uni

Plusieurs paramètres doivent inciter à la prudence dans la comparaison des estimations françaises et britanniques, en matière de démantèlement des centrales :

- le parc britannique est essentiellement composé de réacteur de type GCR (gaz cooled, graphite moderated reactor) dont les coûts de démantèlement sont structurellement plus élevés ; leur conception fait appel à plus de matériaux et à une complexité plus grande des structures, entraînant de ce fait un accroissement sensible des volumes à traiter et des opérations à mener, donc des coûts ;
- la puissance moyenne des réacteurs arrêtés, dont l'évaluation du démantèlement a été réalisée par la Nuclear Decommissionning Authority (NDA), s'élève à 182 MW par réacteur ; elle est de 582 MW par réacteur pour les centrales de British Energy (BE) alors que la puissance nette moyenne des 58 réacteurs français est de 1 072 MW ;
- en Grande Bretagne, il est prévu un entreposage sur site pendant une centaine d'années des combustibles irradiés ;
- les calendriers de démantèlement et le nombre de centrales entre les deux pays sont différents. Le grand nombre de réacteurs français (58) réduit leur coût unitaire de démantèlement par rapport à celui des 15 réacteurs britanniques en exploitation ;

– les centrales anglaises doivent être distinguées selon qu'elles sont arrêtées, et gérées par la Nuclear Decommisionning Authority créée en 2005, en charge de l'assainissement-démantèlement de toutes les installations nucléaires britannique existantes au moment de sa création, ou selon qu'elles sont exploitées par British Energy. Il convient donc de tenir compte également de ces dernières centrales.

Si, malgré toutes les réserves liées aux distorsions techniques, d'actualisation, d'organisations et de périmètres, on cherche à comparer les évaluations des charges de démantèlement françaises et britanniques en ramenant les coûts actualisés de démantèlement au MW, il faut distinguer, d'une part, les centrales arrêtées gérées par la NDA et, d'autre part, les centrales en activité de British Energy, dont le démantèlement est financé par le NLF (Nuclear Liabilities Fund).

6.1 : Les centrales arrêtées (ou en voie de l'être en 2012) et le Nuclear Decommisionning Fund de la Nuclear Decommisionning Authority

A l'analyse de la répartition des charges présentées par la NDA, il apparaît que les coûts les plus élevés ne concernent pas les centrales mais des installations nucléaires autres. Sellafield représente ainsi 52 % des coûts identifiés. Pour comparer à EDF, il convient donc de ne tenir compte que des centrales, soit 10 Md£ en valeur actualisée.

Par ailleurs, les publications de la NDA (ex : rapports stratégiques 2006 et 2011) cumulent aux charges de démantèlement (decommissionning), des coûts de fonctionnement et d'investissements (operations costs) mais intègrent également des revenus commerciaux qui diminuent de façon importante le montant des charges.

Les installations arrêtées du périmètre de la NDA

Nom	Nature de l'activité	Nombre de réacteurs	Type de réacteur	En activité	Puissance globale MW	Puissance par réacteur MW	Coûts de démantèlement-Valeur actualisée-Rapport annuel 2009-2010- M£
Sellafield Windscale	Centrale	1	AGR	Non	24	24	987,00
Berkeley	Centrale	2	GCR	Non	276	138	608,00
Bradwell	Centrale	2	GCR	Non	246	123	724,00
Chapelcross	Centrale	4	GCR	Non	192	48	804,00
Dungeness A	Centrale	2	GCR	Non	450	225	879,00
Hinkley point A	Centrale	2	GCR	Non	470	235	890,00
Hunterstone A	Centrale	2	GCR	Non	300	150	671,00
Oldbury	Centrale	2	GCR	Non (depuis mi-2011)	434	217	954,00
Sizewell A	Centrale	2	GCR	Non	420	210	916,00
Trawsfyndd	Centrale	2	GCR	Non	390	195	796,00
Wylfa	Centrale	2	GCR	Oui (jusqu'en 2012)	980	490	964,00
Central costs North & South							859,00
		23		**total 1**	**4 182,00**		**10 052,00**
Sellafield	Fabrication et retraitement de combustible, stockage de déchets radioactifs et de matières premières			Oui			23 537,00
Sellafield Calder hall	Centrale	4	GCR	Non	196	49	
Sellafield Capenhurst	Enrichissement et activités connexes			Non			645,00
Dounreay	Recherche	3	FBR	Non	245	234	2 396,00
Harwell	Recherche	5		Non			1 203,00
Winfrith	Recherche	8	SGHWR	Non	92	92	
Low Level Waste Repository (LLWR)	Stockage de déchets de faible activité			Oui			290,00
Springfield	Fabrication de combustibles			Oui / non.			687,00
		20		**total 2**			**28 758,00**
NDA central liabilities							2 446,00
Geological disposal							3 767,00
				total 3			**6 213,00**
				TOTAL			**45 023,00**

Sources : site Internet NDA (http://www.nda.gov.uk/) ; NDA Annual report and Accounts 2009/2010; publication CEA 'Elecnuc'- Les centrales nucléaires dans le monde-édition 2010.

Pour atteindre le chiffre repris dans la presse française[244] de 100 Md€$_{2006}$ (70 Md£), les charges suivantes, datant de 2006, ont été cumulées :

– 62,7Md £ (valeur brute)[245] qui correspondent à la somme de 48,5 Md£ de decommissioning and clean-up costs + 14,2 Md£ (valeur brute) d'operations costs. Or, ces montants sont bruts. Les charges sont ensuite actualisées par NDA à un taux de 2,2 % mais le sont, nettes de produits commerciaux qui compensent quasiment le montant des coûts courants et des capex (operations costs). En 2006, le montant final s'élevait donc à 35,6 Md£ et non 62,7 M£ ;

[244] Articles Internet : Nouvel Observateur - 1er juin 2011 - Les Echos – 8 septembre 2011
[245] Rapport stratégique NDA 2006 p115

– 7,5 Md£ de R&D financés par la NDA, des coûts de stockage LLW (low-level waste) et des coûts potentiels pour la gestion à long terme des terrains contaminés[246].

Le tableau ci-dessous, extrait du document stratégique d'avril 2011 de la NDA, détaille les mises à jour de ces charges, actualisées :

		£m****				
		Decom & Clean-up Costs*	Total Operations Costs**	Commerical Revenue	Net Running Cost	Govern-ment Funding
SLCs	Sites	A	Running Cost B	C	D = (B-C)	E = (A+D)
Magnox Limited	Magnox Support	859	-	23	(23)	836
	Berkeley	608	-	3	(3)	605
	Bradwell	724	-	-	0	724
	Chapelcross	804	34	-	34	838
	Dungeness A	879	17	9	8	887
	Hinkley Point A	890	-	-	0	890
	Hunterston A	671	-	-	0	671
	Oldbury	954	126	-	126	1,080
	Sizewell A	916	52	3	49	965
	Trawsfynydd	796	-	-	0	796
	Wylfa	964	297	-	297	1,261
Research Sites Restoration Limited	Harwell and Winfrith	1,203	-	-	0	1,203
Dounreay Site Restoration Limited	Dounreay	2,396	-	27	(27)	2,369
Sellafield Limited	Sellafield and Calder Hall	23,537	5,842	7,240	(1,398)	22,139
	Capenhurst	645	-	-	0	645
	Windscale	987	92	-	92	1,079
LLWR Limited	LLWR	290	180	516	(336)	(46)
Springfields Fuels Limited	Springfields***	687	-	102	(102)	585
Sub-Total		**38,810**	**6,640**	**7,923**	**(1,283)**	**37,527**
	Electricity Sales	0	60	187	(127)	(127)
	Geological Disposal Facility	3,767	-	-	-	3,767
	NDA Central Liabilities & Group	2,506	1,326	969	357	2,863
Total		45,083	8,026	9,079	(1,053)	44,030

Il convient par conséquent d'être prudent sur le périmètre des charges à prendre en compte : soit uniquement les charges identifiées comme telles de « decommissionning et clean-up », soit celles-ci

[246] Rapport stratégique NDA 2006 p 6.

augmentées des « operations costs » mais alors corrigées des « commercial revenues ».

Le coût actualisé[247] au Royaume-Uni s'élève à 2,4 M£/MW[248], soit 2,78 M€/MW. Rapporté à la puissance des 9 centrales françaises arrêtées (3 659 MW avec des technologies diverses), le coût atteindrait 10,1 Md€. Actuellement, pour ces neuf réacteurs d'une puissance totale installée de 3 659 MW (parmi onze installations arrêtées), les provisions EDF s'élèvent à 1,8 Md€ auxquels il faut ajouter 1,5 Md€ déjà dépensés, soit 3,3 Md€, ce qui représente un coût unitaire de 0,9 M€/MW.

6.2 : Les centrales en exploitation de British Energy et le Nuclear Liabilities Fund (NLF)

Le tableau suivant présente les coûts de démantèlement, en valeur actualisée, des centrales en exploitation de British Energy (BE).

Les centrales en exploitation de British Energy

Nom de la centrale	Type de réacteur	Nombre de réacteurs	Puissance globale (MW)	Valeur actualisée des coûts de démantèlement (M€, mars 2010)
Dungeness B	GCR	2	1040	
Hartlepool A	GCR	2	1190	
Heyscham A	GCR	2	1160	
Heyscham B	GCR	2	1240	
Hinkley point B	GCR	2	840	
Hunterstone B	GCR	2	860	
Sizewell B	PWR	1	1188	
Torness	GCR	2	1205	
Total		15	8723	3934

Sources : Nuclear Liabilities Fund Annual report March 2010 / « Nuclear decommissionning » de l'IET institution of enginering and technology/publication CEA 'Elecnuc'- Les centrales nucléaires dans le monde - édition 2010.

Le financement des charges futures de démantèlement des centrales de BE revient au NLF. Il couvre le démantèlement des installations, les opérations de gestion des combustibles usés et des déchets. En sont exclues (i) les charges pour gestion des combustibles usés, nées de contrats historiques avant la mise en place de cette structure, qui seront financées directement par le gouvernement du Royaume-Uni et

[247] Le taux d'actualisation de la NDA, hors inflation, est de 2,2 %, celui du NLF de 3 % et celui d'EDF, proche de 3 %.
[248] 10 Md£/4 182 MW ; taux de change : 1,16 €/£ au 31 décembre 2010.

(ii) les charges pour gestion des combustibles usés à contracter qui resteront à la charge de BE.

L'évaluation, actualisée à 3 %, de ces charges relatives aux centrales en activité de BE s'élève à 3,9 Md£[249] pour l'exercice clos au 31 mars 2010.

Le coût actualisé au Royaume-Uni s'élève donc à 0,45 M£/MW[250], soit 0,5 M€$_{2009}$/MW sur la base de données à fin mars 2010. Ce montant ne peut être pris comme coût de référence parce qu'il est actualisé, il doit donc être rapporté à la puissance cumulée installée pour les 58 réacteurs français, soit 63 130 MW[251], soit 31,8 Md€$_{2010}$[252]. Mais le coût de la gestion du combustible usé et des déchets y est inclus. Pour corriger ce périmètre, un calcul consistant à rapporter les provisions d'EDF pour charges de transport et retraitement des combustibles usés, pour évacuation et de stockage des déchets issus du démantèlement et la partie aval des provisions pour dernier cœur, affine la comparaison. Le coût actualisé, établi sur la base des coûts anglais ainsi corrigés serait de 23,3 Md€$_{2010}$, pour les 58 réacteurs, soit environ 46 Md€$_{2010}$ de charges brutes, à comparer au 18,1 Md€$_{2010}$ évalués par EDF.

[249] Source : Nuclear Liabilities Fund Annual report March 2010, pp 4 et 32.
[250] 3 934M£/8723MW
[251] Source : Elecnuc – Les centrales nucléaires dans le monde- édition 2010- CEA
[252] Taux de change au 31/12/2009 : 1£ valait 1,126 € et inflaté entre 2009 et 2010.

Annexe 19 : Le financement et la couverture des charges futures - Comparaisons internationales

Aux Etats-Unis : un financement différencié pour le stockage du combustible usé et pour le démantèlement

Le financement des coûts de stockage du combustibles usés

Aux Etats-Unis, le *Nuclear Waste Fund* a été créé en 1982 par le Congrès (*Nuclear Waste Policy Act*) qui a posé le principe que les utilisateurs d'électricité produite par l'énergie nucléaire devraient financer les coûts de gestion du combustible nucléaire usé. Ainsi, une taxe initialement fixée à 0,1 cent par kWh consommé, a permis de doter le fonds, entre 1983 et 2010, d'un montant total compris entre 21 Md$ et 25 Md$ selon le périmètre retenu. Les revenus de ce fonds ont été de 750 M$ en 2010 au titre de cette contribution.

Ce fonds était constitué dans la perspective de l'ouverture d'un site de stockage définitif à Yucca Mountain en 1998. Or, cette ouverture a été retardée à plusieurs reprises, et son principe même est désormais contesté.

Par ailleurs, à partir de 1987, les conditions d'usage de ce fonds ont été modifiées ; les ressources provenant de la taxe sont désormais affectées au budget fédéral et le programme de développement du site doit donc obtenir chaque année son financement de celui-ci.

Ainsi, comme la commission sur l'avenir du nucléaire américain établie en 2010 aux Etats-Unis sous le nom de *Blue Ribbon* l'a récemment fait observer, le programme est sujet aux contraintes budgétaires et aux incertitudes, *« ce que la création du fonds devait justement éviter »*. Elle a recommandé que les recettes perçues actuellement par l'Etat fédéral soient directement affectées au financement du programme de gestion des déchets et que le *Nuclear Waste Fund* dont les recettes sont actuellement assimilables à des recettes du budget fédéral acquière une indépendance de gestion. Les dépenses associées ne seraient donc plus dépendantes des autorisations budgétaires annuelles, quitte à accroître à la marge le déficit budgétaire américain. Elle considérait ces mesures comme urgentes, précisant que chaque année de retard du projet accroît son coût potentiel d'environ 500 M$.

Le détail des placements du *Nuclear Waste Fund* n'est pas connu. Jusqu'en 1999, les sommes étaient investies en bons du Trésor américain. Le budget fédéral pour l'année 2009 indiquait des revenus d'intérêt de 1 173 M$, pour un montant de 21 542 M$.

Le financement des coûts de démantèlement

La Nuclear Regulatory Commission[253] (NRC) demande aux exploitants de réacteurs nucléaires de rendre compte tous les deux ans au moins des fonds mis en réserve pour financer le démantèlement des installations. Lorsque l'équipement se situe dans les 5 dernières années de la licence ou d'une fermeture programmée, les comptes-rendus deviennent annuels.

Les opérateurs disposent de plusieurs options pour démontrer la faisabilité financière du démantèlement :

- le pré-paiement : il s'agit d'un dépôt effectué au début de l'opération de démantèlement sur un fonds dédié séparé de ses comptes ;
- les garanties d'une société liée, assurances ou sûretés : il s'agit d'une garantie, sous différente forme juridique, que le coût du démantèlement sera pris en charge par une autre entité au cas où l'opérateur ferait défaut ;
- un fonds de sinistre : il s'agit d'un compte séparé, extérieur aux comptes de l'opérateur, destiné à recevoir, au cours des années, les fonds pour le démantèlement, dans l'hypothèse où l'opérateur recouvre les sommes auprès du public (*through rate making regulation or non-bypassable charges*).

Les données sur le niveau actuel des fonds accumulés à ce titre ne sont pas disponibles. Il est probable que l'allongement en cours des durées de fonctionnement ainsi que le délai de 5 ans qui est accordé avant la fermeture définitive pour constituer le financement de l'opération de démantèlement tendent à alléger le poids de l'obligation ressentie par les opérateurs américains.

Ce système de financement est donc moins contraignant que le système français ; en revanche, il ne permet pas de savoir de quelle manière serait financé le démantèlement immédiat d'une installation si celle-ci devait être fermée de manière prématurée.

[253] : Homologue américain de l'Autorité de sûreté nucléaire

En Suède

Il existe en Suède une contribution financière due par chaque opérateur au titre du *financement du démantèlement* du programme électronucléaire. Elle se situe entre de 0,11 et 0,22 centimes d'euros par kWh.

Depuis 1996, deux régimes de financement ont été en vigueur successivement : dans un premier temps les provisions et contributions ont été gérées de manière décentralisée par les exploitants et dans un second temps les fonds ont été externalisés et leur gestion confiée à un organisme public. Les fonds ont été déposés sur un compte auprès de la Banque centrale qui doit les rémunérer sur la base d'un taux de rendement de 4 % jusqu'en 2020 (taux des marchés monétaires) et de 2,5 % au-delà.

Les exploitants ne peuvent pas disposer de ces ressources sauf pour le remboursement des frais engagés pour couvrir les opérations de démantèlement ou de traitement des déchets.

En Allemagne

- Pour ce qui concerne le financement des *dépenses de démantèlement*, la loi allemande sur l'énergie nucléaire prévoit que les opérateurs garantissent qu'ils sont en mesure de débloquer des fonds, à hauteur des provisions qui sont constituées sur une base annuelle, lorsque les opérations de démantèlement commencent.

La mise en place d'un fonds externe et indépendant alimenté par les exploitants a été envisagée mais n'a pas été jusqu'à présent retenue. Les exploitants sont actuellement libres d'utiliser pour leurs opérations d'investissement les ressources financières à hauteur des provisions constituées. Les provisions ne sont pas nécessairement couvertes par des actifs financiers.

- Pour ce qui concerne le financement du *traitement des déchets*, les travaux sont financés par les producteurs de déchets. L'office fédéral de la radioprotection prélève chaque année des préfinancements auprès des producteurs de déchets radioactifs, pour la construction de deux sites de stockage (Gorleben et Konrad). Les dépenses leur sont facturées en fin d'année et incluent les dépenses de R&D de chaque site, les dépenses d'acquisition des terrains, de planification, d'exploration, de construction et de maintenance.

Au Royaume-Uni

Financement du démantèlement : un fonds doté de 8 Md£ pour les réacteurs de la société British Energy

Le Fonds de couverture des engagements nucléaires (Nuclear Liabilities Fund ou NLF) a été créé en mars 1996, dans le contexte de la privatisation de British Energy. Ce fonds doit financer le démantèlement final de 8 réacteurs nucléaires ainsi que les coûts associés à la gestion de long terme du combustible usé issu de ces centrales.

Sa dotation initiale, reçue du gouvernement, était de 228 M£ et, par la suite, la société avait l'obligation de l'abonder par des versements trimestriels de 4 M£. Jusqu'au rachat de l'entreprise par EDF en janvier 2009, le fonds pouvait recevoir chaque année une part (65 %) des flux de trésorerie libre de l'entreprise.

Le Fonds avait également pu recevoir des titres de l'entreprise en dotation, titres dont qu'il avait cédé 28 % sur le marché, obtenant ainsi une somme complémentaire de 2,3 Md£. Le solde des titres que détenait le NLF a été acquis par EDF en janvier 2009, pour un total de 4,4 Md£. En mars 2009, les actifs du NLF étaient estimés à 8,3 Md£, et le gouvernement britannique a estimé que les charges supplémentaires seraient le cas échéant prise en charge par le budget national.

Financement du stockage des déchets des nouveaux réacteurs

L'hypothèse que les déchets produits par les nouveaux réacteurs soient stockés dans la même installation que les déchets anciens est la plus probable, ainsi les coûts fixes du stockage vont pouvoir baisser.

Une consultation publique a été organisée en mars 2010 sur une méthode de détermination d'un prix de stockage des déchets. Sur cette base, en décembre 2010, le gouvernement a arrêté une méthode de couverture pour le coût de transfert vers le stockage profond des déchets issus des projets de nouvelles centrales dans le futur centre de stockage géologique. Il est prévu que ce coût soit plafonné pour réduire l'incertitude pesant sur les exploitants. En d'autres termes la charge correspondante incombera aux exploitants dans les limites d'un plafond fixé par le gouvernement.

Annexe 20 : L'assurance responsabilité civile dans le domaine nucléaire – comparaisons internationales

1 - La situation en Allemagne

La responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire découle de la convention de Paris de 1960, ratifiée par l'Allemagne le 30 septembre 1975, et de la convention complémentaire de Bruxelles de 1963, ratifiée le 1er octobre 1975, telles que complétées par les dispositions de la loi allemande en matière de RCN, l'*Atomgesetz* de 1959, amendée en 1985 et 2002.

La responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire pour des dommages causés en Allemagne est illimitée, sauf si l'accident est imputable à la guerre, à l'insurrection ou à une catastrophe naturelle, auquel cas la responsabilité est limitée au montant de la garantie de l'État, qui s'élève à 2,5 Md€ (cf. modifications 2002).

L'exploitant de centrale nucléaire doit disposer de deux tranches de garantie financière :

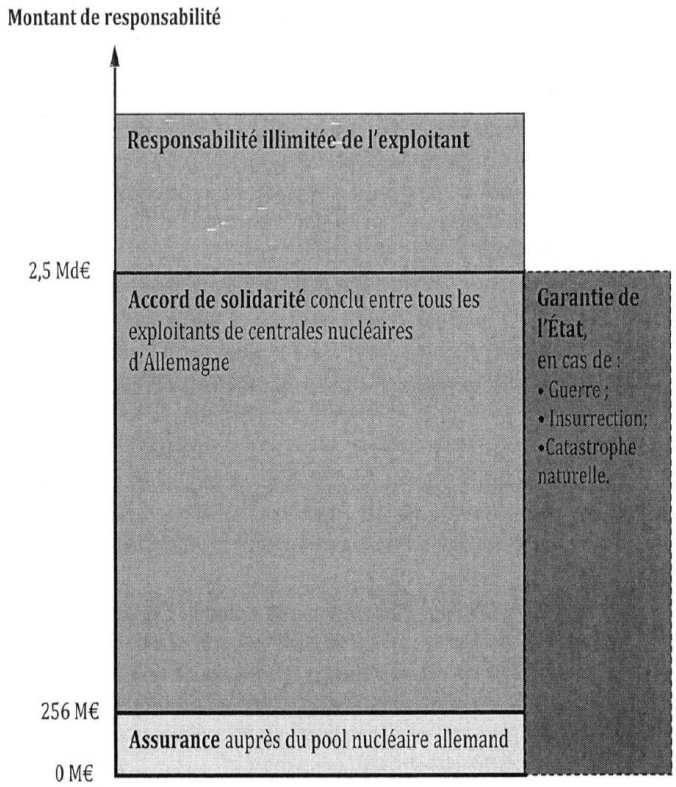
– la première fournie par un contrat d'assurance, souscrit auprès du pool nucléaire allemand DKVG, à hauteur de 256 M€. La prime est de 700 000 €/an pour un grand réacteur. Les polices d'assurance ne couvrent pas les réclamations déposées après 10 ans, ni les événements naturels extraordinaires ;

– la seconde fournie conjointement et solidairement par tous les exploitants à hauteur de 2,24 Md€. Un accord de solidarité a été conclu entre les quatre sociétés qui exploitent la totalité des centrales nucléaires allemandes. Chaque partenaire à l'accord de solidarité endosse la responsabilité vis-à-vis des autres partenaires de contribuer au montant total de la part financière des exploitants de centrale, fixé à 2,5 Md€. Le montant de la garantie de chaque partenaire est déterminé sur la base du nombre d'actions qu'il détient dans chacune des 17 centrales nucléaires actuellement en service. Chaque centrale étant organisée en société à capital limité, si la société est dans l'incapacité de payer le montant nécessaire au-delà de la 1ere tranche, c'est à la société mère holding de le faire. Si celle-ci est elle-même dans l'incapacité de payer, il est alors fait appel à la solidarité des autres exploitants à hauteur de leur part respective (E.ON : 40,6 %, RWE : 28.9 %, EnBW : 22.6 %, Vattenfall : 7,8 %). Les partenaires sont tenus de remettre tous les ans aux autorités de réglementation une attestation d'un expert comptable confirmant

qu'ils ont la capacité financière d'honorer les obligations qui leur incombent à ce titre.

En ce qui concerne les dommages causés hors de l'Allemagne, la responsabilité maximale de l'exploitant est déterminée selon le principe de réciprocité, c'est-à-dire qu'elle dépend des avantages équivalents offerts à l'Allemagne par l'État où a lieu le dommage. Vis-à-vis des États qui n'exploitent pas d'installations nucléaires sur leur territoire, la responsabilité est plafonnée au montant maximum stipulé par la convention complémentaire de Bruxelles.

Schéma : RCN Allemagne



Source : CGIET/IGF

2 - La situation aux Etats-Unis

Le dispositif de responsabilité civile nucléaire aux Etats-Unis est régi par le « Price Anderson Act », datant de 1957 (les Etats-Unis ne sont Parties qu'à la convention sur la réparation complémentaire, non entrée en vigueur). Fondé sur une responsabilité objective et limitée dans son montant, le « Price Anderson Act » couvre les réacteurs nucléaires, les réacteurs de recherche, les installations nucléaires du « Department of Energy » (DOE) et les activités de transports. Il couvre ainsi tant le secteur privé que le secteur public. La loi américaine ne canalise pas la responsabilité juridique sur l'exploitant mais organise un mécanisme d'indemnisation des victimes reposant sur l'exploitant.

Une responsabilité objective et limitée

Les exploitants doivent disposer d'une couverture en deux tranches :

– 1ère tranche : une couverture de 375 M$ achetée par chaque exploitant et fournie par ANI (« American Nuclear Insurers », pool américain) ;

– 2éme tranche : fondée sur la mutualisation et la solidarité des exploitants, fournie sous la forme de prime d'un montant de 117,495 M$/réacteur en cas d'incident, et collectée par versements annuels de 17,5 M$. Cette deuxième tranche sert à couvrir les indemnisations qui ne sont pas payées par la première tranche. Un contrat est conclu entre ANI et l'exploitant concernant la collecte des primes rétrospectives, soumis à l'agrément de la NRC (Nuclear Regulation Commission).

Les exploitants doivent apporter la preuve auprès de l'Etat qu'ils disposent des 2 couvertures imposées par le « Price Anderson Act ». L'Etat fait de cette garantie financière un préalable aux autorisations pour les installations nucléaires.

La loi couvre les dommages aux personnes et aux biens et les évacuations préventives (cf. amendement de 1988). Les coûts de remise en l'état de l'environnement sont couverts par les polices d'ANI si la NRC qualifie l'événement d' « Extraordinary Nuclear Occurrence » (accident nucléaire exceptionnel, notion introduite par les amendements de 1966).

Unicité de juridiction

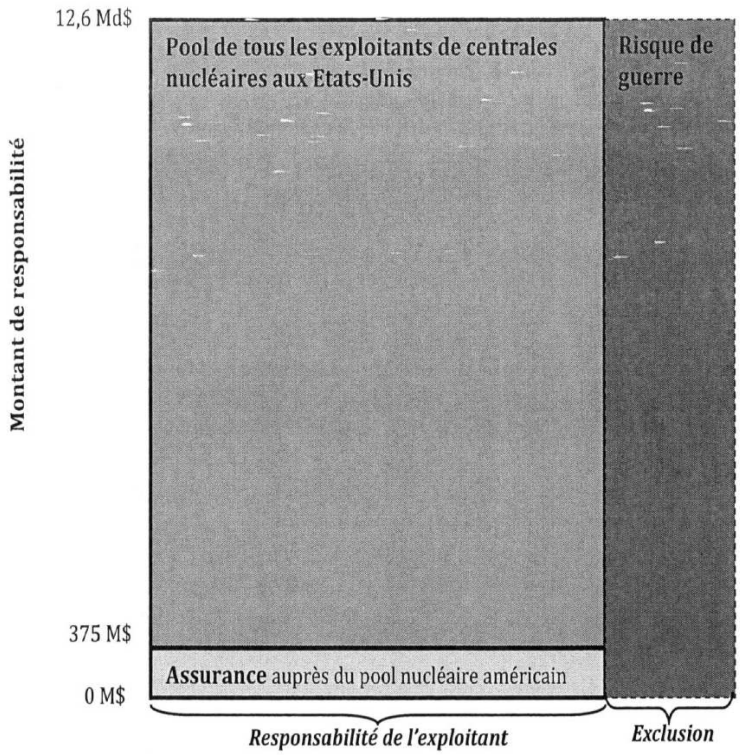
La loi « Price Anderson Act » privilégie la compétence des États fédérés pour réglementer les questions de responsabilité civile nucléaire à

moins que la législation des États fédérés soit incompatible avec les dispositions fédérales.

La compétence pour connaître des questions relatives à la responsabilité civile appartient à la Cour des États-Unis du district où l'accident est survenu.

En ce qui concerne les accidents hors Etats-Unis, la loi couvre seulement l'activité contractuelle, menée pour le compte du DOE, dans la mesure où elle implique des matières appartenant au gouvernement américain. Le tribunal compétent est celui du district de Columbia.

Schéma : RCN Etats-Unis



Source : CGIET/IGF

3 - Montants plafonds de la responsabilité civile nucléaire en Europe

RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE EN EUROPE
(juin 2011)

MALTE	État membre de l'Union européenne
	État non-nucléarisé
	État abritant des installations électronucléaires en cours de démantèlement et envisageant la construction de nouvelles centrales
BIÉLORUSSIE	État ayant un programme d'accession au nucléaire (plus ou moins avancé)
●	Centrales nucléaires dans l'Est de l'Europe
	Limite des États parties à la Convention de Vienne
	Limite des États parties à la Convention de Paris
161	Montant de responsabilté de l'exploitant (en millions d'euros)
∞	Montant non limité en raison de l'absence de législation nationale
∞*	Montant illimité décidé par la législation nationale
?	Montant à déterminer

Réponses
des administrations
et des organismes concernés

Sommaire

Réponse conjointe des ministres : - de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, - de l'économie, des finances et de l'industrie, - du budget, des comptes publics et de la réforme de l'Etat, porte-parole du gouvernement, - de l'enseignement supérieur et de la recherche, - chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique	**379**
Ministre de l'intérieur, de l'outre-mer, des collectivités territoriales et de l'immigration	**390**
Présidente du conseil d'administration de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)	**391**
Administrateur Général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives	**392**
Président d'AREVA	**401**
Président de la commission nationale du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF)	**407**
Président de la commission de régulation de l'énergie (CRE)	**408**
Président de l'association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI)	**422**
Président de l'autorité de sûreté nucléaire (ASN)	**423**
Président de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST)	**428**
Président d'électricité de France (EDF)	**429**
Président du conseil d'administration de l'agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)	**433**
Président du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la Sécurité nucléaire (HCTISN)	**435**

REPONSE CONJOINTE DES MINISTRES DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DE LA MINISTRE DU BUDGET, DES COMPTES PUBLICS ET DE LA REFORME DE L'ETAT, PORTE-PAROLE DU GOUVERNEMENT, DU MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE, DU MINISTRE CHARGE DE L'INDUSTRIE, DE L'ENERGIE ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE

Par une lettre en date du 17 mai 2011, le Premier ministre a demandé à la Cour des comptes d'expertiser les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations, et à l'assurance des sites. Tel est l'objet du présent projet de rapport, qui appelle de notre part les observations suivantes.

Nous tenons tout d'abord à féliciter la Cour pour le travail approfondi et rigoureux, présenté de manière particulièrement claire et accessible malgré la difficulté du sujet. La Cour a en particulier procédé à un recensement exhaustif et détaillé des différents coûts passés, présents et futurs de la filière électronucléaire. Le rapport donne une vision globale qui permet de hiérarchiser et de mettre en relation ces différents coûts.

Ce rapport répond donc de manière tout à fait précise à la demande du Premier ministre, qui visait à faire toute la lumière sur un sujet qui fait débat et sur lesquels l'attente de nos concitoyens est forte.

Le rapport de la Cour conduit en particulier à cinq conclusions que nous faisons nôtres :

- *l'examen de la Cour ne fait pas apparaître de coût qui ne serait pas pris en compte au sein de la régulation économique globale de la filière nucléaire ;*
- *le choix de la méthode pour évaluer le coût d'utilisation des actifs nucléaires est déterminant pour le calcul du coût complet du nucléaire. La méthode des coûts courants économiques se fonde sur une évaluation du coût de la reconstruction aujourd'hui et à l'identique du parc historique. La méthode proposée par la commission Champsaur, a contrario, se fonde sur une estimation comptable de la part résiduelle du capital investi dans le parc nucléaire. Pour fixer le prix initial de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, le Gouvernement a fait le choix de cette méthode sur la recommandation du rapport de M.Champsaur et de la Commission de Régulation de l'électricité, en prenant cependant en compte les incidences d'investissements supplémentaires dans le parc nucléaire pour renforcer encore sa sûreté. Sans valider la méthode en tant que telle, la Cour des Comptes confirme que la méthode de la commission Champsaur est adaptée à la logique de la*

fixation du prix de l'ARENH. Le calcul de la Cour, tenant compte des premiers éléments disponibles, conforte le choix qu'a fait le Gouvernement de fixer l'ARENH à un niveau légèrement supérieur à celui recommandé par la Commission Champsaur pour tenir compte de l'impact de l'accident de Fukushima.

- *le calcul du coût de production est peu sensible aux incertitudes portant sur les charges futures de démantèlement ou de gestion des déchets, le coût total évoluant de 5% environ si celles-ci venaient à doubler ;*
- *la prise en compte du risque de responsabilité civile en cas d'accident nucléaire ne conduit pas à faire évoluer de façon déterminante l'évaluation des coûts de la production électronucléaire ;*
- *les dépenses réalisées sur crédits publics (activités de contrôle et de recherche) et les recettes provenant de la taxe sur les installations nucléaires ont des ordres de grandeur que la Cour considère comme « voisins », bien qu'il n'y ait pas d'affectation budgétaire directe de ces recettes à ces dépenses.*

Ces conclusions sont importantes pour nos concitoyens. Elles viennent conforter les analyses économiques du Gouvernement relatives au coût complet de production de notre parc nucléaire, comme les décisions qui en découlent.

Certes, la régulation de la filière devra être consolidée à mesure que la connaissance des coûts s'affinera : la Cour fait des recommandations en ce sens, qui alimenteront les travaux futurs du gouvernement, notamment dans le cadre de la préparation du décret fixant la méthode de calcul du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pris en application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Pour ne reprendre que quelques-unes des recommandations de la Cour :

- *les audits lancés par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) afin de porter une appréciation technique sur l'élaboration des devis de démantèlement seront bien conduits dans les meilleurs délais ;*
- *les travaux en cours sur la détermination du devis pour le stockage des déchets seront bien menés à leur terme d'ici fin 2012, à l'issue de la « phase d'esquisse » actuellement en cours.*
- *s'agissant de l'assurance des exploitants nucléaires, le projet de loi de ratification de l'ordonnance du 5 janvier 2012 sur la codification des lois nucléaires augmentera les plafonds d'indemnisation. Ces plafonds seront mis en conformité avec le montant prévu par le protocole de 2004 modificatif de la convention de Paris, ratifié par le Parlement en 2006. Cette mesure est actuellement suspendue au vote par l'ensemble des pays européens de la même mesure dans*

leur droit national, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni n'ayant pas encore voté de loi de ratification.

La lecture du rapport de la Cour appelle néanmoins de notre part un certain nombre de remarques qui visent à compléter les observations de la Cour, et dans quelques rares cas, à en appeler une révision.

Sur le coût de production, et en particulier le coût du capital

La Cour a noté à très juste titre que le calcul du coût du capital pour une année donnée dépend de la répartition de ce coût sur la période d'exploitation. La Cour présente donc plusieurs méthodes, correspondant à différentes mesures et conceptions des coûts, dont certaines varient dans le temps.

La méthode du coût courant économique (CCE) repose sur une évaluation en euros 2010 de l'effort consenti dans les années 1980. Elle permet de donner une idée de l'effort d'investissement qu'il faudrait consentir aujourd'hui pour reconstruire un parc identique au parc historique, et de rémunérer le capital à hauteur de l'investissement initial en euros constants, augmenté des provisions de démantèlement. Elle n'est pas nécessairement en rapport avec la chronique des amortissements et des coûts, notamment financiers, supportés par le passé. Par ailleurs, elle suppose une rémunération constante des capitaux, sur une durée de 40 ans, ce qui ne correspond pas au fait que, comme le note la Cour, le parc nucléaire est largement amorti d'un point de vue comptable.

Dans le contexte spécifique de la régulation mise en place par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, qui vise à couvrir le coût complet du parc historique à l'exclusion de son renouvellement, l'estimation de la méthode de la commission Champsaur (dont le rapport a été rendu public) se distingue par la prise en compte des rémunérations passées, faisant le choix de se fonder sur une approche comptable. Cette méthode conduit à rémunérer, sur la période de régulation, à savoir d'ici 2025, le capital restant non amorti. La Cour souligne à juste titre que le calcul de la méthode de la commission Champsaur est également prospectif en ce qu'il tient compte de l'augmentation future des charges d'investissement pour le maintien en condition du parc, sa prolongation et l'amélioration de sa sûreté qui sont présentées dans le rapport. En ce qui concerne l'amélioration de la sûreté, les chiffrages du rapport Champsaur ont été établis sans tenir compte des évaluations complémentaires de sûreté, sur lesquelles l'ASN a rendu son avis le 3 janvier 2012, mais le calcul de la Cour, tenant compte des premiers éléments disponibles, conforte le choix qu'a fait le Gouvernement de fixer l'ARENH à un niveau légèrement supérieur à celui recommandé par la Commission Champsaur pour tenir compte de l'impact de l'accident de Fukushima.

Ainsi, alors que le CCE représente le coût moyen annuel théorique d'un parc qui serait reconstruit aujourd'hui à l'identique du parc historique et retient ainsi une « valeur économique » de l'actif pour mesurer le coût du capital

investi, la méthode de la commission Champsaur permet d'isoler le « coût restant à payer » du parc historique. Les deux visent bien la rémunération de l'investissement initial, mais c'est à très juste titre que la Cour souligne ces différences fondamentales.

Sur la comptabilisation des charges de long terme

La Cour considère qu'il convient de prendre en compte comme un coût annuel de la production électronucléaire une charge financière de désactualisation des provisions pour le démantèlement et la gestion des combustibles usés et des déchets.

La réglementation sur la couverture des charges de long terme, qui fait d'ailleurs l'objet d'une analyse approfondie de la Cour, impose la couverture des charges de long terme par des actifs dédiés, d'un montant qui correspond à un instant donné aux charges actualisées, et dont la gestion doit permettre de dégager un rendement au moins égal au taux retenu pour l'actualisation des charges. Grâce à ce rendement, l'abondement initial, corrigé éventuellement des abondements ultérieurs consécutifs à des réévaluations de devis ou des modifications de taux d'actualisation, suffit en lui-même à couvrir les charges brutes décaissées en fin d'exploitation.

Ainsi, en ajoutant au coût de constitution des provisions un coût financier de désactualisation, l'approche de la Cour conduit à retenir un coût de démantèlement « brut », qui n'est pas représentatif de la réalité des coûts supportés par la filière in fine, ces coûts de désactualisation étant couverts par les produits de placement des actifs dédiés.

A titre d'illustration, on fera remarquer que retenir une charge de désactualisation sans en neutraliser le montant par les produits de placements conduirait à une situation en fin de période où : i) la somme des coûts bruts comptabilisés serait certes égale au coût brut total des opérations de démantèlement et de gestion de déchets ; ii) mais, les revenus générés dans l'intervalle par le portefeuille d'actifs constitueraient un excès de trésorerie disponible en fin de période d'un montant au moins égal au total des charges de désactualisation.

Cette présentation de la Cour représente indirectement un décalage par rapport aux conclusions de son rapport de janvier 2005 sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs : « avec l'actualisation des provisions, comme la prise en compte de la charge future est étalée sur une période s'étendant du fait générateur jusqu'à l'année de paiement des prestations, une façon de s'assurer d'un financement équitablement réparti serait de le sécuriser par un montant d'actifs dédiés égal à celui de la provision actualisée. »

Nous constatons que la Cour intègre les charges de désactualisation dans son calcul des coûts de production, de façon explicite pour la gestion des déchets et du combustible usé, ce qui revient à augmenter les charges opérationnelles identifiées par la Cour d'un montant annuel de 740 M€, et de façon implicite pour les charges de démantèlement et de dernier coeur,

puisqu'elle prend en compte la charge brute dans le calcul de l'investissement initial à rémunérer et non la provision actualisée au moment de la construction du parc.

La Cour aurait pu faire apparaitre ces charges de manière spécifique dans les calculs présentés, et signaler qu'elles sont couvertes en principe pour chaque exercice par le produit de placement des actifs dédiés qui est d'un montant au moins équivalent. Si cette charge représente bien un coût inévitable, son financement est toutefois sécurisé par construction par le produit des actifs dédiés constitués au moment du fait générateur de la charge future.

Les montants de 18,4 Mds€ et 3,8 Mds€ retenus pour le démantèlement et les derniers cœurs du parc en exploitation représentent bien un montant global sur la durée de vie, mais correspondent, sur la base d'un taux d'actualisation réel de 3% à une dotation initiale au moment de la construction de 4,5 Mds€. Le coût d'investissement initial du parc actuel doit en être réduit d'autant, la différence étant financée par les produits de la dotation initiale. ***C'est alors un chiffre de 100,5 Mds€, et non 118,2 Mds€ qui doit être pris comme montant d'investissement initial à rémunérer.***

Ces corrections conduiraient à isoler dans les totaux affichés par la Cour un montant de 2€/MWh pour la méthode « C3P » et de 5€/MWh pour la méthode des coûts courants économiques, qui correspondent aux charges de désactualisation, financées en principe par les produits des actifs dédiés.

Sur les devis présentés par EDF pour le démantèlement

La Cour a effectué une comparaison internationale des devis de démantèlement pour les réacteurs nucléaires. La Cour souligne les limites de l'exercice, liées à la diversité des règlementations, aux différences de périmètres des devis ou aux différences de technologie, tout en indiquant que l'évaluation finale des coûts de production, qui comprend la couverture de ces charges de long terme, est relativement peu sensible aux variations de ces devis et que l'étude Dampierre présentée par EDF constitue une base solide, dont elle recommande d'ailleurs l'usage. Elle rejoint en cela ses conclusions précédentes, dans le même rapport de 2005 : « les provisions sont aujourd'hui le fruit de calculs très scrupuleux et détaillés : si des sous-évaluations critiquables ont été faites au cours de la décennie précédente, ce n'est plus le cas aujourd'hui. »

Les travaux de la Cour confirment la nécessité d'un contrôle approfondi et régulier des évaluations présentées par les exploitants. Tel est le travail du Gouvernement qui a ainsi défini en 2011 un programme d'audits pluriannuel en cours de mise en œuvre. *La DGEC a ainsi mis en place un programme d'audits auprès des trois principaux exploitants nucléaires, portant notamment sur la gestion des incertitudes techniques résiduelles et des aléas techniques, la validité des économies d'échelle prises en compte dans l'extrapolation de l'étude Dampierre et la comparaison internationale des coûts du démantèlement. Les rapports de ces audits seront mis en ligne*

au fur et à mesure de leur réalisation. Le premier de ces audits portera sur les incertitudes techniques résiduelles et les aléas de réalisation. Son rapport sera disponible en fin d'année 2012.
Nous disposons en outre d'un cadre législatif et réglementaire protecteur. La loi du 28 juin 2006, et son article 20, est en effet protectrice puisque les évolutions de devis seront le cas échéant à la charge des exploitants nucléaires. ***Notre système garantit d'une part le contrôle des provisions pour charges nucléaires de long terme et des actifs dédiés sécurisés, et d'autre part le fait que les éventuelles évolutions de devis seront à la charge des exploitants nucléaires.***
Nous retenons enfin que la Cour met en avant que le calcul du coût de production est peu sensible aux incertitudes portant sur les charges futures de démantèlement ou de gestion des déchets. Ceci nous permet d'appréhender leur contrôle dans la durée avec sérénité.

Sur la gestion des matières et déchets radioactifs

S'agissant de la gestion des déchets, la Cour fait état des débats en cours sur les coûts du futur centre de stockage géologique profond. A ce stade cependant, le chiffrage actuel basé sur le devis de 2005 est le seul fondement possible au calcul des provisions pour les exploitants. L'année 2011 a été une année charnière pour le projet de stockage géologique profond, avec l'organisation d'une revue de projet. A l'issue de celle-ci l'Andra a engagé la « phase d'esquisse ». C'est à l'issue de celle-ci, fin 2012, qu'il reviendra au ministre chargé de l'énergie d'arrêter le coût de ce projet de stockage, en application de la loi, avant le lancement d'un débat public en 2013.

Le gouvernement sera attentif à ce que ce devis puisse constituer une référence réaliste et crédible, sur la base d'un projet technique élaboré par l'Andra et prenant pleinement en compte les contraintes de sûreté.

La Cour évoque également le statut de certaines matières, comme les combustibles MOX ou à base d'uranium de retraitement irradiés, ou encore l'uranium appauvri. Aux termes de la loi, il s'agit de matières et non de déchets puisque leur utilisation est prévue ou envisagée. Ceci est décrit dans le plan national de gestion de matières et déchets radioactifs 2010-2012. Mais il ne peut être exclu qu'elles soient un jour considérées comme des déchets. Nous soulignons que les recommandations de la Cour s'agissant de ces matières sont cohérentes avec le plan national de gestion de matières et déchets radioactifs 2010-2012, qui prévoit bien la réalisation « à titre conservatoire, d'études sur les filières possibles de gestion dans le cas où ces matières seraient à l'avenir qualifiées de déchets. »

Comme le recommande la Cour, une mise à jour du chiffrage de la provision inscrite par EDF pour le stockage direct des combustibles MOX et URE

irradiés, dans l'hypothèse où ceux-ci viendraient à être considérés comme déchets, sera élaborée. La Cour relève qu'il « n'est pas certain que le centre de stockage tel qu'il est conçu actuellement pourrait accueillir ces combustibles », ce qui ignore le fait que cette conception est en cours et que ***le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs impose bien à l'ANDRA « que les concepts de stockage restent compatibles avec l'hypothèse du stockage direct des combustibles usés. »***

Sur les actifs dédiés

La Cour estime que «en termes de diversification et de liquidité, l'utilisation des titres de RTE pour alimenter les fonds dédiés est sujet à discussion. »

Concernant l'apport de RTE au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, la Cour rapporte l'argumentation d'EDF qui considère que « le flux de dividendes représente l'intérêt économique de cette affectation » et elle conclut que « c'est bien la somme de la valeur des actifs dédiés et des bénéfices de leurs placements qui doit couvrir globalement les provisions. » Cette conclusion ignore le fait que, si une vente devait intervenir à échéance de 30 ans, le titre aurait déjà livré dans l'intervalle de l'ordre de 80% de sa valeur vue d'aujourd'hui. La valeur de réalisation à l'horizon du siècle ne correspond, vu d'aujourd'hui, qu'à une infime partie de la valeur inscrite. Nous soulignons en outre le fait que, compte tenu de l'échéancier des charges, les scénarios de décaissement ne nécessitent pas la vente de ces titres.

Le Gouvernement veille en particulier, en application de la loi du 28 juin 2006, à ce que la liquidité des actifs dédiés soit suffisante, c'est-à-dire eu égard aux besoins et non totale à tout instant. ***Le Gouvernement confirme qu'il considère que l'inclusion de titres RTE dans les actifs dédiés est positif en termes de diversification et qu'elle ne pose pas de difficultés en termes de liquidité.***

Sur les coûts de l'EPR

La Cour estime en page 215 que le coût de l'EPR de Flamanville, avec une durée d'exploitation égale à 60 ans, pourrait être de l'ordre de 70 à 90 €/MWh, et souligne « qu'il ne s'agit pas des coûts de l'EPR en série, sur lesquels il est encore plus difficile de faire des prévisions ».

Nous partageons l'analyse de la Cour concernant la difficulté d'une prévision du coût d'une série d'EPR. La Cour a retracé le coût de construction du parc nucléaire actuel dans des tableaux exhaustifs, qui montrent les économies importantes qu'il peut y avoir, sans que cela ne soit bien sûr systématique, entre les premières tranches et les suivantes d'un même site (par exemple, Tricastin 1.2 et Tricastin 3.4, Dampierre 1.2 et Dampierre 3.4, Gravelines 1.2 et Gravelines 3.4, Paluel 1.2 et Paluel 3.4) ou entre la tête de série et les réalisations suivantes d'un même pallier (par exemple, Paluel vs Saint Alban et Belleville ou encore Chooz vs Civaux). A

ces économies s'ajoute, le cas échéant, l'effet d'une construction plus rapide sur le montant des intérêts intercalaires.

Sur la durée de fonctionnement des centrales

La Cour note en conclusion que la durée de fonctionnement des centrales est une donnée stratégique. Elle constate que « d'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de vie de 40 ans et 22 réacteurs sur 58 atteindront leur quarantième année de fonctionnement d'ici 2022 ». Elle en déduit qu'il faudrait construire 6 ou 7 EPR d'ici 2020 et 11 d'ici 2022, et recommande qu'en soient tirées des orientations de la politique énergétique à moyen terme, publiquement connues et utilisables par tous les acteurs du secteur.

Nous appelons votre attention sur le rapport de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité rendu public en juin 2009 et l'arrêté correspondant du 15 décembre de la même année. Avec les documents équivalents pour ce qui concerne les infrastructures gazières et la production de chaleur, elle constitue notre feuille de route en matière énergétique. Elle retient de manière tout à fait explicite, outre les objectifs de maîtrise de la demande et de développement des énergies renouvelables issus du Grenelle, l'hypothèse d'un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans du parc nucléaire actuel, et conclut, compte tenu de la primauté absolue conférée à la sûreté nucléaire, à la nécessité de disposer de marges de manœuvre pour garantir l'approvisionnement sûr tout en préservant la capacité à prendre toute décision relative à la sûreté du parc. Ces considérations ont justifié la construction de l'EPR de Flamanville et la préparation du dossier pour lancer celle d'un EPR à Penly.

Par ailleurs, le gouvernement a demandé fin 2009 à EDF et à l'ASN de poser les jalons de la démarche d'instruction des quatrièmes réexamens décennaux. Les enjeux de la prolongation de la durée d'exploitation s'affineront ainsi progressivement. Nous soulignons notamment la tenue prochaine d'un groupe permanent consacré aux orientations de sûreté au-delà de 40 ans. Le calendrier de travail défini par l'ASN nous permettra de disposer d'éléments techniques sérieux à l'horizon 2015 quant à la faisabilité technique du fonctionnement au-delà de 40 ans de nos réacteurs nucléaires. Nous rappelons que ceux-ci font l'objet d'un réexamen de sûreté approfondi tous les dix ans à l'occasion des visites décennales, qui est un atout du modèle de sûreté nucléaire français.

La problématique soulevée par la Cour avait donc bien entendu été identifiée dans la programmation pluriannuelle des investissements, qui sera mise à jour au cours de la prochaine législature, conformément à la loi.

Sur les dépenses passées de recherche

La Cour indique à juste titre que les dépenses passées de recherche ne doivent pas être intégrées dans le calcul des coûts de production du parc actuel. La Cour précise que ces dépenses sont en effet dans les charges d'exploitation des exploitants ou dans les dépenses financées sur crédits publics. ***Il conviendrait de compléter cette argumentation*** *: indépendamment de leur prise en compte comme charge d'exploitation par ailleurs, les dépenses de recherche ayant permis de mettre au point les réacteurs du parc actuel constituent des dépenses non récurrentes qu'il ne serait pas nécessaire de répéter si l'on voulait reconstruire un parc à l'identique et pour lequel il n'est donc pas nécessaire de reconstituer le capital. Il convient donc de les exclure du calcul du coût de production.*

Par ailleurs, dans son tableau récapitulatif, la Cour inclut dans les dépenses d'investissement non seulement les dépenses de recherche et développement liées à la filière actuelle de production électronucléaire (43 Md€) mais également les dépenses de recherche liées à la filière à neutrons rapides (12 Md€) et celles liées à Superphénix (12 Md€). Dans la mesure où l'objectif principal du rapport de la Cour est de présenter les coûts liés à la production d'électricité, ***il conviendrait de distinguer dans ce tableau les dépenses de recherche liées à cette filière de production (43 Md€) et les dépenses sur la filière à neutrons rapides (24 Md€).***

De plus, comme la Cour l'indique à juste titre dans le chapitre consacré aux dépenses passées, les 12 Md€ du prototype de réacteur à neutrons rapides Superphénix ne constituent pas à strictement parler une dépense de recherche mais un cas sui generis de dépense, intermédiaire entre recherche et production d'électricité.

Sur les dépenses futures de recherche

La présentation des dépenses futures de recherche appelle une série de remarques :

Tout d'abord, le chapitre sur les dépenses futures regroupe des dépenses de natures différentes : les dépenses futures liées à la production actuelle (démantèlement, gestion des déchets, etc.), qui sont l'objet du rapport, et les dépenses de recherche et développement pour les générations futures, qui sont pour l'essentiel sans lien avec la production actuelle et ne sont donc pas pertinentes en soi dans le cadre du rapport. Les recherches futures ne doivent être considérées que dans la mesure où elles peuvent avoir un impact sur le montant des dépenses liées à la production

*actuelle. **Il conviendrait de mieux séparer ces deux catégories de dépenses futures et de mettre l'accent sur les dépenses liées à la production actuelle**.*

*Le rapport de la Cour consacre en particulier un encadré aux recherches en fusion nucléaire dans le cadre d'ITER, également mentionnées dans la conclusion sur les recherches futures. Il nous semble que **ces développements sur ITER n'ont pas leur place dans le rapport consacré aux coûts de la filière électronucléaire**. En effet, la fusion est encore au stade de la recherche fondamentale et son financement s'inscrit dans les investissements des grands instruments scientifiques internationaux financés par l'Etat, dans lesquels la France joue un rôle majeur comme pays hôte. Contrairement à ce qui est indiqué, ITER n'a pas pour objectif à long terme « la production d'électricité civile ». ITER a en effet pour finalité de démontrer la faisabilité technique et scientifique d'utiliser l'énergie de fusion comme une future source de production d'énergie. Il servira notamment à tester les technologies clés nécessaires au prototype préindustriel DEMO. Ce dernier, conçu pour démontrer la faisabilité industrielle de production d'électricité de fusion, n'est envisagé qu'à l'horizon 2040 selon les résultats scientifiques fournis par ITER.*

*Par ailleurs, la présentation actuelle conduit à **présenter les recherches sur les générations futures uniquement en termes de coûts, ce qui est extrêmement réducteur**. D'une part, ces recherches seront à terme à l'origine de nouvelles filières de production électronucléaire dont il faudra analyser l'économie de façon globale. D'autre part, les recherches nucléaires revêtent une dimension stratégique et politique forte en termes de lutte contre le réchauffement climatique, de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique. Ces aspects n'apparaissent que de façon séparée et non chiffrée dans les externalités mentionnées au chapitre IV.*

*De plus, les recherches futures sur le nucléaire doivent être appréhendées dans le cadre plus globale de la Stratégie Nationale de la Recherche et de l'Innovation (SNRI) dont l'un des axes prioritaires est d'**assurer l'avenir énergétique sans carbone avec un équilibre entre recherche nucléaire et recherche sur les énergies renouvelables**. Cet équilibre se retrouve au sein du programme des investissements d'avenir puisqu'au programme sur le nucléaire du futur, doté d'1 Md€, répondent les programmes respectivement consacrés à la création d'instituts d'excellence des énergies décarbonées et aux démonstrateurs « énergie décarbonée et chimie verte» pour un montant total de 2,35 Mds€.*

Concernant les recherches sur la quatrième génération, la Cour rapporte à juste titre que dans le cadre de la coordination au niveau du Forum Génération IV, la France a choisi de se concentrer sur les réacteurs à

neutrons rapides (RNR) refroidis au sodium ou au gaz. La France conserve toutefois, notamment au CNRS, des compétences de recherche sur d'autres systèmes. La R&D sur les systèmes à neutrons rapides comprend également le développement de nouveaux procédés pour le traitement des combustibles usés des systèmes concernés. Il pourrait enfin être utile de mentionner dans le rapport que la France, avec le prototype Astrid s'insère pleinement dans la stratégie européenne et dans le plan stratégique pour les technologies énergétiques (SET plan) présenté par la Commission européenne.

REPONSE DU MINISTRE DE L'INTERIEUR, DE L'OUTRE-MER, DES COLLECTIVITES TERRITORIALES ET DE L'IMMIGRATION

1 - Sur la protection des centres de production nucléaire

Ce premier volet du rapport me semble refléter fidèlement l'engagement des forces de gendarmerie sur la protection de ces sites. Je note en particulier, dans la conclusion de la Cour, que la facturation réalisée au coût réel confirme la prise en charge intégrale du dispositif dédié par l'opérateur.

Je soulignerais toutefois que le contrat opérationnel qui lie la gendarmerie à EDF n'est pas figé et peut évoluer en fonction des menaces identifiées, la convention prévoyant expressément des dispositifs de révision.

3 - Sur la planification

Les plans communaux de sauvegarde (PCS) sont obligatoires pour les communes comprises dans un périmètre PPI et pas uniquement pour les communes sur le territoire desquelles est implantée une installation nucléaire. Ce sont donc toutes les communes qui sont incluses, même partiellement, dans une zone PPI, et non pas seulement celles sur lesquelles sont implantées les installations, qui doivent se doter d'un PCS.

4 - Sur la gestion de crise

La loi de finances rectificative du 20 décembre 2001 a mis en place le premier programme de chaînes de décontamination, suite aux attentats du 11 septembre, et des menaces relatives à l'anthrax. Elle a été complétée par un programme triennal de 70 unités mobiles de décontaminations (UMD), qui ont été développées pour faire face au risque chimique et testées par la direction générale de l'armement, dans le cadre d'essais européens sur des produits chimiques.

Ces matériels ont donc été acquis initialement pour couvrir le risque chimique et non le risque nucléaire. Ils peuvent toutefois être mutualisés entre les différents risques et être utilisés en cas d'accident industriel, chimique ou nucléaire.

Il est donc inexact d'intégrer le coût total du programme triennal évoqué ci-dessus dans le coût du nucléaire civil.

REPONSE DE LA PRESIDENTE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE L'INSTITUT DE RADIOPROTECTION ET DE SURETE NUCLEAIRE (IRSN)

Ce projet de rapport, très complet, illustre bien la sensibilité des coûts aux évolutions des performances attendues en termes de sûreté nucléaire. Pour cette raison, il m'apparaît judicieux, comme le propose le rapport, de faire état des coûts potentiels, certes actuellement difficilement chiffrables, associés aux conséquences d'un accident nucléaire entraînant des rejets radioactifs dans l'environnement. L'IRSN compte poursuivre les recherches qu'il a engagées sur ce sujet.

Au-delà de ce commentaire général, le projet de rapport appelle de ma part une remarque qui concerne l'encart intitulé « Recherche et création de valeur », qui présente les principales données relatives à la valorisation des connaissances issues des programmes de recherche, sous forme de création d'activités industrielles, d'entreprises, ou de brevets. Il me semble en effet que, comme la Cour le fait apparaître à juste titre dans le chapitre IV du rapport, la recherche dédiée à la sûreté et à la radioprotection (dont les coûts sont mis par ailleurs en évidence) crée aussi de la valeur de manière significative, en réduisant les probabilités d'incidents et accidents. Même si cette valeur n'est pas chiffrable au sens classique du terme, elle justifie pleinement à mes yeux la poursuite de ces programmes de recherche, dans lesquels l'IRSN est fortement engagé. Plus prosaïquement, l'Institut valorise aussi son propre portefeuille de connaissances, avec 7 brevets actifs donnant lieu à redevances.

REPONSE DE L'ADMINISTRATEUR GENERAL DU COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES

Le CEA a pris connaissance de l'ensemble du rapport et souhaite souligner la grande pertinence des informations financières et techniques rassemblées, hormis les quelques remarques et suggestions de corrections présentées ci-dessous, sur lesquelles il souhaite appeler l'attention de la Cour. Il remercie la Cour d'avoir procédé à son audition attentive comme il l'a fait pour l'ensemble des parties prenantes considérées dans leur diversité de positionnement habituel et dont l'identité est rappelée dans l'annexe 4 du rapport.

Le CEA a bien noté que, dans son introduction, le rapport précise qu'il « a seulement pour ambition de mesurer des coûts sans porter de jugement sur leur niveau ». De son point de vue, cet objectif est tout à fait atteint. Le CEA tient à souligner le très grand intérêt que représente ce rapport particulièrement riche d'informations synthétiques, qui jusqu'à ce jour étaient éparses, et ne permettaient pas, à ceux qui le souhaitaient, de se prononcer sur des bases fiables et non partisanes sur le coût complet du choix par notre pays d'une part importante de sa production électrique par la technologie nucléaire de fission. Le CEA souhaite pour sa part souligner que, pour apprécier ces coûts dont les ordres de grandeur ne sont pas familiers à la plupart de nos concitoyens, face aux 227,8 milliards d'euros, valeur 2010, montant qui est considéré comme couvrant l'ensemble des dépenses d'investissements du nucléaire depuis 50 ans, et dont seuls 118,2 milliards d'euros sont à inclure dans le coût du parc actuel de production, il convient de savoir que cet investissement, et des charges d'exploitation annuelles de 10 milliards d'euros ont permis d'assurer, en 2010, plus du tiers de nos besoins en énergie primaire, et de mettre en regard les 48 milliards d'euros dépensés en 2010 (en 2011 ce sera très probablement plus de 60 milliards d'euros) pour le seul achat des combustibles fossiles qui ont, eux, assuré environ la moitié de nos besoins en énergie primaire.

Le CEA a pris note des principes méthodologiques retenus ; il en reconnaît la pertinence eu égard à l'objectif. Il note avec satisfaction que ne sont pas inclus, dans le chiffrage retenu pour la recherche, les 12 milliards d'euros représentant l'investissement relatif à Super Phénix. Chacun sait que cet investissement, qui a certes connu des difficultés techniques dans ses premières années d'exploitation, n'a pu être productif au plan industriel comme prévu, principalement pour des raisons politiques qui ne peuvent être imputées à la filière, et à plus forte raison à sa composante recherche. La bonne appréciation de l'objectif de la Cour de se limiter aux coûts liés à la production d'électricité, tout en identifiant le montant de cet investissement perdu pour les raisons indiquées, a conduit à juste titre à ne pas le comptabiliser dans la somme récapitulative des dépenses d'investissements en recherche.

Le CEA souhaite appeler l'attention de la Cour des comptes sur le fait qu'il est propriétaire-exploitant ou propriétaire simple, non pas de 43 installations nucléaires de base à finalité civile (INB), mais de 37 INB. Au 31 décembre 2010, nous avions en effet 20 installations nucléaires de base en activité réelle, 3 qui ont été arrêtées (INB 18, Ulysse, INB 25, Rapsodie et INB 71, Phénix), mais qui n'ont pas encore fait l'objet d'un décret d'autorisation de démantèlement, 3 qui, ayant été l'objet d'un décret d'autorisation de création, sont en construction, mais pas encore en service (INB 169, MAGENTA, INB 171, AGATE et INB 172, RJH) et 11 qui ont fait l'objet d'un décret de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement. Le CEA a bien noté que les investissements correspondant à ces INB étaient comptabilisés comme des investissements de recherche. Il convient de bien distinguer le périmètre du rapport « article 20 » de la loi de transparence sur la sûreté nucléaire de 2006, qui est distinct de l'inventaire des INB, mais qui est cohérent avec le tableau relatif aux coûts de démantèlement des installations du CEA.

Dans la liste des installations dont le CEA reste le propriétaire et l'exploitant, mais mises à disposition de l'IRSN, figure l'installation Silène qui traite des questions de criticité et de radioprotection associée, à des fins civiles. Située à Valduc, elle fait l'objet d'un projet de rénovation dans un cadre international.

Le CEA prend note avec intérêt de la proposition de mise en œuvre d'une « Nomenclature normalisée des dépenses de recherche » entre opérateurs. Il souligne cependant qu'il conviendra d'éviter une rigidité de gestion de ces informations pour préserver l'avantage d'une plus grande transparence qu'autorisera cette normalisation. Les données collectées régulièrement pour répondre aux demande de l'AIE pourraient servir de base à cette évolution tout en reconnaissant que cette collecte devait être améliorée.

Le CEA confirme que, pour ce qui le concerne, les données relatives au climat, à la radiobiologie et à la radio-toxicologie sont incluses dans l'enquête AIE, mais que, selon lui, ces dépenses ne peuvent pas se rattacher directement à la production d'électricité d'origine nucléaire et qu'en outre les montants associés sont extrêmement modestes par rapport aux montants des autres rubriques du rapport AIE. Ces montants, qui ont été soustraits avec l'accord de la Cour, lui ont cependant été communiqués en septembre 2011 et sont rappelés en annexe (ils sont disponibles depuis 1994).

Pour ce qui est de l'origine d'AREVA, il convient de noter les points suivants. C'est la COGEMA (Compagnie générale des matières nucléaires), créée en 1976, qui provient de la filialisation de la Direction des productions du CEA, et non AREVA en son entier qui a été constituée à partir de CEA-Industrie, holding des participations du CEA, et de l'ensemble des filiales ou

participations détenues par cette dernière. Plusieurs sociétés proviennent de la filialisation d'activités du CEA :

- *SOVAKLE, créée en 1957, par apport des activités de gestion immobilière du CEA ; cette société a été privatisée en 2001 ;*
- *Technicatome (Société technique pour l'énergie atomique), créée en 1972 pour exercer les activités de construction des chaufferies nucléaires embarquées ; cette société fait aujourd'hui partie du groupe AREVA sous la dénomination AREVA TA ;*
- *CISI (Compagnie internationale des services informatiques), créée en 1972 par voie de filialisation du département informatique ; cette société a été privatisée en 1997 ;*
- *ORIS Industrie, créée en 1985 par voie de filialisation du département des rayonnements ionisants ; cette société, devenue CIS bio international, a été privatisée en 2000.*

Le CEA a également pris des participations dans des sociétés dont il a contribué à développer les activités et qui sont devenues des éléments du groupe AREVA : FRAMATOME (devenue AREVA NP), COMURHEX, INTERCONTROLE.

Il convient de noter que le « service spécialisé » mis en place par le CEA, les « Formations locales de sécurité » présentes sur les 5 centres civils d'implantation, est composé de près d'un peu plus de 500 de salariés, expérimentés et armés, dont la particularité est d'exercer une triple mission :

- *contrôle d'accès, gardiennage, surveillance et protection physique des installations et des centres,*
- *prévention et protection incendie,*
- *premiers secours à victime.*

Ces salariés suivent des formations spécialisées, régulièrement mises à jour, et travaillent selon un régime continu afin d'être en mesure d'accomplir 24 heures sur 24 leurs différentes missions. C'est le seul dispositif avec celui, créé à l'origine sur le même modèle, dont dispose AREVA NC, qui soit en mesure de répondre à toute éventualité. Son coût est à la mesure des besoins de sécurité des sites du CEA.

Le CEA estime que le point consacré aux « dépenses publiques de sûreté et de transparence », devrait être complété par un paragraphe sur les dépenses en matière de transparence des établissements publics (CEA et ANDRA) et des entreprises (EDF, AREVA) qui ont la qualité d'exploitant d'installations nucléaires et ont en conséquence des obligations en matière de transparence, dont le coût n'est pas évalué dans le rapport.

Ces établissements doivent en particulier, d'une part, établir et mettre à disposition du public un rapport annuel en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection pour chacune de leurs installations nucléaires ou chacun de leurs sites nucléaires (article L. 125-15 du code de l'environnement) et, d'autre part, répondre aux demandes d'accès direct par le public aux informations nucléaires concernant leurs installations ou les transports de substances radioactives (article L. 125-10 ibid.). Afin de respecter ces obligations, les exploitants concernés doivent mettre en place une organisation et des structures adaptées, lesquelles contribuent à l'information du public, conformément aux dispositions de la loi TSN désormais intégrées dans le code de l'environnement (ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012). Il convient de souligner qu'aucune autre activité du secteur de l'énergie n'est soumise à de telles obligations de transparence et donc aux coûts correspondants.

Il faut retenir que le fonds dédié pour le démantèlement des installations civiles du CEA a été créé en juin 2001 et qu'il a été alimenté lors de la création d'AREVA en septembre de la même année. Par ailleurs, le CEA ne pense pas que l'on puisse dire que le tableau qui traduit certes « une tendance à la hausse des charges de démantèlement des installations du CEA dans la dernière décennie» « reflète l'insuffisance des évaluations au 31 décembre 2001 », laissant à penser que cette évaluation était de médiocre qualité. L'exercice, particulièrement complexe pour un parc très hétérogène, a été réalisé par périmètres successifs dans une logique d'apprentissage, puisqu'en effet le retour d'expérience industriel était très limité. L'évaluation en 2001 était de la meilleure qualité envisageable en 2001, dans le contexte de l'époque. Le CEA souhaite au contraire souligner la pertinence de la politique qui a été la sienne en veillant à capitaliser l'expérience de diagnostic et industriel des premières installations, et mêmes premiers sites complexes de recherche, complètement assainis et démantelés dans notre pays et plus largement en Europe, pour en tirer sans délai une méthodologie robuste d'évaluation des coûts, des marges et des aléas nécessaires pour répondre aux obligations de la loi avec l'échéancier de 2011, sur des bases désormais considérées comme stabilisées. La Cour note d'ailleurs explicitement le sérieux avec lequel le CEA a estimé ses coûts de démantèlement. Le CEA se reconnaît dans cette mention.

La Cour souligne, à juste titre, que « la solution de référence pour la valorisation future de ces matières [URT, et uranium appauvri] est donc bien une utilisation dans des réacteurs de 4ème génération », ce qui représenterait « alors plusieurs millénaires de consommation ». Il conviendrait de souligner que cette même solution de référence assurerait également, soit la stabilisation de l'inventaire plutonium, soit sa réduction progressive pouvant aller jusqu'à sa quasi élimination, si cela était souhaité,

réduisant d'autant les charges de gestion par stockage souterrain des déchets ultimes.

La Cour indique que « dans les conditions actuelles, le stockage de l'uranium appauvri représente de l'ordre de 76 000 m^3 ce qui correspond en volume à un ordre de grandeur comparable à l'ensemble des déchets devant être stockés dans le centre géologique profond ». Bien que cela soit quantitativement juste, le CEA estime que, pour la bonne compréhension des enjeux, le rapport devrait souligner que la radioactivité et la toxicité chimique de l'uranium appauvri sont sans commune mesure avec celles des déchets aujourd'hui destinés au stockage géologique : le rapport en termes de radioactivité par unité de volume est de l'ordre du million ! Il est clair que les coûts de stockage définitif de ces matières seront, en conséquence, sans commune mesure avec le stockage profond des produits ultimes de fission et les actinides mineurs dans les conditions où cela est considéré comme possible pour ces derniers.

Il est particulièrement surprenant de lire que, « si l'uranium appauvri venait à être considéré comme un déchet en lieu et place d'une matière valorisable, la France serait amenée à stocker des déchets radioactifs d'origine étrangère » laissant supposer qu'il y a là un problème. Sachant que nous importons la totalité de l'uranium naturel que nous utilisons tout ce qui en résulte, et qui n'est pas considéré comme une matière valorisable, est donc un « déchet d'origine étrangère ». Cette situation ne pose aucune difficulté pour ce qui est aujourd'hui considéré comme un déchet ultime. Il y a sans doute confusion avec les exigences de la loi de 2006 sur la gestion durable des matières et des déchets nucléaires, qui prévoit qu'il n'est pas possible de stocker des déchets nucléaires d'origine étrangère, c'est-à-dire d'importer des déchets qui ne peuvent en aucune manière devenir des matières valorisables et de les stocker de manière définitive sur notre territoire (il est cependant possible de les importer pour les traiter, les conditionner et les retourner ainsi transformés vers le pays d'origine). Mais il n'y a aucun problème légal particulier à importer des matières valorisables nucléaires, dont une fraction deviendra des déchets ultimes après avoir produit de l'énergie. Ce dernier paragraphe est donc incomplet et mérite d'être repris. Le CEA ne voit aucun obstacle, comme le suggèrent les conclusions du rapport sur l'uranium appauvri, à ce que des recherches soient entreprises pour examiner les diverses hypothèses de gestion durable de cette matière (uranium appauvri), si elle n'était pas valorisée en totalité. Ceci éviterait de laisser planer des incertitudes sur l'impact financier, que le CEA pressent modeste eu égard aux autres enjeux, d'une gestion durable et sûre de l'uranium appauvri.

La Cour s'interroge sur le devenir du plutonium, au cas où les pouvoirs publics viendraient à arrêter la filière MOX. Pour l'heure, selon la loi de 2006 sur la gestion durable des matières et des déchets nucléaires, la

solution de référence de gestion du plutonium est bien la filière MOX, combinée au traitement des combustibles usés et au recyclage des matières valorisables, dans un premier temps dans des réacteurs à neutrons thermiques et, dans un second temps, dans une filière à neutrons rapides dont la viabilité industrielle reste certes à établir. C'est justement l'objet du programme ASTRID, qui a été confié au CEA par le Gouvernement et le Parlement en 2006 puis 2011. Il est clair que, si les pouvoirs publics venaient à décider d'arrêter la filière MOX, les conséquences immédiates seraient, du point de vue du CEA, de deux types : tout d'abord, un arrêt immédiat du traitement des combustibles usés et donc la nécessité de considérer ces derniers comme des déchets ultimes à mettre en stockage profond avec le renchérissement inévitable des coûts de gestion des déchets issus de la filière électronucléaire qui en résulterait ; ensuite la nécessité de recombinaison du plutonium actuellement issu du retraitement, et non encore utilisé pour produire du combustible MOX avec de l'uranium appauvri ou de retraitement (URT), pour produire un équivalent de combustibles MOX usés par exemple qui connaîtrait le même sort que ces derniers.

La même remarque que celle faite sur l'uranium appauvri vaut pour le thorium. La Cour rapporte que le « PNGMDR semble douter du caractère réellement valorisable du thorium ». Le CEA voudrait souligner que la Cour semble prendre un parti pris particulier, à savoir que le thorium relève de la filière électronucléaire, alors qu'à aucun moment en France, à sa connaissance, une telle option a été envisagée par les pouvoirs publics, autrement qu'en permettant que des études uniquement papier soient entreprises sur une telle option qui, à ce jour, ont conduit à conclure que la France n'avait, à horizon prévisible, aucun intérêt à une telle éventualité. La gestion du thorium dans le présent rapport ne semble donc pas y avoir sa place.

La Cour aborde succinctement la question des déchets de très faible activité, notamment en relation avec la problématique du démantèlement des INB. Il est clair que le volume engendré par les opérations d'assainissement/décontamination des INB, et donc les coûts afférents, sera fortement dépendant d'un choix qui reste à faire. Ou bien on conserve l'hypothèse aujourd'hui retenue qu'il n'y a pas de seuil à la quantité résiduelle de radioactivité maintenue sur le site de l'ancienne INB, une fois les opérations terminées, et les quantités de déchets de très faible activité envisagées dans le rapport sont une estimation raisonnable qui ne peut que croître en raison des incertitudes qui s'y attachent, vu l'état actuel des analyses de chaque INB, ou bien il est admis, comme le promeut le CEA et que cela est retenu dans tous les autres pays nucléaires, la possibilité de maintien d'une radioactivité résiduelle, et la réduction pourrait être très significative. Cette radioactivité résiduelle ne devrait, en toute hypothèse d'utilisation ultérieure du site, conduire à une dose annuelle supérieure à 0,3 mSv pour la population générale ou les usages du site, c'est-à-dire à un

dixième de la radioactivité moyenne que reçoivent nos concitoyens, et dont chacun s'accorde à considérer qu'elle ne saurait induire de risque sanitaire supplémentaire significatif au-delà de l'ensemble des risques de la vie. Il faut rappeler que nombre de nos concitoyens reçoit sans dommage des doses annuelles 30 fois supérieure. Le CEA est engagé dans une étude quantitative des effets d'une telle politique pour en apprécier les effets financiers, sans que cela ait la moindre conséquence négative en termes sanitaire et environnemental. Cette question est en relation avec la position adoptée par le CEA telle qu'elle est rapportée à juste titre par la Cour.

La Cour souligne à juste titre la sensibilité des provisions pour assainissement/ démantèlement, puis stockage, des déchets ultimes, au taux d'actualisation retenu et aux performances des marchés financiers, en raison du fait qu'elles sont associées à des opérations de longue durée. Cette sensibilisation est une préoccupation pour le CEA, tout en considérant que les choix actuellement faits sont les plus raisonnables que l'on puisse envisager, au vu des informations financières disponibles, qu'elles se rattachent au passé ou à l'avenir.

Le rapport indique que la convention cadre entre l'Etat et le CEA conduit à « une re-budgétisation partielle du financement des charges de long terme » du CEA et « place l'Etat comme financeur ultime des charges nucléaires de long terme ». La Cour semble oublier que le CEA est un établissement public, dont l'Etat a financé en quasi-totalité les installations nucléaires civiles et qu'il n'a pas de recettes provenant de produits pour financer ces dépenses. Il est donc parfaitement logique que soient mobilisées à la fois une part de son patrimoine (titres Areva), créé grâce à l'investissement que représentaient ces installations, et des subventions directes de l'Etat.

Il est mentionné que « les composants [des réacteurs nucléaires] subissent des sollicitations extrêmes ». Le choix de ce terme «extrême » peut être source d'une incompréhension. Il est important de noter que ces sollicitations ne sont certes pas semblables à celles de nombre des sollicitations dont sont l'objet d'autres installations industrielles, mais elles ont été prévues dès la conception des installations nucléaires, et le suivi attentif de leurs effets sur ces composants se révèle parfaitement en ligne avec les comportement attendus, et sur de nombreux plans, est même plus favorable qu'initialement envisagé, justifiant que soit considérée comme une hypothèse raisonnable les extensions de durée de vie de ces installations au-delà de la prévision initiale.

Tout au long de ce rapport, c'est à juste titre que la Cour a identifié le programme ITER et les recherches sur la fusion comme ne relevant pas du décompte des coûts de la filière électronucléaire actuelle. Au CEA, ces travaux relèvent de la direction des sciences de la matière au sein du pôle

recherche fondamentale, et non de la direction de l'énergie nucléaire, confirmant cette position.

Sur la partie « risque nucléaire et assurances » les informations et les observations que la Cour présente sur ce sujet complexe sont conformes à la vision du CEA et sont particulièrement utiles pour bien en situer les enjeux.

Le chapitre de conclusion générale est particulièrement intéressant. Le CEA note comme conforme aux informations dont il dispose et à sa propre vision, que l'investissement total de recherche au niveau national au cours des 50 dernières années est estimé être de 55 Mds€$_{2010}$, que l'investissement pour construire les 58 réacteurs en fonctionnement est estimé être de 96 Mds€$_{2010}$, que le coût d'investissement pour les centrales d'EDF de première génération, aujourd'hui à l'arrêt, est estimé être de 15 Mds€$_{2010}$ et que le coût d'investissement pour les installations du cycle d'Areva est quant à lui estimé être de 15 Mds€$_{2010}$. Pour ce qui est des dépenses annuelles de maintenance du parc de production électronucléaire actuel, l'ordre de grandeur est de 1,7 Mds€$_{2010}$ et le montant des charges d'exploitation est de 8,9 Mds€$_{2010}$. Cumulé avec les charges de gestion des combustibles usés, le montant annuel de la totalité des charges d'exploitation peut être estimé, comme le propose la Cour, à 10 Mds€$_{2010}$. L'ensemble de ces coûts conduit à la confirmation d'un coût de production du MWh pour le parc actuel de l'ordre de 50 €$_{2010}$. Si on considère une valeur commerciale de 70 €$_{2010}$/MWh pour les 420 TWh/an d'électricité produite par les installations objets de ces investissements et de ces coûts de production, ces montants sont à rapprocher des quelques 30 Mds€$_{2010}$ de valeur ainsi créée annuellement, et ce pour une durée minimale de 30 ans et sans doute de 40 ans ou plus. Le CEA a également pris bonne note que le complet remplacement du parc actuel par des centrales de 3ème génération conduirait à un coût de production du MWh pour ce parc de l'ordre de 75 €$_{2010}$, illustrant ainsi combien une extension de la durée de vie des centrales actuelles, sous réserve d'une garantie de parfaite sûreté, est pertinent, mais sans que leur remplacement par des centrales de la 3ème génération avant les 40 ans actuellement envisagés rende caduque la compétitivité de la production électronucléaire dans notre pays.

Une des conclusions les plus importantes et claires du rapport est la sensibilité modeste du coût de l'électricité d'origine nucléaire aux évolutions des charges futures, sous réserve que les règles administratives qui régentent son fonctionnement restent stables.

Le CEA soutient la recommandation de la Cour pour que soient engagées des études complémentaires sur les externalités de chacune des grandes filières énergétiques, et est prêt à y contribuer.

Le CEA partage le point de vue de la Cour sur le caractère de variable stratégique que revêt la durée de vie des centrales. Il fait siennes les quatre recommandations de la Cour qui résultent de ce constat.

Le CEA est également favorable à la recommandation relative à l'actualisation régulière de l'étude qui a fait l'objet du rapport et veillera à apporter son meilleur concours à une telle actualisation, si celle-ci était décidée.

REPONSE DU PRESIDENT D'AREVA

La publication par la Cour des comptes d'un rapport sur les coûts du nucléaire est une initiative saluée par AREVA. Réalisé à la demande du Premier ministre, ce rapport dresse un panorama global des coûts passés, présents et futurs du nucléaire et clarifie les modalités de couverture de ces coûts.

Le nucléaire contribue significativement à la limitation des émissions de CO_2.

Je note que le rapport met en exergue la contribution significative du nucléaire à la sécurité d'approvisionnement de la France en électricité et à la limitation des émissions de CO_2 du secteur électrique. Alors que la lutte contre le changement climatique semble reléguée au second plan, il n'est pas inutile de rappeler que le nucléaire est très faiblement émetteur de CO_2, à la différence des technologies de production d'électricité à base de combustibles fossiles (environ 50 et 30 fois moins émetteur de CO_2 que les filières charbon et gaz respectivement). Le cas du Danemark, dépourvu de filière électronucléaire, me semble emblématique : la part de l'éolien dans le mix électrique danois est la plus élevée en Europe : 19 %. Mais la part du charbon y est de 48 %, celle du gaz de 19 %. En conséquence, l'intensité-CO_2 de la production électrique au Danemark est 7 fois plus importante qu'en France, et 63 % plus élevée que la moyenne européenne.

L'électricité nucléaire coûte moins cher à produire que l'électricité d'origine renouvelable ou fossile.

La Cour des comptes apporte une contribution éclairante sur les coûts de production de l'électricité nucléaire. Malgré les efforts de réduction du coût de production des renouvelables - auxquels AREVA participe activement dans les domaines de l'éolien en mer, de la biomasse et du solaire thermique à concentration - ces filières de production d'électricité resteront plus chères que les filières conventionnelles pour de nombreuses années encore. D'après les estimations de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le développement du parc de production d'énergies renouvelables en France fera croître le montant annuel des subventions à 6,6 milliards d'euros d'ici 2020. Ce montant est nettement supérieur aux estimations des investissements liés à la sûreté du parc nucléaire après Fukushima - de l'ordre de 10 milliards d'euros sur environ 10 ans, soit 1 milliard d'euros annuellement. Les coûts de production des filières fossiles dépassent les 70 €/MWh et sont appelés à croître du fait de l'augmentation tendancielle des prix des hydrocarbures et de la taxation croissante des émissions de CO_2. D'après la Cour des comptes, les coûts du nucléaire sont aujourd'hui inférieurs à 50 €/MWh, et leur hausse sera modeste : le nucléaire est donc appelé à rester durablement compétitif.

Les investissements de sûreté préconisés par l'Autorité de sûreté nucléaire ne remettent pas en cause l'avantage-coût du nucléaire.

Dans son rapport récemment rendu public, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) préconise des investissements pour améliorer la sûreté des réacteurs nucléaires français. EDF estime le coût des mesures de mise en conformité de son parc à 10 milliards d'euros au maximum. Ce montant représente environ 5 % du coût de production du parc actuel, entre 2 et 3 % du prix de l'électricité (en effet, la part de la production dans la facture d'électricité est d'environ 40 % pour les consommateurs résidentiels, d'environ 60 % pour les entreprises). Ainsi, ces surcoûts ne seront pas de nature à dégrader significativement la viabilité économique du parc nucléaire actuel. Il en va de même des investissements nécessaires à l'allongement de la durée de vie des réacteurs. Il appartient à l'ASN de statuer sur la prolongation de leur durée de vie au-delà de 40 ans au regard de considérations de sûreté. D'un point de vue strictement économique, le rapport souligne qu'il serait coûteux d'arrêter prématurément des centrales déjà amorties et rentables produisant une électricité à faible coût pour les remplacer par des capacités de production électrique plus onéreuses. Le rapport rappelle également qu'aucun investissement dans des capacités de substitution n'a été ni lancé ni même programmé à ce jour. Grâce à son parc électronucléaire, la France bénéficie d'un prix de l'électricité environ 40 % plus faible que la moyenne européenne : le nucléaire est à ce titre un facteur central de la compétitivité des entreprises, de la sauvegarde de l'emploi industriel et du maintien du pouvoir d'achat sur le territoire national. Ces bénéfices pour l'économie française s'ajoutent aux externalités positives du nucléaire en matière d'émissions de CO_2 du secteur électrique.

AREVA tire déjà avec succès les enseignements des premiers chantiers EPR.

La Cour des comptes insiste sur les incertitudes du coût de l'EPR. La technologie EPR développée par AREVA garantit le plus haut niveau de sûreté nucléaire. L'EPR est le premier réacteur de 3ème génération en construction dans le monde. Comme pour toutes les têtes de série, les coûts et les délais des premiers chantiers EPR en Finlande (Olkiluoto 3) et en France (Flamanville 3) sont supérieurs aux attentes. Néanmoins, AREVA tire déjà tous les enseignements possibles de ces chantiers. Ce précieux retour d'expérience a permis pour les deux EPR en construction en Chine sur le site de Taishan (province du Guangdong) de réduire considérablement le nombre d'heures d'ingénierie sur la chaudière nucléaire (- 60 % entre les EPR finlandais et chinois) et donc les coûts associés, de diminuer significativement la durée de fabrication des gros composants grâce à l'amélioration des processus de production, de fiabiliser le calendrier de construction grâce à la réduction des délais d'approvisionnement auprès des fournisseurs. Il en résulte que le chantier chinois de Taishan progresse dans le strict respect du calendrier ambitieux (la durée totale de construction

devrait être inférieure de 40 % à celle de l'EPR finlandais) et des prévisions de coûts. Actuellement, les offres proposées par AREVA pour des projets de nouveaux réacteurs nucléaires en Europe sont largement inférieures aux estimations des projets Olkiluoto 3 et Flamanville 3.

L'EPR en série est compétitif par rapport aux filières alternatives.

AREVA estime que le coût de production de l'EPR en série sera compris entre 50 et 60 €/MWh. Cette estimation prend en considération les caractéristiques techniques de l'EPR : taux de disponibilité de 92 % supérieur au parc actuel, amortissement des coûts fixes d'exploitation sur une puissance supérieure (1 630MWe) à la génération précédente de réacteurs, consommation en combustible inférieure de près de 10 % à celle de la génération précédente, durée de vie de 60 ans… Grâce à ses caractéristiques technico-économiques, l'EPR en série est compétitif en Europe de l'Ouest par rapport aux filières conventionnelles (gaz, charbon) et par rapport aux filières renouvelables pour la construction de nouvelles capacités de production électrique.

Le coût du démantèlement n'est pas un coût caché.

D'aucuns affirment que certains coûts de la filière nucléaire ne seraient pas pris en compte, tendant à biaiser les comparaisons des coûts complets des différentes filières de production électrique. Je retiens que le rapport de la Cour bat en brèche cette idée reçue. A ce titre, le démantèlement des installations nucléaires fait souvent figure d'épouvantail. Il serait un gouffre financier pour les uns, techniquement irréalisable pour les autres. Si le rapport souligne certaines limites - inhérentes même à l'exercice de prévision ex ante - dans l'estimation du coût de démantèlement des installations nucléaires en France, il ne remet pas fondamentalement en cause l'estimation des opérateurs. Dans ses conclusions, la Cour des comptes met en exergue le faible impact d'une hausse du coût du démantèlement du parc nucléaire d'EDF sur le coût de production de l'électricité, même en prenant les hypothèses les plus conservatrices. Ainsi, une hypothèse de doublement du devis du démantèlement produirait une hausse de seulement 5 % du coût de production de l'électricité nucléaire.

AREVA finance en totalité les coûts de démantèlement de ses installations.

AREVA exploite des installations nucléaires du cycle du combustible, notamment sur le site du Tricastin, à La Hague et à Marcoule. Les coûts de démantèlement de ces installations ne sont pas des charges portées par les générations futures puisqu'ils sont intégralement financés par des actifs dédiés. Bien avant la loi de 2006 qui le prescrit, AREVA a mis en place ces fonds dédiés d'actifs financiers dont la valorisation est contrôlée par des experts indépendants et fait l'objet d'un audit annuel par les commissaires aux comptes du Groupe. La ré-estimation périodique des charges futures du démantèlement est un impératif qu'AREVA fait sien en procédant à une

révision des devis, triennale pour les installations en exploitation, annuelle pour les chantiers de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets (RCD) en cours. Cette révision permet une prise en compte « au fil de l'eau » de l'évolution des paramètres économiques, technologiques et de la règlementation. De surcroît, les analyses de sensibilité effectuées sur le coût du démantèlement n'intègrent pas l'effet favorable de « courbe d'apprentissage » : démanteler les dernières unités sera moins coûteux que démanteler les premières. Les dernières installations ont en outre bénéficié de la prise en compte de la problématique du démantèlement dès leur conception. S'agissant des installations exploitées par AREVA, c'est en particulier le cas pour UP2/800 et UP3 (La Hague), George Besse II (Tricastin) et Melox (Marcoule).

AREVA dispose de compétences et d'expérience dans le démantèlement.

Enfin, l'expérience acquise par AREVA dans le domaine du démantèlement est de nature à permettre une optimisation des coûts de démantèlement des sites nucléaires du Groupe comme de ses clients. L'activité « démantèlement » occupe d'ores et déjà environ 1 500 collaborateurs, formés à l'ensemble des métiers, depuis la gestion de projet, les études, l'assainissement / démantèlement, jusqu'à l'exploitation de site ou la gestion des déchets. Au-delà d'une présence importante et historique en France dans divers projets (notamment à la Hague pour AREVA, Marcoule pour le compte du CEA ou Superphénix pour le compte d'EDF), AREVA a également déployé son savoir-faire aux Etats-Unis auprès du Département de l'Energie (DOE) ou en Allemagne.

Le stockage profond des déchets nucléaires est un projet d'intérêt général pour la France.

Le rapport conclut à la fiabilité des provisions pour la gestion des combustibles usés. Le seul aléa majeur concerne le coût du stockage en profondeur. La réalisation par l'ANDRA du devis de ce projet appelle d'abord une remarque de méthode. La gestion responsable des déchets produits par 50 ans d'exploitation du parc nucléaire français est un enjeu d'intérêt général. Les missions assignées au futur site, les spécifications techniques qui l'accompagnent et les coûts afférents doivent relever d'un choix collectif et transparent, et notamment d'une action concertée entre les entités concernées, toutes publiques : l'ANDRA, EDF, AREVA, le CEA, l'ASN. Certains affirment que l'association des exploitants EDF, AREVA et le CEA aux travaux de l'ANDRA relèverait d'un aléa moral préjudiciable. Elle obéit au contraire à un principe de bonne gouvernance, compte tenu des enjeux financiers de long-terme que ce projet recèle, indirectement, pour la collectivité. Il s'agit de mettre l'expertise des exploitants du secteur public, dont AREVA fait partie, au service de l'optimisation technique et économique du projet. De même, la coordination de l'ensemble des acteurs publics de la filière nucléaire, notamment entre l'Autorité de sûreté nucléaire et l'ANDRA,

est essentielle afin de garantir une solution optimale sur le plan industriel et économique pour chaque catégorie de déchets.

Le coût de l'électricité nucléaire est peu sensible au coût du stockage profond.

Compte tenu de son importance, le projet de stockage profond requiert l'application des meilleures pratiques en termes de conception et d'optimisation des coûts. S'agissant de l'incertitude des charges futures liées au stockage géologique, sachons proportions garder : le rapport de la Cour des comptes estime en effet que le coût de production de l'électricité n'est que marginalement sensible à des variations même importantes des coûts du stockage en profondeur. En retenant pour hypothèse le dernier devis de l'ANDRA (i.e. le doublement du coût du stockage), la Cour des comptes conclut que le coût annuel de production de l'électricité ne croîtrait que de 1 %.

Le coût du stockage profond augmenterait substantiellement si la France renonçait au traitement-recyclage des combustibles nucléaires usés.

Le traitement-recyclage permet de recycler la matière valorisable et de diviser par 5 le volume et par 10 la radio-toxicité des déchets. Le rapport estime que le stockage direct d'un même volume de combustibles usés coûterait deux fois plus cher que le stockage après traitement. Ce surcoût du stockage direct se situe dans la fourchette basse des estimations de l'ANDRA. Si l'on s'en réfère aux devis réalisés par l'ANDRA en 2003, l'arrêt du traitement, conduisant au stockage direct des combustibles usés, multiplierait le coût global du stockage par un facteur 3,5 dans la fourchette haute.

Le choix du traitement-recyclage est stratégique pour la France.

L'intérêt du traitement-recyclage n'est plus à démontrer. Il consiste à récupérer dans les combustibles nucléaires usés déchargés des réacteurs les matières qui recèlent encore un fort potentiel énergétique, en vue de leur réutilisation. Le traitement-recyclage génère aujourd'hui une économie de ressources naturelles de près de 20%. Le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ne devrait pas être diabolisé, d'autant que l'utilisation de combustible MOX contribue à la lutte contre la prolifération nucléaire en « brûlant » en réacteur le plutonium issu des combustibles usés. L'EPR peut aujourd'hui fonctionner avec 50 % de combustible MOX. Le projet d'un EPR moxable à 100 % progresse. C'est dans le traitement-recyclage que le leadership industriel et technologique de la filière nucléaire française est le plus fort. L'expertise unique de la France lui confère un avantage compétitif appréciable alors que la Chine, la Russie et l'Inde font le choix du cycle fermé du combustible, i.e. du traitement-recyclage.

Les coûts de la filière nucléaire ne sont pas transférés aux générations futures.

Si les coûts du nucléaire sont dans l'ensemble bien cernés, la réévaluation périodique des charges futures de la filière est un exercice incontournable. En la matière, je considère qu'AREVA fait preuve d'exemplarité. Les incertitudes relatives au coût du démantèlement et de la gestion des déchets nucléaires requièrent une vigilance toute particulière. Néanmoins, le rapport montre que le coût de production du nucléaire est très peu sensible à des variations mêmes importantes de ces coûts. Ainsi, les incertitudes portant sur ces deux postes ne font pas peser le risque d'une remise en cause de l'avantage-coût que le nucléaire confère à la France en matière de production électrique. A contrario, la volatilité des prix des hydrocarbures et du CO_2 fait peser des incertitudes substantielles sur le coût de production des centrales thermiques à gaz ou au charbon. En cas de doublement (tout à fait possible, au vu de la volatilité observée par le passé) du prix du gaz, le coût de production d'une centrale de type CCGT (gaz à cycle combiné) augmente d'environ 60 %. De même, le doublement du prix du CO_2 génère mécaniquement une hausse d'environ 30 % du coût de production d'une centrale à charbon. Il n'est alors d'autre choix pour un producteur d'électricité que de répercuter in fine ce coût sur ses clients.

Je retiens du rapport de la Cour des comptes qu'en dépit d'incertitudes résiduelles, les coûts du nucléaire sont correctement estimés et ne sont pas transférés sur les générations futures. Ils sont en outre plus bas et plus prévisibles que ceux des solutions alternatives pour produire l'électricité dont la France a besoin. Il est essentiel de s'appuyer sur des faits, d'objectiver le sujet toujours controversé, souvent émotionnel des coûts du nucléaire. C'est en ce sens que la Cour des comptes pose un jalon important dans le débat public sur la politique énergétique de la France.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA COMMISSION NATIONALE DU FINANCEMENT DES CHARGES DE DÉMANTELEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DE BASE ET DE GESTION DES COMBUSTIBLES USÉS ET DES DÉCHETS RADIOACTIFS (CNEF)

Compte tenu du caractère strictement confidentiel de cette communication, il ne m'a pas été possible de recueillir les observations de la Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF) qui, dans sa séance du 7 juin 2011, m'a demandé de bien vouloir animer ses travaux.

En conséquence, ce document n'appelle pas, à ce stade, de réponse.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE)

La note jointe au présent courrier constitue la réponse de la CRE à ce projet.

Elle comporte, en première partie, une analyse des trois méthodes d'évaluation du coût du nucléaire présentées par la Cour, des principes économiques qu'elles reflètent et des objectifs qu'elles poursuivent, en particulier sur la question de l'évaluation et de la prise en compte du coût du capital. Cette analyse se conclut par quelques propositions d'amendement au projet de rapport, essentiellement destinées à préciser le périmètre et le domaine d'application des coûts issus de ces trois méthodes, notamment au regard du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire (ARENH), que la CRE aura pour mission de calculer à partir du 8 décembre 2013.

En deuxième partie, la note procède à un examen plus détaillé de la méthode CCE, proposée par EDF, et en particulier de ses limites.

La dernière partie est consacrée à l'évaluation et à la prise en compte des charges de long terme afférentes au parc nucléaire d'EDF – démantèlement, déconstruction, gestion des déchets –, dont la CRE estime qu'il est nécessaire d'en retraiter une partie.

Observations de la Commission de régulation de l'énergie sur le projet de rapport public thématique relatif au coût de la filière électronucléaire établi par la Cour des comptes

1. Les différentes méthodes exposées par la Cour dans son projet de rapport ne poursuivent pas les mêmes objectifs

Dans son rapport, la Cour évoque trois méthodes d'évaluation du coût du nucléaire :

- → *la méthode présentée par M. Champsaur dans son rapport de mars 2011, et largement reprise par la CRE dans sa délibération du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh au 1er janvier 2012 ;*
- → *la méthode du coût comptable complet de production (C3P), conçue à l'origine pour le calcul d'un coût de production sur l'ensemble du parc de production d'EDF, et permettant son renouvellement ;*
- → *et enfin la méthode des coûts courants économiques (CCE) proposée par EDF.*

Si la Cour précise dans la partie I-A de la conclusion générale de son projet de rapport que ces méthodes poursuivent des objectifs différents, il

apparaît cependant important pour la CRE d'expliciter précisément ces objectifs, objet des paragraphes ci-après.

1.1 Le « coût courant économique » reflète ce que consentirait à payer un fournisseur à EDF pour louer ses centrales nucléaires historiques plutôt que de les reconstruire. Il inclut par construction leur renouvellement à l'échéance de leur durée de vie

La Cour des comptes précise, au b de l'annexe 12 de son projet de rapport, que « compte tenu des délais impartis, seule la méthode CCE a pu faire l'objet d'une revue approfondie » pour calculer le coût de production de l'électricité nucléaire. Cette méthode consiste en l'addition :

- *D'une annuité de capital, représentative de la valeur économique du parc nucléaire, se traduisant par un loyer économique, constant en € constants, et dont la formule de calcul découle de l'application de la méthode CCE explicitée infra ;*
- *Des coûts d'exploitation constatés (charges de combustibles, autres consommations externes, impôts et taxes, charges de personnel, autres produits et charges d'exploitation ainsi que les coûts des fonctions centrales et de support) ;*
- *Des coûts futurs liés à l'entretien du parc nucléaire, comptabilisés en immobilisations.*

Une méthode de CCE repose sur une logique de « make or buy ». Comme l'indique l'ARCEP[254], elle « vise à rendre neutre pour les opérateurs clients la décision de louer l'infrastructure ou de la reconstruire ». Elle repose ainsi sur la définition d'un loyer économique, versé par un opérateur client au détenteur de l'infrastructure pendant toute la durée de vie de l'actif, qui traduit dans le cas présent le consentement à payer d'un fournisseur pour utiliser le parc nucléaire existant plutôt que le reconstruire. Il permet de facto au propriétaire de l'actif nucléaire d'être remboursé et rémunéré de ses investissements à hauteur de leur valeur réévaluée à la fin de leur durée de vie, i.e. de renouveler l'actif nucléaire à la fin de sa durée d'exploitation à hauteur de sa valeur réévaluée.

1.2 Le coût comptable complet de production (C3P) reflète l'impact de l'érosion monétaire tout en conservant une structure de coût comptable, et implique un renouvellement du parc de production

La méthode C3P est une méthode proposée par EDF et construite sur la base des règles comptables traditionnelles avec un amortissement linéaire

---

[254] La « Consultation sur les méthodes de valorisation de la boucle locale cuivre » de l'ARCEP (2005) présente un comparatif de différentes méthodes possibles de valorisation d'un actif, en particulier de la méthode des coûts courants économiques.

de l'actif à sa valeur brute d'acquisition. À cette base comptable, EDF intègre l'impact de l'érosion monétaire en réévaluant chaque année l'actif puis en calculant un suramortissement correspondant à la somme des amortissements supplémentaires qui auraient dû être réalisés pour amortir linéairement l'actif à sa valeur réévaluée.

Le C3P ne peut pas être employé pour établir le prix de l'ARENH. La réévaluation annuelle de l'actif suppose en effet une restitution du capital réévalué en fin de vie et donc la possibilité de renouveler l'actif, alors même que l'article 366-8 du code de l'énergie dispose, comme détaillé ci-après au point 1.3.2, que le renouvellement sera à prendre en compte dans le prix final de l'électricité pour le consommateur et non dans le prix de l'ARENH.

1.3 Le prix de l'ARENH reflète le coût complet du parc nucléaire français, déjà partiellement amorti, hors prise en compte de son renouvellement. L'approche diffère donc radicalement des méthodes CCE et C3P

1.3.1 Le cadre législatif prévoit le transfert de la rente nucléaire du producteur EDF au consommateur final

La mise en œuvre d'un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est l'aboutissement d'une réflexion engagée de longue date par les pouvoirs publics sur l'organisation du marché de l'électricité à adopter en France afin de respecter le principe d'ouverture et de libre concurrence. La commission sur l'organisation du marché de l'électricité, présidée par M. Paul Champsaur, a formulé ses orientations dans son rapport d'avril 2009.

Ce rapport précise notamment que « si le prix de l'électricité doit permettre de financer les investissements nécessaires et inciter à des comportements vertueux, il est légitime que le consommateur français bénéficie de la compétitivité des capacités de production d'électricité française ».

Se fondant sur les conclusions de cette commission, le législateur a adopté la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME. Cette loi, codifiée par la suite dans le code de l'énergie, dispose qu'« afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, est ouvert, pour une période transitoire définie à l'article L. 336-8, à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Cet accès régulé est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Électricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même article L. 336-2 »[255].

Cet article traduit les principes fondamentaux ayant présidé à la mise en place de l'ARENH, principes développés dans l'exposé des motifs de la loi NOME : « Le gouvernement français estime intangible le maintien de prix de l'électricité fondés sur les conditions économiques du parc de production français, et notamment sur sa forte composante électronucléaire, ce que ne reflètent pas les prix observés sur les marchés européens de gros de l'électricité. […] Ce projet de loi contribuera ainsi à mettre en place une régulation ciblée et efficace du marché électrique qui permettra aux consommateurs de continuer à bénéficier de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, tout en développant pleinement, pour le consommateur, l'innovation et la faculté de choix ».

Le législateur fait donc bien apparaître que la finalité du dispositif ARENH consiste à répercuter au consommateur l'avantage économique que représente le parc électronucléaire français en son état actuel, i.e. en tenant compte du fait qu'il est déjà partiellement amorti, et conséquemment, en tenant compte de son coût de production réel pour EDF.

1.3.2 Jusqu'à l'application éventuelle de la clause de révision prévue à son article L. 336-8, le code de l'énergie exclut toute prise en compte du renouvellement de l'outil de production

Le prix de l'ARENH est construit à partir des coûts relatifs au parc électronucléaire historique. Le code de l'énergie, dans son article L. 336-2, mentionne spécifiquement que les centrales à prendre en compte pour le calcul du prix de l'ARENH sont celles ayant été mises en service avant le 8 décembre 2010, soit les 58 tranches de production actuellement en activité, excluant de fait tout projet de renouvellement ou de nouvelles centrales telles que le projet EPR en cours pour Flamanville 3 et limitant le périmètre du prix de l'ARENH au parc existant.

L'article L. 337-14 du code de l'énergie identifie les coûts que le prix de l'ARENH doit couvrir. Ce prix doit tenir compte :

« 1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;

2° Des coûts d'exploitation ;

3° Des coûts d'investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;

[255] *Article L. 336-1 du code de l'énergie.*

4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées au I de l'article 20 de la loi N° 2006-739 du 28 juin 2066 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ».

Par ailleurs, il a été formellement exclu par la Commission Européenne que l'on puisse prendre en compte le renouvellement des centrales dans le prix de l'ARENH.

Enfin, l'article L. 336-8 du même code dispose que les ministres en charge de l'énergie et de l'économie peuvent, avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, sur le fondement de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, être amenés à « la prise en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire. »

Ainsi, le renouvellement du parc nucléaire pourra être pris en compte progressivement dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals – et non dans le prix de l'ARENH – par les pouvoirs publics.

1.3.3 En conclusion, la méthode des coûts courants économiques et le calcul du prix de l'ARENH en application des dispositions du code de l'énergie diffèrent radicalement dans leur objet

Le prix de l'ARENH se définit comme une valeur représentative du coût de production de l'électricité nucléaire dans le cadre particulier du parc électronucléaire français en tenant compte de l'avantage historique qu'il porte. Ce prix ne peut donc se défaire des éléments historiques intrinsèques au parc.

Une seconde Commission, présidée par Paul Champsaur, a été constituée à la demande du Gouvernement afin de traiter des méthodes de fixation du prix de l'ARENH. Son rapport, publié le 7 juillet 2011 sur le site du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, précise d'ailleurs que « le parc nucléaire a aujourd'hui 26 ans : il est donc en milieu de vie économique. Les investissements passés ont déjà été en partie remboursés par la vente d'électricité depuis le milieu des années 1980 ».

Le projet de rapport de la Cour des comptes étudie la méthode des coûts courants économiques. Celle-ci ayant comme fondement principal le remboursement échelonné sur toute la durée de vie de l'actif du capital initialement investi à sa valeur réévaluée, elle conduit à un niveau de valorisation de l'actif détaché des éléments historiques qui sont considérés dans la détermination du prix de l'ARENH.

La méthode CCE répond donc à un objectif différent de l'exercice de détermination du prix de l'ARENH, mené conformément aux dispositions du code de l'énergie, en cela qu'il s'attache à déterminer un coût de production reflétant la valeur qu'un acteur économique entrant sur le marché de l'approvisionnement en énergie d'origine nucléaire pourrait donner au parc nucléaire historique d'EDF, et non pas celle que tout consommateur français peut donner à ce même parc conformément à la législation NOME, qui lui confère la possibilité de bénéficier de l'avantage économique offert par ce parc nucléaire déjà partiellement amorti. La loi dispose en outre que le prix de l'ARENH doit couvrir les coûts liés au prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs, le cas échéant, mais pas le coût lié au renouvellement du parc nucléaire à la fin de sa vie. La méthode CCE, en valorisant l'actif de production au moyen d'une méthode économique réévaluant le parc historique à sa valeur d'aujourd'hui, participe implicitement pour partie à son renouvellement en fin de vie, et diffère par conséquent structurellement de l'approche retenue par la commission Champsaur. Au surplus, l'approche de la commission repose sur la valorisation d'un parc nucléaire déjà partiellement amorti, conformément à l'exposé des motifs de la loi NOME, et ne peut de facto s'affranchir de la réalité du traitement appliqué par le passé au parc nucléaire, alors même que la méthode développée ici par la Cour doit s'entendre sur toute la durée de vie du parc.

Subsidiairement, la CRE estime important de rappeler que la méthode CCE ne peut et ne doit être rapprochée de l'exercice de fixation du tarif réglementé de vente de l'électricité qui répond au principe de couverture des coûts réels, tels qu'ils sont supportés chaque année par l'opérateur. Les deux exercices sont bien différents : la méthode CCE tente de donner une vision à un instant donné du coût global moyen du parc nucléaire selon une méthodologie de calcul applicable sur toute sa durée de vie, alors que la fixation nécessairement dynamique, année après année, du tarif réglementé de vente, doit viser à ce que in fine, sur toute la durée de vie du parc, les coûts supportés année après année soient effectivement couverts. Or, les règles d'évolution passées des tarifs réglementés de vente d'électricité n'ont pas nécessairement coïncidé avec la méthode CCE pour le calcul du coût brut global moyen. En outre, quand bien même la méthode aurait coïncidé, les hypothèses sous-jacentes n'auraient pas été les mêmes (durée de vie, charges de long terme).

1.4 Autres observations

La CRE rappelle qu'il n'existe pas de lien entre le coût complet de l'électricité nucléaire historique, qui doit être couvert par le prix de l'ARENH, et pour l'évaluation duquel elle a établi la méthode pertinente à utiliser dans le cadre de son avis du 5 mai 2011, et l'impératif de convergence avec le Tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché

(TaRTAM). Elle estime donc important de supprimer toute référence à ce tarif dans la description de la méthode.

2. La méthode CCE revue par la Cour présente des caractéristiques influant directement sur la portée de ses résultats

2.1 La méthode CCE présente certaines faiblesses

2.1.1 La forte sensibilité de la méthode CCE au taux de rémunération du capital et a contrario son manque de sensibilité à la durée de vie de l'actif constituent deux faiblesses majeures

Les sensibilités respectives au taux d'actualisation et à la durée de vie sont explicitées dans l'annexe 12 du projet de rapport de la Cour, et soulignent la difficulté d'utilisation de la méthode des CCE dans la valorisation du parc nucléaire. L'extrême sensibilité au WACC fragilise les résultats et l'insensibilité à la durée de vie reflète peu la réalité d'un allongement de l'utilisation du parc nucléaire.

Si le parc nucléaire historique d'EDF diffère par différents aspects de la boucle locale cuivre, facilité essentielle dont la duplication ne fait pas sens, il possède une propriété commune, sa durée de vie très longue et très incertaine, en comparaison des actifs industriels traditionnels. Une méthode CCE n'est ainsi pas mieux adaptée au parc nucléaire qu'à la boucle locale cuivre, pour laquelle l'ARCEP affirmait qu'une telle méthode semblait « devoir être écartée dans le cas de la boucle locale et du dégroupage, du fait de la présence d'actifs dont la durée de vie est longue et incertaine ».

2.1.2 La méthode CCE ne tient pas compte des investissements passés engagés sur le parc nucléaire

Le loyer économique est le même que l'on dispose d'un actif vétuste ou d'un actif refait à neuf, puisqu'il est déterminé à partir de l'investissement initial. Quels que soient les investissements engagés dans le passé sur le parc nucléaire, le montant du loyer reste inchangé.

2.1.3 La méthode CCE ne traduit pas les impacts financiers induits par un allongement de la durée d'exploitation du parc nucléaire

Un allongement de la durée d'exploitation a un impact majeur sur la valorisation du parc nucléaire, notamment sa valeur résiduelle, qui n'est pas retranscrit par le loyer économique de la méthode CCE. À cet égard, la CRE souscrit à l'analyse du paragraphe b) de l'annexe 12 du projet de rapport de la Cour.

L'allongement de la durée d'exploitation a également pour conséquence :

- *Une baisse des dotations annuelles aux amortissements, ce qui a un impact significatif sur les comptes d'EDF ;*

- *Un report du décaissement de l'argent provisionné au titre de la couverture des charges de long terme, ce qui modifie à la baisse, par voie de conséquence, le montant des provisions à constituer.*

Les effets de trésorerie induits par un allongement de la durée d'exploitation, succinctement décrits ci-avant, ne sont pas répercutés dans la méthode CCE, alors qu'ils ont des impacts sur la valeur économique du parc nucléaire.

2.2 Tous ces éléments limitent l'emploi de cette méthode s'agissant d'un parc nucléaire historique dans des conditions d'exploitation et de durée de vie incertaines

La CRE considère que les inconvénients précédemment exposés au paragraphe 2.1 posent la question de la légitimité d'emploi de la méthode du CCE à un parc nucléaire historique dont on ne connaît pas aujourd'hui la durée de vie.

Elle estime que ces faiblesses devraient être rappelées dans la conclusion générale du projet de rapport.

3. Le traitement des charges futures dans la méthode proposée par la Cour appelle à débat tant sur le fond que sur la forme

Les dépenses futures correspondent à des charges certaines ou ayant une forte probabilité de se concrétiser et dont les décaissements n'interviendront pas avant des échéances de temps relativement longues. Dans le cadre de l'exploitation d'un parc électronucléaire, on considère comme tel les dépenses liées (i) au démantèlement des réacteurs une fois leur durée de vie achevée, (ii) au traitement du combustible présent dans le réacteur au moment de son arrêt définitif, appelé dernier cœur, (iii) au traitement et à la gestion du combustible usé déchargé des réacteurs à la fin de chaque cycle de production et enfin (iv) aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs, qu'il s'agisse du combustible usé retraité ou bien des éléments issus du démantèlement des réacteurs.

Ces dépenses ne devant se réaliser qu'à des horizons de temps éloignés du moment où elles apparaissent (après l'arrêt définitif du réacteur pour les charges de démantèlement, de dernier cœur ainsi qu'une partie des dépenses de gestion à long terme des déchets radioactifs, à chaque fin de cycle de production pour les charges de gestion du combustible usé et le reste de la charge de gestion à long terme des déchets radioactifs), un décalage temporel apparaît, qui doit être traduit sur le plan comptable par l'actualisation de ces charges et la constitution de provisions correspondant à leur valeur actualisée. Chaque année, une charge de désactualisation, classée comme charge financière, vient augmenter le montant de la provision pour marquer le rapprochement de la date de décaissement de ces charges. L'ensemble de ce mécanisme est d'ailleurs fort bien expliqué dans la partie I-B-2 du chapitre traitant des dépenses futures du rapport.

3.1 Le choix de l'intégration des charges de gestion à long terme des déchets radioactifs dans les dépenses opérationnelles est discutable

La base d'actifs à considérer pour le calcul du loyer économique est, du fait de la sensibilité du calcul au montant de ce paramètre, un point important à considérer. La Cour des comptes décrit les éléments qu'elle choisit de retenir dans cette base d'actifs dans la partie I-A de sa conclusion générale.

La Cour choisit d'inclure dans l'assiette du calcul du loyer économique l'ensemble des frais liés à la construction originelle du parc. Elle y incorpore également les frais prévisionnels de déconstruction et de derniers cœurs établis par une estimation des charges futures que représenteront le démantèlement ainsi que le traitement du combustible présent dans chaque réacteur lors de son arrêt au fur et à mesure que ceux-ci cesseront leur activité.

Ce choix d'incorporer les frais futurs repose sur l'obligation faite par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs à tout opérateur nucléaire de provisionner les charges futures liées à la déconstruction et de couvrir ces charges par la constitution d'actifs dédiés répondant à des critères de liquidité et de bonne gestion.

La Cour a déjà traité de l'historique de la constitution de ces provisions ainsi que des actifs dédiés qui y sont rattachés dans son rapport sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs publié en janvier 2005. Ce rapport éclaire notamment sur la constitution progressive des actifs dédiés via une obligation inscrite dans les contrats d'entreprise EDF-État depuis 1997.

En pratique, les actifs dédiés n'ont donc pas été constitués lors de la mise en service des tranches de production dont ils couvriront le démantèlement mais bien plus tard et, en raison de la somme importante qu'ils représentent, de manière lissée sur plusieurs années[256]. La méthode employée dans la présente étude de la Cour, en s'appuyant sur le principe du coût de remplacement, ne tient pas compte du passé comptable du parc nucléaire. Il apparaît dès lors logique de prendre en compte dans la base d'actifs à rémunérer par le loyer économique l'ensemble des actifs nécessaires à l'activité de production. À ce titre, les actifs dédiés couvrant le démantèlement, d'une valeur d'origine égale aux coûts de déconstruction actualisés, doivent à juste titre être pris en compte.

Cependant la Cour choisit de ne pas prendre en compte les actifs dédiés liés à la gestion à long terme des déchets radioactifs. Pourtant les

---

[256] Pour rappel : EDF dispose à ce jour d'un délai courant jusqu'au 30 juin 2016 pour constituer l'intégralité des actifs dédiés selon l'article 20 de la loi du 28 juin 2006, modifié par l'article 20 de la loi du 7 décembre 2010.

charges futures que couvrent ces actifs sont elles aussi traitées dans la loi du 28 juin 2006. Dans son rapport, la Cour tient compte de ces éléments dans les charges opérationnelles en incluant dans les coûts liés au combustible nucléaire les dotations nettes aux provisions ainsi que les charges financières de désactualisation rattachées à ces deux éléments. Cette approche (bien que comportant en son état actuel une erreur qui sera évoquée plus loin) peut se justifier si l'on souhaite reconstituer un coût du combustible complet, intégrant l'ensemble des coûts de la fabrication, du retraitement et de la gestion à long terme. À l'inverse, dans une méthode telle que les CCE, dont le loyer économique se fonde sur une estimation de la valeur du parc, il serait plus cohérent d'incorporer l'ensemble des actifs dédiés à l'assiette du calcul.

La Cour des comptes motive la non prise en compte de ces actifs dédiés dans la base d'actifs par le fait que ceux-ci sont comptabilisés en dépense d'exploitation[257]. Pourtant l'actif représentant le coût prévisionnel des déconstructions et celui correspondant au retraitement des derniers cœurs sont, eux, intégrés à la base d'actifs de la formule du loyer économique alors que la même législation, afférant à leur couverture, s'applique à ces trois charges futures. Il existe donc bel et bien un capital immobilisé destiné à financer la constitution d'un portefeuille d'actifs financiers dédiés à la couverture de ces charges de gestion à long terme des déchets radioactifs.

La CRE juge donc préférable de traiter les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs au sein de la base d'actifs entrant dans le calcul du loyer économique plutôt qu'en dépenses courantes d'exploitation. Les avantages d'un tel traitement au regard de celui pratiqué par la Cour seraient :

- *de respecter au mieux le cadre légal régissant tout opérateur de centrale nucléaire ;*
- *d'assurer une cohérence dans le traitement des actifs dédiés à la couverture des charges de long terme puisque l'ensemble des trois points que sont le démantèlement des centrales, le retraitement des derniers cœurs et la gestion à long terme des déchets radioactifs se verraient traités de manière similaire ;*
- *d'assurer une cohérence entre les charges de démantèlement et de traitement des derniers cœurs et la part des charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus de ces deux opérations ;*

[257] *Cf. la section I-B-3 du chapitre traitant des dépenses futures du rapport.*

- *de faire correspondre à ces charges la nature des fonds qui sont engagés pour les financer, soit le capital immobilisé pour acquérir les actifs dédiés.*

On notera bien évidemment que les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs, charges qui se concrétisent dans la construction et la gestion d'un site de stockage, tel qu'envisagé actuellement sur le site de Bure, et le conditionnement des déchets pour le stockage dans ce site, ne se verront pas intégralement repoussées plus avant dans le temps si la durée d'exploitation du parc nucléaire est prolongée. Un prolongement de la durée de vie des centrales produira principalement deux effets : (i) augmenter la quantité de déchets issus des combustibles usés à des échéances de temps lointaines et (ii) reporter la gestion des déchets issus du démantèlement à des dates encore plus éloignées. Par effet d'actualisation, ces charges futures supplémentaires ne pèseront que peu et n'entraineront qu'une faible augmentation des charges pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Cet aspect devrait donc faire l'objet d'un traitement spécifique dans le cadre d'un calcul avec une hypothèse d'allongement de la durée de vie du parc.

3.2 La prise en compte des charges de désactualisation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs dans les charges d'exploitation entraine une surévaluation de ces dernières

En respectant le choix de la Cour d'intégrer les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs dans les dépenses d'exploitation et en poursuivant plus avant son analyse, la CRE est amenée à formuler une autre remarque relative à la prise en compte des charges de désactualisation dans les charges d'exploitation.

Dans le cadre du provisionnement des charges futures à long terme, le montant brut de ces charges est, comme le prévoit la loi[258] et l'autorise la réglementation comptable, actualisé afin de faire apparaître l'éloignement dans le temps du décaissement de ces dépenses. La Cour, dans la construction des charges d'exploitation liées au combustible nucléaire, choisit d'intégrer les dotations nettes d'exploitation ainsi que les charges de désactualisation relatives aux provisions des charges futures à long terme[259].

Les dotations nettes d'exploitation aux provisions représentent une augmentation de la charge brute finale (qu'il s'agisse de la prise en compte d'une nouvelle dépense ou bien d'une réévaluation du coût attendu) et il est par conséquent légitime de les intégrer à ce coût. Les charges de désactualisation, à l'inverse, ne devraient pas y figurer.

---

[258] *Cf. l'article 3 du décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.*
[259] *Cf. la section I-B-3 du chapitre traitant des dépenses futures du rapport.*

En effet les charges de gestion à long terme des déchets radioactifs sont, tout comme les charges de déconstruction et une partie des charges de derniers cœurs, couvertes par un portefeuille d'actifs dédiés. Or le taux d'actualisation des provisions doit, comme l'exige la réglementation[260], être égal au plus au taux de rendement moyen attendu des actifs de couverture. Par simplification on considère, lorsque l'on se projette dans le futur, que le rendement des actifs dédiés est égal au taux d'actualisation des provisions.

Du fait du mécanisme de couverture, les dotations aux provisions correspondent au montant d'actifs dédiés que l'entreprise doit acquérir pour couvrir la nouvelle charge constatée et, à l'opposé, les reprises de provisions correspondent à la vente d'actifs dédiés afin de couvrir la dépense au moment de sa réalisation. Les charges de désactualisation sont quant à elles le reflet du rendement des actifs dédiés, plus ou moins les variations du rendement réel constaté de ces actifs. On notera d'ailleurs que ces charges de désactualisation permettent de ne pas pénaliser l'entreprise sur le plan fiscal en effaçant les produits financiers générés par le rendement des actifs dédiés.

Deux options sont possibles in fine pour traiter les charges d'actualisation correspondant au rendement d'un portefeuille d'actifs dédiés comme celles rattachées aux provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs :

- *la Cour peut choisir de faire apparaître l'ensemble des éléments. Il faut alors intégrer : (i) les dotations (ou reprises) nettes d'exploitation, traduisant l'achat (ou la vente) d'actifs de couverture, (ii) les charges de désactualisation et enfin (iii) les produits financiers correspondant au rendement des actifs dédiés et venant en contrepartie des charges d'actualisation ;*
- *ou bien elle peut décider de simplifier le calcul en ne prenant en compte que les dotations (ou reprises) nettes d'exploitation, en précisant que les charges de désactualisation sont couvertes par le produit financier correspondant au rendement des actifs dédiés.*

En l'état actuel de la méthode de la Cour, les charges de désactualisation prises en compte dans le calcul des charges d'exploitation devraient être diminuées du montant des charges de désactualisation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs couvertes par des actifs dédiés, soit 313 M€$_{2010}$, pour ne considérer que les charges d'actualisation des provisions pour gestion du combustible usé, non couvertes par un actif dédié, d'un montant de 427 M€$_{2010}$. L'impact de cette correction s'élève à 0,8 €$_{2010}$/MWh.

---

[260] *L'article 3 du décret du 23 février 2007 cité ci-dessus dispose que « ce taux d'actualisation ne peut excéder le taux de rendement, tel qu'anticipé avec un haut degré de confiance, des actifs de couverture … ».*

3.3 Le montant des charges futures utilisé dans la base d'actifs du loyer économique devrait être actualisé pour refléter le capital investi dans la couverture de ces charges

Dans la partie I-A de la conclusion générale de son rapport, la Cour dresse la liste des éléments pris en compte dans l'investissement en capital à considérer. Elle y mentionne les montants des investissements de construction ayant été réalisés (y compris les intérêts intercalaires), les investissements de maintenance et enfin les dépenses futures liées au démantèlement. Le total cumulé s'élève à 118,2 Mds€$_{2010}$ hors investissements de maintenance annuels évalués à 1,7 Mds€$_{2010}$.

Or, ces 118,2 Mds€$_{2010}$ représentent la somme de deux éléments : des dépenses passées pour 96 Mds€$_{2010}$ et des dépenses futures pour 22,2 Mds€$_{2010}$. Si ces deux éléments ont nécessité l'un comme l'autre d'être ramenés en valeur de 2010 afin de réaliser les calculs en euros constants, les dépenses futures doivent également être actualisées au taux défini par la loi[261] (3% réel) sur une période égale à la durée de vie des réacteurs (40 ans).

En effet, le montant des dépenses futures utilisé par la Cour correspond aux charges futures brutes, à savoir le montant total qu'il aurait fallu décaisser pour démanteler les centrales nucléaires en 2010, année utilisée comme référence par le rapport. Or, comme rappelé au paragraphe 3.1 de la présente note, les dépenses futures liées au démantèlement doivent être couvertes par des actifs dédiés constitués, hors dérogation, au moment de la mise en service de chaque réacteur pour un montant égal aux dépenses futures qu'ils couvrent à leur valeur actualisée.

La couverture oblige ainsi le propriétaire de la centrale à acquérir un portefeuille d'actifs dédiés dont la valeur initiale augmentée année après année de sa rentabilité cumulée permettra in fine de constituer une réserve de liquidité suffisante pour payer les charges couvertes. Par ce mécanisme, le législateur s'assure que le propriétaire de la centrale sera en mesure de financer le démantèlement et la gestion des déchets radioactifs.

Le propriétaire est donc bien contraint de placer un capital égal au montant actualisé des charges de démantèlement et de derniers cœurs lors de la mise en service de la centrale. La différence entre le capital placé et le montant des charges brutes futures correspond au rendement attendu du portefeuille d'actifs dédiés.

Dans les calculs de la Cour, si les charges brutes de démantèlement et derniers cœurs sont bien corrigées de l'inflation, elles ne sont cependant pas actualisées, ce qui entraine la rémunération d'un capital que le propriétaire

---

[261] Cf. l'article 3 du décret du 23 février 2007 et l'article 3 de l'arrêté du 21 mars 2007, tous deux relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

de la centrale n'a jamais eu à investir. L'actualisation des dépenses de démantèlement et de derniers cœurs conduit à un montant de 5,3 Mds€$_{2010}$. Le montant de 118,2 Mds€$_{2010}$ inclut donc un capital fictif de 16,9 Mds€$_{2010}$.

La CRE recommande donc de modifier le montant de l'investissement pris en compte dans le calcul du loyer économique de la méthode de la Cour en actualisant les charges futures et ce dans le respect du cadre légal et comptable, afin de ne pas surévaluer le capital initialement investi. Cette correction entraine une baisse du loyer économique de 1,4 Mds€$_{2010}$ environ, soit 3,3 €$_{2010}$/MWh.

REPONSE DU PRESIDENT DE L'ASSOCIATION NATIONALE DES COMITÉS ET COMMISSIONS LOCALES D'INFORMATION (ANCCLI)

Vous m'avez transmis un extrait du projet de rapport public thématique : les coûts de la filière électronucléaire pour lequel l'ANCCLI n'a pas d'observation hormis quelques propositions de modifications rédactionnelles.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE L'AUTORITÉ DE SURETÉ NUCLÉAIRE (ASN)

L'ASN estime que ce rapport, extrêmement intéressant, aborde des questions fondamentales et soulève des sujets de préoccupation également partagés par l'ASN.

1. Importance des facteurs sociaux, organisationnels et humains

Comme l'ASN l'a rappelé dans son avis du 3 janvier 2012 joint au présent courrier, la sûreté nucléaire ne se réduit pas à l'accumulation de dispositifs techniques ; ***la sûreté nucléaire repose fondamentalement sur les hommes****.*

En effet, la gestion de l'organisation du travail et des ressources humaines, les interactions des hommes dans leur environnement de travail jouent un rôle important dans la prévention et la gestion des incidents et des accidents. Ils constituent ce que l'on appelle communément les facteurs sociaux, organisationnels et humains. Ce sont des éléments essentiels de la sûreté nucléaire, dont les coûts sont détaillés dans le rapport de la Cour.

Les facteurs sociaux, organisationnels et humains font donc l'objet d'une attention particulière de l'ASN. L'ASN sera attentive au renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, qui est un point fondamental alors que s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite de l'accident de Fukushima, ainsi qu'à l'organisation du recours à la sous-traitance,

2. La recherche

L'ASN souligne 1'importance de la recherche, notamment dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, afin de disposer d'une expertise technique robuste s'appuyant sur les meilleures connaissances disponibles.

L'ASN estime donc que, quelles que soient les options énergétiques retenues, ***l'investissement dans la recherche en sûreté nucléaire et en radioprotection devra rester important****. Ces dépenses pourraient être intégrées dans la nomenclature normalisée des dépenses afin d'être clairement identifiées.*

Par ailleurs, ***l'ASN rappelle qu'elle souhaite être consultée sur les orientations de recherche en sûreté nucléaire et en radioprotection****. En effet, elle doit disposer, pour prendre ses décisions, d'une expertise de qualité reposant sur les données scientifiques et techniques les plus récentes. Dans cette logique, il convient d'anticiper les questions auxquelles l'ASN aura à répondre dans dix, quinze, vingt ans et de construire, dés aujourd'hui, les programmes de recherche lui permettant de disposer en temps voulu des*

connaissances nécessaires. A cette fin, 1'ASN a mis en place en 2010 un Comité scientifique sous la présidence de Ashok Thadani, ancien directeur de la recherche de l 'Autorité de sûreté nucléaire des Etats-Unis.

A ce jour, l'ASN estime que les principaux opérateurs de recherche en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection (CEA, IRSN, ANDRA, EDF et AREVA) disposent de connaissances diversifiées et au meilleur niveau scientifique. Elle considère cependant nécessaire de ***renforcer les moyens et la compétence des autres organismes de recherche publique (CNRS****, ...) pour appuyer son expertise ainsi que l'expertise indépendante à laquelle les commissions locales d'information (CLI) peuvent faire appel.*

Enfin, concernant la recherche sur les réacteurs nucléaires du futur, ***l'ASN rappelle l'importance renforcée après l'accident de Fukushima d'une comparaison, en termes de sûreté, des différentes filières de réacteurs de quatrième génération, « Génération IV », et de la visée pour ces réacteurs d'un niveau de sûreté supérieur à celui du réacteur EPR****.*

3. Lisibilité du coût du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection

L'ASN partage les conclusions de la Cour exprimées page 69 sur la nécessité de revoir 1'organisation budgétaire complexe du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection qui nuit à la lisibilité globale du coût du contrôle et qui conduit à des difficultés en matière de préparation, d'arbitrage et d'exécution budgétaires.

Aussi, dans son avis n° 2011-AV-0135 joint au présent courrier, ***l'ASN renouvelle sa demande de création d'un programme budgétaire unique consacré au contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France, incluant notamment les crédits d'expertise de la mission d'appui technique de l'IRSN, et financé directement par la taxe INB.***

Ce financement par la taxe INB, ou toute autre contribution prélevée sur les exploitants nucléaires, permettra d'assurer dans la durée un financement du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection à la hauteur des enjeux. Il s'inscrit dans la poursuite de la réforme du financement du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, engagée par la loi de finances rectificative no 2010-1658 du 29 décembre 2010, qui a instauré un abondement des crédits de l'IRSN par une contribution versée annuellement par les exploitants. Par ailleurs, 1'ASN rappelle que la taxe INB remplace depuis 2000 la redevance et le fonds de concours destinés à financer les dépenses de sûreté de l'ASN et de l'IRSN. En outre, comme le note la Cour dans son rapport page 76, le montant de cette taxe est supérieur à celui des dépenses publiques liées à la sécurité, à la sûreté nucléaire et à la transparence.

4. Les dépenses futures

• Charges liées au démantèlement des installations nucléaires

L'ASN considère également que le manque d'évaluation des incertitudes et de justification du niveau des aléas induit un risque de sous-estimation des charges financières de démantèlement. ***L'ASN attache donc une grande importance à la réalisation d'audits des exploitants*** *tels que prescrits par la DGEC en application de l'article 13 du décret n° 2007-243 du 27 février 2007.*

• Charges futures de gestion des déchets radioactifs

Compte tenu de l'enjeu financier de la gestion des déchets de moyenne et haute activité à vie longue ainsi que des très fortes incertitudes associées au chiffrage du coût de cette gestion, ***l'ASN estime qu'une réévaluation des coûts doit être menée sans attendre 2015****. Elle considère par ailleurs nécessaire que ces éléments puissent être disponibles pour le débat public prévu en 2013.*

Couverture financière des charges futures

L'ASN rappelle l'importance du principe de couverture financière des charges nucléaires défini par la loi du 28 juin 2006 : « les exploitants d'installations nucléaires de base constituent les provisions afférentes aux charges (futures) et affectent à titre exclusif à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires (..) qui doivent présenter un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet ».

Sur ce sujet, l'ASN partage la préoccupation exprimée par la Cour au sujet des dérogations introduites permettant de reconnaître d'autres types d'actifs en couverture des charges nucléaires *(titres RTE pour les charges futures d'EDF, titres d'AREVA et surtout créances sur l'Etat pour les charges futures du CEA).*

Sollicitée sur le projet de décret n° 2010-1673 du 29 décembre 2010 qui a autorisé ces dérogations, l'ASN avait ainsi rappelé dans une lettre adressée au directeur général de l'énergie et du climat jointe au présent courrier qu'elle considère qu'il est essentiel de maintenir un niveau suffisant de robustesse et de liquidité des actifs dédiés à la couverture des charges de démantèlement.

Pour l'ASN, il convient donc de veiller à ce que le système établi par voie législative et réglementaire soit stabilisé afin de conserver sa crédibilité, sa solidité et sa lisibilité, au risque sinon que certains démantèlements ne puissent être entrepris en temps utile.

5. Le coût d'un accident nucléaire

L'ASN souligne l'importance du sujet traité ; quels que soient les efforts menés en faveur de la sûreté nucléaire, un ***accident nucléaire en France ne peut jamais être exclu*** *; il est donc indispensable d'anticiper les actions qui seraient nécessaires en pareil cas, notamment en ce qui concerne 1'indemnisation des victimes.*

• Coût d'un accident nucléaire

L'ASN partage les conclusions de la Cour sur la nécessité d'approfondir l'évaluation du coût d'un accident nucléaire. Les estimations préliminaires de l'IRSN montrent un coût moyen compris entre 70 Md€ pour un accident modéré sur un réacteur électronucléaire comme celui qui s'est produit à Three Mile Island en 1979, et 600 Md€ à 1000 Md€ pour un accident très grave comme ceux de Tchernobyl ou de Fukushima. ***Il importe que des études soient développées aux niveaux national et international, de manière transparente et contradictoire, pour évaluer l'ampleur économique d'un accident majeur pour un pays ou un groupe de pays. Ces études pourraient s'appuyer notamment sur le précédent de l'accident de Fukushima.***

• Montants plafonds de responsabilité civile nucléaire

L'ASN estime que les montants plafonds actuels de la responsabilité civile nucléaire des exploitants (91 M€) sont largement insuffisants et doivent être revus afin de permettre d'indemniser correctement les victimes (population et secteurs industriels touchés par l'accident). ***L'ASN considère comme urgente l'entrée en vigueur de la révision de ces montants prévue par les protocoles de 2004 tout en soulignant que le nouveau plafond (700 M€) ne représente toujours que 1 % du coût d'un accident modéré****.*

• Mise en œuvre des garanties financières

L'ASN partage les préoccupations de la Cour sur la mise en œuvre opérationnelle de ces garanties en cas d'accident nucléaire. Une réflexion sur ce sujet a été engagée dans le cadre des travaux du comité directeur pour la gestion post accidentelle d'un accident nucléaire (CODIRPA) qui réunit depuis 2005, sous le pilotage de l'ASN, des représentants des Pouvoirs publics, de la société civile, des exploitants et des assureurs. ***Des premiers éléments de doctrine ont été établis ; il revient aux ministères, exploitants et assureurs concernés de les mettre en œuvre.***

6. Durée de fonctionnement des centrales nucléaires

Il convient d'insister, comme le fait la Cour dans son rapport page 273, sur le fait que ***le scénario implicitement retenu aujourd'hui est celui de la prolongation de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans*** *puisque les capacités de production de remplacement n'ont pas été anticipées.*

Cette situation pourrait conduire dans les années à venir à un conflit entre sûreté nucléaire et sécurité d'approvisionnement énergétique.

En effet, l'ASN rappelle que, si elle était autorisée, la poursuite d'exploitation des réacteurs au-delà de quarante ans nécessitera une surveillance attentive des équipements non remplaçables (cuve et enceinte de confinement) ainsi que des améliorations significatives du niveau de sûreté des réacteurs actuels, en particulier vis-à-vis du risque d'accident grave, avec comme référence les objectifs de sûreté des nouveaux réacteurs (EPR) et en tenant compte du retour d 'expérience de l'accident de Fukushima. L'ASN demandera l'arrêt des installations nucléaires qui ne pourraient pas atteindre ces objectifs de sûreté.

Il est donc fondamental d'éviter que des capacités de production électriques insuffisantes ou 1'état du réseau conduisent à des situations où la priorité accordée à la sûreté serait contradictoire avec le principe de sécurité d'approvisionnement énergétique. Compte tenu des échelles de temps en la matière (plusieurs dizaines d'année pour renouveler des capacités de production électrique), l'ASN souligne l'importance d'anticiper le renouvellement des capacités de production, quel que soit le mode de production retenu, et de distribution du réseau électrique.

La durée de fonctionnement des centrales, élément stratégique, ne doit pas se transformer en variable d'ajustement.

REPONSE DU PRESIDENT DE L'OFFICE PARLEMENTAIRE D'EVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES (OPECST)

Le paragraphe relatif à l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) n'appelle aucun commentaire sur le fond.

REPONSE DU PRESIDENT D'ELECTRICITE DE FRANCE (EDF)

En réponse à votre courrier du 14 décembre, j'ai l'honneur de vous faire part de mes observations concernant le projet de rapport public relatif aux « coûts de la filière électronucléaire ». Vous trouverez en annexe un certain nombre de remarques et de propositions de modifications que nous vous suggérons, ainsi que des formulations de certaines de nos positions que nous vous demandons de bien vouloir insérer dans le rapport public.

Je tiens au préalable à souligner la qualité du travail réalisé, la profondeur des analyses conduites, et le caractère constructif des échanges que nous avons eus avec vos équipes.

L'enjeu central de ce rapport est de déterminer le coût de production du parc nucléaire existant. Ce coût que vous évaluez à 49 €/MWh en 2010 en utilisant une approche économique pertinente, confirme nos propres évaluations et m'inspire deux observations :

Il est supérieur à la part production des tarifs réglementés de vente actuels.

Il reste bien inférieur au coût de production de tout autre moyen, actuel ou futur, ce qui justifie que l'on cherche à tirer le meilleur parti du parc nucléaire existant, le plus longtemps possible, ce qui permettra d'effectuer son renouvellement avec les meilleures technologies parvenues à maturité sur le plan industriel.

Cette approche par le coût courant économique est la seule parmi les méthodes étudiées par la Cour qui répond aux impératifs de la loi NOME qui précise dans son article 1er que « les conditions d'achat [de l'ARENH] reflètent les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires ». Elle permet de refléter la réalité industrielle du secteur électrique qui est une industrie hautement capitalistique et à cycles longs. Elle permet en outre, comme vous l'écrivez, d'« inclure le coût de reconstitution des capitaux initialement investis », réévalués à l'inflation, ni plus, ni moins.

Toute méthode évaluant ce coût sur la base d'une valeur nette comptable de l'actif amorti, a fortiori sans tenir compte de l'inflation, doit être clairement disqualifiée. Elle se traduirait en effet par un creusement structurel de la dette et reporterait la charge sur les générations futures qui devront également supporter le renchérissement des technologies de renouvellement du parc, et ce quel que soit le mix énergétique retenu dans le futur.

A ce sujet, vous évaluez le coût d'un réacteur de génération 3 de série. Nous soulignons que l'industrialisation de ce réacteur est en cours, au

travers du retour d'expérience entre nos différents projets, et que ce coût resterait en tout état de cause compétitif par rapport à celui des moyens classiques.

Par ailleurs, nous souhaitons vous faire part de nos remarques sur les points suivants :

1. Durée de fonctionnement

Concernant la durée de fonctionnement du parc actuel, EDF est confiante sur sa capacité à atteindre les conditions techniques nécessaires pour exploiter ses tranches jusqu'à 60 ans. Les éléments de benchmark dont dispose EDF confortent cette capacité : à ce jour, 60 centrales américaines ont déjà vu leur licence prolongée de 40 à 60 ans. La loi du 13 juin 2006 (loi TSN) fait reposer tous les dix ans la poursuite de l'exploitation sur un avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Nous avons entamé avec l'ASN des discussions techniques portant sur un plus long terme, dans une perspective de 60 ans d'exploitation. Pour un programme industriel de cette ampleur, une visibilité supérieure à 10 ans est en effet nécessaire.

Par ailleurs, pour ce qui concerne les cuves et les enceintes, elles font l'objet à chaque visite décennale de contrôles très sévères, dans une démarche de respect absolu des impératifs de sûreté, sous le contrôle indépendant de l'ASN.

2. Démantèlement des centrales

S'agissant de la déconstruction de nos centrales en exploitation, les provisions qu'EDF a constituées sont validées par une estimation détaillée des coûts de déconstruction d'une centrale dite "étude Dampierre". L'étude Dampierre est une étude extrêmement fouillée et documentée, intégrant le retour d'expérience des opérations de déconstruction en cours sur nos centrales de première génération, ainsi que celui des opérations menées par d'autres opérateurs, notamment américains, et dont vous avez vous-même souligné le sérieux.

Par ailleurs, l'interprétation que vous faites du benchmark international nous semble inappropriée. Notamment, les retraitements que vous effectuez sur les estimations allemandes et anglaises sous-estiment fortement la correction à apporter pour la gestion du combustible usé. Je rappelle enfin que les coûts de déconstruction bénéficieront du même effet de standardisation que celui que nous avons connu lors de la construction du parc : en moyenne, les centrales françaises ont coûté deux fois moins cher que les centrales américaines.

3. Stockage des déchets

S'agissant de la provision pour le stockage géologique des déchets radioactifs, le rapport, dans ses formulations, semble considérer plus ou moins implicitement qu'elle devrait être revue à terme à la hausse, sur la

base du dossier 2009 de l'ANDRA. Or un processus de concertation entre les différentes parties prenantes est en cours sous l'égide des Pouvoirs Publics, et le projet de l'ANDRA a d'ores et déjà évolué suite à la prise en compte de l'expérience industrielle des trois exploitants (EDF, AREVA et le CEA). Le dossier 2009 n'est plus aujourd'hui d'actualité et l'ANDRA doit proposer un nouveau dossier de conception assorti d'un nouveau chiffrage d'ici fin 2012. Pour ce faire, l'ANDRA s'appuiera sur une maîtrise d'œuvre externe et poursuivra les échanges engagés avec les exploitants nucléaires sur les questions de conception et réalisation industrielles. C'est sur la base de ce nouveau dossier que le Ministre en charge de l'énergie se prononcera in fine sur l'actualisation du coût de référence de 2005 utilisé dans nos provisions, après avis de l'ASN et des exploitants nucléaires. Le benchmark international, réalisé de manière approfondie par un expert tiers, que nous vous avons communiqué ***et dont je souhaite qu'il soit inséré dans le rapport****, constitue un élément d'appréciation utile de ce coût au regard des éléments de comparaison internationale présentés dans le rapport qui ne concernent pas les pays les plus avancés sur cette question et peuvent conduire à un biais d'interprétation compte tenu des périmètres différents couverts par les estimations, notamment concernant les inventaires de déchets.*

4. Actifs dédiés et RTE

En ce qui concerne les « actifs dédiés », EDF assume pleinement la responsabilité de leur gestion, comme le prévoit la loi, et notre gestion est saine, prudente et performante. Notre portefeuille dégage une performance comparable à celle des meilleures sociétés de gestion. Depuis 2001, sa performance a été 8 fois sur 10 supérieure à celle de son indice de référence, et ce dans un environnement financier particulièrement complexe. Par ailleurs, EDF estime que le rendement attendu des actifs dédiés doit s'apprécier sur une période cohérente avec la duration des engagements qu'ils permettent de couvrir. L'observation des rendements sur une période de quatre ans n'est pas pertinente, en particulier lorsqu'elle mesure des années affectées par une crise économique.

Concernant l'affectation de 50 % des titres RTE aux actifs dédiés, je rappelle que :

Cette opération a reçu toutes les autorisations administratives nécessaires

La diversification qu'elle apporte à notre portefeuille permet d'en réduire le risque à performance égale : obtenir cette diversification tout à fait positive pour notre portefeuille, sans y apporter les titres RTE, aurait conduit à l'obligation paradoxale d'acquérir d'autres actifs d'infrastructure, plus risqués et hors de France.

RTE est un actif régulé dont les recettes proviennent des utilisateurs du réseau. La régularité des dividendes versés par RTE garantit la stabilité de la valeur, ainsi que son niveau de liquidité.

Cette opération ne conduit donc en aucune manière, à quelque horizon que ce soit, à un report de charges sur l'Etat pour assurer le financement des charges nucléaires.

RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE L'AGENCE NATIONALE POUR LA GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS (ANDRA)

Parmi ces observations, je tiens plus particulièrement à souligner les points suivants :

' Sur l'évaluation des coûts du stockage Cigéo : L'Andra fournira d'ici fin 2012 à la direction générale de l'énergie et du climat, aux exploitants nucléaires et à l'Autorité de sûreté nucléaire, une nouvelle fourchette d'estimation du coût du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo), fondée sur les études d'esquisse du projet.

- Sur la prise en charge des combustibles usés : selon la loi du 28 juin 2006, les combustibles usés déchargés des réacteurs électro-nucléaires sont considérés comme des matières radioactives, pour lesquelles une utilisation ultérieure est prévue ou envisagée après traitement. La faisabilité de leur stockage a néanmoins été vérifiée par l'Andra dans le cadre du Dossier 2005. Le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2010-2012 demande par ailleurs à l'Andra de vérifier que les concepts de stockage restent compatibles avec l'hypothèse du stockage des combustibles usés si ces matières devaient être considérées comme des déchets ultimes. L'évaluation technico-économique préliminaire du stockage des combustibles usés réalisée en 2003 pourra être mise à jour début 2013 sur la base des scénarios d'inventaire à définir avec l'État et les exploitants nucléaires et des nouvelles évaluations du coût de Cigéo.

- Sur les besoins futurs en capacité de stockage : les inventaires prospectifs sont régulièrement actualisés lors de la mise à jour de l'inventaire national (prochaine mise à jour en 2012). Ceux-ci montrent que les inventaires prévisionnels à stocker sont à terme supérieurs aux capacités des centres en exploitation (CSFMA, CSTFA). Avant d'envisager la création de nouveaux centres de stockage, il convient de poursuivre les efforts de réduction des volumes de déchets à stocker (par compactage, traitement, recyclage, …) et d'examiner les possibilités d'extension de capacité des centres existants.

- Sur la gestion des déchets de faible activité à vie longue : conformément au Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs, l'Andra remettra un rapport à l'État d'ici fin 2012 sur les différents scénarios de gestion étudiés pour les déchets de faible activité à vie longue ainsi que sur les adaptations à apporter à la démarche de recherche de site, en prenant en compte les recommandations du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire.

- Sur les coûts de démantèlement : une coopération renforcée entre l'Andra et les exploitants nucléaires pour la définition des stratégies de démantèlement visant à minimiser la production de volumes de déchets et leur dangerosité pourrait contribuer à réduire les coûts.

REPONSE DU PRESIDENT DU HAUT COMITE POUR LA TRANSPARENCE ET L'INFORMATION SUR LA SECURITE NUCLEAIRE (HCTISN)

J'ai l'honneur de vous informer que je ne souhaite pas apporter de réponse à cette communication.

Glossaire

AEN	Agence pour l'Energie Nucléaire de l'OCDE
AFSSAPS	Agence française de sécurité sanitaire des produits santé
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
ANCLI et ANCCLI	Association Nationale des Commissions (et des Comités) Locales d'Information
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
APEC	Atelier Pour l'Entreposage du Combustible de Superphénix
APM	Atelier pilote de Marcoule (procédé de vitrification)
ARS	Agence Régionale de Santé
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire
Assainissement radioactif	Ensemble d'opérations visant à réduire la radioactivité d'une installation ou d'un site, notamment par décontamination ou par évacuation de matériels
Assemblage de combustible	Élément de combustible nucléaire constitué de crayons combustibles maintenus par un squelette métallique
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (tarif)
ASTRID	Advanced sodium technological reactor for industrial demonstration (programme de 4ème génération)
Becquerel (Bq)	Unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Bq = une désintégration du noyau atomique par seconde)
C3P	Coût Comptable Complet de Production
CAS	Conseil d'Analyse Stratégique
CCE	Coût Courant Economique
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives
CEFEN	Comité d'Expertise Financière des Engagements Nucléaires
CLI	Commission Locale d'Information
CNEF	Commission Nationale d'Evaluation du Financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs

CRE	Commission de Régulation de l'Energie
Criticité	Niveau atteint lorsque le taux production des neutrons par fission est exactement égal au taux de disparition des neutrons par absorptions et fuites à l'extérieur
CSEN	Comité de Suivi des Engagements Nucléaires
Curie	Ancienne unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Curie = 37 GBq)
Déconstruction	Selon EDF, ensemble des opérations menées pour éliminer totalement dans le temps une installation nucléaire (les opérations de mise à l'arrêt définitif y sont rattachées)
Démantèlement	Les étapes qui suivent la mise à l'arrêt définitif (MAD) d'une installation nucléaire jusqu'à son déclassement
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DGEMP	Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (ancien nom de la DGEC)
DGPR	Direction Générale de Prévention des Risques
DGRI	Direction Générale de la Recherche et de l'Innovation
DGSCGC	Direction Générale de la Sécurité Civile et de la Gestion des Crises
DGSNR	Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection
DOE	Department Of Energy (Etats-Unis)
DREAL	Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
DSC	Direction de la Sécurité Civile
DTS	Droit de Tirage Spécial
ECS	Evaluation Complémentaire de Sureté
EDF	Electricité De France
***[262]**	
EPR	European Pressurized Reactor
EPRUS	Etablissement de Préparation et de Réponse aux Urgences Sanitaires
ETP	Equivalent Temps Plein (sert à mesurer les effectifs de personnel)
EURATOM	Communauté européenne de l'énergie atomique
FA	Faible Activité (pour les déchets radioactifs)
FARN	Force d'Action Rapide Nucléaire

[262] Le terme entreposage, inapproprié, a été supprimé, le 20 février 2012.

Fission	Éclatement, généralement sous le choc d'un neutron, d'un noyau lourd en deux noyaux plus petits, accompagnées d'émissions de neutrons, de rayonnements et d'un important dégagement de chaleur
GIF	Generation IV international forum
GW	Symbole de gigawatt. Unité de puissance. 1 gigawatt = 1 million de kilowatts.
GWh	Symbole de gigawattheure. Unité d'énergie correspondant à 1 million de kilowattheures.
HA	Haute Activité (pour les déchets radioactifs)
HCTISN	Haut Comité à la Transparence et à l'Information sur la Sécurité Nucléaire
HFDS	Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité
IAS	International Accounting Standards
ICEDA	Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés (à Bugey)
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
IFRS	International Financial Reporting Standards
INB	Installation Nucléaire de Base
INSERM	Institut national de la Santé et de la Recherche Médicale
IPSN	Institut de Protection de Sureté Nucléaire
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
ITER	International Thermonuclear Experimental Reactor (programme de recherche sur la fusion nucléaire)
kW (kilo-watt)	Symbole du kilowatt correspondant à 1 000 Watts
kWh	Symbole du kilowattheure ; unité de mesure de travail et d'énergie correspondant à 1 000 Wattheures
LFI	Loi de Finances Initiale
LFR	Loi de Finances Rectificative
MA	Moyenne Activité (pour les déchets radioactifs)
MAD	Mise à l'Arrêt Définitif
MEDAF	Modèle d'Evaluation Des Actifs Financiers
MEDDTL	Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement
MESR	Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche

Millisievert (mSv)	Un millième de sievert (la dose moyenne d'exposition annuelle d'origine naturelle en France est de 2,4 mSv/personne)
ML	Métal Lourd, c'est-à-dire l'ensemble des isotopes de l'uranium et du plutonium contenu dans le combustible à retraiter
Mox	Mélange de d'OXydes d'uranium et de plutonium destiné à la fabrication de combustibles nucléaires
MSI	Mise en Service Industrielle
MSNR	Mission de la Sureté Nucléaire et de la Radioprotection de la DGPR
MW	Symbole du mégawatt. Unité de puissance. 1 mégawatt = 1 000 kilowatts.
MWh	Symbole du mégawattheure. Unité d'énergie. 1 MWh = 1000 kWh.
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (loi NOME du 7 décembre 2010)
NRBC	Nucléaire, Radiologique, Bactériologique et Chimique
NRC	Nuclear Regulatory Commission
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economique
OPECST	Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques
OPRI	Office de Protection contre les Rayonnements Ionisants
Période radioactive	Temps au bout duquel la moitié des atomes, contenus dans un échantillon de substances radioactives, se sont naturellement désintégrés
PLF	Projet de Loi de Finances
PNB	Produit National Brut
PNGMDR	Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
P_u	Plutonium
PUI	Plan d'Urgence Interne
PWR	Pressurised water reactor = réacteur à eau pressurisée (REP)
Radioactivité	Propriété de certains corps d'émettre des rayonnements et de se transformer en d'autres corps : la radioactivité se caractérise par le rayonnement émis et par le rythme de la transformation

RCD	Reprise et Conditionnement des Déchets
RCN	Responsabilité Civile Nucléaire
RCEN	Responsabilité Civile des Exploitants Nucléaires
RCTN	Responsabilité Civile du Transport Nucléaire
REP	Réacteur à Eau pressurisée (ou sous pression)
RHF	Réacteur à Haut Flux
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SDIS	Service Départemental d'Incendie et de Secours
Sievert (Sv)	Unité de mesure de l'équivalent de dose, c'est-à-dire de la fraction de quantité de l'énergie apportée par un rayonnement ionisant, reçue par un kilo de matière vivante
TFA	Très Faible Activité (des déchets radioactifs)
TSN	Loi relative à la Transparence et à la Sécurité en matière Nucléaire (13 juin 2006)
TWh	Symbole de térawattheure. Unité d'énergie correspondant à 1 milliard kWh.
Uapp	Uranium appauvri
UNE	Uranium Naturel Enrichi
UNGG	Uranium Naturel Graphite Gaz (réacteur de deuxième génération)
UP1 et 2	Usines de retraitement à Marcoule
URE	URanium de Retraitement Enrichi
URT	Uranium issu du ReTraitement
VC	Vie Courte (pour les déchets radioactifs)
VL	Vie Longue (pour les déchets radioactifs)
VMP	Valeur Mobilière de Placement
WACC	Weighted Average Cost of Capital – coût moyen du capital