

Les coûts de la filière électronucléaire

1. INTRODUCTION

Des articles de journaux et de revues sont parus depuis la sortie du **Rapport de la Cour des Comptes de janvier 2012**, mais sans en faire une présentation complète : chacun en extrait un passage, en fonction de la thèse qu'il veut développer. Nous cherchons ci-dessous à faire une synthèse de ce document de 438 pages, salué pour la richesse des informations présentées de façon claire, et rendues publiques.

Le rapport, qui vise à mesurer les coûts du point de vue du citoyen français, à la fois client d'EDF et contribuable, est divisé en 8 chapitres : 1) Les dépenses passées (investissements, recherche) ; 2) Les dépenses courantes (charges d'exploitation, et dépenses d'accompagnement) ; 3) Les dépenses futures (adaptation aux nouvelles exigences de sûreté, démantèlement, gestion des déchets); 4) Provisions et actualisation ; 5) Les actifs dédiés (pour ne pas faire payer les dépenses futures aux générations futures) ; 6) Les évolutions possibles des dépenses futures (selon les variantes possibles de la politique nucléaire) ; 7) Les coûts difficilement chiffrables (externalités, assurances) ; 8) Conclusion générale. Les réponses des administrations et organismes concernés figurent en annexe du rapport.

La Cour fonctionne selon 3 principes : l'indépendance des membres ; la contradiction (les constatations et appréciations sont soumises aux responsables des organismes concernés) ; la collégialité des travaux. Le groupe d'experts sollicités (cf. Annexe 3) comprend notamment Roland Desbordes, président de la CRIIRAD. Des auditions (cf. Annexe 4) ont été organisées y compris avec des ONG du secteur de l'environnement et des organisations syndicales.

2. LES DÉPENSES PASSÉES

L'inventaire des INB (installations nucléaires de base) construites en France est donné ci-contre.

Huit réacteurs de 1ère génération (6 UNGG, EL-4 et Chooz-A) sont en cours de démantèlement. Leur coût d'investissement est de **6 Md€**.

Répartition des installations civiles par exploitant

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

Coût d'investissement initial = construction + ingénierie + pré-exploitation + intérêts intercalaires.

Tous les montants sont exprimés en €₂₀₁₀ sauf mention contraire : Md€ : milliard d'euros ; M€ : million d'euros ; M€ : million d'euros ; GW gigawatt (milliard de watts) ; MW : mégawatt (million de watt) ; TWh térawatt-heure.

Les coûts d'investissement des 58 tranches nucléaires en activité (soit 62,5 GW installés), échelonnés entre 1969 (Fessenheim 1-2) et 2004 (Civaux 1-2), sont de **96 Md€** – dont 13 d'intérêts intercalaires. 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.

On considère que le parc est actuellement amorti à 75 %, mais les dépenses de maintenance augmentent (elles ont triplé entre 2003 et 2010, passant de 0,58 à 1,75 Md€ par an) pour permettre de conserver un bon niveau de disponibilité. EDF prévoit que ces dépenses devraient continuer d'augmenter fortement (+ 50 % entre 2010 et 2013) afin de restaurer le taux de disponibilité en visant 85 %.

Pour les installations d'ARÉVA, la Cour reprend les valeurs du rapport parlementaire de MM. Bataille et Galley (1999) soit 30 Md€ (8 pour l'enrichissement et 22 pour le retraitement) dont la moitié payée par les clients

étrangers. AREVA a investi 10 Md€ pour renouveler son outil industriel, dont 40 % pour les besoins français. Au total, l'investissement pour le nucléaire français est donc de **19 Md€**.

Évolution du taux de disponibilité des centrales EDF

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

(NB : En Suède, où il est prévu une sortie du nucléaire, le taux de disponibilité est de 63 %).

En matière de recherches, les dépenses du CEA se décomposent en 3 périodes : de 1957 à 1969, 14,4 Md€ dont 11,2 pour les REP et 3,2 pour les RNR ; de 1970 à 1989, 14,8 Md€ dont 4,4 pour les RNR, les industriels dépensant en outre ~ 5 Md€ ; de 1990 à 1999, la subvention a diminué à 390 M€ par an ; de 2000 à 2009 : 210 M€ par an et 174 M€ en 2010.

En Md€ ₂₀₁₀	CEA	Autres opérateurs	Industriels	Total
Total de la période	35,3	2,8	17,1	55,2
Moyenne annuelle	0,65	0,05	0,32	1,02
dont filière des générations 1 à 3	26,1	2,8	14,1	43
dont génération 4	9,2		3	12,2

Coût de la recherche civile électronucléaire de 1957 à 2010 (en Md€₂₀₁₀)

Dépenses passée (Md€ ₂₀₁₀)	
1 ^{ère} génération	6
2 ^{ème} génération	96
Cycle combustible	19
R & D	55
Superphénix	12
Total	188

D'autres organismes interviennent également : l'ANDRA, l'IRSN, le CNRS, EDF et ARÉVA.

Au total, la Cour chiffre les dépenses de 1990 à 2010 à **21 Md€** dont 17,9 pour les REP et 3,1 pour les RNR.

En outre, le coût complet de Superphénix, arrêté par décision politique, a été évalué par la Cour en 1996 à **12 Md€**, dont 2,5 de charges financières.

Le coût de la recherche, pour l'obtention du parc actuel et de la gestion du combustible correspondante, totalise donc **176 Md€**.

3. LES DÉPENSES COURANTES

Des articles de journaux et de revues sont parus depuis la sortie du **Rapport de la Cour des Comptes de janvier 2012**, mais sans en faire une présentation complète : chacun en extrait un passage, en fonction de la thèse qu'il veut développer. Nous cherchons ci-dessous à faire une synthèse de ce document de 438 pages, salué pour la richesse des informations présentées de façon claire, et rendues publiques.

Types de charges	2008	2009	2010 € courants	Ecart 2010/2008	Les dépenses d'EDF comprennent les dépenses liées au combustible (payées à ARÉVA, qui intègre les dépenses futures, comme à ses autres clients), et aux stocks de matières premières (~600 M€ par an). Les dépenses de personnel (~2,6 Md€/an) vont augmenter suite à l'accident de Fukushima et à l'attention portée par l'ASN au facteur humain. Les consommations externes comprennent les dépenses de maintenance (essentiellement sous traitées), qui ne sont pas considérées comme des investissements et qui ne sont donc pas immobilisées.
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 €	2 095 M€ 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€ 3,33 €	872 M€ 2,14 €	+ 30 % + 34 %	
Total	8 067 M€ 19,3 €	8 800 M€ 22,6 €	8 954 M€ 22,0 €	+ 11 % + 14 %	

Charges d'exploitation d'EDF (en M€/an et en €/MWh)

En 2010	En M€
Gendarmerie nationale : surcoûts non remboursés par les exploitants	4
Sécurité civile : Estimation de coût annuel (y/c comprimés d'iode)	13
ASN (LFI 2010 hors IRSN)	68
IRSN (LFI 2010, hors recherche)	129
Contribution AIEA (FLI 2010)	16
Total	230

Les impôts et taxes représentent de l'ordre de 1 Md€ par an, dont la moitié pour la taxe INB.

Le coût des fonctions centrales et supports d'EDF est de l'ordre de 900 M€ par an.

Au total, le coût de production d'EDF est de **22 €/MWh**.

← **Sécurité, sûreté, transparence : crédits publics 2010**

À cela s'ajoutent :

- les coûts de R&D (~1 Md€/an), assurée à 41 % par le CEA, et à 37 % sur subventions publiques (y/c la R&D sur la génération IV), soit **414 M€ en 2010** ;
- les coûts de la sécurité, de la sûreté et de la transparence financés sur crédits publics, et qui sont intégralement facturés à EDF (soit **230 M€ en 2010**). La Cour note que les escortes de transports de combustibles ne sont facturées à TNI qu'à hauteur de 10 %, laissant ~ 4M€ à la charge de la gendarmerie, ce qui sera revu dans la prochaine convention avec la DGGN.

Au total, la Cour constate que les dépenses publiques (**644 M€ en 2010**) sont pratiquement couvertes par le montant de la taxe INB (**580 M€ en 2010**).

4. LES DÉPENSES FUTURES

Elles comprennent :

- les charges brutes de **démantèlement des installations d'EDF**, incluant les 12 INB arrêtées et les 62 INB en fonctionnement.

On constate que le total des devis de démantèlement des réacteurs de 1ère génération (2,5 Md€, hors Superphénix) représente environ 43 % de leur coût de construction (6,1 Md€).

Il est à noter que, entre 2001 et 2008, les devis de démantèlement ont connu, hors inflation, des évolutions très différentes : une diminution pour Chooz A (REP 300 MW) de 23 %, pour Superphénix de 14 %, pour les réacteurs UNGG de Chinon et Saint Laurent de 7 %, et une augmentation de 26 % pour EL4 à Brennilis.

Les variations des devis ont des causes d'ordre administratif liées au report de 2013 à 2019 de l'ouverture du centre de stockage de déchets graphites et de déchets radifères (FAVL), et à l'annulation par le Conseil d'État, pour vice de forme, du décret autorisant le démantèlement de Brennilis.

Pour les 62 INB dont les 58 réacteurs REP en exploitation, les charges provisionnées par EDF se montent à 18,4 Md€.

Une estimation faite en 2009 pour les 4 REP 900 de Dampierre (DA09) conduit à 17,5 Md€ (y/c 10 % d'aléas) pour les 58 REP, ce qui est cohérent avec le coût de référence (**18,1 Md€**).

M€ 2010	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	20 902,9	66 %
ARÉVA	7 108,4	22 %
CEA civil	3911,2	12 %
Total	31 922,5	100 %

Dépenses brutes de démantèlement

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	46	25,8
					33,4		34,6
					34,2		44
							62

Extrapolation du coût de démantèlement du parc actuel : 11 comparaisons internationales – en Md€₂₀₁₀¹

¹ Une comparaison internationale montre que l'estimation d'EDF est dans la fourchette basse de coût, ce que EDF justifie par l'homogénéité de son parc et l'effet de série qui en découlera.

- les charges brutes de **démantèlement des installations d'AREVA**, pour un montant de **7,1 Md€**. Le coût de démantèlement de l'usine de séparation isotopique EURODIF représente 9 % de son coût de construction, celui des usines de La Hague – 22 %. La Cour note que le devis de démantèlement de UP2 400 a augmenté de 40 % entre 2006 et 2008 ; il est depuis stabilisé.
- les charges brutes de **démantèlement des installations du CEA**. La Cour note 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 Cour s'est intéressée à l'évolution des devis entre 2001 et 2010 pour 6 installations, sur les sites de Cadarache, Marcoule et Grenoble. Elle note que « 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 les difficultés des chantiers réévaluées.

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

En M€	Marcoule	Cadarache	Saclay	Fontenay-aux-Roses	Grenoble	Total
	2015,4	972	480,2	306,3	53,1	3911,2
dont	Atelier pilote de Marcoule 787,6	Station de traitement des effluents 199,4		Bât 18 230,9		
	Réacteur Phénix 980,5	Réacteur Rapsodie 177,8				

INB	Centre	Montant 2001	Montant 2010	Evolution 2001 / 2010
STE	Cad	181,4	204,7	12,80 %
Rapsodie	Cad	131,9	219,9	66,70 %
APM	Mar	487,1	1 014,9	108,40 %
Siloé	Gre	56,8	87,8	54,60 %
Silhouette	Gre	11,3	7,1	-37,20 %
Mélusine	Gre	16,2	25,2	56,80 %
LAMA	Gre	67,5	62,2	-7,90 %
Total		952,2	1 622	70 30 %

La Cour note toutefois que les installations sont diverses et que les opérations ne bénéficient pas d'effet de série ; que les principes d'estimation des aléas (~ 30 %) sont bien explicités sur la base d'une analyse des risques des travaux, et tenus à jour en fonction du retour d'expérience.

← **Réévaluation des coûts de démantèlement de 6 INB du CEA entre 2001 et 2010 (en M€₂₀₁₀)**

- les charges de gestion des **combustibles usés** sont principalement imputables à EDF, le CEA pouvant rencontrer quant à lui des problèmes spécifiques avec les combustibles des réacteurs de recherche.

Charges brutes de gestion des combustibles usés →

M€ 2010	Charges brutes au 31 décembre 2010	
EDF	14 358,8	97 %
CEA civil	419,9	3 %
Total	14 805,7	100 %

Les autorisations actuelles permettent à EDF d'utiliser chaque année 1000 tonnes d'UNE (uranium naturel enrichi), 120 tonnes de MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium) dans les 22 tranches autorisées, et 80 tonnes d'URE (uranium de retraitement enrichi). Les 120 t de MOX résultent du retraitement des 1050 tonnes de combustible chargé annuellement. Sur environ 1000 tonnes d'URT (uranium de retraitement) produites annuellement par le retraitement de l'UNE, 400 tonnes sont entreposées et 600 tonnes d'URT sont réenrichies pour produire les 80 tonnes d'URE nécessaires à l'alimentation des quatre réacteurs de Cruas.

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

Les charges du CEA (420 M€ fin 2010) sont sensiblement plus faibles ; le CEA prévoit de retraiter 47 tonnes de combustibles usés, l'essentiel étant constitué des combustibles Phénix (pour 253 M€).

• **Les déchets radioactifs ultimes** proviennent de :

l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens, les combustibles usés, retraités ou non.

Selon que l'on dispose aujourd'hui d'exutoire (déchets TFA et FA-MA VC) ou que celui-ci est encore à l'étude (déchets FAVL, MAVL, HA), l'estimation des charges futures est plus ou moins précise et objet de discussion.

Période Activité	Vie très courte période < 100 jours	Vie courte (VC) période ≤ 31 ans	Vie longue (VL) période > 31 ans
TFA Très faible activité		Stockage dédié en surface Filières de recyclage à l'étude	
FA Faible activité	Gestion par décroissance radioactive	Stockage de surface (centre de stockage de l'Aube) sauf certains déchets et certaines sources scellées	Stockage dédié en subsurface à l'étude
MA Moyenne activité			Filières à l'étude dans le cadre de la loi du 26 juin 2006
HA Haute activité		Filières à l'étude dans le cadre de l'article 3 de la loi de programme du 28 juin 2006	

Filières de gestion 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 %

Répartition des charges de gestion des déchets

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.

Les sommes en jeu sont faibles (40 M€ d'investissement et 14 M€ d'exploitation) au regard des sommes prévues pour le stockage des déchets de moyenne et haute activité.

Les déchets **FAVL** (radifères et graphites) représenteront 6,75 % du volume mais seulement 0,007 % de la radioactivité totale des déchets.

Le coût de construction et d'exploitation du stockage estimé par l'ANDRA est de 690 M€ (2005) répartis en 60-40 % graphites – radifères. Ces coûts comprennent l'investissement, l'exploitation du centre pendant 20 ans et sa surveillance pendant 30 ans.

Les déchets **HA-MAVL** proviennent du retraitement des combustibles usés : 0,13 m³ de déchets HA par tonne de combustible. Actuellement, les MOX et URE ne sont pas retraités.

La loi de 2006 prévoit le stockage géologique des déchets HA-MAVL dans un centre qui devrait être utilisé pendant une centaine d'années.

Le tableau ci-contre montre l'évolution des besoins en fonction de la durée de vie des réacteurs.

Evolution des déchets HA produits par EDF en fonction de la durée de fonctionnement du parc REP actuel			
Durée de fonctionnement	Déchets HA (m ³)	Déchets MAVL (m ³)	Combustible (MOX, URE, EL4, SPX)
40 ans	6 000	38 000	5 000 t
60 ans	9 000	42 000	9 000 t

Quantités de déchets produits en fonction de la durée de fonctionnement du parc

Par ailleurs, l'ANDRA a chiffré les coûts de divers scénarios, du « tout retraitement » à « l'arrêt du retraitement en 2010 ». On note un facteur 2 entre les solutions extrêmes.

En 2010, les coûts du stockage géologique ne sont pas stabilisés, les industriels cherchant des solutions plus économiques que celles proposées par l'ANDRA, qui aboutiraient à un chiffre de **36 Md€**.

Les comparaisons internationales sont difficilement exploitables, compte tenu des milieux géologiques et des volumes stockés différents.

- **La reprise et conditionnement des déchets anciens (RCD)** concernent le CEA et ARÉVA pour un total de **2 Md€**, EDF ayant versé une soulte permettant de se libérer totalement.

En M€ 2010	CEA	ARÉVA	Total
Charges brutes RCD	531	1 458	1 989

Les charges pour reprises et conditionnement des déchets anciens au 31 décembre 2010

En conclusion, en matière de déchets, les incertitudes sur les coûts de gestion proviennent de choix qui restent à faire concernant le développement de la génération IV de réacteurs qui pourront valoriser l'uranium appauvri et l'uranium de retraitement, et consommer le plutonium des MOX. Au total, dans les comptes d'EDF, d'ARÉVA, du CEA et de l'ANDRA, les dépenses futures de la filière électronucléaire sont évaluées en 2010 à **79,4 Md€** de charges brutes pour le démantèlement des installations, la gestion du combustible usé et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

5. PROVISIONS ET ACTUALISATION

Compte tenu de l'effet de l'actualisation, ces charges brutes de 79,4 Md€ se traduisent par des provisions inscrites dans les états financiers des principaux exploitants à hauteur de **38,4 Md€** en 2010, proportion de 48 % qui dépend de l'échéancier des dépenses futures. Ainsi, pour le CEA qui mène actuellement un programme de démantèlement d'installations et de RCD, ses provisions représentent 66 % de ses charges brutes. Compte tenu de l'impact très important du taux d'actualisation pour chiffrer les provisions que les exploitants doivent constituer pour pouvoir payer les charges brutes futures au moment voulu, la Cour a examiné avec attention les méthodes et les taux d'actualisation employés.

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* ».

EDF, ARÉVA et le CEA utilisent tous trois la même formule et un taux d'actualisation de 5 % en valeur nominale, soit une valeur légèrement inférieure au taux plafond fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. 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 %.

En comparaison internationale, le taux nominal de 5 % est proche des taux allemands (E.ON : 5,2 %, Vattenfall : 4,75 %, RWE : 5 %, EnBW : 5,5 %), tandis que le taux réel de 3% est supérieur au taux britannique de 2,2% mais se compare aux taux suédois (3,25 % pour les 15 premières années et 2,5% au-delà). Si l'histoire des 20 dernières années montre la robustesse des taux employés compte tenu du portefeuille d'actions et d'obligations d'AREVA et d'EDF, la situation financière actuelle montre la fragilité de telles prévisions. Par ailleurs, il n'est pas certain que les coûts des charges futures (démantèlement, déchets) évolueront au rythme des prix à la consommation. La Cour s'est donc intéressée de près à la valeur des actifs dédiés à la couverture d'une partie des charges futures de la filière nucléaire.

6. ACTIFS DÉDIÉS

Le montant du portefeuille d'EDF s'élevait à 1,2 Md€ en 2000 ; il représente désormais **13,5 Md€**. Pour limiter les effets de la crise financière qui a éclaté en 2008, alors que le décret de 2007 limitait à 20 % la détention d'actifs libellés en devises, les comités stratégiques (CSEN) et financiers (CFEN) de l'énergie nucléaire ont accepté le principe de la détention de tels actifs comme élément à part entière de la diversification du risque financier. Par contre, la Cour conteste à EDF l'affectation de la moitié des titres de RTE (qu'elle détient à 100 %) aux actifs dédiés, ce qui sous-entend qu'EDF n'exclut pas de vendre le réseau de transport d'électricité pour financer le démantèlement de ses installations nucléaires. Le président d'EDF (p. 430) rappelle que « *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* ».

Fin 2010, pour un total de provisions à couvrir par EDF de **18 Md€**, la valeur de réalisation des actifs dédiés était de **16 Md€** (dont 2,3 de RTE). Pour ARÉVA, le total des provisions (**5,45 Md€**) est couvert par les actifs (5,58 Md€). Par contre, la crise financière a plus dégradé la performance des actifs d'ARÉVA que celle d'EDF.

Pour le CEA, 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 l'actif du fonds civil et défense figure désormais 28 % du capital d'ARÉVA. Sur les 4,45 Md€ de provisions à couvrir, les actifs du CEA se montent fin 2010 à **3,13 Md€**.

La Cour fait le constat que l'État, actionnaire des trois exploitants, apparaît directement ou indirectement comme le financeur en dernier ressort : les créances de l'un vis-à-vis de l'autre sont in fine des créances de l'État envers lui-même. Sur les 27,8 Md€ de provisions à couvrir, les actifs tels qu'initialement prévus par le décret du 23 février 2007 (actions, placements obligataires et monétaires) se montent fin 2010 à 18,2 Md€. Par ailleurs, la crise financière met en évidence les faiblesses du dispositif financier actuel.

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 ».

7. LES ÉVOLUTIONS POSSIBLES DES DÉPENSES PUBLIQUES

7.1. LA DURÉE DE FONCTIONNEMENT DES CENTRALES

D'ici 10 ans, 24 réacteurs sur 58 auront atteint une durée de fonctionnement de 40 ans. Le vieillissement concerne d'une part les composants 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 (résistance à la rupture en cas de choc froid) et les enceintes de confinement. 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. Cet avis n'a pas été modifié par l'accident de Fukushima.

7.2. DÉPENSES POUR LA POURSUITE DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES

En ce qui concerne les dépenses futures pour la poursuite de l'exploitation des centrales, EDF estime que la maintenance a été insuffisante dans la première partie des années 2000, ce qui a été source d'avaries et de baisse de performance. Les investissements de maintenance sont passés, en M€ courants, de ~500 en 2003 à 1000 en 2007 et 2000 en 2011 du fait de l'accélération du programme de changement des générateurs de vapeur du palier 900 MW. Dans le cadre de la préparation de la loi NOME, EDF a évalué à **50 Md€**, le plan global de mise à niveau des réacteurs pour une poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans (3,3 Md€/an).

Pour EDF, à partir du moment où une partie de ces investissements sont nécessaires, il est économiquement souhaitable que la durée d'utilisation des centrales rénovées soit la plus longue possible. Sur les 104 réacteurs en fonctionnement aux États-Unis autorisés initialement pour 40 ans, la NRC a accordé une prolongation d'activité pour 60 de ces réacteurs. EDF, 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 reposant sur une approche probabiliste, 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), mais 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).

En tout état de cause, après Fukushima, la réalisation des investissements prévus dans le programme de prolongation de durée de vie de 50 Md€ sera obérée par des exigences de sûreté plus grandes qui vont en accroître le coût d'environ 10 Md€, dont approximativement la moitié était déjà prévue, ce qui portera à 55 Md€ le total du programme, ce qui ferait passer le rythme prévisionnel des investissements de maintenance de 3,3 Md€/a en moyenne sur les 15 prochaines années estimé avant Fukushima, à 3,7 Md€/a, mais peut-être avec une accélération en début de période, en fonction des prescriptions futures de l'ASN en matière de réalisation des travaux.

7.3. RECHERCHES FUTURES

Les recherches futures portent sur la 4ème génération (programme ASTRID, pour 620 M€ jusqu'en 2017) et le RJH (235 M€ jusqu'en 2013). L'ANDRA a été dotée de 75 M€ pour mettre en place des filières de valorisation de 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.

Après Fukushima, le gouvernement a annoncé 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* ».

7.3. COÛT DE L'EPR DE FLAMANVILLE

En ce qui concerne le coût de l'EPR, celui de Flamanville a été révisé à 6 Md€ (3,7 M€/MW pour 1630 MW), alors que les derniers réacteurs construits (palier N4, de ~1450 MW) ont coûté : pour les 2 réacteurs de Chooz, 4,8 Md€ pour 2910 MW, et pour les 2 réacteurs de Civaux, 3,7 Md€ pour 2945 MW. Le coût du MWh produit à Flamanville sera de l'ordre de 75 €, alors que le coût visé en 2007 pour un EPR récurrent était de 47 €/MWh.

[Le président d'AREVA annonce en réponse (p. 401) que les enseignements tirés des chantiers EPR en Europe et en Chine permettront d'atteindre un coût du MWh compris entre 50 et 60 €].

En conclusion, la Cour suggère de travailler à des solutions alternatives, au cas où l'hypothèse de la 4ème génération ne se révélerait 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

8. LES COÛTS DIFFICILEMENT CHIFFRABLES

8.1. EXTERNALITÉS

Les externalités (coût supporté ni par le producteur, ni par le consommateur) : impact sur l'environnement (le Conseil d'analyse stratégique recommande de prendre une valeur de tonne de CO₂ en augmentation de 32 €/t en 2010 à 100 €/t en 2030 ; en 2010, le nucléaire ferait ainsi économiser 5,4 Md€) ; impacts sur l'air, l'eau, les paysages et la biodiversité (qui sont aussi présents pour les autres sources de production d'électricité) ; impact sur la santé humaine. La Cour n'a pas compétence à traiter l'impact des faibles doses, et rappelle que l'OPECST a demandé la réduction de la part de sous-traitance dans les travaux de maintenance.

8.2. RISQUES NUCLÉAIRES ET ASSURANCES

Dans le domaine nucléaire, l'approche du risque assurable (probabilité x conséquences) 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 (10⁻⁶ par réacteur et par an pour les réacteurs actuellement en service, 10⁻⁸ pour la génération de type EPR). Mais les catastrophes de Tchernobyl et Fukushima montrent que leurs conséquences peuvent être considérables, d'un ordre de grandeur de coût comparable au tremblement de terre de Kobé en 1995 (100 Md\$) ou de l'ouragan Katrina en 2005 (200 Md\$ en incluant les conséquences indirectes).

Les caractéristiques du risque nucléaire 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 (Convention de Paris de 1960).

En France, contrairement à d'autres pays, il n'existe qu'un seul producteur d'électricité d'origine nucléaire. Cette situation rend impossible toute mutualisation équilibrée du risque entre plusieurs acteurs économiques, telle qu'elle peut être pratiquée, par exemple, aux États-Unis. Cependant, 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'État, donc du contribuable.

Les montants prévus par les conventions de Paris/Bruxelles avec ceux des protocoles de 2004 sont présentés dans le tableau ci-contre. Ils ont subi une forte augmentation suite à l'accident de Tchernobyl.

À noter que le Japon, la Chine et la Corée n'ont signé aucune convention internationale

Tranches	Montants prévus par les conventions en vigueur en France	Protocole 2004
Exploitants	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	+ 143,8 M€ Soit au total : 345 M€	+ 300 M€ Soit au total : 1 500 M€

Montants des assurances prévues en France

Il n'en reste pas moins que l'assurance de l'exploitant ne couvre que 0,7 Md€, soit 1 % des 70 Md€ calculés par l'IRSN pour le coût d'un accident nucléaire avec rejet « contrôlé » de matières radioactives (avec une proportion 10 % de dommages directs – 90 % de dommages indirects). Le système peut être comparé à celui mis en place pour garantir la responsabilité civile des propriétaires de navires pour les dommages résultant de la pollution par les hydrocarbures.

La Cour conclut que l'État 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.

9. CONCLUSION GÉNÉRALE, et remarques des administrations & organismes concernés

Aux questions : tous les coûts sont-ils pris en compte ? Ces coûts sont-ils bien évalués ? La Cour conclut de la façon suivante :

- La Cour évalue l'investissement dans les 58 réacteurs actuels à **96 Md€** pour 62,5 GW soit 1,535 M€/MW.
- Le coût de construction (en M€/MW) augmente dans le temps : 1,07 en 1978 (Fessenheim), 2,06 en 2000 (Chooz). Pour l'EPR, le coût de série visé donnera **3,1 M€/MW**. Ces augmentations s'expliquent en partie par l'évolution des exigences de sûreté.
- Les dépenses de maintenance du parc doubleront pendant les 15 années prochaines par rapport au niveau 2010 : elles seront en moyenne de **3,7 Md€/an**.
- Les dépenses de démantèlement des 58 réacteurs sont estimées à **18,4 Md€**, auxquels il faut **ajouter 3,8 Md€** pour les derniers cœurs (le coût du démantèlement des installations d'ARÉVA est déjà inclus dans le coût du combustible ; le coût du démantèlement des réacteurs de 1ère génération et de Superphénix est hors parc actuel).

On arrive à un total de **118,2 Md€** pour les investissements réalisés pour le parc actuel.

- Les charges d'exploitation ont représenté 8,9 Md€ en 2010. Ces charges sont bien identifiées et leur chiffrage ne pose pas de problème majeur. Il faut y ajouter 1,1 Md€ de dépenses futures de gestion des combustibles usés et des déchets, soit un total de **10 Md€** pour une production de **408 TWh** en 2010 (24,5 €/MWh).

	En M€ 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 complet de production (CP3) qui tient compte de l'amortissement du parc, 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 €

Résultats des différentes évaluations su coût du MWh en fonction de la question posée

En regard de ces chiffres, l'Administrateur Général du CEA (page 391) rappelle que le nucléaire « assure plus du tiers de nos besoins en énergie primaire, alors que les 48 Md€ dépensés en 2010 pour les combustibles fossiles n'ont couvert que la moitié de nos besoins en énergie primaire. [...]. En chiffrant la valeur commerciale des 410 TWh produits annuellement à 70 €/MWh [coût de production des filières fossiles], la valeur ainsi créée annuellement est de 30 Md€ ».

- La Cour recommande que le stockage géologique des MOX et URT soit réellement étudié et à terme, éventuellement développé, au cas où le programme de 4ème génération connaîtrait des difficultés. Les ministres, dans leur réponse conjointe (page 378 sq), précisent que le plan national impose bien à l'ANDRA « que les concepts de stockage restent compatibles avec l'hypothèse du stockage direct des combustibles usés ».
- La Cour note que les résultats sont relativement peu sensibles aux évolutions des charges futures provisionnées : une variation de +/- 1 % du taux d'actualisation entraînerait une variation de -0,6/+0,8 % du coût du MWh ; un doublement du coût du stockage profond – ou du démantèlement – entraînerait une augmentation de 1 % (respectivement 5 %) du coût du MWh.

- Par contre, l'impact des investissements de maintenance est significatif : leur doublement aura un impact de 10 à 15 % sur le coût du MWh.

En ce qui concerne les dépenses publiques, la Cour fait les constats suivants :

- Les dépenses récurrentes sur crédits publics sont d'un montant limité, proche de celui de la taxe sur les INB.
- Le développement de l'énergie nucléaire repose sur un fort investissement dans la recherche (55 Md€) qui a été financé majoritairement sur crédits publics (1 Md€/an).

Les ministres (page 386) soulignent qu'il s'agit de « dépenses non récurrentes qu'il ne serait pas nécessaire de répéter si l'on voulait reconstruire un parc à l'identique. [...] 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. » Le Président d'ARÉVA précise que « 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 Md€ d'ici 2020 ».

- L'État devra financer les provisions du CEA. Il est prévu que le CEA puisse revendre à l'État ses titres ARÉVA à mesure de ses besoins.
- Le programme de 4ème génération augmente sensiblement les dépenses futures de recherche sur crédits publics. Les ministres précisent, p. 388, 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 ».
- L'État assure gratuitement une partie du risque « responsabilité civile » en cas d'accident nucléaire.

Sur le plan stratégique, la Cour note que « 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 ».

Les ministres (p. 385) précisent que « 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. Le calendrier de travail défini par l'ASN 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. » Le président de l'ASN rappelle quant à lui 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. La durée de fonctionnement des centrales, élément stratégique, ne doit pas se transformer en variable d'ajustement ».

En conclusion, la Cour conclut « qu'il y a un besoin de maintenir la transparence sur les chiffrages et d'actualiser régulièrement les données du présent rapport ».