

# SYNATOM

Analyse critique de la Société belge des combustibles  
nucléaires

---

Étude commandée par  
**GREENPEACE**

Juillet 2018  
Ref. 6062018076

Réalisée par  
Alex Polfiet, Dirk Knapen et Koen Verpoorten

Zero Emission Solutions  
Frits De Wolfkaai 8/24, 9300 Aalst  
Tél. : +32 (0)53 41 66 66  
Fax : +32 (0)53 41 66 00  
GSM : +32 (0)499 71 69 90  
[www.zeroemissionsolutions.com/fr](http://www.zeroemissionsolutions.com/fr)



**SUSTAINABILITY  
STRATEGIE**



**ENERGIE  
EFFICIENTIE**



**HERNIEUWBARE  
ENERGIE**



**PROCUREMENT**



**OPLEIDINGEN**

## RÉSUMÉ

---

Le présent rapport porte sur SYNATOM, et en particulier sur ses prérogatives relatives à la couverture des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion du combustible usé. Il est subdivisé en quatre grands chapitres :

Le premier décrit SYNATOM et le mécanisme de financement des provisions, ainsi que la manière dont celles-ci sont financées dans d'autres pays. Dans le cas de SYNATOM, une attention particulière est portée au taux d'actualisation et à ses investissements.

Le deuxième chapitre donne un aperçu des estimations des coûts du démantèlement et de la gestion à long terme du combustible usé, en Belgique et dans d'autres pays. Ces coûts varient considérablement d'un pays à l'autre, ce qui ne fait que renforcer l'incertitude quant à leur évolution future. En Belgique, l'ONDRAF publie tous les trois ans de nouvelles estimations de ces coûts. Ses deux derniers rapports sont brièvement abordés, ainsi que l'évolution des coûts de l'un à l'autre. À la lecture de ces deux rapports, nous avons pu constater que les coûts du démantèlement y ont augmenté à deux reprises, et la deuxième fois de 40 %.

Le troisième chapitre se penche sur la situation actuelle du fonds SYNATOM, tant sur le plan des ressources actuelles dont dispose le fonds et que de leur disponibilité. Pour évaluer cette dernière, le risque de crédit d'Electrabel est estimé au moyen de différents ratios de solvabilité et d'indicateurs financiers clés. Une tendance négative s'en dégage depuis quatre ans. Chez Engie, nous constatons une tendance négative similaire, accompagnée de deux dégradations de sa notation de crédit au cours des sept dernières années.

Le dernier chapitre formule quelques recommandations pour la gestion du fonds SYNATOM. Ainsi, les provisions peuvent être transférées à une institution publique telle que l'ONDRAF, l'Administration générale de la trésorerie ou à un nouveau fonds, ce qui constituerait une option plus sûre que le modèle actuel. Dans l'intervalle, les provisions peuvent rester au sein de SYNATOM, sous réserve de modifications de sa politique d'investissement et de transparence, ou de l'imposition de règles de gouvernance.

## SOMMAIRE

---

RÉSUMÉ .....	1
SOMMAIRE.....	3
VERSIONS INTERMÉDIAIRES .....	5
PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE .....	5
COORDONNÉES GÉNÉRALES .....	6
1. INTRODUCTION .....	7
1.1 À propos de SYNATOM S.A. ....	7
2. DESCRIPTION DU MÉCANISME DE FINANCEMENT DU DÉMANTÈLEMENT DE DOEL ET TIHANGE ET DE LA GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS NUCLÉAIRES ET DES COMBUSTIBLES USÉS.....	8
II.1 Bref historique de Synatom .....	8
II.2 Aperçu de la façon dont cette problématique est gérée dans d'autres pays .....	9
II.3 Le mécanisme de financement en Belgique .....	11
3. COÛT DU DÉMANTÈLEMENT DE DOEL ET TIHANGE ET DE LA GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS ET DES COMBUSTIBLES USÉS .....	15
III.1 Aperçu des estimations de coûts dans d'autres pays .....	15
III.1.1 Royaume-Uni .....	17
III.1.2 Pays-Bas .....	19
III.1.2.1 COVRA .....	19
III.1.2.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs.....	20
III.1.3 France .....	20
III.1.3.1 EDF persévère dans la voie du nucléaire .....	21
III.1.3.2 Gestion, traitement, stockage et évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs .....	22
III.1.3.3 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs.....	24
III.1.4 Allemagne.....	24
III.1.5 Finlande .....	25
III.1.5.1 Stockage et élimination du combustible utilisé et des déchets radioactifs .....	26
III.1.5.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs.....	26
III.1.6 Suède .....	26
III.1.6.1 Stockage et élimination du combustible utilisé et des déchets radioactifs .....	26
III.1.6.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs.....	27

III.1.7	Suisse.....	27
III.1.7.1	Stockage et élimination du combustible utilisé et des déchets radioactifs .....	27
III.1.7.2	Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs.....	28
III.1.8	États-Unis .....	28
III.1.9	Japon .....	28
III.1.9.1	Retraitement et déchets .....	28
III.1.9.2	Stratégie de stockage .....	29
III.1.9.3	Gestion des déchets .....	30
III.1.9.4	Financement de la gestion des déchets .....	30
III.1.10	Charges à payer.....	31
III.2	Estimation de l'ONDRAF des coûts en Belgique .....	32
4.	LA SITUATION EN BELGIQUE .....	34
IV.1	Quel est le montant disponible dans le fonds SYNATOM ? .....	34
IV.2	Comment s'assure-t-on qu'il y a suffisamment d'argent disponible ?.....	34
IV.2.1	Disponibilité des ressources.....	34
IV.2.2	Solvabilité d'Electrabel .....	36
IV.2.3	Solvabilité d'Engie .....	39
IV.2.4	Engie souhaite-t-elle se débarrasser de Synatom ? .....	39
5.	RECOMMANDATIONS.....	41
V.1	La protection des provisions de SYNATOM .....	41
V.1.1	Modifier les dispositions légales relatives à la politique d'investissement de SYNATOM .....	41
V.1.2	Imposer des règles de gouvernance à SYNATOM.....	42
V.2	Le transfert des provisions de SYNATOM à un organisme public .....	43
V.2.1	L'ONDRAF .....	43
V.2.2	L'Administration générale de la Trésorerie (ci-après dénommée l'« AGTrés ») .....	44
V.2.3	La création d'un nouveau « Fonds national des provisions nucléaires ». .....	45
V.2.4	Dispositions communes.....	45
6.	Conclusions .....	47

## **VERSIONS INTERMÉDIAIRES**

---

31/05/18 :	Projet	Dirk Knapen, consultant en énergie durable
30/06/18 :	1 <sup>re</sup> version transmise au client	Alex Polfliet, directeur

## **PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE**

---

Tous les documents reçus et payés par Greenpeace lui appartiennent.

Zero Emission Solutions, en tant qu'auteur, en conserve toutefois la propriété intellectuelle. Greenpeace ne peut donc utiliser cette étude qu'aux fins spécifiques pour lesquelles les documents ont été rédigés.

Sans le consentement préalable de Zero Emission Solutions, cette étude ne peut être revendue sur la base d'une commande similaire. Elle ne peut pas non plus être transmise à des tiers qui s'en serviraient pour leur propre compte ou pour le compte d'autrui.

## COORDONNÉES GÉNÉRALES

---

### Commanditaire de l'étude

#### Greenpeace Belgique

Chaussée de Haecht 159  
BE-1030 Bruxelles, Belgique  
[www.greenpeace.org/belgium](http://www.greenpeace.org/belgium)

#### Personne de contact

Nom : Eloi Glorieux  
Fonction : Chargé de mission énergie  
Tél. : +32 (0)2 274 02 12  
GSM : +32 (0)475 98 20 93  
Email : [eloi.glorieux@greenpeace.org](mailto:eloi.glorieux@greenpeace.org)

### Consultants

#### Zero Emission Solutions SPRL

Frits The Wolfkaai 8/24  
BE-9300 Alost, Belgique  
Tél. : +32 (0)53 41 66 66  
Fax : +32 (0)53 41 66 00  
[www.zeroemissionsolutions.com/fr](http://www.zeroemissionsolutions.com/fr)

#### Personnes de contact

Nom : Alex Polfliet  
Fonction : Directeur  
GSM : +32 (0)499 71 69 90  
Email : [alex.polfliet@zeroemissionsolutions.com](mailto:alex.polfliet@zeroemissionsolutions.com)

Nom : Dirk Knapen  
Fonction : Consultant en énergie durable  
GSM : +32 (0)475 86 01 64  
Email : [dirk.knapen@zeroemissionsolutions.com](mailto:dirk.knapen@zeroemissionsolutions.com)

Nom : Koen Ports  
Fonction : Consultant en énergie durable  
Tél. : +32 (0)53 41 66 66  
Email : [koen.verpoorten@zeroemissionsolutions.com](mailto:koen.verpoorten@zeroemissionsolutions.com)

## 1. INTRODUCTION

---

### I.1 À propos de SYNATOM S.A.

SYNATOM a été constituée le 29 octobre 1969 dans le but de réaliser des études et de coordonner la réalisation et l'exploitation de toutes installations nucléaires.

La fin des années 1960 correspond au lancement de la construction des premières centrales nucléaires belges : Doel 1 & 2 sur l'Escaut et Tihange 1 sur la Meuse.

SYNATOM est la dénomination abrégée de « SOCIÉTÉ BELGE DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES SYNATOM ».

SYNATOM est une société anonyme de droit belge. Son siège social est situé Boulevard Simon Bolivar 34 à 1000 Bruxelles.

Le capital de SYNATOM est fixé à 49 600 000 EUR et est représenté par 2 millions d'actions. Celles-ci, moins une, sont détenues par ELECTRABEL, filiale d'ENGIE. L'État belge est propriétaire d'une action privilégiée (« golden share »).

ELECTRABEL est l'exploitant des 7 réacteurs nucléaires belges.

SYNATOM gère l'ensemble du cycle du combustible nucléaire et constitue des provisions pour couvrir, à terme, les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des combustibles usés.

SYNATOM assure également des obligations de service public. En effet, elle est compétente pour percevoir la contribution annuelle de répartition, aussi dénommée impôt nucléaire, pour le compte de l'État belge.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Présentation de Synatom sur son propre site Internet <http://synatom.be/fr/qui-sommes-nous/un-peu-d-histoire/>

## 2. DESCRIPTION DU MÉCANISME DE FINANCEMENT DU DÉMANTÈLEMENT DE DOEL ET TIHANGE ET DE LA GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS NUCLÉAIRES ET DES COMBUSTIBLES USÉS

---

### II.1 Bref historique de Synatom

Lors de la création de SYNATOM<sup>2</sup> en 1969, l'entreprise avait une autre vocation qu'aujourd'hui, à savoir réaliser des études sur les installations nucléaires et coordonner leur construction et leur exploitation. En 1977, ses statuts ont été modifiés et l'objectif actuel de la société a été réorienté vers la gestion de l'ensemble du cycle du combustible nucléaire en Belgique, en amont et en aval de l'exploitation des centrales nucléaires.

En 1983, l'État belge a acquis une participation de 50 % dans SYNATOM, qu'il a revendue en 1994, à l'exception d'une action privilégiée (« golden share »). Le gouvernement belge compte deux représentants au sein du Conseil d'administration de SYNATOM : Yves De Graeve et Martial Pardoën<sup>3</sup>. L'action privilégiée donne certains droits au gouvernement fédéral en matière de contrôle de la conformité des décisions avec la politique énergétique.<sup>4</sup>

La Loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales a bien entendu marqué un tournant dans le rôle joué par SYNATOM dans le domaine des installations nucléaires.

En vue de l'ouverture du marché de l'électricité au début des années 2000, notamment avec la nomination du gestionnaire du réseau de transport et la création de la CREG, notre pays parlait d'un « système régulé » dans lequel la Commission de régulation de l'électricité et du gaz jouait un rôle important.

Dans ce contexte, il était stipulé que les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires étaient du ressort des exploitants nucléaires, tandis que les provisions pour la gestion du combustible usé étaient du ressort de SYNATOM. La Commission de régulation exerçait un contrôle superficiel du niveau des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires. En 1990, le Sénat<sup>5</sup> a estimé que ce système ne présentait pas suffisamment de garanties et a plaidé en faveur d'un fonds de garantie afin d'assurer la disponibilité des ressources, mais cette recommandation est restée lettre morte.<sup>6</sup>

---

<sup>2</sup> Synatom était le nom abrégé du « Syndicat pour l'étude de centrales nucléaires de grande puissance en Belgique ». Ce nom a été modifié pour devenir « Société belge des combustibles nucléaires SYNATOM ».

<sup>3</sup> Outre les deux représentants du gouvernement Yves De Graeve et Martial Pardoën, le Conseil d'administration se compose de Didier Engels, Président, Robert Leclère, Administrateur délégué, et des administrateurs Jan Bartak, Marc Beyens, René Delporte, Dimitri Stroobants et Thierry Saegeman.

<sup>4</sup> Arrêté royal du 20 juin 1994 portant création au profit de l'État d'une participation spéciale dans Synatom.

<sup>5</sup> « Commission d'information, chargée d'examiner et d'apprécier les dispositions relatives à la sécurité dans le domaine nucléaire ainsi que les mesures d'information et de protection des populations et les dispositifs d'évacuation en cas d'augmentation de la radioactivité sur le territoire du Royaume », une commission mise en place après la catastrophe de Tchernobyl, pièce 113-19 du 6 décembre 1990

<sup>6</sup> Voir aussi les passages suivants, respectivement pp. 45 et 46

« Il existe un risque réel que la facture du démantèlement des installations soit présentée au moment où les sociétés ou institutions exploitantes soient déjà dissoutes ou transformées, voire aient disparu. »

Ce n'est qu'avec la Loi de 2003 que ces provisions ont été légalement contrôlées. Conformément à cette loi, toutes les provisions ont été logées dans SYNATOM.

## **II.2 Aperçu de la façon dont cette problématique est gérée dans d'autres pays**

Dans la plupart des pays, le démantèlement des sites nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires et du combustible usé sont entre les mains de trois organisations distinctes. L'une d'entre elles est responsable de l'exécution pratique du démantèlement et de la gestion du combustible. À ses côtés, un fonds est chargé du financement. Ces deux organisations sont gérées et contrôlées par un troisième organisme indépendant jouant le rôle de régulateur, ou par le gouvernement.

Dans un certain nombre de pays, tant l'organisation chargée de la mise en œuvre que l'institution de financement sont aux mains d'acteurs privés. Dans d'autres, l'institution de financement, et parfois aussi l'exécutant, sont des institutions gouvernementales. Au fur et à mesure que le terme se rapproche, la pression sur les gouvernements augmente pour qu'ils prennent le contrôle.

Pour limiter la quantité de combustible usé à éliminer, un certain nombre de pays ont officiellement adopté une stratégie de retraitement du combustible. 95 % du combustible usé peut être recyclé, mais le processus produit aussi du plutonium hautement toxique. En raison de sa très longue demi-vie, celui-ci induit des exigences extrêmes en matière de sécurité et de stockage final. De plus, le risque de prolifération nucléaire augmente, car le plutonium peut être utilisé pour la production de bombes atomiques. Dans la pratique, le combustible usé est souvent stocké tel quel.

Pour les déchets de très faible activité, parfois même d'origine naturelle (VLLW, very low level waste), et de faible activité (LLW, low level waste), des installations sont aménagées en surface ou à faible profondeur dans le sous-sol. Ces déchets deviennent inoffensifs après quelques siècles tout au plus, et les matériaux et produits peuvent être récupérés.

Des installations en couches géologiques profondes sont prévues pour les déchets de moyenne (ILW, intermediate level waste) et de haute activité (HLW, high level waste), ainsi que pour les combustibles nucléaires usés. La piste du dépôt en couches géologiques profondes est apparue après la découverte en 1972 d'un réacteur nucléaire naturel éteint dans la région minière d'Oklo, au Gabon. Ces processus naturels de fission nucléaire n'avaient laissé aucune trace en surface. Il existait donc des formations géologiques imperméables à la radioactivité. Les formations géologiques stables de granite, d'argile ou de sel peuvent présenter cette caractéristique.

---

Les centrales ne devront être déclassées que dans 20 à 30 ans (...). Si on ne prend pas maintenant des mesures appropriées, on peut raisonnablement s'attendre à ce que le gouvernement doive, au moins en partie, supporter les coûts et les difficultés du démantèlement.»

«Étant donné qu'il faudra beaucoup de temps avant que ces réserves ne soient appelées (jusqu'à 50 ans après la fin l'autorisation d'exploitation), il est indispensable de bénéficier de la garantie que ces ressources resteront effectivement disponibles.»

Ceci peut être accompli soit sous forme d'assurance, soit en créant une réserve financière dans un établissement doté d'une autre personnalité juridique que le propriétaire ou l'exploitant de l'installation nucléaire, que cette institution soit l'ONDRAF ou non, soit encore en rassemblant toutes les provisions disponibles.

L'argile et le sel ont la propriété d'être souples et donc, avec le temps, d'enrober étroitement les conteneurs de déchets enfouis. Dans les formations granitiques, les passages forés doivent être remplis de béton fluide ou de bentonite après le dépôt des conteneurs. Le ruissellement des eaux entrantes ou sortantes est le plus grand ennemi du stockage géologique définitif prévu pour un aussi long terme. Avec le temps, les infiltrations d'eau corroderont les conteneurs de déchets qui laisseront échapper des radiations. Le ruissellement de l'eau peut rendre les nappes d'eau souterraines radioactives ou faire remonter la radioactivité jusqu'en surface.

Les trois dépôts en couches géologiques profondes qui ont déjà été mis en service dans le monde en vue du stockage définitif des déchets de faible et moyenne activité ont été établis dans d'anciennes mines de sel.

Les 47 000 m<sup>3</sup> de déchets de faible et moyenne activité stockés en fûts entre 1967 et 1978 dans l'ancienne mine de sel d'Asse II à Remlingen, en Basse-Saxe (Allemagne), ont été remontés à la surface en 2009 suite à des infiltrations d'eau et à la corrosion des fûts.<sup>7</sup>

Le choix de l'ancienne mine de sel de Gorleben (Allemagne) pour le stockage définitif des déchets nucléaires a été particulièrement controversé depuis la décision prise en 1977. Gorleben est devenu un dossier emblématique. En 2000, un moratoire a été prononcé sur la poursuite des recherches concernant l'adéquation du site et en 2013, la sélection finale a été annulée par la loi relative à l'identification d'un site d'enfouissement définitif («Standortauswahlgesetzes») du 27 juillet 2013. Depuis lors, le site de Gorleben fait à nouveau partie de la liste des sites candidats potentiels. Les installations minières existantes seront conservées dans l'intervalle<sup>8</sup>. La sélection d'un site définitif n'est pas prévue avant 2030.

Le WIPP, Waste Isolation Pilot Plant, site de stockage pour déchets hautement radioactifs dans une mine de sel près de Carlsbad au Nouveau-Mexique (États-Unis), a connu deux incidents à bref intervalle en 2014. Début février, un incendie s'est déclaré dans un engin minier. Deux semaines plus tard, les appareils de contrôle de la qualité de l'air enregistraient une augmentation significative de la radioactivité dans l'air ambiant à proximité du site. Un des barils de déchets nucléaires présentait une déchirure. En conséquence, l'enfouissement des déchets a été suspendu pendant trois ans pour laisser la place aux opérations de décontamination<sup>9</sup>.

Le 24 mai 2018, un réservoir de stockage mal aligné a été découvert. Les fûts ont ensuite été repositionnés et les activités d'enfouissement ont repris le 2 juin.<sup>10</sup>

À Hanford, un autre site de stockage de déchets nucléaires situé dans l'État de Washington, un incident grave s'est produit le 9 mai 2017<sup>11</sup> : une partie du toit d'un tunnel à moitié hors sol s'est effondré sur des wagons transportant des déchets nucléaires. En conséquence, des milliers de personnes sur le site, connu comme l'un des plus pollués des États-Unis, ont été

---

<sup>7</sup> <https://www.bge.de/de/asse/kurzinformationen/>

<sup>8</sup> <https://www.bge.de/de/standortsuche/bergwerk-gorleben/>

<sup>9</sup> <https://thebulletin.org/wipp-problem-and-what-it-means-defense-nuclear-waste-disposal7002#.UzBYdcslFA.twitter>

<sup>10</sup> <http://www.world-nuclear-news.org/WR-WIPP-returns-to-routine-operations-0706187.html>

<sup>11</sup> <https://www.reuters.com/article/us-washington-nuclear/hanford-nuclear-site-accident-puts-focus-on-aging-u-s-facilities-idUSKBN1882TP>

invités à se mettre à l'abri et les communautés environnantes ont été mises en alerte à des dizaines de kilomètres à la ronde. Les tunnels avaient été construits à l'époque de la guerre froide, dans les années 1950 et 1960, alors qu'on ne disposait pas du temps nécessaire pour travailler à un stockage sûr.

Ces incidents soulèvent à nouveau des questions lorsqu'il s'agit de gérer dans la pratique des déchets nucléaires.

En Europe, les pays reportent la décision de savoir où et comment procéder à l'élimination finale des déchets de moyenne et haute activité et du combustible usé. Les gouvernements néerlandais et polonais conserveront le stockage temporaire pendant 100 ans et plus. Ils font également partie du consortium ERDO<sup>12</sup> (European Repository Development Organisation), créé par l'agence néerlandaise de gestion des déchets radioactifs (COVRA ou Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval). Son secrétariat est hébergé en Suisse par Arius (Association pour le stockage souterrain régional et international), fondée par Belgoprocess avec la Bulgarie, la Hongrie, le Japon et la Suisse. Les deux organisations travaillent au développement d'un ou plusieurs sites internationaux de référence pour l'enfouissement.

La Finlande, la France et la Suède ont déjà choisi des sites et leur construction a commencé en Finlande. Les autres États membres prévoient un stockage définitif 40 à 50 ans après la fermeture des sites nucléaires.

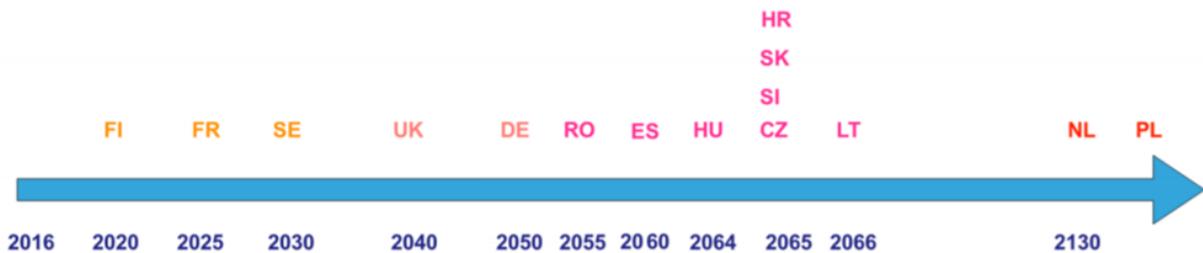


Figure 1 Début prévu de l'utilisation des dépôts en couches géologiques profondes — source : Commission européenne<sup>13</sup>

### II.3 Le mécanisme de financement en Belgique

SYNATOM est chargé d'assurer la couverture des coûts de gestion des combustibles usés et du démantèlement des centrales nucléaires. Pour financer ces coûts, les propriétaires des centrales nucléaires (Electrabel, EDF Luminus et EDF Belgium) doivent verser des contributions à SYNATOM pour constituer deux réserves : l'une pour le démantèlement, et l'autre pour la gestion des combustibles nucléaires usés. Le fonds est principalement financé par les paiements d'intérêts effectués par Electrabel à SYNATOM en contrepartie des prêts que ce dernier lui accorde. Si leur produit est insuffisant pour assurer un rendement prédéfini, Electrabel et EDF paieront directement à SYNATOM la différence entre le rendement réel et le rendement attendu. Cette situation peut se produire si le rendement de ces

<sup>12</sup> Membres de l'ERDO : Le Danemark, l'Italie, les Pays-Bas, l'Autriche, la Pologne et la Slovaquie

<sup>13</sup> Rapport de la commission au conseil et au parlement européen sur l'avancement de la mise en œuvre de la directive 2011/70/Euratom du Conseil, un inventaire des déchets radioactifs et du combustible usé présents sur le territoire de la Communauté et les perspectives futures  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0236&from=FR>

investissements est inférieur aux prévisions ou si le taux d'actualisation est abaissé par la Commission des provisions nucléaires (CPN), comme cela a été le cas ces dernières années.

La taille des deux fonds est calculée en actualisant les coûts futurs. Tous les trois ans, SYNATOM calcule ces coûts, et établit des scénarios détaillés sur la manière de démanteler les centrales et de gérer le combustible usé, et précise les méthodes de calcul de l'actualisation. Ses conclusions sont soumises à la CPN.

### Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est utilisé pour ramener les charges ou les produits futurs à un montant correspondant à la valeur actuelle de l'argent. Il reflète le rendement qui peut être obtenu par un investissement. Un faible taux d'actualisation signifie que la valeur actualisée d'un montant futur est plus élevée, car il faut plus d'argent maintenant pour obtenir un montant donné dans le futur. Un taux plus élevé signifie que le rendement de l'argent actuel est meilleur, de sorte que le montant actuel peut être plus petit pour obtenir le même montant futur. Le taux d'intérêt des obligations d'État à long terme est souvent utilisé comme taux d'actualisation, car il s'agit d'un placement (pratiquement) sans risque. Ce taux d'intérêt est actuellement de 1,78 %<sup>14</sup>. Pour de nombreuses entreprises, ce taux d'actualisation est beaucoup trop bas, car les actionnaires souhaitent obtenir un meilleur rendement sur leurs investissements. Par conséquent, on utilise souvent le coût moyen pondéré du capital (WACC), qui tient compte à la fois du coût des capitaux propres (dividendes) et du coût de la dette (paiement des intérêts).

Toutefois, lorsqu'il s'agit d'un élément d'importance sociale, un taux d'actualisation social peut être utilisé. Celui-ci est défini par l'équation de Ramsey :

$$\rho = \delta + \eta g(t)$$

où  $\delta$  = le taux de préférence pour le présent,  $\eta$  = l'élasticité de la consommation marginale  
et  $g(t)$  = le taux de croissance de la consommation.

Le taux de préférence pour le présent ( $\delta$ ) reflète l'importance donnée à l'avenir : un  $\delta$  bas signifie une grande importance pour l'avenir. Certains soutiennent qu'un  $\delta$  de 0 % est le plus éthique parce qu'il considère toutes les générations futures comme équivalentes à celles du présent. Cependant, puisqu'il y a toujours une chance d'extinction de la race humaine, un  $\delta = 0,1$  % est plus réaliste dans ce cas.

Le deuxième facteur est lié à la consommation future et se compose du taux de croissance de la consommation ( $g(t)$ ), que l'on peut qualifier d'inflation, et de l'élasticité de la consommation marginale ( $\eta$ ), qui est un paramètre d'aversion aux inégalités et aux risques. Une élasticité élevée est synonyme d'une forte aversion pour le risque et l'inégalité.

Le rapport Stern sur le changement climatique<sup>15</sup>, l'une des études les plus connues et les plus discutées sur l'impact du changement climatique sur l'économie, utilise un taux d'actualisation social de  $0,1$  % +  $1 * 1,3$  % =  $1,4$  %.

---

<sup>14</sup> <https://www.tijd.be/markten-live/rente.html>

<sup>15</sup> Stern, N. H., & Great Britain. (2007). The economics of climate change: The Stern review. Cambridge, UK: Cambridge University Press.

Le taux d'actualisation est très important, car il influe sur le montant actuel qui doit être mis en réserve pour payer les coûts futurs. Ces dernières années, le taux d'actualisation a été progressivement ramené de 4,8 % (en 2015) à 3,5 % (en 2018), entraînant une augmentation des réserves courantes de 1,7 milliard d'euros, dont le dernier demi-milliard sera versé au fonds en 2018. Toutefois, la réduction du taux d'actualisation n'affecte pas le montant total futur, mais ne détermine que le rendement annuel à réaliser par le fonds et donc les éventuels montants supplémentaires à payer par les propriétaires des centrales nucléaires. L'inflation sous-jacente (2 %) utilisée dans les calculs d'évolution des coûts n'a pas changé avec les réductions récentes du taux d'actualisation.

Une étude antérieure<sup>16</sup> sur le taux d'actualisation des provisions a montré qu'une nouvelle réduction du taux d'actualisation après 2025 aurait un impact important sur le montant des provisions actuelles. Ainsi, le passif nucléaire, soit l'écart entre les provisions actuelles et la valeur actualisée des coûts, serait multiplié par trois ou quatre si le taux d'actualisation était abaissé à des taux comparables à ceux utilisés pour l'assurance-vie (entre 0 et 1 %).

### Placements

La Loi du 11 avril 2003 prévoit qu'un maximum de 75 % des réserves (soit 7 575 milliards d'euros en 2017) peut être prêté aux propriétaires des centrales nucléaires. Ce pourcentage dépend de la solvabilité d'Electrabel, telle que décrite dans une convention<sup>17</sup> entre cette dernière et l'État belge (voir le tableau ci-dessous). La solvabilité est déterminée par deux caractéristiques. La première est la *notation de crédit* par les agences de notation Standard & Poor's ou Moody's. Chez Moody's, l'échelle est lue de haut en bas : Baa1 ou plus, Baa2, Baa3, Ba1, moins que Ba1. La deuxième caractéristique est le ratio d'endettement (D/D+E), où les dettes financières nettes<sup>18</sup> sont divisées par la somme de ces dettes et des capitaux propres.

Quotité prêtable	Notation S&P	Ratio D/D+E
Maximum 75 %	BBB+ ou mieux	65 % ou moins
Peut être ramenée à 62,5 %	BBB	Jusque 67,5 %
Peut être ramenée à 50 %	BBB-	Jusque 70 %
Peut être ramenée à 25 %	BB+	Jusque 75 %
Peut être ramenée à 0 %	Inférieure à BB+	Supérieur à 75 %

Depuis le 1er janvier 2017, deux prêts ont été accordés à Electrabel, un pour chaque provision. Ces prêts, d'un montant total de 7,38 milliards d'euros<sup>19</sup>, ont été accordés au taux d'actualisation. Il n'est pas évident de savoir si les taux d'intérêt de ces prêts changent lorsque le taux d'actualisation est ajusté ou si le taux d'intérêt est fixé une fois pour toutes au début du prêt.

<sup>16</sup> Estelle Cantillon (2016). Le calcul des provisions nucléaires dans un contexte incertain —

<http://ecantill.ulb.be/ecantillon/uploads/Taux-d-actualisation-pour-provisions-nucl%C3%A9aires-final.pdf>

<sup>17</sup> <http://www.dekamer.be/FLWB/pdf/50/2238/50K2238001.pdf>

<sup>18</sup> Dettes financières de plus d'un an + dettes financières échéant dans l'année — valeurs disponibles — placements de trésorerie

<sup>19</sup> Comptes annuels 2017 de Synatom

Les 25 % restants (2 525 milliards d'euros) doivent être investis dans des placements en dehors des propriétaires des centrales nucléaires. Un montant de 511,6 millions d'euros a été investi dans :

- un prêt à Elia pour 454 millions d'euros ;
- un prêt à Sibelga pour 17,6 millions d'euros au taux de 2 929 % ;
- des titres émis par ORES, pour une valeur de 40 millions d'euros.

Une autre part importante (1,6 milliard d'euros) a été comptabilisée en placements de trésorerie. Une partie de ceux-ci sont logés dans des placements supplémentaires étrangers aux propriétaires des exploitants nucléaires. L'autre partie doit couvrir les coûts de démantèlement et de gestion du combustible des trois prochaines années.

### 3. COÛT DU DÉMANTÈLEMENT DE DOEL ET TIHANGE ET DE LA GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS ET DES COMBUSTIBLES USÉS

---

#### III.1 Aperçu des estimations de coûts dans d'autres pays

Aux États-Unis, les exploitants recueillent entre 0,1 et 0,2 ct/kWh pour financer le démantèlement. Ils doivent rendre des comptes réguliers à la NRC sur l'état de leur fonds de démantèlement. Environ les deux tiers du coût total estimé du démantèlement de tous les réacteurs nucléaires américains ont déjà été collectés, ce qui laisse un passif d'environ 9 milliards de dollars pour la durée de vie opérationnelle résiduelle d'environ 100 réacteurs (sur la base d'une moyenne de 320 millions de dollars par unité).

En réponse à une vaste enquête, une étude de l'OCDE sur l'énergie nucléaire publiée en 2016 a permis de rassembler les chiffres suivants en dollars américains (taux de change de 2013) :

Les **coûts totaux de démantèlement** prévus pour les réacteurs américains vont de 544 à 821 millions de dollars (409 à 617 millions d'euros) (**0,35 à 0,92 milliard d'euros par GWe**) ;

Les coûts varient entre 0,46 et 0,73 million de dollars par MWe (**0,35 à 0,59 milliard d'euros par GWe**) pour les unités de plus de 1100 Mwe ;

Les coûts varient entre 1,07 et 1,22 million de dollars par MWe (**0,80 à 0,92 milliard d'euros par GWe**) pour les unités inférieures ou égales à 550 Mwe ;

L'estimation s'établit à 326 millions d'euros (**0,32 milliard d'euros par GWe**) pour Loviisa en Finlande (2 x 502 MWe) ;

L'estimation détaillée se monte à 663 millions de CHF (617 millions d'euros) (**0,617 milliard d'euros par GWe**) pour un réacteur à eau pressurisée (PWR) suisse de 1000 Mwe ;

En Slovaquie, une étude de cas détaillée a montré que la fermeture de Bohunice V1 (2 x 440 MWe) et son démantèlement en 2025 coûteraient au total 1,14 milliard d'euros. (**1,3 milliard d'euros par GWe**)<sup>20</sup>.

Selon GE Hitachi, en 2015, 90 milliards d'euros avaient été levés dans le monde pour la gestion et l'élimination des combustibles nucléaires : 45 en Europe, 40 aux États-Unis et 5,9 au Canada.<sup>21</sup>

La communication relative au programme indicatif nucléaire (PINC) 2016 de l'UE parle de 89 réacteurs arrêtés définitivement en Europe, dont 3 seulement, tous en Allemagne, ont été complètement démantelés. Sur la base des rapports des États membres, les exploitants des centrales nucléaires estiment le coût du démantèlement et de la gestion des déchets à 253 milliards d'euros d'ici 2050, répartis en 123 milliards d'euros pour le démantèlement et 130 milliards d'euros pour la gestion des déchets et du combustible usé.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx>

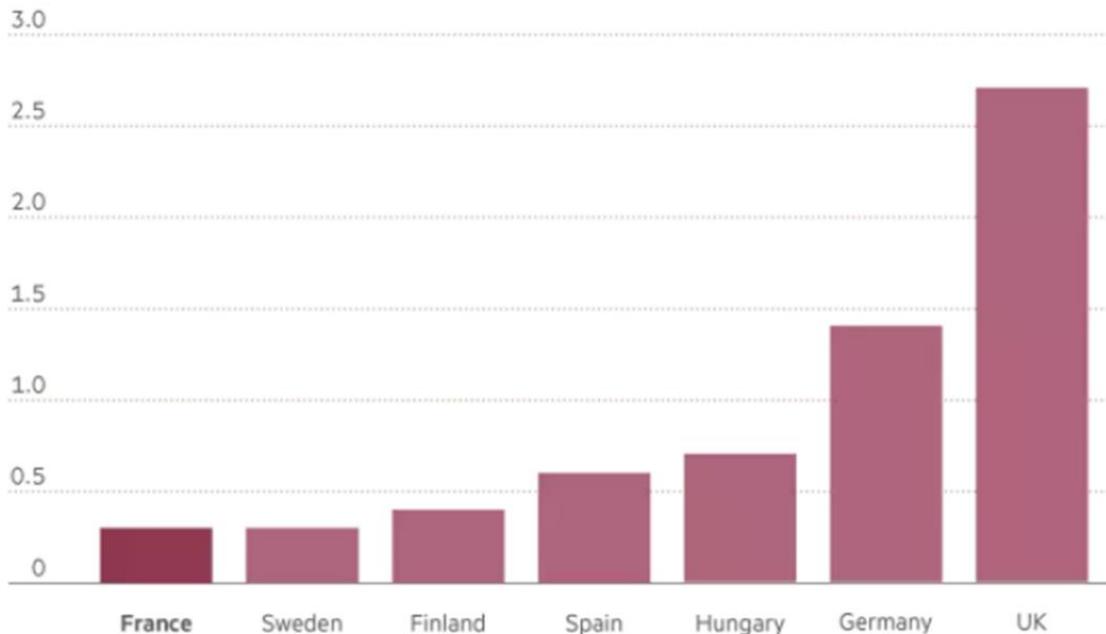
<sup>21</sup> Radioactive waste management p. 8/11 World Nuclear  
<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/radioactive-waste-management.aspx>

<sup>22</sup> COMMUNICATION DE LA COMMISSION  
Programme indicatif nucléaire présenté en application de l'article 40 du traité Euratom pour avis au Comité économique et social européen. Comité économique et social.  
<http://ec.europa.eu/transparency/rectdoc/rep/1/2016/FR/1-2016-177-FR-F1-1.PDF>

Ensemble, les États membres ont déclaré avoir constitué des provisions d'une valeur de 133 milliards d'euros. Dans la plupart des cas, ces montants sont logés dans des fonds dédiés, souvent conjoints pour le démantèlement et la gestion des déchets et du combustible usé. La méthode de collecte de fonds la plus couramment utilisée consiste en une contribution fixe basée sur la production d'électricité des centrales nucléaires concernées.

## Nuclear clean-up costs

Estimated decommissioning expense (€bn per gigawatt of generating capacity)



Source: European Commission

FT

23

La Commission européenne acte toutefois des différences entre les estimations des différents États membres, qui se situent entre 250 et 350 millions d'euros pour la France, la Suède et la Finlande, par rapport à 1,4 milliard d'euros en Allemagne et 2,7 milliards d'euros au Royaume-Uni.

Notre propre comparaison, dans laquelle nous avons essayé de comparer le coût attendu du démantèlement et de l'élimination avec le coût réel, donne une image aussi peu claire que celle de la planification et du coût de la construction de ces centrales. Si des données et des coûts sont bel et bien communiqués, ils restent dans la plupart des cas très incertains. Seule la Finlande semble avoir une bonne idée de ses intentions, mais le coût estimé semble très bas. Plus de détails figurent dans les informations par pays, ci-dessous.

<sup>23</sup> Nuclear reactor clean-up weighs on EDF Financial Times  
<https://www.ft.com/content/c82ae2c4-0582-11e6-9b51-0fb5e65703ce>

Pays	Début du stockage	Scellement définitif	Coût du démantèlement et de la gestion des déchets
			Milliard € / GWe
États-Unis	?	?	0,14
Japon	2035	?	0,60
Suède	2020 ?	2520	1,10
Finlande	2023	2120	1,20
France	2030 ?	2150	1,20
Belgique	?	?	1,60
Pays-Bas	2130	2230	4,00
Allemagne	?	?	4,60
Suisse	2055 ?	?	6,50
Royaume-Uni	2040 ?	2100	13,70

### III.1.1 Royaume-Uni

La provision la plus importante et la plus frappante est celle du Royaume-Uni, où le gouvernement prend en charge un coût de 119 milliards de livres sterling (137 milliards d'euros), actualisé sur 120 ans, soit 164 milliards de livres (187 milliards d'euros) pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé.<sup>24</sup> Le gouvernement a salué l'inventivité dont il a été fait preuve pour le démantèlement des différents réacteurs du complexe nucléaire de Sellafield. C'est là qu'iront environ les trois quarts du budget.

Les coûts de démantèlement et de gestion s'élèvent à 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) par an. Le gouvernement en supporte les deux tiers. Le reste provient des activités commerciales de la Nuclear Decommissioning Authority (NDA). Entre 2015 et 2027, le site de Sellafield devrait rapporter 10 milliards de livres sterling (11,4 milliards d'euros).

Au total, le coût de démantèlement et de gestion des déchets devrait s'élever à près de 14 milliards d'euros par GWe, pour une capacité électrique de 9,5 GWe.

La grande différence entre les coûts prévus par le gouvernement britannique et ceux d'autres pays dotés de centrales nucléaires est due à la période d'actualisation exceptionnellement longue utilisée par le gouvernement britannique. Outre la gestion des déchets nucléaires et du combustible nucléaire usé, un certain nombre de sites sont prévus pour l'enfouissement de matières nucléaires provenant d'applications militaires.

<sup>24</sup> Nuclear Provision: the cost of cleaning up Britain's historic nuclear sites  
<https://www.gov.uk/government/publications/nuclear-provision-explaining-the-cost-of-cleaning-up-britains-nuclear-legacy/nuclear-provision-explaining-the-cost-of-cleaning-up-britains-nuclear-legacy>

Country	Operating reactors	Capacity Gwe	% of power	Decommissioning estimate	Decommissioning provision	Cost per Mwe	Collection of funds
Only the commercial reactors registered with the International Atomic Energy Agency (as of October 2017)							
Belgium	7	<b>5,9</b>	50		€5 bn + €4,2 bn (2016 12 31)	€1,6 bn/GWe	
Bulgaria	2	<b>2</b>	33				3% on nuclear power for waste, 7,5% on nuclear power for decommissioning
China	39	<b>26</b>	3				CNY2,6ct/kWh - <b>€0,35ct/kWh</b>
Czech Republic	6	<b>3,9</b>	32				CZK0,05ct/kWh - <b>€0,019ct/kWh</b>
Finland	4	<b>2,7</b>	30	€3,3 bn including €2,4 bn for repository operating costs until 2120	€2,4 bn paid sufficient to cover the cost at €25,5 mn annual return on investment	€1,2 bn/GWe	about 10% of generation costs
France	58	<b>63,2</b>	75	€31,9 bn for decommissioning, of which €18,4 bn for dismantling EDFs 58 operating reactors, and €14,8 bn for used fuel and €28,4 bn for waste disposal	2016 decommissioning €14,1 bn and €2,3 bn for last cores, €10,6 bn for spent fuel management and €9 bn for long-term radioactive waste management a total of €36 bn	€1,2 bn/GWe	<b>€0,14ct/kWh</b>
Germany	8	<b>10,8</b>	14		nuclear phase out €47 bn, management of spent fuel €24,1 bn contributed by operators	€4,6 bn/GWe	
Japan	42	<b>30</b>	44	€165 bn	JPY2,4 tn, €18 bn	€0,6 bn/GWe	JPY0,5/kWh nuclear, <b>€0,38ct/kWh nuclear</b>
Netherlands	1	<b>0,5</b>	4	€2 bn (Covra)		€4 bn/GWe	50% government, commercial fees on waste treated, managed, stored and repositied
Russia	35	<b>26,1</b>	17		RUR121 bn, €1,52 bn	€0,06 bn/GWe	70% government
Spain	7	<b>7,4</b>	20				<b>€0,3ct/kWh</b> all electricity
Sweden	8	<b>8,8</b>	40	SEK78 bn €7,5 bn (sector) - SEK 123 bn €12 bn (regulator)	2010 SEK78 bn, €7,66 bn	SEK8,7 bn €0,84 bn/GWe (sector) - SEK14 bn €1,3 bn/GWe (regulator)	SEK0,0436/kWh <b>€0,38ct/kWh</b> on nuclear power production
Switzerland	5	<b>3,2</b>	40	decommissioning €3,2 bn + post-operational preparation €1,5 bn, waste management €16 bn, total €20,7 bn	end 2017 €6,6 bn collected, €5 bn of which for waste management	€6,5 bn/Gwe	CHF1ct/kWh, <b>€0,86ct/kWh</b> on nuclear power production
United Kingdom	15	<b>9,5</b>	21	£119 bn €137 bn 120 years		<b>€13,7 bn/GWe</b>	95% government, commercial fees on waste treated, managed, stored and repositied
United States	100	<b>100</b>	20		\$19 bn, €14 bn WIPP clean-up cost 2014 \$500 mn (€376 mn)	€0,14 bn/GWe	\$0,1ct/kWh - <b>€0,075ct/kWh</b>

## III.1.2 Pays-Bas

### III.1.2.1 COVRA

Fin janvier 2018, après 7 ans de recherches approfondies, COVRA (l'Organisation centrale pour les déchets radioactifs) a publié deux rapports portant sur le Programme de recherche sur l'élimination des déchets radioactifs (OPERA en abrégé). Le premier décrit les conditions technologiques et géologiques d'un stockage définitif sûr dans l'argile de Boom, aux Pays-Bas. Ce rapport pourrait également servir de base à une étude similaire du stockage définitif dans le sel gemme. Un deuxième rapport décrit le processus sociétal qui devrait conduire à une décision finale sur le stockage définitif des déchets radioactifs. Il contient des recommandations sur la nature et le contenu de ce processus, le calendrier, les parties concernées, les approches possibles pour résoudre les goulets d'étranglement identifiés et la communication avec les parties prenantes, y compris le grand public.

COVRA prévoit l'entreposage temporaire hors-sol des déchets nucléaires et du combustible nucléaire usé pendant 100 ans. Le choix d'une élimination définitive serait fait en 2100 pour que celle-ci commence effectivement en 2130. Les installations de stockage temporaire se composent de 7 bâtiments. 4 d'entre eux sont des halls de stockage pour les déchets de faible et moyenne activité. Ceux-ci sont reliés par un hall central dans lequel les camions sont déchargés. Le site dispose encore de place pour 12 autres hangars de ce type. Des bâtiments sont également disponibles pour les déchets produits lors du traitement des minerais et un hangar sert au stockage de l'uranium appauvri. Enfin, le HABOG est bâtiment de manutention et de stockage des déchets hautement radioactifs. Il a été inauguré en 2003. Les bâtiments et le site peuvent accueillir les déchets supplémentaires qui seront produits suite à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Borssele jusqu'en décembre 2033 (au lieu de 2013), comme convenu dans la convention de Borssele<sup>25</sup> du 16 juin 2006.

Consécutivement à la libéralisation du marché de l'énergie, et en vue d'assurer la gestion à long terme des déchets nucléaires, le gouvernement, jusqu'alors actionnaire à 10 % de COVRA, a repris en 2002 toutes les parts des exploitants des sites nucléaires de ECN, EPZ et GKN<sup>26</sup>. Dans une lettre du 12 décembre 2000<sup>27</sup> adressée au Sénat et à la Chambre basse du Parlement, le ministre Pronk du Logement, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement (VROM) a longuement expliqué comment COVRA couvrira les risques futurs. Le ministère des Affaires économiques (EZ) et le ministère du Logement, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement (VROM) en supporteront chacun la moitié des coûts. Un montant de 10,8 millions d'euros par ministère a été estimé à cette fin. Les producteurs apporteront ensemble 17 millions d'euros supplémentaires au moment de l'acquisition des parts, soit 13 millions d'euros pour les déchets de haute activité et 3,9 millions d'euros pour les déchets de faible et moyenne activité. Le ministre Pronk évaluait le risque total à 38,8 millions d'euros. Il convient également de noter que l'État avait déjà fourni des capitaux à un moment où la situation économique et financière était mauvaise. En 1995, le gouvernement avait accordé une subvention de fonctionnement de 4,2 millions d'euros à COVRA et le

---

<sup>25</sup> Journal officiel Convention sur la centrale nucléaire de Borssele  
<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/start-2006-136-p29-SC76083.html>

<sup>26</sup> ECN Energieonderzoek Centrum Nederland (Petten), EPZ Elektriciteits Productiemaatschappij Zuid-Nederland (Borssele) et GKN Gemeenschappelijke Kerncentrale Nederland (Dodewaard)

<sup>27</sup> Lettre du ministre du Logement, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement  
<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-27566-1.html>

ministère du Logement, de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement lui avait accordé une subvention de 18,18 millions d'euros en 1996.

COVRA a été fondée en 1982 avec la perspective d'une croissance substantielle de l'énergie nucléaire. Les doutes suscités par l'énergie nucléaire après les catastrophes nucléaires de Tchernobyl et de Fukushima, et la concurrence croissante des énergies renouvelables ont figé ces perspectives. Par conséquent, lorsque les actions ont été transférées, le gouvernement a supposé qu'à partir de 2015, l'exploitation de l'installation de stockage produirait structurellement un rendement négatif. COVRA a clôturé l'exercice 2016 avec des fonds propres négatifs de 1,2 million d'euros.

Afin de compenser le déficit structurel attendu, COVRA et le gouvernement, en tant qu'actionnaire unique, ont convenu de deux mesures. Le gouvernement a donné plus de liberté à COVRA pour placer les fonds collectés, investissements jusqu'alors limités aux dépôts d'épargne à court terme et aux bons d'État.

#### *III.1.2.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire utilisé et des déchets radioactifs*

En outre, il a été convenu d'augmenter de 17,5 % par an les provisions contractuelles pour la réception, le traitement et le stockage de tous les types de déchets dont les coûts ne sont pas entièrement couverts, et ce jusqu'au moment où la provision sera suffisante. Pour les autres types de déchets, l'augmentation annuelle est maintenue à 2 %.

L'incertitude concernant la centrale nucléaire de Borssele constitue un risque supplémentaire pour COVRA. Dans les conditions actuelles du marché, cette dernière n'est guère rentable. Les dernières années ont été économiquement difficiles pour le secteur de l'énergie. Les prix du pétrole et du gaz ont atteint un point bas, faisant chuter le prix de l'électricité en bourse à 25 €/MWh en 2016. En 2017, ce prix est remonté à 40 €/MWh, mais cela reste insuffisant pour couvrir le prix fixe<sup>28</sup> de 43 €/MWh auquel PZEM, la société néerlandaise d'électricité, doit acheter l'électricité de la centrale nucléaire.

Outre la centrale nucléaire de Borssele, une petite centrale nucléaire a également été opérationnelle à Dodewaard entre 1969 et 1997. L'objectif est d'en démanteler le réacteur d'ici 2045, mais sur les 180 millions d'euros prévus à cet effet, seuls 60 millions semblent être disponibles. Depuis plusieurs années, le gouvernement néerlandais négocie avec le propriétaire de Dodewaard, la Gemeenschappelijke Kernenergiecentrale Nederland (GKN) qui regroupe plusieurs grands groupes énergétiques tels que Engie, Vattenfall, Uniper et EPZ. Ces derniers refusent d'apporter d'autres moyens financiers. Selon le secrétaire d'État Van Veld, les coûts pourraient atteindre 200 millions d'euros. Le gouvernement s'est donc adressé aux tribunaux.<sup>29</sup>

### III.1.3 France

En France également, dans le cadre du régime ARENH<sup>30</sup>, les fournisseurs d'électricité doivent acheter l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF au prix minimum de

---

<sup>28</sup> Convention de sous-traitance : obligation contractuelle de PZEM d'acheter l'électricité de la centrale nucléaire de Borssele à un prix fixe

<sup>29</sup> De Gelderland, 5 septembre 2018.

<sup>30</sup> ARENH Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique 2010

<https://www.fournisseurs-electricite.com/actualites/comprendre-arenh>

42 €/MWh. Ce prix a été fixé en 2010 par le régulateur national CRE et était valable jusqu'en 2014. Dans les années qui ont suivi, il a été systématiquement augmenté pour couvrir le coût des améliorations des centrales nécessaire à la prolongation de leur durée de vie, en augmentant au passage la puissance d'un certain nombre de réacteurs. En 2015, son montant a été fixé à 44 €/MWh, 46 € en 2016 et 48 € en 2017<sup>31</sup>. Ce montant est plus élevé que le cours usuel de l'électricité en bourse. Toutefois, les prix sur les bourses européennes de l'électricité se sont rapprochés de ces montants à la suite de la récente hausse des prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon sur les bourses internationales et de l'incertitude entourant la production d'énergie nucléaire. Il en résulte des coûts de production à l'équilibre en France et aux Pays-Bas, mais aussi des revenus supplémentaires substantiels en Allemagne et en Scandinavie grâce à leur part importante d'énergie renouvelable bon marché. Les offres les plus récentes de solaire et d'éolien, sans soutien, sont inférieures au prix du marché.

### *III.1.3.1 EDF persévère dans la voie du nucléaire*

Les défis auxquels EDF est confrontée remettent en cause sa capacité à financer les investissements prévus ainsi que la gestion et l'évacuation du combustible usé et des déchets radioactifs.

Entre la décision d'investir prise en 2004 et septembre 2015, le coût du nouvel EPR<sup>32</sup> de Flamanville est passé de 3,3 à 10,5 milliards d'euros. Son démarrage a été reporté de mai 2006 à mai 2019. En 2014, l'auditeur de la Cour des comptes a indiqué que le coût de production avait augmenté de 20 % entre 2010 et 2013 et s'élèverait à 0,06 €/kWh pour la prochaine série d'EPR. Toutefois, compte tenu des coûts réels du réacteur de Flamanville, cette estimation semble très en dessous de la réalité.

La Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte<sup>33</sup> limite la capacité nucléaire française au niveau actuel de 63,13 GWe et prévoit que l'énergie nucléaire ne pourra plus représenter que 50 % de l'électricité produite en France d'ici 2025. Cela signifie qu'au plus tard au démarrage du réacteur de 1,65 GWe à Flamanville, des réacteurs existants d'une capacité de production identique devront être retirés du réseau « dans le meilleur délai ».

En partie sous la pression de l'Allemagne et de la sortie de ce pays du nucléaire à la suite de la catastrophe de Fukushima, le gouvernement français a décidé en 2012 que ses deux plus anciens réacteurs nucléaires à Fessenheim devaient être déconnectés du réseau en 2017. En 2014, cette décision a été remise en cause un rapport parlementaire qui indiquait qu'il n'existait aucune raison technique de fermer les deux centrales et que leur fermeture en 2016 coûterait 5 milliards d'euros de compensations à l'État, dont 4 pour indemniser la perte de revenus d'EDF jusqu'en 2041, terme qui correspond à une durée de vie commerciale de 70 ans. En 2015, le gouvernement a accepté de fermer les deux réacteurs au démarrage de l'EPR à Flamanville prévu en 2019 et de payer en 2016 une compensation pour les pertes de revenus d'EDF jusqu'en 2041.

---

<sup>31</sup> <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>

<sup>32</sup> EPR, réacteur européen à eau pressurisée

<sup>33</sup> LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte <https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPubliee.do?idDocument=JORFDOLE000029310724&type=general&legislature=14>

Parallèlement, EDF a lancé le programme « grand carénage » pour rendre une partie de ses 58 réacteurs nucléaires aptes à une prolongation de leur durée de vie jusqu'à 60 ans. Parallèlement, la capacité des premiers réacteurs de 900 MW serait augmentée de 3 % et celle des réacteurs de 1300 MW de 5 %. La réalisation de ce plan nécessiterait des investissements de 48 milliards d'euros jusqu'en 2025. En 2016, la Cour des comptes a estimé que l'ensemble du programme aura coûté 100 milliards d'euros en 2030, dont 25 milliards pour les coûts opérationnels.

En 2005, EDF a proposé de remplacer les 58 réacteurs existants par de nouveaux EPR. Cela signifierait qu'après Flamanville 3, elle construirait encore 37 réacteurs similaires, dans les limites du maximum actuel de 63,13 GWe. Si, compte tenu de l'expérience acquise avec le premier exemplaire, les réacteurs suivants pouvaient coûter la moitié de Flamanville 3, soit 5,25 milliards d'euros, l'investissement total s'élèverait à 199,5 milliards d'euros, auxquels il faut encore ajouter 75 milliards d'euros pour le démantèlement de tous les réacteurs existants, montant prévu actuellement pour l'arrêt et le démantèlement des réacteurs et le stockage, la gestion et le traitement des déchets. De plus, pour limiter la production nucléaire à 50 % du total, ce parc devrait être complété à court terme par d'autres technologies. Avec une disponibilité des centrales nucléaires de 80 %, il faudrait construire une capacité suffisante pour égaler la production annuelle de 440 TWh des centrales nucléaires, et de préférence de manière neutre en CO<sub>2</sub>.

### *III.1.3.2 Gestion, traitement, stockage et évacuation du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs*

Dès le début du programme d'énergie nucléaire, la France a choisi la voie du retraitement des combustibles usés. Cette politique a conduit au stockage d'un volume cumulé de 80 tonnes de plutonium en France. En 2014, Areva avait retraité 130 000 tonnes de combustible nucléaire usé et converti dans l'opération 130 tonnes de plutonium en MOX. Au départ de cette quantité, elle a fourni 4 000 modules de combustible destinés à 24 centrales EDF. Sur les 1200 tonnes de combustible usé générées chaque année, EDF en a fait retraiter environ 850 tonnes jusqu'en 2010. Depuis 2010, elle en expédie 1050 tonnes par an. Le reste des substances irradiées a été stocké comme combustible pour le démarrage des futurs réacteurs rapides de quatrième génération.

Après utilisation, le MOX n'est pas retraité, mais stocké avec l'uranium recyclé, en attendant d'être traité et utilisé comme combustible dans les réacteurs de IV<sup>e</sup> génération. Jusqu'en 2010, le MOX usé représentait 140 tonnes par an. Depuis, la quantité produite s'élève à 200 tonnes par an.

En 2006, la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs<sup>34</sup> a établi trois grands principes : le stockage en couches géologiques profondes des déchets de haute activité (DHA) et des déchets de moyenne activité à longue durée de vie, la séparation et la transmutation, et l'entreposage des déchets nucléaires. La Loi a fixé 2015 comme date cible pour l'octroi du permis et 2025 comme date de début de l'enfouissement géologique. La Loi a également confirmé le retraitement et l'utilisation du plutonium et de l'uranium recyclés « pour réduire la quantité et la toxicité des déchets ultimes ». La Loi prévoyait également la construction d'un prototype de réacteur de quatrième génération d'ici 2020 et l'essai de la transmutation des actinides à longue durée de vie.

---

<sup>34</sup> Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs  
<https://www.andra.fr/download/site-principal/document/editions/305d.pdf>

La Loi s'appuie sur une étude d'une durée de 15 ans qui a conclu que les formations argileuses de Bure constituaient le meilleur emplacement pour le stockage définitif. Cette étude formule également des réserves sur la séparation et la transmutation des DHA et a conclu que le combustible MOX usé ne devrait pas être enfoui définitivement, mais entreposé à durée indéterminée<sup>35</sup>, afin de rester disponible comme combustible pour les réacteurs de quatrième génération.

L'ANDRA<sup>36</sup>, créée par la loi de 1991 sur la gestion des déchets, a entamé des recherches sur le stockage souterrain. Quatre régions ont fait l'objet d'un relevé géologique et leur population a été consultée. En 1998, le gouvernement a décidé sur cette base que Bure deviendrait le seul site de stockage en couches géologiques profondes, le CIGEO<sup>37</sup>. Un centre de recherche souterrain y a ensuite été construit entre 1999 et 2005. En 2013, après 8 ans de recherche, la ministre de l'Écologie de l'époque, Delphine Batho, a visité le laboratoire souterrain et lancé une consultation publique. Le 15 mai, 40 organisations ont empêché la tenue du premier débat. Puis la résistance s'est intensifiée jusqu'au 22 février 2018, date à laquelle la forêt de Leduc a été évacuée et le bâtiment où les groupes d'opposants s'étaient réunis a été envahi par les forces de l'ordre.

Entre-temps, le 26 janvier 2016, un accident mortel s'est produit sur le site à la suite de l'effondrement d'un tunnel. Il s'agissait déjà du deuxième décès après celui d'un mineur mort en 2002 à une profondeur de 200 m lors du forage d'un puits d'accès. Les travaux avaient alors été interrompus pendant plusieurs mois.

En 2014, l'ANDRA a estimé le coût de la construction du site et de son utilisation sur 140 ans à 34,5 milliards d'euros : 19,8 milliards pour sa construction, 8,8 milliards pour son exploitation, 4,1 milliards d'impôts et taxes et 1,7 milliard pour divers autres coûts (construction et exploitation du laboratoire souterrain, essais et simulations, analyse environnementale, communication...) <sup>38</sup>. Les producteurs EDF, Areva et CEA ont répondu par des contre-propositions d'un montant inférieur à 20 milliards d'euros. Pour sa part, l'ASN<sup>39</sup> considère que l'estimation de l'ANDRA est plutôt sous-estimée. Par décision du 15 janvier 2016<sup>40</sup>, la ministre de l'Écologie et du Développement durable, Ségolène Royal, a fixé ce montant à 25 milliards d'euros. Ce montant étant supérieur à celui qu'EDF et Areva avaient prévu dans leurs livres comptables, ces deux producteurs sont redevables de 800 et 250 millions d'euros supplémentaires respectivement.

Les fonds pour le démantèlement et la gestion des déchets resteront séparés, mais demeureront dans les comptes des producteurs plutôt que dans un fonds externe. L'ANDRA prévoit de déposer une demande dans le courant de l'année 2019 afin d'obtenir en 2022 l'autorisation pour la construction de la phase initiale. Elle serait suivie d'une autorisation pour

---

<sup>35</sup> Entreposé ne signifie pas « enfoui ». L'entreposage a toujours un caractère temporaire.

<sup>36</sup> ANDRA, Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs <https://www.andra.fr>

<sup>37</sup> CIGEO, Centre Industriel de stockage GEologique <https://www.andra.fr/cigeo>

<sup>38</sup> Cigéo : un coût politiquement (in)correct !

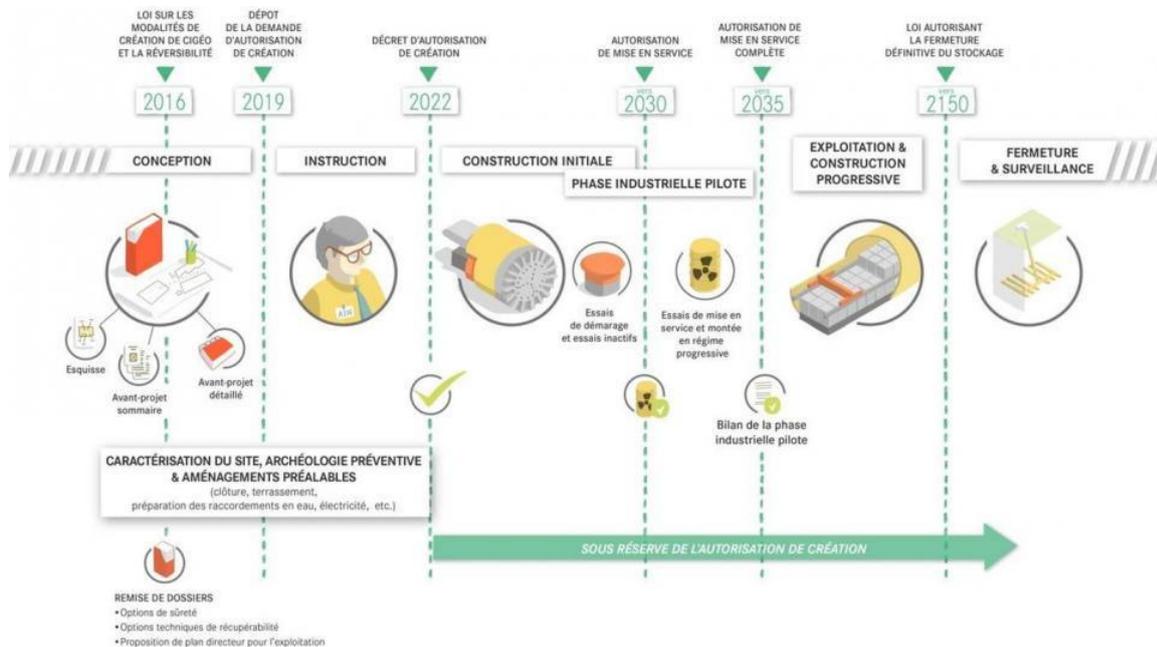
<https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/cigeo-un-cout-politiquement-incorrect-31299/>

<sup>39</sup> ASN, Autorité de sûreté Nucléaire <https://www.asn.fr/>

<sup>40</sup> Arrêté du 15 janvier 2016

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000031845115&dateTexte=&categorieLien=id>

la phase pilote en 2030, puis d'une autorisation de lancer la phase opérationnelle en 2035. Vers 2150, une loi réglementant la fermeture définitive du site serait adoptée.<sup>41</sup>



### III.1.3.3 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs

En 2016, les fonds contiennent 14,1 milliards d'euros pour le démantèlement des 58 centrales nucléaires existantes, 2,3 milliards d'euros pour les dernières barres de combustible, 10,6 milliards d'euros pour la gestion du combustible usé et 9 milliards d'euros pour la gestion à long terme des déchets radioactifs. Les fonds sont collectés par le biais d'une contribution de 0,14 ct/kWh portée en compte sur la facture d'électricité.

### III.1.4 Allemagne

En 2016, le gouvernement allemand a également conclu qu'il était devenu trop risqué de laisser la responsabilité du stockage à long terme des déchets radioactifs et du combustible usé aux producteurs commerciaux d'électricité. Le 15 décembre 2016, le gouvernement a voté une loi transférant la responsabilité au gouvernement en créant un fonds dédié : le Fonds « zur Finanzierung der nucleartechnischen Entsorgung » (*le fonds pour le financement de la gestion des déchets nucléaires*). En échange de cette prise de responsabilité, les producteurs nucléaires concernés, EnBW, E.ON, RWE et Vattenfall (qui appartient à l'État suédois), ainsi que la ville de Munich, ont doté ensemble le fonds de 23,6 milliards d'euros en espèces le 3 juillet 2016.

<sup>41</sup> Calendrier pour la construction initiale, la phase pilote, la phase opérationnelle et la fermeture finale du site d'enfouissement. <https://www.andra.fr/cigeo/les-installations-et-le-fonctionnement-du-centre/les-differentes-phases-du-projet>

Le gouvernement avait initialement estimé sa contribution à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à 47,5 milliards d'euros, dont 17,4 milliards pour l'entreposage temporaire et le stockage permanent. Étant donné que le stockage (temporaire et définitif) sera un défi pour les décennies à venir, le gouvernement a convenu avec les producteurs qu'une prime de risque de 35 % serait appliquée au coût prévu du stockage. Le montant réservé pour le stockage est ainsi passé à 23,6 milliards d'euros qui ont été payés<sup>42</sup>. Fait remarquable, la Commission européenne a accepté le transfert de responsabilité au fonds nouvellement créé en échange d'une contribution des producteurs d'environ 24,1 milliards d'euros<sup>43</sup>.

Comme le processus d'élimination devrait durer environ 80 ans, le fonds doit tenir compte de l'inflation et de l'augmentation des coûts logistiques liés aux déchets nucléaires et au combustible usé. Pour y faire face, le Fonds prévoit une augmentation annuelle de 1,6 % et de 1,97 % respectivement. Le taux d'actualisation a dans le même temps été fixé à 4,58 %, ce qui correspond également au rendement attendu des emprunts d'État allemands à long terme. Actuellement, le rendement des obligations d'État allemandes à 30 ans est de 1 %.<sup>44</sup>

Comparé à des fonds d'investissement souverains similaires, cet objectif semble réalisable. Le fonds de pension mondial de l'État norvégien, qui opère essentiellement sur les marchés publics, a réalisé une marge annuelle moyenne de 5,7 % sur 17 ans, entre 1998 et 2015. Entre 1996 et 2016, le fonds souverain de Singapour a réalisé un rendement de 4 % sur 20 ans. Depuis sa création en 2003, le fonds de pension néo-zélandais a réalisé un rendement moyen de 10,2 %. L'objectif du fonds allemand reste un défi, mais semble réalisable bien qu'aucune politique d'investissement n'ait encore été définie. En Belgique, la Commission des provisions nucléaire a toutefois réduit ce taux à 3,5 %, ce qui est beaucoup plus bas...

### III.1.5 Finlande

La Finlande fait partie des rares pays occidentaux dans lesquels l'industrie à forte intensité énergétique prend elle-même l'initiative de construire de nouvelles centrales nucléaires et rassemble également les ressources nécessaires. La Finlande est également le pays qui est le plus avancé dans la construction d'un site pour l'élimination définitive des déchets nucléaires. C'est aussi le seul pays dans lequel divers groupes d'investisseurs refusent de collaborer en vue de l'enfouissement définitif, même si le gouvernement continue à insister sur ce point.

La Finlande est extrêmement dépendante des importations en provenance de Russie. Elle importe la totalité du gaz naturel, la majeure partie du charbon et environ 20 % de l'électricité qu'elle consomme. Depuis 2012, elle peut utiliser à cette fin un câble sous-marin qui la relie à la Suède. Cette configuration la rend dépendante de l'approvisionnement du marché scandinave qui, en raison de sa part élevée d'hydroélectricité, est sensible aux années de sécheresse. Le gouvernement finlandais tente de réduire cette dépendance en construisant deux centrales nucléaires supplémentaires.

---

<sup>42</sup> From Nuclear waste, a New SWF Rises <http://sovereign-investors.com/admin/files/1503830682.pdf>

<sup>43</sup> Aides d'État : la Commission autorise la création d'un fonds de 24 milliards d'euros pour la gestion de déchets radioactifs en Allemagne [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-17-1669\\_fr.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-1669_fr.htm)

<sup>44</sup> <https://nl.investing.com/rates-bonds/germany-government-bonds>

La Finlande dispose de quatre réacteurs nucléaires : deux de 500 et deux de 880 MWe. Ils ont tous été démarrés dans la période 1978-1980 et disposent d'autorisations pour 50 et 60 ans, soit jusqu'en 2027 et 2038 respectivement. Un réacteur supplémentaire est en construction à Olkiluoto. Il s'agit d'un réacteur à eau pressurisée (EPR), livré par un consortium constitué de Siemens et Areva. Le contrat a été conclu en 2003 pour un montant de 3,2 milliards d'euros et la production commerciale devait démarrer en 2009. Les coûts de construction ont explosé et le démarrage a été largement postposé. La mise en service commerciale est maintenant prévue pour 2019. Un consortium d'industriels commencera la construction d'un nouveau réacteur de fabrication russe en 2019. Il devrait être prêt à être mis en service en 2024. Le projet d'un quatrième réacteur à Olkiluoto a été abandonné.

#### *III.1.5.1 Stockage et élimination du combustible usé et des déchets radioactifs*

La Finlande a entamé les premiers préparatifs pour le traitement et le stockage du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs en 1983, peu après le démarrage des premières centrales nucléaires. Depuis 1992, un site de stockage à une profondeur de 100 m pour les DFA et les DHA de courte durée de vie existe à Olkiluoto, et le pays a l'intention de l'approfondir à 400-450 m et de l'étendre au stockage des déchets à longue durée de vie et aux DHA. Pour la première centrale nucléaire à Loviisa, près de la frontière russe, un accord avait été conclu pour le traitement des déchets en Russie. Cet accord a expiré en 1996. À ce moment, le gouvernement a décidé que tous les déchets devaient être traités et stockés dans son propre pays.

#### *III.1.5.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs*

Un fonds national pour la gestion des déchets nucléaires a été créé en 1987. Fin 2014, 2,4 milliards d'euros avaient été levés pour l'alimenter. Le coût total du traitement, du stockage, de l'élimination et de la gestion sur une période allant jusqu'en 2120 est estimé à 3,3 milliards d'euros. Le capital constitué rapporte environ 25,5 millions d'euros par an. Les fonds sont collectés par le biais d'une taxe sur la production d'énergie qui représente environ 10 % du coût de production.

### III.1.6 Suède

En Suède, l'institut de recherche nucléaire AB Atomenergi a été fondé en 1947, deux ans après l'explosion des bombes nucléaires au Japon. Un réacteur pilote a été construit en 1954 et, en 1964, un petit réacteur commercial de 65 MWh et 10 MWe a été construit pour fournir de la chaleur et un peu d'électricité à Stockholm. Les premiers grands réacteurs ont été construits à Oskarshamn en 1972 et 1974. Le dernier a été érigé en 1985 à Forsmark. Des infrastructures pour l'entreposage temporaire et le stockage permanent sont également prévues sur ces deux sites.

#### *III.1.6.1 Stockage et élimination du combustible usé et des déchets radioactifs*

La Suède a également pris des mesures précoces en matière de gestion des déchets radioactifs. Les exploitants des centrales nucléaires ont créé le SKB<sup>45</sup> en 1977, suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation. En 1985, le CLAB<sup>46</sup>, installation centrale d'entreposage intermédiaire des barres de combustible usé, a été mis en service à

---

<sup>45</sup> SKB, Svensk Kärnbränslehantering AB, l'entreprise suédoise de stockage des déchets nucléaires  
<http://www.skb.com/>

<sup>46</sup> CLAB, Centralt mellanLager för Använt kärnbränsle, entreposage temporaire centralisé du combustible nucléaire usé  
<http://www.skb.com/our-operations/clab/>

Oskarshamn, et en 1988, ce fut le tour du SFR<sup>47</sup>, installation de stockage souterrain à Forsmark. Ce dernier était initialement prévu pour le stockage géologique peu profond des déchets d'activité forte ou moyenne. L'objectif est d'étendre le site et de l'approfondir jusqu'à une profondeur de 500 m. Sa capacité de stockage sera alors de 12 000 tonnes.

Le transport entre les deux sites s'effectue par voie maritime à l'aide de bateaux spécialement construits à cet effet. En 2016, il a également été décidé de construire au sein du CLAB une installation pour l'encapsulation du combustible usé.

#### *III.1.6.2 Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs*

En 2010, le SKB a indiqué que le démantèlement des installations et la gestion des déchets coûteraient 11,3 milliards d'euros et qu'à l'époque, le fonds contenait 4,4 milliards d'euros. Le coût annuel d'exploitation du CLAB s'élève à 16,5 millions d'euros et celui du SFR à 3,9 millions d'euros. Ces coûts sont couverts par une redevance sur l'électricité produite, qui est passée de 0,21 à 0,44 centime d'euro par kWh entre 2010 et 2014. En outre, parallèlement à l'importante taxe sur le CO<sub>2</sub> portant sur les combustibles fossiles, le secteur nucléaire a été soumis à une taxe sur la chaleur nucléaire. Lors de son instauration à la fin du siècle dernier, elle s'élevait à 5514 SEK/MWh par mois, pour atteindre actuellement 14 770 SEK/MWh par mois. Ces montants représentent une redevance allant de 0,3 à 0,75 centime d'euro par kWh produit.

### III.1.7 Suisse

La Suisse a opté pour l'énergie nucléaire dans les années 1960, lorsqu'il est apparu clairement que le potentiel de l'énergie hydraulique ne suffirait pas à répondre à la demande croissante d'électricité. Jusqu'à quelques années d'ici, le premier réacteur commercial, Beznau 1, était le plus ancien réacteur commercial encore en service. Ce réacteur fournissait 80 MW de chaleur à l'industrie et aux particuliers via un réseau de canalisations de 130 km de long reliant 11 villages. En 2015, des questions sur la qualité et la sûreté des cuves des réacteurs de Beznau se sont posées, comme pour les réacteurs belges. Bien que les irrégularités aient été de nature différente, et aient été commises par Creusot Forge en France.

#### *III.1.7.1 Stockage et élimination du combustible usé et des déchets radioactifs*

La majeure partie des déchets radioactifs est traitée et gérée par ZWILAG<sup>48</sup>, l'entrepôt central de stockage temporaire, pour compte des quatre exploitants nucléaires suisses. Le site dispose d'un four à plasma haute température pour l'incinération des déchets, ainsi que d'installations pour le conditionnement et le stockage de déchets de faible et moyenne activité.

La NAGRA<sup>49</sup>, Société coopérative nationale pour le stockage des déchets radioactifs, a été fondée en 1972. En 2002, elle a présenté un rapport sur la faisabilité du stockage. En 2006, le Conseil suisse a conclu que cette faisabilité avait suffisamment été démontrée. En 2012, l'Office fédéral de l'énergie a organisé une enquête publique à propos des sites possibles pour le stockage définitif. Dans un premier temps, les deux premiers sites de la liste, étendus ensuite aux trois suivants ont été sélectionnés. Ces sites feront l'objet d'une enquête plus approfondie. Une première position sur ces analyses est attendue en 2018 et une décision finale sur l'emplacement définitif devrait être prise d'ici 2027.

<sup>47</sup> SFR, Slutförvaret för radioaktivt avfall <http://www.skb.com/our-operations/sfr/>

<sup>48</sup> ZWILAG, Zwischenlager Würenlingen AG à Beznau <https://www.zwilag.ch/fr/home.html>

<sup>49</sup> NAGRA, Société coopérative nationale pour le stockage des déchets radioactifs <https://www.nagra.ch/fr>

### III.1.7.2 *Financement de la gestion, du traitement, du stockage et de l'évacuation du combustible nucléaire usé et des déchets radioactifs*

Le coût total de la gestion des déchets est estimé à 16 milliards d'euros, y compris celui d'une période de surveillance de 50 ans après la fermeture définitive du site. En 1984, un fonds financé par les exploitants a été créé pour le démantèlement des installations. Le montant nécessaire a été estimé à 3,1 milliards d'euros, augmentés de 1,5 milliard d'euros de frais de préparation. Fin 2017, ce fonds disposait de 6,6 milliards d'euros et le fonds pour les déchets de 5 milliards d'euros. Les fonds sont collectés par le biais d'une taxe sur l'électricité nucléaire de 0,85 centime d'euro par kWh produit.

### III.1.8 États-Unis

La Loi de 1982 sur la politique en matière de déchets nucléaires stipule que le ministère de l'Énergie (DOE) stockera les déchets nucléaires produits par les installations nucléaires civiles. En contrepartie, les producteurs d'énergie ont contribué financièrement à la construction d'une installation de stockage à long terme. Contractuellement, celle-ci aurait dû être disponible à partir de 1998.

Depuis, les producteurs ont honoré leurs engagements et ont versé 750 millions de dollars chaque année au Fonds pour les déchets nucléaires. Mais le DOE, pour sa part, n'a pas concrétisé les siens, obligeant les producteurs à stocker eux-mêmes les déchets nucléaires sur leurs propres sites. Cette situation s'avère très coûteuse pour le DOE. À la fin de 2015, celui-ci avait déjà versé 5,3 milliards de dollars en compensation aux producteurs. Même s'il réussissait à commencer le stockage des déchets nucléaires d'ici 10 ans, on estime qu'il devra encore verser 24 milliards de dollars aux producteurs. Si le ministère de l'Énergie ne mettait pas un ou plusieurs sites de stockage à disposition des exploitants et que les déchets restaient sur les sites actuels, le coût total s'élèverait à 75 milliards de dollars, et à 82 milliards de dollars pour les 100 premières années.

En 2011, le gouvernement Obama a décidé de supprimer le seul site candidat au stockage définitif, Yucca Mountain au Nevada, le projet étant considéré comme « irréalisable ». En conséquence, un tribunal a décidé en 2014 de suspendre le paiement des contributions par les producteurs. Avec une contribution annuelle de 750 millions de dollars, la provision totale se monte actuellement à 16,5 milliards de dollars.

### III.1.9 Japon<sup>50</sup>

#### III.1.9.1 *Retraitement et déchets*

Tout comme l'Inde, la Chine, la Russie, la France, les Pays-Bas et la Russie, le Japon assure le retraitement des combustibles nucléaires usagés. Après traitement du combustible usé, 96 % de l'uranium peut être réutilisé après séparation de 1 % de plutonium. Les 3 % restants doivent être conditionnés pour le stockage définitif. Ces pays espèrent ainsi boucler le cycle du combustible nucléaire. Le Japon est totalement dépendant des pays étrangers pour son approvisionnement en uranium et consacre donc beaucoup de ressources à la recherche sur le retraitement et la réutilisation du combustible nucléaire. En 2016, le Parlement a créé la SFRO, l'Organisation de retraitement du combustible usé, qui devait collecter des fonds auprès des producteurs nucléaires pour financer le retraitement et, le moment venu, ordonner à JNFL, Japan Nuclear Fuel Ltd, de produire du MOX, un combustible à base

---

<sup>50</sup> Japan's nuclear fuel cycle World Nuclear Association  
<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-fuel-cycle.aspx>

d'oxyde mixte, pour 16 à 18 centrales nucléaires du pays qui seraient rendues aptes à utiliser ce combustible produit à partir d'uranium et de plutonium recyclés.

Une première usine de retraitement à Tokai, démarrée en 1997, a produit son dernier lot début 2009. En 2006, il a été décidé d'arrêter le retraitement en raison de l'absence de contrats de retraitement. En 2004, le Commissariat à l'énergie atomique a décidé de poursuivre la construction et l'exploitation d'une nouvelle usine de retraitement à Rokkasho. La production commerciale devait démarrer fin 2008 et coûter 19 milliards d'euros. En raison de toutes sortes de problèmes, la date de démarrage a été reportée à 2021 et le prix de revient est passé à 23 milliards d'euros.

En attendant le démarrage de l'usine de retraitement, 14 000 tonnes de combustible usé produites jusqu'en 2005 sont stockées sur le site. 18 000 autres tonnes devraient être produites sur une période de 40 ans à partir de 2006. La capacité totale de stockage est de 20 400 tonnes, ce qui est juste assez pour stocker les déchets produits de 2006 à fin 2018.

En outre, la quantité de plutonium stocké pour être utilisé dans le combustible MOX augmente également. En 2015, 10,8 tonnes de plutonium étaient stockées au Japon même, dont 7,3 tonnes pouvant servir de combustible. Les quantités de plutonium étaient de 20,9 tonnes au Royaume-Uni et 16,2 tonnes en France. Environ les deux tiers de ces quantités, soit environ 24 tonnes, peuvent servir de combustible.

La capacité de stockage du site est de 2 880 barils de combustible vitrifié. Entre 1995, année de la mise en service du site, et 2007, année du douzième et dernier transport de déchets vitrifiés en provenance de France, 1 310 barils sont revenus de France. 1 850 barils devaient être rapatriés du Royaume-Uni en 11 transports, dont le premier a eu lieu en 2010. En fin de compte, 3 160 barils devraient être entreposés à Rokkasho.

### *III.1.9.2 Stratégie de stockage*

Afin de maintenir l'accessibilité des déchets nucléaires et du combustible usé, le Japon a opté pour des systèmes de stockage qui permettent de remonter les déchets à la surface à un stade ultérieur.

- Les déchets très faiblement radioactifs sont enfouis dans des canaux peu profonds dépourvus de toit et recouverts de terre.
- Les déchets faiblement radioactifs sont stockés dans des puits en béton peu profonds. Les interstices entre les déchets sont remplis de mortier et le tout est recouvert d'une terre peu perméable pour empêcher l'eau souterraine de s'infiltrer dans les puits.
- Les déchets présentant une radioactivité relativement élevée sont enfouis à une profondeur de 50 à 100 m pour laisser une distance suffisante pour une éventuelle utilisation du sous-sol.
- Les déchets hautement radioactifs seront enfouis dans des formations géologiques profondes, à une profondeur d'au moins 300 m.<sup>51</sup> En 2005, le Centre de recherche souterraine Horonobe à Hokkaido a entamé la construction de puits et d'une galerie de 760 mètres de long à une profondeur de 500 m dans les roches sédimentaires. La JAEA, agence japonaise de l'énergie atomique, a construit à Toki, préfecture de Gifu, le centre géoscientifique Tona, ainsi que, dans la même région, un site de stockage similaire dans des roches ignées situées à 1000 m de profondeur. Le concept CaRE (« Cavern RETrievable »), a été développé pour le stockage des

---

<sup>51</sup> Description du stockage des déchets radioactifs au JAPON  
[https://www.iaea.go.jp/english/04/ntokai/backend/backend\\_01\\_04.html](https://www.iaea.go.jp/english/04/ntokai/backend/backend_01_04.html)

déchets de haute activité. Les fûts sont emballés dans des gaines extérieures en acier massif et enrobés de bentonite avant d'être stockés dans des salles souterraines. Cette technique permet de les garder accessibles tout en les protégeant. Après environ 300 ans, lorsque la radioactivité et la chaleur interne auront considérablement diminué, les fûts devraient être recouverts et les salles scellées. Les fûts pourraient alors être stockés beaucoup plus près l'un de l'autre.

#### *III.1.9.3 Gestion des déchets*

En mai 2000, le Parlement a voté une loi sur le stockage définitif des déchets nucléaires, consécutivement à laquelle le secteur privé a créé la Société de gestion des déchets nucléaires (NUMO) en octobre 2000. Celle-ci a lancé une campagne invitant les municipalités ou régions candidates à établir un site de stockage définitif des déchets. En 2007, la loi a été modifiée et le gouvernement a été appelé à prendre le contrôle de la sélection des sites définitifs. En 2015, le gouvernement a confirmé cette approche et en juillet 2017, le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie a publié une carte des sites éligibles. Afin de ne pas alourdir encore la charge de la communauté locale, Fukushima n'en faisait pas partie et Rokkasho n'a pas été retenu non plus, consécutivement à un accord datant de 1995.

#### *III.1.9.4 Financement de la gestion des déchets*

NUMO prévoit la sélection finale du site à partir de 2025 et le démarrage du stockage à partir de 2035. Le coût estimé de 29 milliards d'euros serait financé par le biais d'une surtaxe de 0,16 centime d'euro par kWh sur la facture d'électricité. Fin 2015, 7,8 milliards d'euros avaient ainsi été levés. En 2004, le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) a estimé le coût du retraitement du combustible usé, du recyclage des matières fissiles et du stockage des déchets à 150 milliards d'euros pour une période de 80 ans commençant en 2005. La même année, le gouvernement a créé son propre fonds et son propre centre de recherche pour le stockage. Les producteurs d'électricité devaient y déposer toutes les provisions qu'elles avaient constituées jusqu'alors.

Le coût du démantèlement et de la gestion des déchets et du combustible usé des centrales dont l'arrêt est prévu jusqu'à fin 2017 a été estimé conjointement à 4,3 milliards d'euros. Ces coûts n'incluent pas le démantèlement du site nucléaire de Fukushima ni l'indemnisation que le gouvernement versera aux victimes. TEPCO, l'exploitant du site de Fukushima, lutte toujours pour démanteler les réacteurs et récupérer l'eau de refroidissement radioactive des réacteurs endommagés, et envisage de libérer la quantité d'eau excédentaire en la rejetant dans l'océan.

Cette estimation comprenait par contre le démantèlement coûteux du réacteur Magnox de fabrication britannique, premier réacteur du site de Tokai, mais pas le démantèlement de l'usine de retraitement. Le coût de ce dernier est estimé à 7,6 milliards d'euros.

L'estimation du METI ne comprend pas non plus le démantèlement du surgénérateur de Monju. Il a été raccordé au réseau en 1995, mais a été fermé après 205 jours suite à une fuite de sodium survenue dans le circuit de refroidissement secondaire lors d'un test de résistance. Le coût du démantèlement de ce réacteur est estimé à 2,9 milliards d'euros, dont 1,74 milliard pour la maintenance, 1 milliard pour le démantèlement et 120 millions pour l'enlèvement du combustible et les travaux préparatoires. Le coût initial du réacteur s'élevait à 7,8 milliards d'euros, son budget pour 2012 était de 140 millions d'euros et au début de 2014, son coût s'élevait à 390 000 euros par jour. En décembre 2016, le gouvernement a décidé de démanteler ce réacteur. En 2014, la France avait encore demandé au Japon, sur

la base d'un accord de R&D de 2010, de tester le combustible du réacteur dans le cadre du programme Astrid (Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration).

### III.1.10 Charges à payer

Dès le début, la Suisse et les États-Unis ont mis en place un fonds contrôlé par le gouvernement. Aux États-Unis, le gouvernement portait également la responsabilité de la mise en place d'une élimination définitive. Comme le gouvernement n'a pas concrétisé ses engagements, la Justice a statué que la collecte des fonds nécessaires par le biais des factures d'énergie des consommateurs devait être arrêtée. Dans le même temps, les exploitants d'installations nucléaires ont réclamé des indemnités qui ont finalement dépassé les montants versés dans le fonds.

Au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Belgique, des fonds mixtes distincts ont été créés, dans lesquels le gouvernement et les opérateurs étaient représentés. La Belgique a vendu les actions du fonds Synatom à l'exploitant des installations nucléaires, à l'exception d'une action privilégiée.

Après la libéralisation du marché de l'énergie, les Pays-Bas ont fait l'inverse. C'est à ce moment que le gouvernement a racheté les provisions des exploitants. Fin 2016, le capital de COVRA était négatif. Elle tente maintenant de résorber le sous-financement par le biais d'une politique d'investissement plus libre et en augmentant fortement les provisions pour la gestion des déchets, à raison de 17,5 % par an.

En 2015 au Royaume-Uni, l'autorité nationale de démantèlement (NDA) a repris la responsabilité de la décontamination du site nucléaire de Sellafield des mains de Sellafield Ltd., à la suite de dépassements budgétaires importants pouvant atteindre 60 %. Fin 2017, la NDA était parvenue à limiter les dépassements budgétaires à 29 %.

En Allemagne et au Japon, les fonds appartenaient à l'origine aux exploitants, mais, comme aux Pays-Bas, cette situation a finalement été jugée trop risquée à long terme. Les gouvernements de ces pays ont créé des fonds auxquels les exploitants ont dû transférer les montants déjà rassemblés.

En Finlande, en France et en Suède, pays les plus avancés dans la construction d'infrastructures pour le stockage définitif, les moyens financiers sont logés dans des fonds détenus par les exploitants. Toutefois, le régulateur suédois a, par étapes successives, augmenté le montant de la contribution sur l'électricité produite. En 2011, SSM, l'autorité suédoise de sûreté nucléaire, a estimé que le stockage en couches géologiques profondes serait beaucoup plus coûteux que prévu et a recommandé d'augmenter le montant des provisions. Le gouvernement a ensuite obligé les opérateurs à porter le montant des contributions de 0,21 ct/kWh à 0,24 ct/kWh. En 2014, à la demande de SSM, le gouvernement a porté le montant de la contribution à 0,436 ct/kWh.

En France, cela s'est fait indirectement en augmentant par étapes successives le montant de l'ARENH, l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique. Il a été porté de 42 €/MWh à 44 €/MWh en 2015, à 46 €/MWh en 2016 et à 48 €/MWh en 2017. L'ARENH est le montant auquel les autres fournisseurs doivent acheter l'électricité à EDF afin de couvrir les coûts de production.

Tant pour les fonds appartenant à l'État que pour ceux appartenant aux exploitants, les coûts ont tendance à augmenter plus vite que l'inflation. La Belgique, elle aussi, ne peut échapper à cette règle qui semble inéluctable.

### III.2 Estimation de l'ONDRAF des coûts en Belgique

Dans le troisième rapport de l'ONDRAF sur l'inventaire du passif nucléaire (période 2008-2012), le coût total de SYNATOM était estimé à 7,368 milliards d'euros, dont 3,921 milliards pour la gestion des combustibles nucléaires usés et 3,447 milliards pour le démantèlement, le tout exprimé en euros de 2010. Pour la gestion du combustible usé, ces montants représentent une augmentation de 814 millions d'euros (en euros de 2010) par rapport au deuxième rapport, correspondant à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Pour le démantèlement, l'augmentation est de 244 millions d'euros (en euros de 2010) par rapport au rapport précédent.

Dans le quatrième rapport sur l'inventaire du passif nucléaire (période 2013-2017), le coût total de SYNATOM était passé à 9,768 milliards d'euros, dont 4,365 milliards pour la gestion des combustibles nucléaires usés et 5,403 milliards pour le démantèlement, le tout exprimé en euros de 2015. Pour la gestion du combustible usé, ces montants représentent une augmentation de 596 millions d'euros (en € de 2015) par rapport au troisième rapport, correspondant à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, et surtout à la fixation du taux d'actualisation à 4,2 %. Pour le démantèlement, l'augmentation est de 1,597 milliard d'euros (en euros de 2015), soit 40 %, par rapport au rapport précédent.

La députée Karin Temmerman (Sp.a) a fait la déclaration suivante à la Chambre (08/08/2017) au sujet des frais de stockage : *« En plus de la disponibilité des provisions, des questions se posent également à propos de leur montant, un ancien dirigeant de l'ONDRAF ayant déjà indiqué que le coût du stockage en profondeur des déchets nucléaires pourrait être de deux à trois fois supérieur aux provisions actuellement constituées »*.<sup>52</sup> Selon Marc Demarche, directeur de l'ONDRAF, si la profondeur d'enfouissement passait de 200 à 400 m, les coûts de stockage augmenteraient de 50 %<sup>53</sup>.

Pour couvrir ces incertitudes, une marge d'erreur de 15 % a été intégrée dans les coûts de démantèlement. Toutefois, l'ONDRAF déclare également ce qui suit<sup>54</sup> : *« Par contre, les estimations présentées, que ce soient celles de l'ONDRAF ou celles des exploitants, ne couvrent pas les incertitudes qui relèvent des scénarios et options majeures, soit typiquement la destination finale des déchets B&C, la filière de gestion des combustibles usés (retraitement et/ou stockage direct) et la filière de gestion des déchets radifères à gérer en tant que déchets radioactifs. L'impact des incertitudes qui relèvent des scénarios et options majeures est potentiellement beaucoup plus important que celui des autres types d'incertitudes »*.

En Allemagne, les fonds qui appartenait aux propriétaires des centrales nucléaires, et les responsabilités correspondantes ont été transférés aux autorités publiques, et ceci, en échange d'une prime de risque de 35 %<sup>55</sup>. Si cette prime de risque était utilisée par

<sup>52</sup> 02.02, p.7 <https://www.dekamer.be/doc/CCRA/pdf/54/ac915.pdf>

<sup>53</sup> [http://www.standaard.be/cnt/dmf20170908\\_03061367](http://www.standaard.be/cnt/dmf20170908_03061367)

<sup>54</sup> Quatrième rapport d'inventaire du passif nucléaire de l'ONDRAF à sa tutelle (période 2013-2017), p.245

<sup>55</sup> <http://sovereign-investors.com/admin/files/1503830682.pdf>

extrapolation pour calculer les coûts de démantèlement en Belgique, elle représenterait une augmentation de 940 millions d'euros<sup>56</sup>.

En février 2018, l'ONDRAF a décidé de proposer le stockage géologique comme solution pour les déchets nucléaires de haute activité et à longue durée de vie. Cette proposition a fait l'objet de nombreuses critiques parce qu'elle ne mentionne aucune roche hôte préférée, ce qui signifie que toute la Belgique peut être considérée comme site de stockage potentiel, malgré des années de recherche réalisées sur la couche argileuse de Boom. Ce non-choix entraînera de nouvelles études, ce qui engendrera des coûts et des incertitudes supplémentaires, car toutes les options doivent rester ouvertes.

---

<sup>56</sup> Chiffres de 2016

## 4. LA SITUATION EN BELGIQUE

---

### IV.1 Quel est le montant disponible dans le fonds SYNATOM ?

Dans le rapport annuel 2016<sup>57</sup> de SYNATOM, les réserves totales s'élèvent à 9,2 milliards d'euros, dont 5 milliards pour la gestion du combustible usé et 4,2 milliards pour le démantèlement.

Selon le dernier inventaire du passif nucléaire de l'ONDRAF, qui estime le coût du démantèlement à 5,5 milliards d'euros, le déficit est donc de 1,3 milliard d'euros. Ce déficit s'explique par les paiements futurs qui doivent encore être effectués au cours des prochaines années d'exploitation des centrales nucléaires. Les provisions pour la gestion des combustibles nucléaires usés sont suffisantes.

Les comptes annuels 2017 de SYNATOM montrent qu'une provision de 10,126 milliards d'euros a été constituée pour les passifs environnementaux. Une ventilation plus détaillée n'est toutefois pas incluse dans les états financiers. Une présentation de SYNATOM<sup>58</sup> montre que les réserves sont réparties en 4,54 milliards d'euros pour le démantèlement et 5,586 milliards d'euros pour la gestion des combustibles nucléaires usés.

En 2018, la provision totale est estimée à 11,088 milliards d'euros, dont 4,909 milliards pour le démantèlement et 6,179 milliards pour la gestion des combustibles nucléaires usés<sup>59</sup>.

Toutefois, en août 2018, l'ONDRAF a procédé à une nouvelle évaluation du prix de revient du stockage géologique des déchets hautement radioactifs et/ou à vie longue. Ce nouveau calcul était nécessaire parce que l'AFCN avait exprimé de nombreuses critiques sur le concept de stockage définitif dans la couche argileuse de Boom. En conséquence, le gouvernement a ordonné à l'ONDRAF de prendre également en compte d'autres formations hôtes plus profondes comme la couche d'argile d'Ypres, deux fois plus profonde que celle de Boom. Le coût du seul stockage géologique s'élèverait donc à plus de 10 milliards d'euros.<sup>60</sup> La ministre Marghem a admis devant le Parlement que les provisions nucléaires devront être recalculées en fonction.<sup>61</sup>

### IV.2 Comment s'assure-t-on qu'il y a suffisamment d'argent disponible ?

#### IV.2.1 Disponibilité des ressources

Comme indiqué plus haut, sur les 10,1 milliards d'euros de réserves disponibles, 1,6 sont comptabilisés comme placements de trésorerie. Toutefois, il n'existe aucune information publique à ce sujet et, par conséquent, on ne peut tirer aucune conclusion sur la disponibilité de cet argent. Les comptes montrent également l'existence de 15 512 € de comptes à terme dont l'échéance se situe entre un mois et un an, et de 87 333 € en espèces qui sont immédiatement disponibles.

---

<sup>57</sup> Le rapport annuel 2017 n'est pas encore disponible

<sup>58</sup> Séance d'information de MONA, le 12 juin 2018 à Mol

<sup>59</sup> Séance d'information de MONA, le 12 juin 2018 à Mol

<sup>60</sup> «Des milliards supplémentaires pour stocker les déchets nucléaires», L'Écho, 22 août 2018

<sup>61</sup> Questions parlementaires communes de Jean-Marc Nollet, Karine Lalieux et Bert Wollants, numéros 26735, 26826 et 26875, à la commission Econ du 18 septembre 2018.

Les ressources suivantes ne sont pas disponibles immédiatement pour SYNATOM, puisqu'il s'agit de prêts :

- Un prêt à Sibelga, remboursable par annuités jusqu'en décembre 2026 (17,6 millions d'euros) ;
- Des titres d'ORES venant à échéance en 2019 (40 millions d'euros) ;
- Un prêt à Elia, dont les termes ne sont pas publics (454 millions d'euros).

Le reste des investissements, à l'exception de ceux de l'exploitant nucléaire, sont principalement placés dans une SICAV obligataire<sup>62</sup>. Les conditions de ce placement, et donc sa disponibilité, ne sont pas rendues publiques. La disponibilité des fonds est limitée, puisque cette SICAV doit valoriser ses obligations pour rembourser le capital de SYNATOM.

Les 75 % maximum des fonds qui peuvent être prêtés aux propriétaires des centrales nucléaires sont également moins liquides. Electrabel ne peut pas libérer immédiatement ces ressources, car elles ont été investies dans d'autres projets dont la nature n'est pas rendue publique. Ces prêts ont été accordés à Electrabel depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, pour une durée de 10 ans. En outre, ces prêts sont des « prêts remboursables in fine », ce qui signifie que seuls les intérêts sont payables pendant toute la durée du prêt. Le remboursement du capital est effectué en totalité à la fin du prêt<sup>63</sup>, ce qui en augmente le risque. Les risques ne sont pas bien répartis non plus, étant donné que la majeure partie des réserves est prêtée à Electrabel.

Si SYNATOM ne disposait pas de fonds suffisants pour couvrir les coûts de démantèlement et de gestion des déchets, les propriétaires des centrales nucléaires seraient responsables du paiement du solde. Lorsque SYNATOM demande le remboursement des prêts par Electrabel, un privilège est créé sur les fonds demandés à Electrabel afin qu'en cas de faillite, SYNATOM devienne un créancier privilégié sur les biens meubles d'Electrabel. Toutefois, le cas échéant, il existe d'autres créanciers privilégiés qui ont priorité sur SYNATOM. Par exemple, les privilèges sociaux qui doivent protéger les salaires impayés des employés, les paiements de l'ONSS et les impôts pour les autorités fiscales.

La Loi du 11 avril 2003 ne prévoit pas la situation potentielle dans laquelle les propriétaires ne disposeraient pas de fonds suffisants pour honorer les coûts. Les sociétés mères ne peuvent donc en être tenues responsables. Dans cette éventualité, le Fonds d'insolvabilité mis en place par l'ONDRAF pour cette raison spécifique constitue le dernier recours. Ce fonds ne s'élevait qu'à 20 millions d'euros à fin 2016<sup>64</sup>, soit 1,4 % du coût total estimé.

Il est intéressant de savoir que la responsabilité des exploitants nucléaires en cas de catastrophe nucléaire doit être pleinement assurée et que les montants qui en résultent (1,2 milliard d'euros) ne peuvent être utilisés que pour compenser des dommages nucléaires. En cas de catastrophe nucléaire, cela signifie qu'Electrabel doit encore, juridiquement parlant, respecter les obligations de SYNATOM.

---

<sup>62</sup> <https://www.lachambre.be/kvvcr/showpage.cfm?section=qrva&language=fr&cfm=qrvaXml.cfm?legislat=54&dossierID=54-b102-871-0399-2016201713705.xml>

<sup>63</sup> <https://www.tijd.be/ondernemen/milieu-energie/engie-wil-af-van-risico-s-electrabel/10012970.html>

<sup>64</sup> Comptes annuels 2016 de l'ONDRAF

Si ce fonds s'avère insuffisant, le gouvernement devra intervenir et en assumer les coûts. Le gouvernement examine actuellement s'il peut tenir Engie, la société mère d'Electrabel, pour responsable au cas où les réserves de SYNATOM s'avèreraient insuffisantes<sup>65</sup>. Engie a elle-même proposé d'accorder sa garantie, le cas échéant<sup>66</sup>. Toutefois, cette proposition a fait l'objet de critiques parce qu'un tel accord n'est pas juridiquement sûr à 100 % et que d'autres concessions sont demandées par Engie. Par exemple, le taux d'actualisation ne pourrait plus être abaissé en dessous de 3,5 % et les pouvoirs de la Commission des provisions nucléaires seraient rognés, ce qui altérerait la transparence du fonds.

L'ONDRAF<sup>67</sup> note ce qui suit au sujet de la taille et de la disponibilité des ressources (p. 159) : *« Bien que les mécanismes mis en place semblent assurer de manière satisfaisante l'existence des provisions nucléaires, ils n'assurent que de façon relativement satisfaisante la suffisance de ces provisions et portent à peine sur leur disponibilité ».*

#### IV.2.2 Solvabilité d'Electrabel

Le score de crédit d'Electrabel est important, car il détermine la capacité de prêt de SYNATOM aux propriétaires des centrales nucléaires. Selon l'accord passé entre l'État belge et Electrabel, la notation utilisée à cet effet est celle de Moody's ou de Standard & Poor's. Seul Moody's a établi une notation pour Electrabel, qui est Baa1<sup>68</sup>, soit la notation la plus basse qui autorise une capacité de prêt maximale.

Creditsafe, une autre société d'évaluation des risques de crédit, a attribué à Electrabel une cote de crédit de 60/100 pour 2017, ce qui représente une forte baisse par rapport aux 82/100 attribués en 2016.

L'analyse des comptes annuels<sup>69</sup> d'Electrabel pour les quatre derniers exercices permet également d'aboutir aux résultats qui suivent. Dans la figure ci-dessous, nous voyons que ses fonds propres sont passés de 22 à 18 milliards d'euros depuis 2014, tandis que sa dette est passée de 28 à 33 milliards d'euros. En conséquence, le ratio des fonds propres sur le total du bilan, qui donne une idée de la solvabilité d'Electrabel, a également été réduit de 41,3 % à 35 %.

---

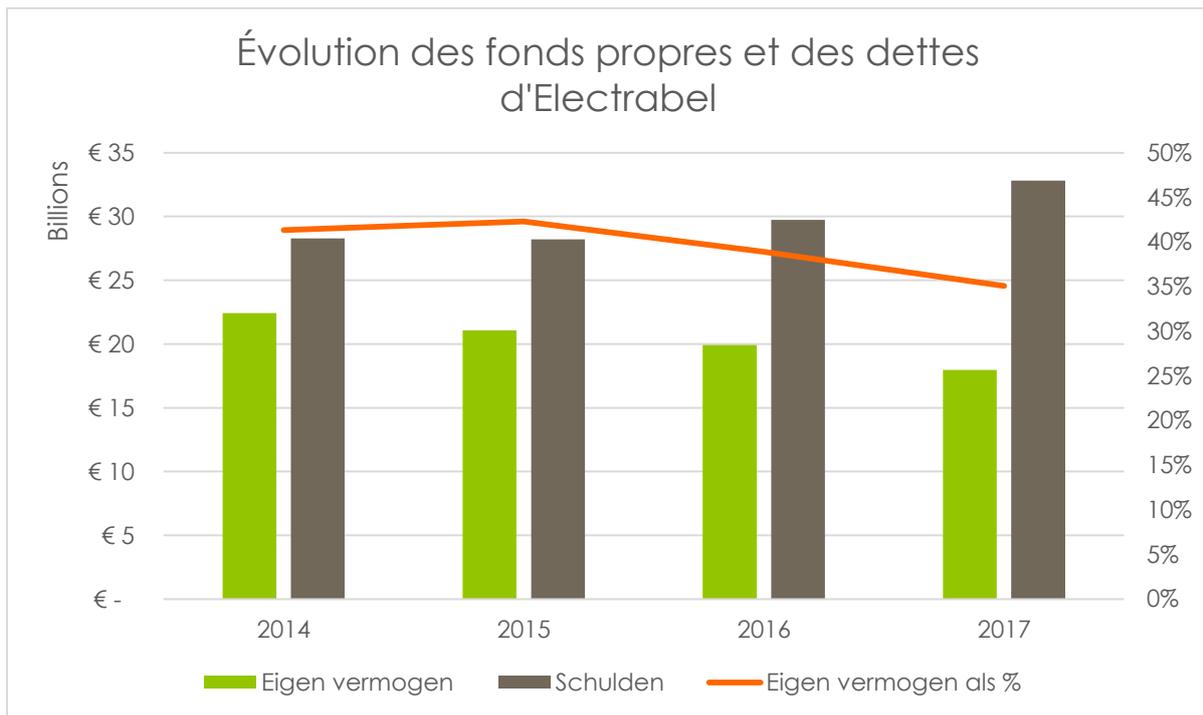
<sup>65</sup> <https://www.tijd.be/nieuws/archief/Regering-maakt-vuist-tegen-Engie/10015898>

<sup>66</sup> <https://www.lecho.be/dossier/nucleaire/engie-revient-par-la-fenetre-dans-le-dossier-des-provisions-nucleaires/10027796.html>

<sup>67</sup> Quatrième rapport d'inventaire du passif nucléaire de l'ONDRAF à sa tutelle (période 2013-2017)

<sup>68</sup> <https://www.moody.com/credit-ratings/Electrabel-SA-credit-rating-805500>

<sup>69</sup> Les comptes annuels et les ratios financiers ont été obtenus via Creditsafe.



Le ratio de solvabilité mentionné dans la loi, sur lequel se fonde le pourcentage des fonds que SYNATOM peut prêter aux propriétaires de centrales nucléaires est calculé différemment, comme stipulé dans une convention<sup>70</sup> passée entre l'État belge et Electrabel. Le ratio D/D+E est égal aux dettes financières nettes<sup>71</sup> divisées par la somme de ces dettes et des fonds propres. Par cette formule, Electrabel obtient un ratio de 54 % en 2017, ce qui est inférieur au seuil de 65 %. Si ratio atteint 65 %, la capacité de prêt de SYNATOM (max. 75 %) aux propriétaires des centrales nucléaires va diminuer systématiquement. Par rapport aux années précédentes, ce ratio a augmenté : en 2014, il n'était que de 41,5 %.

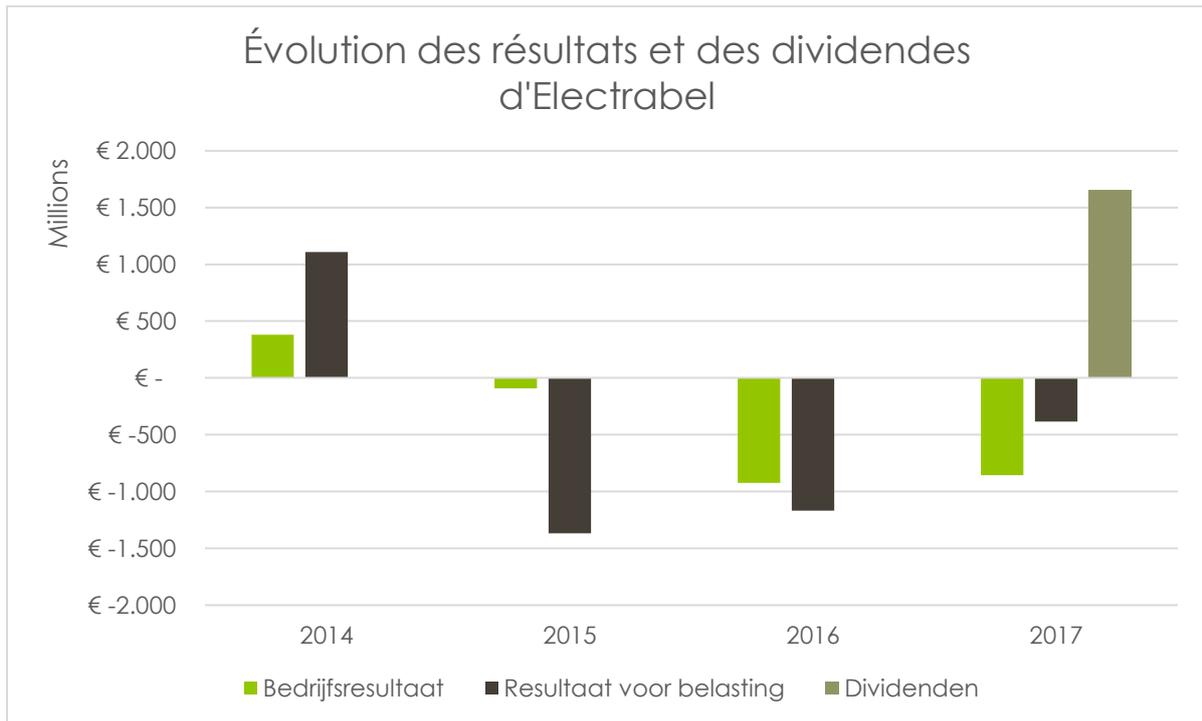
Les résultats d'Electrabel ont été négatifs au cours des trois dernières années (voir figure ci-dessous). L'an dernier, le résultat d'exploitation s'élevait à -857 millions d'euros et le résultat avant impôts à -385 millions d'euros. Cette différence s'explique par la bonne tenue du résultat financier dû à «*la forte croissance du résultat financier non récurrent qui s'explique en majeure partie par une plus-value (1,1 milliard d'euros) réalisée lors de la distribution d'un dividende payable en nature sous forme de titres d'ELECTRABEL France à ENGIE S.A.*».<sup>72</sup>

Malgré ces résultats négatifs, un dividende de 1,6 milliard d'euros a été versé l'an dernier à l'actionnaire, en l'occurrence Engie, comme mentionné dans la citation ci-dessus.

<sup>70</sup> <http://www.dekamer.be/FLWB/pdf/50/2238/50K2238001.pdf>

<sup>71</sup> Dettes financières de plus d'un an + dettes financières échéant dans l'année — valeurs disponibles — placements de trésorerie

<sup>72</sup> p.53 — Comptes annuels Electrabel 2017



### IV.2.3 Solvabilité d'Engie

Pour se faire une idée de la solvabilité d'Engie, les notations Moody's et Standard & Poor's sont présentées dans le tableau ci-dessous. Chez Moody's, une tendance négative est visible.

Moody's		Standard & Poor's	
27/04/2016	A2	29/04/2016	A-
04/02/2011	A1		
18/07/2008	Aa3		

### IV.2.4 Engie souhaite-t-elle se débarrasser de Synatom ?

Le journal l'Écho du 3 juillet 2018<sup>73</sup> affirme que des négociations ont lieu en coulisses au sujet du fonds Synatom et du rôle futur d'Engie dans celui-ci.

Selon l'Écho, les chefs de cabinet de Charles Michel (Rudy Volders) et de Marie-Christine Marghem (Anne Junion), ainsi que Pierre Mongin (directeur général adjoint chez Engie), Philippe Van Troeye (CEO Engie Benelux) et Dimitri Stroobants, ancien CFO d'Engie, se concertent à haut niveau. Etienne Davignon serait également présent.

L'Écho avait déjà révélé en mai qu'Engie aurait eu l'intention de se départir d'au moins certaines de ses responsabilités (et des risques associés) en lien avec Synatom. Mais de leur propre aveu, ce plan se serait heurté à un «niet» de Marie-Christine Marghem et Charles Michel. Sur quoi, Marie-Christine Marghem préparerait elle-même un amendement (lire «resserrement») de la Loi Synatom. Les principaux changements consisteraient à renforcer le rôle de la CPN au moyen d'un droit de veto et à augmenter les garanties lorsque l'argent de Synatom est prêté à Engie. Engie craint que ces règles plus strictes n'aient une incidence négative sur sa cote et elle se tient donc sur la défensive à la table de négociation, dicit l'Écho.

Le fait que la CPN elle-même ait rédigé un projet de loi visant à renforcer la législation actuelle est à la fois intéressant et inquiétant. Intéressant, car il s'agit des seuls experts de l'État qui ont accès à toute l'information et sont donc très bien placés pour se faire une idée de la situation. Inquiétant, car cela soulève évidemment de graves questions s'ils estiment, en tant qu'experts, que la législation actuelle ne suffit pas à garantir une disponibilité suffisante des provisions. En tant que ministre compétente, madame Marghem ne s'est pas encore prononcée sur cette proposition, même si cette dernière date de plus de six mois. Nous pensons qu'il serait opportun que le texte de ce projet de loi soit rendu public le plus rapidement possible et qu'un débat soit organisé à son sujet afin qu'à l'automne, le Parlement puisse en débattre et prendre une décision en toute connaissance de cause et en disposant d'informations sur la position de tous les acteurs concernés.

Un ancien dirigeant d'Engie<sup>74</sup> a également affirmé qu'Engie va tenter de transférer les risques à l'État belge. La recherche d'investisseurs pour l'actuelle Electrabel est en effet impossible en raison des risques nucléaires qui pèsent sur l'entreprise. Mais l'ancien dirigeant y voit aussi

<sup>73</sup> L'Écho du 3 juillet 2018

<sup>74</sup> <http://www.lalibre.be/economie/libre-entreprise/engie-veut-se-debarrasser-coute-que-coute-de-l-ardoise-nucleaire-5b4613b45532692548049f81>

d'autres responsables. Ainsi, l'ONDRAF ne serait pas encore en mesure de faire une estimation crédible des coûts de la gestion des déchets et l'État belge n'aurait pas exercé un contrôle suffisant sur ce point.

Au lieu de faire valoir une garantie par l'intermédiaire d'Engie, l'État belge peut légiférer pour que les actifs d'Electrabel ne tombent pas en dessous d'une certaine limite. Cette limite correspondrait au coût d'un « scénario du pire ». Engie ne pourrait ainsi pas reprendre les actifs d'Electrabel et en faire une coquille vide. Une autre recommandation formulée par l'ancien dirigeant est que les ressources actuelles du Fonds Synatom soient gelées et ne puissent plus être prêtées à Electrabel. Ainsi, il y aurait une vision claire de la localisation de ces ressources et des risques associés, alors qu'Engie-Electrabel est actuellement libre d'investir ces montants.

## 5. RECOMMANDATIONS

---

La situation actuelle des provisions destinées au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion du combustible usé soulève d'importantes questions, tant en ce qui concerne leur montant que leur disponibilité. Dans ce chapitre, nous présentons des solutions alternatives pour en assurer la gestion.

### V.1 La protection des provisions de SYNATOM

Nous esquissons ici deux voies complémentaires.

#### V.1.1 Modifier les dispositions légales relatives à la politique d'investissement de SYNATOM

La Loi de 2003 prévoit que SYNATOM peut prêter de l'argent à Electrabel à concurrence de 75 % du montant total des provisions. Bien que la loi prévoit un mécanisme de sécurité pour cette opération, notamment en suivant la notation de crédit d'Electrabel, un risque important subsiste. Ramener le plafond de 75 à 0 % réduirait considérablement ce risque. Cela signifierait que la contre-valeur de toutes les provisions ne pourrait être investie que conformément aux dispositions fixées dans la loi :

- Les actifs concernés doivent être étrangers à Electrabel et Engie ;
- La politique d'investissement de SYNATOM doit être suffisamment diversifiée ;
- Les prêts à des personnes morales autres qu'Electrabel et Engie restent possibles. Les modalités des prêts et garanties à accorder par les bénéficiaires des prêts de SYNATOM doivent être fixées par convention. Ces conventions doivent préalablement être approuvées par la Commission des provisions nucléaires, qui vérifie qu'elles respectent les dispositions légales.

En d'autres termes, cela ne signifie pas que les provisions nucléaires devraient rester dans SYNATOM, mais elles ne pourraient être investies que dans des actifs sûrs, avec un contrôle clair par la Commission des provisions nucléaires.

En outre, une disposition claire doit porter sur la transparence des fonds investis. Par exemple, la disponibilité des ressources prêtées par SYNATOM, peu claire aujourd'hui, peut devenir plus visible en demandant à la CPN de rendre compte de leur localisation.

Avantages :

- il s'agit d'une adaptation relativement limitée de la situation actuelle ;
- elle peut être très rapide (aucun nouvel organisme n'a besoin d'être créé).

Inconvénients :

- bien que donnant une meilleure garantie de la disponibilité des provisions, cette garantie est moindre que dans le cas du transfert des provisions à une autre institution.

## V.1.2 Imposer des règles de gouvernance à SYNATOM

Cette option permet de renforcer les garanties de la bonne gestion des provisions par l'amélioration de la gouvernance de l'entreprise. Elle réduit le risque d'adopter des décisions qui seraient favorables à l'actionnaire, mais mauvaises pour SYNATOM.

Le «Code Buysse», du nom de Paul Buysse, président du comité qui l'a élaboré, est la référence en matière de gouvernance d'entreprise dans notre pays pour les sociétés non cotées. Sa troisième version a été publiée en mai 2017.<sup>75</sup> Le code s'applique donc également à la gouvernance de SYNATOM.

Un chapitre important du Code concerne le Conseil d'administration, qui « constitue le pivot entre les actionnaires, le management et les autres parties prenantes ». Le code recommande d'inclure des administrateurs externes au sein du Conseil d'administration. Il s'agit « d'administrateurs qui n'appartiennent ni à la direction ni à l'actionnariat de contrôle. Ce qui est crucial, c'est leur autorité objective qui est fondée sur leur compétence et leur bonne relation avec la direction de l'entreprise et qu'ils pourront faire valoir dans l'intérêt de l'entreprise. »

Pour autant que nous puissions en juger sur la base des informations rendues publiques<sup>76</sup>, le conseil d'administration de SYNATOM ne comprend pas d'administrateurs externes. Six des sept administrateurs seraient des employés d'Engie ou d'Electrabel et le septième, l'administrateur délégué, est un ancien employé d'Electrabel. Par ailleurs, dans le cadre de l'exercice de l'action privilégiée de l'État belge, deux personnes représentent le gouvernement, mais ces dernières ne peuvent guère être considérées comme des administrateurs « externes ». Le conseil d'administration de SYNATOM ne comprend donc aucun administrateur externe. Marie-Christine Marghem, ministre de l'Énergie, le rappelle à SYNATOM depuis deux ans et les représentants du gouvernement l'auraient également rappelé lors de l'assemblée générale de 2018, mais apparemment sans suite concrète. La présence d'administrateurs externes pourrait améliorer la gestion de SYNATOM et empêcher l'instrumentalisation de l'entreprise dans l'intérêt de l'actionnaire, ce qui est susceptible d'entraîner des risques importants pour la population dans la mesure où un passif nucléaire important pourrait être créé.

Une possibilité serait d'imposer des règles de gouvernance par le biais de dispositions légales, à l'instar de ce qui est fait pour le gestionnaire de réseau de transport ELIA.<sup>77</sup> L'une de ces dispositions légales est la suivante :

– Le Conseil d'administration du gestionnaire de réseau est composé exclusivement d'administrateurs non exécutifs et d'au moins la moitié d'administrateurs indépendants. Un administrateur indépendant est un administrateur non exécutif qui « répond aux conditions de l'article 524, § 4, du Code des Sociétés et n'a pas exercé au cours des vingt-quatre mois précédant sa désignation, une fonction ou activité, rémunérée ou non, au service d'un producteur autre qu'un auto-producteur, de l'un des propriétaires du réseau, d'un gestionnaire de réseau de distribution, d'un intermédiaire, d'un fournisseur ou d'un actionnaire dominant. »

---

<sup>75</sup> [http://www.codebuysse.com/downloads/CodeBuysseIII\\_FR.pdf](http://www.codebuysse.com/downloads/CodeBuysseIII_FR.pdf)

<sup>76</sup> Selon Christine Scharff dans l'Écho du 24 mai 2018

<sup>77</sup> Voir l'article 9 de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

- La CREG se prononce à l'unanimité sur l'indépendance des administrateurs indépendants.
- Outre leur indépendance, ces administrateurs sont nommés par l'Assemblée générale en partie en raison de leurs connaissances en matière de gestion financière et en partie en raison de leurs connaissances techniques.
- Le Conseil d'administration du gestionnaire de réseau établit au moins un comité d'audit, un comité de rémunération et un comité de gouvernance composé de certains de ses membres.
- Le comité d'audit, le comité de rémunération et le comité de gouvernance sont composés exclusivement d'administrateurs non exécutifs et se composent en majorité d'administrateurs indépendants.

Ces dispositions peuvent sembler ambitieuses d'un point de vue belge, mais elles n'entravent pas le fonctionnement d'ELIA, bien au contraire. Selon de nombreux observateurs, le gestionnaire du réseau a très bien travaillé ces dernières années.

Par analogie avec les dispositions en vigueur pour ELIA, des règles de bonne gouvernance pourraient donc être imposées à SYNATOM par une modification de la Loi du 11 avril 2003 relative aux dispositions prises pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible nucléaire usé dans ces centrales nucléaires. La CREG ou la Banque Nationale de Belgique pourraient être appelées à donner un avis préalable sur la nomination d'administrateurs indépendants ou externes à SYNATOM.

Avantages :

- il s'agit d'une adaptation relativement limitée de la situation actuelle ;
- il s'agit d'une démarche évidente, car elle ne porte que sur la mise en œuvre d'une recommandation formulée par l'industrie elle-même ;
- elle peut être très rapide (aucun nouvel organisme n'a besoin d'être créé).

Inconvénients :

- bien que donnant une meilleure garantie de la disponibilité des provisions, cette garantie est moindre que dans le cas du transfert des provisions à une autre institution.

## **V.2 Le transfert des provisions de SYNATOM à un organisme public**

Plusieurs pistes existent. Nous en esquissons trois.

### **V.2.1 L'ONDRAF**

L'ONDRAF constitue des provisions pour financer la gestion à long terme des déchets radioactifs. Elle gère plusieurs fonds, dont le « fonds à long terme ». Ce fonds est destiné à financer les coûts de construction et d'exploitation des installations d'entreposage et de stockage des déchets radioactifs. Il est financé par des institutions et des entreprises qui utilisent et utiliseront les services de l'ONDRAF. La gestion à long terme du Fonds est assurée par le « Comité consultatif et d'audit ».

L'ONDRAF a donc déjà de l'expérience dans la gestion de fonds, ce qui est évidemment un avantage important. L'ONDRAF a pour mission juridique d'établir tous les cinq ans un inventaire des passifs nucléaires. Il examine également les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion du combustible usé. Le Directeur général de l'ONDRAF

est membre de la Commission des provisions nucléaires. Cette Commission soumet ses décisions et avis sur l'existence et l'adéquation des installations nucléaires à l'ONDRAF pour avis conforme.

La question est de savoir si un conflit d'intérêts ne pourrait pas survenir. Si l'ONDRAF devait plaider en faveur d'une augmentation des provisions pour des raisons objectives, on pourrait la soupçonner de rechercher son propre intérêt, car cela pourrait la conduire à gérer davantage de fonds. De tels doutes quant à l'objectivité de l'ONDRAF porteraient atteinte à la légitimité de l'ONDRAF et de la Commission des provisions nucléaires.

Avantages :

- l'ONDRAF a beaucoup d'expérience dans la gestion de ce type de fonds ;
- l'ONDRAF connaît bien la question nucléaire ;
- les provisions de l'ONDRAF, en tant qu'organisme public, sont plus sûres que chez SYNATOM

Inconvénients :

- il peut y avoir conflit d'intérêts, ou apparence de conflit d'intérêts, étant donné que l'ONDRAF mène une politique qui a un impact sur le niveau des provisions.

## V.2.2 L'Administration générale de la Trésorerie (ci-après dénommée l'« AGTrés »)

La mission historique de l'AGTrés était de gérer le trésor belge. Dans l'intervalle, elle a été étendue à de nouvelles tâches telles que la gestion du Fonds de garantie et la dématérialisation des titres.

La loi pourrait conférer une nouvelle compétence à l'AGTrés, à savoir la gestion des provisions nucléaires.

Il va sans dire que l'AGTrés dispose d'une très large expérience dans la gestion de ressources financières.<sup>78</sup>

Avantages :

- l'AGTrés dispose d'une grande expertise en matière de marchés et d'instruments financiers ;
- l'AGTrés n'a aucun lien avec le secteur nucléaire et ne peut donc être mis sous pression par SYNATOM, Electrabel ou Engie en liant le dossier des provisions à un autre dossier ;
- les provisions sont ici bien plus en sûreté qu'avec SYNATOM.

Inconvénients :

- une loi doit être adoptée, ce qui prend du temps ;
- pour l'AGTrés, la question nucléaire est nouvelle et il lui faudra donc du temps pour la maîtriser.

---

<sup>78</sup> Le directeur général de l'AGTrés est également l'un des cinq membres effectifs de la Commission des provisions nucléaires

### V.2.3 La création d'un nouveau «Fonds national des provisions nucléaires».

Une troisième voie consiste en la création d'un nouveau fonds, le «Fonds national des provisions nucléaires». Une loi créerait une nouvelle institution publique dotée de la personnalité juridique et déterminerait, entre autres : les objectifs et missions du fonds, la composition et les tâches du Conseil d'administration, les tâches du directeur général, les dispositions relatives aux règles de placement, les rapports au gouvernement et au parlement, et le contrôle du fonds. Il va sans dire que l'organe directeur du Fonds et le département opérationnel qui le gère doivent disposer de l'expertise financière nécessaire.

Avantages :

- Les provisions sont plus en sûreté que chez SYNATOM ;
- il n'y a aucun risque de conflit d'intérêts.

Inconvénients :

- cette approche nécessite l'adoption d'une nouvelle loi et la création d'une toute nouvelle institution, ce qui prendra un certain temps ;
- il sera nécessaire de trouver des directeurs et du personnel possédant l'expertise nécessaire.

### V.2.4 Dispositions communes

Dans les trois approches décrites ci-dessus, il est possible que les institutions puissent, à court ou à long terme, gérer les provisions d'autres entreprises et/ou institutions. C'est le cas, par exemple, de Belgonucleaire ou du Centre belge de recherche nucléaire.

Un deuxième point commun aux trois approches est la nécessité de définir des lignes directrices pour la gestion des provisions. Évidemment, compte tenu des montants et de l'horizon temporel, il faut faire preuve d'une grande prudence à cet égard. Pour y parvenir, on peut se référer à l'Arrêté Royal instaurant le fonds à long terme de l'ONDRAF.<sup>79</sup> Celui-ci stipule notamment ce qui suit : *«Les disponibilités à moyen et long terme de l'organisme ou gérées par l'organisme et destinées à l'exécution des tâches et missions opérationnelles confiées à l'organisme par le présent arrêté doivent être investies en titres de créances exprimés en Euros émis ou garantis par un État membre de la Communauté européenne, par ses collectivités publiques territoriales ou par des organismes internationaux à caractère public dont un ou plusieurs États membres font partie.»*

Une question qui se pose ici est de savoir quand les provisions doivent être transférées de SYNATOM à l'autorité publique. Il convient de faire une distinction entre les deux types de provisions :

- Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires devraient être transférées dès que possible, car ces coûts devront de toute façon être supportés, et sont peu influencés par le fait qu'un réacteur nucléaire ferme en 2022 ou en 2025.

---

<sup>79</sup> Arrêté royal du 1er mai 2006 modifiant l'arrêté royal du 30 mars 1981 déterminant les missions et fixant les modalités de fonctionnement de l'organisme public de gestion des déchets radioactifs et des matières fissiles.

- La situation est différente pour le combustible usé, car les provisions à constituer dépendent des quantités de combustible utilisées. On pourrait prévoir que les provisions sont liées au déchargement du combustible usé des réacteurs nucléaires, car à partir de ce moment, les quantités de combustible usé sont connues.

Il appartient au législateur d'établir une période transitoire plus ou moins longue pour le transfert des provisions vers l'organisme public.

## 6. Conclusions

---

Le présent rapport s'est penché sur SYNATOM, et en particulier sur les provisions financières destinées à la couverture des coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion des combustibles usés.

Il montre que ces coûts varient considérablement d'un pays à l'autre, ce qui ne fait que renforcer l'incertitude quant à leur évolution future. En Belgique, l'ONDRAF publie tous les trois ans de nouvelles estimations de ces coûts. Les deux derniers rapports ont été brièvement décrits, ainsi que l'évolution des coûts entre ces rapports. Nous avons constaté que les coûts du démantèlement ont augmenté deux fois dans les deux derniers rapports, et la deuxième fois, de 40 %.

En étudiant les ressources actuelles et la disponibilité du fonds SYNATOM, deux choses sautent aux yeux. Premièrement, les ressources sont actuellement suffisantes pour couvrir la valeur actualisée des coûts futurs, mais comme indiqué ci-dessus, le montant de ces coûts est très incertain. Deuxièmement, les ratios de solvabilité et les ratios financiers d'Electrabel ont connu une évolution négative au cours des quatre dernières années. Nous avons constaté une tendance négative similaire pour Engie, confirmée par deux déclassements de ses notations de crédit au cours des sept dernières années. Cette évolution peut avoir une incidence négative sur la disponibilité des fonds.

Enfin, nous avons formulé quelques recommandations. Ainsi, les provisions peuvent être transférées à une institution publique telle que l'ONDRAF, l'Administration générale de la trésorerie ou un nouveau fonds, ce qui constituerait une option plus sûre que le modèle actuel. Dans l'intervalle, les provisions peuvent rester dans le giron de SYNATOM, sous réserve de modifications de sa politique d'investissement et de transparence, ou de l'imposition de règles de gouvernance.