

## DÉLIBÉRATION n°2025-204

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juillet 2025 portant avis sur le projet de décret relatif aux principes méthodologiques régissant les évaluations des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pris en application de l'article L. 336-16

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.**

## 1. Cadre juridique

Par un courrier daté du 9 juillet 2025 et reçu le 16 juillet 2025, les ministres en charge de l'économie et de l'énergie ont saisi pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un projet de décret, pris en application des dispositions de l'article L. 336-16 du code de l'énergie introduit par l'article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025<sup>1</sup> (ci-après « Article 17 »).

L'article dispose à ce titre qu'un « décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, détermine les conditions d'application du présent chapitre, notamment :

« 1° Les principes méthodologiques régissant les évaluations mentionnées à l'article L. 336-3 ainsi que les conditions dans lesquelles elles sont régulièrement mises à jour ;

« 2° Les périodes d'évaluation des revenus de l'exploitation des centrales électronucléaires historiques mentionnées à l'article L. 336-9 ;

« 3° Les périodes infra-journalières pertinentes d'injection d'électricité dans le système électrique mentionnées à l'article L. 336-11, les produits représentatifs mentionnés au même article L. 336-11 et les conditions dans lesquelles les prix de ces produits sont calculés et constatés ;

« 4° La régularité, les échéances et les conditions de communication aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie des estimations mentionnées à l'article L. 336-15 et les conditions dans lesquelles le public est informé de ces estimations et du montant de la minoration du prix de fourniture applicable le cas échéant. ».

Ce projet de décret est le deuxième texte réglementaire soumis à la CRE pour avis encadrant le dispositif de partage des revenus tirés de l'exploitation des centrales électronucléaires historiques par EDF qui sera mis en œuvre à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026. La CRE s'est déjà prononcée sur un projet de décret<sup>2</sup> portant sur la comptabilité appropriée, c'est-à-dire les 2°, 3° et partiellement 4° de l'article L. 336--16 susmentionné.

<sup>1</sup> [LOI n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025](#)

<sup>2</sup> Délibération n°2025-152 de la CRE du 11 juin 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 336-16 du code de l'énergie introduit par l'article 17 de la loi de finances pour 2025.

Le présent projet de décret précise les principes méthodologiques, visés par le 1° de l'article L. 336-16 du code de l'énergie, régissant l'évaluation des coûts complets de production de l'électricité des centrales électronucléaires historiques, que la CRE réalise en application de l'article L. 336-3 du code de l'énergie.

## 2. Contexte du nouveau dispositif de régulation des revenus de la production d'électricité nucléaire

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010<sup>3</sup> (dite « loi NOME »), prend fin le 31 décembre 2025. A compter de cette date, les fournisseurs et gros consommateurs d'électricité précédemment bénéficiaires des volumes ARENH devront s'approvisionner sur le marché de l'électricité ou à partir de leur propre production, notamment pour la construction des offres de fourniture. Symétriquement, l'exploitant historique du parc nucléaire, EDF, valorisera intégralement sa production sur la base des prix de gros. Les volumes précédemment commercialisés via l'ARENH s'ajouteront aux échanges actuels et apporteront une liquidité supplémentaire aux diverses échéances, dans le cadre d'un rôle accru des marchés de gros.

L'Article 17 introduit un nouveau dispositif de régulation des revenus de l'exploitation des centrales électronucléaires historiques poursuivant un triple objectif :

- permettre à EDF de dégager les moyens de financer ses investissements futurs, notamment dans le nouveau nucléaire ;
- stabiliser les prix de l'électricité pour les consommateurs ;
- préserver la compétitivité de l'industrie française.

Ce dispositif tel que défini par l'Article 17 s'articule autour de deux mécanismes :

- 1) **Une taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire** assise sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF : au-delà d'un premier seuil dit « de taxation », 50 % des revenus générés par le parc nucléaire d'EDF seront taxés et 90 % au-delà d'un second seuil dit « d'écrêtement ». Le niveau de ces seuils sera déterminé par voie réglementaire de façon à permettre à EDF de répondre aux enjeux de financement de long terme de ses investissements futurs mais également de faire bénéficier aux consommateurs français de sa compétitivité. Ces seuils sont égaux au produit de la production d'électricité nucléaire historique sur une année civile par le tarif de taxation ou d'écrêtement qui sont définis par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie et qui sont déterminés de la manière suivante selon les articles L. 322-75 et L. 322-76 du code des impositions sur les biens et services (CIBS) :
  - tarif de « taxation » à 50 % = coûts complets de production nucléaire + [5 €/MWh ; 25 €/MWh] ;
  - tarif « d'écrêtement » à 90 % = coûts complets de production nucléaire + [35 €/MWh ; 55 €/MWh].
- 2) **Une redistribution des montants issus de la taxe** à travers une minoration des prix de l'électricité : elle s'applique à l'ensemble des consommateurs finals d'électricité ayant conclu un contrat de fourniture selon des paramètres qui seront précisés par voie réglementaire et qui pourront, aux termes de l'article L. 337-3-6 du code de l'énergie, « être modulé[s] en fonction du moment de la consommation et de son ampleur, du prix de fourniture et du profil de consommation ».

Afin d'établir le niveau des tarifs précités à partir desquels la taxe s'appliquera, l'article L.336-3 du code de l'énergie introduit par l'Article 17 dispose que la CRE évalue, au moins tous les trois ans, les coûts complets de production du parc nucléaire historique d'EDF. L'article 17 prévoit que la CRE réalise la première évaluation au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2025. Cette échéance n'a toutefois pas pu être tenue en l'absence des principes méthodologiques régissant cette évaluation, ces derniers faisant l'objet du présent décret.

---

<sup>3</sup> LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

La CRE a décrit plus précisément le mécanisme à l'occasion de son avis sur le projet de décret portant sur la comptabilité appropriée.

### 3. Contenu du projet de décret et analyse de la CRE

#### 3.1. Principes méthodologiques

Le projet de décret introduit au code de l'énergie un article R. 336-7 définissant, dans son I, les coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques comme la somme des « *charges d'investissements prévisionnelles* » et des « *charges d'exploitation prévisionnelles* ».

Ce même article précise, au II, que « *Seules les charges prévisionnelles supportées **comptablement** entre le 1<sup>er</sup> janvier 2026 et l'arrêt définitif des centrales nucléaires historiques sont prises en compte dans l'évaluation des composantes mentionnées au précédent alinéa* ». L'article R. 336-8 du code de l'énergie introduit par le projet de décret précise, dans son I, que les charges d'investissement prévisionnelles comprennent, au titre de la période considérée :

« 1° les amortissements comptables et la rémunération du capital de la **base d'actifs comptable** constituée par les centrales électronucléaires historiques, y compris les nouveaux investissements affectés aux centrales électronucléaires historiques ;

« 2° le coût de portage financier du stock de combustible et de pièces de rechange. »

Il précise également, dans le II, que « le montant des capitaux de la **base d'actifs** est amorti sur l'hypothèse de durée de vie des centrales électronucléaires historiques établie conformément à l'article R. 336-10 et **rémunéré à un coût moyen pondéré du capital fixé** par la Commission de régulation de l'énergie en tenant compte d'une caractérisation du risque encouru par l'opérateur au regard des spécificités du cadre législatif et réglementaire français et de l'organisation du marché de l'électricité français. »

Il ressort des dispositions susvisées que le projet de décret retient une méthode de calcul d'approche « comptable » qui intègre, pour une année donnée, les dotations aux amortissements ainsi qu'une rémunération de la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations, mais exclut tout autre calcul de type « économique » visant à couvrir un loyer économique qui n'aurait pas de lien direct avec la comptabilité d'EDF.

#### Analyse de la CRE

Comme rappelé par la Cour des comptes dans son rapport sur les coûts du système de production électrique de 2021<sup>4</sup>, le principal enjeu de méthodologie de calcul des coûts du nucléaire porte sur la ventilation temporelle des dépenses d'investissement :

« *Le premier choix méthodologique à opérer consiste à rattacher des dépenses réalisées avant le début de la production, à certains moments du cycle de production, ou après l'arrêt de l'installation, à des volumes pluriannuels de production d'électricité. Pour chiffrer les coûts de production par unité de volume produite, il convient alors d'annualiser ces coûts pluriannuels afin de les attribuer à une production identifiée dans le temps.*

*Pour traiter cette question, on distingue principalement les méthodes d'inspiration dite comptable et les méthodes d'inspiration dite économique qui se déclinent sous de multiples variantes ».*

---

<sup>4</sup> L'analyse des coûts du système de production électrique en France, Cour des comptes, 15 septembre 2021.

La CRE s'était déjà prononcée à plusieurs reprises sur une méthode de calcul des coûts du nucléaire dans le cadre de la loi NOME, en particulier à l'occasion de son avis<sup>5</sup> sur l'arrêté du 5 mai 2011 fixant le prix de l'ARENH à 42 €/MWh à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012, de sa réponse à la Cour des comptes dans le cadre du rapport sur les coûts du nucléaire en 2012 et de son avis du 24 juillet 2014 sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique<sup>6</sup>.

La CRE a constamment considéré que la méthode de calcul devait être définie en fonction de l'objectif visé par la régulation. En particulier, les approches « économiques »<sup>7</sup> reflètent ce qu'un acteur consentirait à payer à EDF pour louer ses centrales nucléaires historiques plutôt que de les reconstruire, alors qu'une approche comptable confère la possibilité de transférer au consommateur l'avantage économique offert par le parc nucléaire déjà partiellement amorti et rémunéré. Certaines approches économiques permettent également au propriétaire de l'actif nucléaire d'être remboursé et rémunéré de ses investissements à hauteur de leur valeur réévaluée à la fin de leur durée de vie, c'est-à-dire de renouveler l'actif nucléaire à la fin de sa durée d'exploitation à hauteur de sa valeur réévaluée.

Au regard des objectifs poursuivis par la loi NOME s'agissant de l'ARENH, notamment celui inscrit à l'actuel article L. 336-1 du code de l'énergie qui ouvre ce dispositif à tous les fournisseurs d'électricité « *afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français* » et de celui invoqué dans les conclusions du rapport Champsaur « 2 » s'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité de garantir que « *le résultat comptable d'EDF demeure positif* », la CRE avait conclu que la méthode comptable était la plus pertinente pour refléter le coût du parc nucléaire au profit des consommateurs et le mode de calcul des tarifs réglementés par le passé.

La CRE estime qu'un changement de méthode de ventilation des coûts d'investissement en cours de vie de l'actif résulterait en une sur-couverture du capital engagé par exploitant<sup>8</sup>. De plus, ce choix permettait de ne pas prendre en compte le renouvellement du parc nucléaire qui devait faire l'objet d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés en application de l'actuel article L.336-8 du code de l'énergie.

En 2023, dans le cadre d'une lettre de mission, le Gouvernement a demandé aux services de la CRE de déterminer le coût du nucléaire existant<sup>9</sup> dans un schéma de régulation de la production nucléaire fondé sur un prix de vente garanti s'appliquant à la totalité de la production du parc nucléaire existant. Une synthèse de ce rapport a été publiée sur le site du Ministère de la Transition écologique le 19 septembre 2023. La CRE a calculé un coût complet du parc nucléaire existant en utilisant une approche comptable qui intégrait certaines briques de rémunération extracomptables identifiées.

Enfin, la CRE considère que la loi de finances pour 2025 permet de s'inscrire dans la continuité de ses analyses précédentes et de faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire d'EDF.

Par ailleurs, l'Article 17 de la loi de finances prévoit que les coûts de renouvellement du parc doivent faire l'objet d'une évaluation distincte des coûts du parc historique, ce qui rend certaines approches économiques fondées sur les coûts de renouvellement peu pertinentes.

---

<sup>5</sup> Délibération du 5 mai 2011 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique à 42 €/MWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

<sup>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2014 portant avis sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>7</sup> L'approche économique renvoie généralement à un calcul incluant une annuité constante sur une BAR réévaluée rémunérée à un CMPC réel contre une VNC (Valeur Nette Comptable) rémunérée à un CMPC nominal pour l'approche comptable

<sup>8</sup> Dans l'approche comptable, le loyer économique (amortissement + rémunération du capital) est plus élevé en début de vie de l'actif que dans l'approche économique et inversement en fin de vie de l'actif.

<sup>9</sup> Le parc nucléaire « existant » défini dans cette lettre de mission en 2023 correspond au parc nucléaire historique défini dans la loi de finances pour 2025.

La CRE accueille favorablement l'approche « comptable » du projet de décret qui assure une continuité avec les méthodes passées, évite un double comptage des coûts de renouvellement et permet de refléter, au bénéfice du consommateur, les coûts supportés pendant la période d'application de la taxe qui tiennent compte de l'amortissement et de la rémunération passés du parc.

### 3.2. Périmètre des coûts

Le projet de décret liste de manière exhaustive les briques de coûts pouvant être incluses dans l'évaluation des coûts complets. En complément des charges d'investissement précitées, le projet de décret (article R. 336-8 du code de l'énergie) liste les éléments suivants au titre des charges d'exploitation lorsqu'elles sont supportées comptablement au titre de la période d'évaluation :

« 1° les coûts liés au combustible nucléaire consommé durant la période, y compris les coûts futurs de traitement du combustible consommé ;

« 2° les coûts relatifs aux autres achats, nets de la production stockée ou immobilisée, sur la période ;

« 3° les charges de personnel concourant à la production d'électricité par les centrales électronucléaires historiques sur la période ;

« 4° le cas échéant, les dotations aux provisions attendues sur la période, nettes des reprises sur provisions, à l'exclusion des variations liées à l'actualisation des provisions ou à l'évolution du taux d'actualisation. Elles prennent en compte, le cas échéant, les variations relatives aux charges postérieures à l'arrêt définitif des centrales ;

« 5° les impôts, taxes et redevances de toutes natures supportés par l'opérateur des centrales au titre des centrales électronucléaires historiques, en dehors de l'impôt sur les sociétés et de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité mentionnée à l'article L. 322-67 du code des impositions sur les biens et services ;

"6° Le cas échéant, les avances versées au titre du renouvellement d'installations permettant le retraitement et la valorisation des combustibles usés, auquel cas des mesures particulières sont mises en œuvre afin d'éviter durablement tout double compte, notamment au regard des charges mentionnées au 1° et au 4°, conformément au IV de l'article R. 336-6."

#### Analyse de la CRE

Dans le cadre de son rapport de 2023, la CRE a estimé les coûts complets en considérant un cadre de régulation dans lequel le producteur vend la totalité de sa production nucléaire sur le marché de gros et de détail (hors contrats long terme) et dans lequel ce dernier est soumis à une régulation sous la forme d'un CfD (*Contract for Difference*) symétrique appliqué à un ruban d'énergie. Le contrat envisagé avec l'Etat représentait le principal vecteur financier permettant à l'exploitant de couvrir ses coûts et ses charges financières, contrairement à l'actuel projet de régulation qui s'inscrit dans une approche 100% marché.

En 2023, la CRE avait retenu une méthode de construction du coût complet principalement fondée sur une logique de coûts comptables. Le calcul effectué reposait sur un empilement des charges d'exploitation, des dotations aux amortissements des actifs immobilisés et de la rémunération de ces derniers. L'empilement de ces briques expliquait plus de 90% du coût complet du nucléaire existant et apparaît cohérent avec le projet de décret.

En complément de l'approche comptable, la CRE avait intégré au coût complet du parc nucléaire existant certaines composantes visant à couvrir des coûts futurs ou passés qui ne sont pas pris en compte dans la comptabilité d'EDF. Ces briques de coûts sont, à ce titre, qualifiées d'extracomptables, en ce qu'elles n'auraient pas de correspondance directe avec une charge constatée au compte de résultat au cours de la période de régulation. Ces briques servaient à mettre en cohérence le niveau de rémunération du parc nucléaire existant avec les spécificités de la régulation par un CfD symétrique.

Les briques extracomptables retenues dans le cadre du rapport de 2023 étaient au nombre de quatre :

- la compensation de la perte d'opportunité de rémunération liée à la constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés associés aux provisions pour engagements de long terme d'EDF (cf. 3.2.1) ;

- la compensation d'un éventuel déficit de rémunération passé liée à la constitution des provisions pour les engagements long terme du parc nucléaire et à la couverture des amortissements du parc nucléaire (cf. 3.2.2.1) ;
- la compensation des effets de la réforme des retraites des IEG mise en œuvre en 2004, qu'EDF a financée sur capitaux propres (cf. 3.2.2.2) ;
- la compensation anticipée des charges de post-exploitation supportées par EDF après la mise à l'arrêt définitif d'une tranche et avant le démarrage de la phase de démantèlement (cf. 3.2.3).

Outre ces quatre briques extracomptables, EDF avait demandé que soit prise en compte une cinquième brique extracomptable liée à l'intégration des intérêts intercalaires supportés pendant la construction des centrales (cf. 3.2.2.2). La CRE avait retenu une approche strictement comptable pour déterminer les dotations aux amortissements et l'assiette de rémunération du capital et avait donc refusé la demande d'EDF à ce sujet ce qui est cohérent avec la lettre de mission.

Le projet de décret transmis exclut ces briques extracomptables puisqu'il prend uniquement en compte les coûts d'investissements de la base d'actifs comptable et les charges d'exploitation supportées comptablement au titre de la période d'évaluation.

### 3.2.1. Compensation de la perte d'opportunité de rémunération liée à la constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés

La loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a mis en place l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de cantonner des actifs dédiés au financement des charges futures liées au démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets radioactifs. A ce titre, EDF constitue un portefeuille d'actifs dédiés contraint en termes de type d'actifs éligibles selon le niveau de risque et la diversification du risque.

Dans ce cadre, compte tenu du profil de risque requis des actifs éligibles, le rendement attendu du portefeuille d'actifs dédiés est contraint. Le taux d'actualisation des provisions associées est fixé de façon que le rendement cible du portefeuille d'actifs dédiés couvre les charges de désactualisation. Depuis la mise en place, par la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs<sup>10</sup>, de l'obligation légale pour chaque exploitant nucléaire d'affecter des actifs (les actifs dédiés) pour en sécuriser le financement<sup>11</sup>, le rendement annuel moyen du portefeuille a été d'environ 6,1%. Au 31 décembre 2024, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés s'élève à 40 320 M€, soit un taux de couverture des provisions associées de 104,7 %.

En 2023, la CRE avait estimé que, dans le cadre d'un schéma de régulation portant sur l'intégralité de l'actif de production, l'ajout d'une brique de rémunération extracomptable visant à compenser la perte d'opportunité liée à la rémunération des dotations aux actifs dédiés à un taux moindre que le CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital) du parc nucléaire était recevable.

Néanmoins la CRE avait précisé que cette composante de rémunération, n'ayant pas de charges afférentes, visait uniquement à compenser EDF d'une perte d'opportunité liée à l'obligation de sécuriser le financement des actifs dédiés, et que la suppression de cette brique ne viendrait en conséquence pas remettre en cause la couverture des coûts complets de production du parc nucléaire.

La CRE accueille favorablement l'absence de prise en compte d'une compensation de la perte d'opportunité de rémunération liée à la constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés dans l'évaluation des coûts complets.

<sup>10</sup> Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

<sup>11</sup> Cette obligation a été codifiée à l'article L. 594-2 du code de l'environnement.

### **3.2.2. Briques extracomptables visant à compenser un déficit de couverture passé**

Trois briques extracomptables visaient à compenser un éventuel déficit de couverture passé. Il s'agit des briques de compensation des effets de la réforme des retraites, de compensation d'un éventuel déficit de rémunération passé, de compensation des intérêts intercalaires.

#### **3.2.2.1. Compensation d'un éventuel déficit de rémunération passé**

En 2023, EDF a affirmé que, par le passé, le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité n'a pas permis de couvrir à la fois les coûts du capital, les amortissements et les provisions du parc nucléaire. Dans son rapport, la CRE a reconnu la légitimité du principe d'une brique destinée à compenser un déficit de financement de 2023 des provisions pour engagements de long terme, dans le cadre d'une régulation visant à garantir la couverture de l'intégralité des coûts de construction du parc, y compris les coûts de démantèlement, dès lors qu'il était établi que ces derniers n'avaient effectivement pas été couverts par le passé.

Le constat d'un déficit de couverture repose sur l'hypothèse que les déficits de rémunération passés sont affectés en priorité à la couverture des provisions et des dotations aux amortissements. Cette brique extracomptable ne constitue donc pas une compensation d'un déficit de financement des provisions : elle doit se comprendre comme une compensation d'un déficit de rémunération passé, dans un cadre de régulation intégrant un rejeu partiel des revenus passés visant à couvrir le CMPC sur la durée de vie du parc historique.

En 2023, la CRE avait considéré, qu'à l'instar de la brique actifs dédiés, la pertinence d'intégrer une brique de compensation du déficit de rémunération passé devait s'apprécier en cohérence avec le cadre de régulation sous-jacent. Ainsi, selon le schéma de régulation privilégié par les pouvoirs publics, la pertinence de cette brique de rémunération extracomptable aurait pu être réexaminée et dans tous les cas, la suppression de cette composante de rémunération, qui correspond à une préoccupation relative à la rémunération passée de l'opérateur, ne viendrait en tout état de cause pas remettre en question ni la couverture des coûts de production futurs du parc nucléaire, ni la capacité d'EDF à payer les coûts du démantèlement, les provisions pour engagements de long terme et le portefeuille d'actifs dédiés associé étant déjà constitués.

De plus, l'évaluation de cette brique est très dépendante des paramètres du modèle et notamment de l'hypothèse du taux de rémunération attendu dans le passé par EDF. En utilisant la méthode retenue en 2023 et en mettant à jour les paramètres financiers du modèle aux conditions de marché récentes, la CRE ne constate pas de déficit de rémunération lié aux provisions ou aux amortissements sur la période 1978-2024. La CRE considère qu'il n'y a pas eu de déficit de rémunération sur la période précédant la mise en place du dispositif de versement nucléaire universel, et qu'il n'y a pas lieu d'intégrer de compensation sur la période pendant laquelle ce dispositif serait en vigueur.

En utilisant la méthode du rapport 2023, la CRE évalue qu'il n'y pas de déficit de rémunération passé liée à la constitution des provisions pour les engagements long terme du parc nucléaire et à la couverture des amortissements du parc nucléaire à l'entrée de la période de la régulation « post ARENH ». Ainsi, la CRE accueille favorablement l'absence de prise en compte d'une telle brique de rattrapage sur cette période de régulation.

#### **3.2.2.2. Compensation des effets de la réforme des retraites et intérêts intercalaires**

##### **Compensation des effets de la réforme des retraites**

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières<sup>12</sup> a conduit à une réforme du financement du régime des retraites des IEG, notamment son adossement aux régimes des salariés du secteur privé.

---

<sup>12</sup> Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Dans le cadre de la mise en œuvre de la réforme, EDF a dû procéder à un certain nombre d'opérations financières, notamment le versement de soultes et la constitution de provisions, qu'elle a enregistrées en diminution de ses capitaux propres. Ces montants n'ayant jamais été portés au compte de résultat, ils n'ont pas été pris en compte dans ses coûts de production et n'ont donc pas été couverts par les tarifs de vente d'électricité.

En 2023, la CRE avait validé le principe de la brique de rémunération extracomptable liée au rattrapage du coût lié à la réforme des retraites de 2004, sur le fondement que ces coûts afférents au parc nucléaire n'avaient effectivement pas été couverts par le passé.

### Intérêts intercalaires

Les intérêts intercalaires, tels que définis par EDF, correspondent au coût du capital engendré par le financement des dépenses d'investissement pendant la construction. Dans le cas du nucléaire historique, les fonds mobilisés lors de la construction des centrales engendrent un coût du capital significatif avant la mise en service en raison de la durée importante des chantiers. EDF calcule la prise en compte de cette brique comme la rémunération au CMPC des immobilisations en cours passées capitalisée dans la base d'actifs lors de la mise en service, rémunération qu'il considère n'avoir pas été couverte dans le passé.

Les normes comptables françaises et IFRS permettent d'intégrer à la valeur brute immobilisée les coûts d'emprunt nécessaires à la mise en service de l'investissement et qui produira un avantage économique futur. Cette option a été retenue par EDF dans ses comptes établis en norme IFRS à compter de 2009, avec application rétroactive à 2005 pour l'EPR de Flamanville (FLA 3). Ainsi au 31 décembre 2024, 3 492 M € sont intégrés comptablement à la base d'actifs de FLA 3. Cette opération comptable permet de refléter le coût de la dette supporté par EDF par le passé, mais pas le coût des capitaux propres. C'est pour cela qu'EDF demande, pour FLA 3, d'ajouter une brique supplémentaire qui consiste à compenser EDF de l'écart entre le coût moyen pondéré du capital (coût de la dette et coûts des capitaux propres) engendré par la construction de FLA 3 et ces coûts de la dette intégrés comptablement.

S'agissant du parc historique hors FLA3, la CRE considère qu'il n'est pas possible d'établir avec certitude que les intérêts intercalaires n'ont pas été couverts par le passé, soit au fil de l'eau lors de la construction, soit au travers d'une rémunération et d'un amortissement de leur valeur capitalisée depuis la mise en service du parc, et qu'il n'est pas non plus possible d'estimer un éventuel déficit de couverture de ces derniers.

S'agissant de FLA3, sa construction a eu lieu majoritairement pendant la période de l'ARENH dans laquelle les revenus d'EDF dépendaient en partie des prix marché et pas intégralement d'une régulation portant sur des tarifs réglementés. Dans ce contexte, la CRE ne dispose pas d'éléments de type comptable pour estimer une éventuelle sous-couverture des coûts de portage financier liés à la construction de FLA 3.

La CRE estime que, dans le cadre d'une régulation cherchant à prendre en compte les déficits de couverture des coûts d'EDF dans le passé :

1/ la brique de couverture du rattrapage retraite pourrait être intégrée à l'évaluation des coûts, la CRE pouvant établir avec certitude que le cadre réglementaire de l'époque n'en a pas permis la couverture.

2/ la brique de couverture des intérêts intercalaires du parc historique hors FLA3 peut être exclue de l'évaluation des coûts, la CRE estimant impossible d'établir avec certitude qu'ils n'ont pas été couverts par le passé.

3/ une brique cherchant à prendre en compte les déficits de couverture des coûts d'EDF pour une éventuelle sous-couverture des coûts de portage financier liés à la construction de FLA 3 dans le passé pourrait être intégrée. La CRE ne dispose cependant pas d'éléments de type comptable pour être en mesure de l'estimer, et cette estimation demanderait des analyses plus approfondies.

La CRE prend néanmoins acte que le projet de décret ne prend pas en compte d'éventuels déficits de couverture des coûts d'EDF dans le passé. La méthode de calcul retenue ne remet en effet pas en cause la couverture des coûts de production futurs du parc nucléaire historique, c'est-à-dire ceux encourus pendant la période sur laquelle porte l'évaluation, les coûts du démantèlement et les provisions pour engagements de long terme.

Enfin, la CRE rappelle par ailleurs que la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement repose également sur la situation financière de l'exploitant. Les déficits passés, intégrés précédemment dans les briques extra-comptables, peuvent alternativement être considérés dans ces tarifs s'ils affectent l'équilibre financier d'EDF.

### 3.2.3. Post-exploitation

La phase de démantèlement d'une installation nucléaire de base (INB) débute à l'entrée en vigueur du décret démantèlement, soit environ 4 ans après la mise à l'arrêt définitif (MAD) de l'INB. La période de transition entre la phase de fonctionnement de l'INB, où celle-ci produit de l'électricité, et son démantèlement, est appelée phase de « post-exploitation ». Elle permet notamment à l'exploitant de mettre en œuvre un certain nombre de contraintes industrielles préalables au bon déroulement du démantèlement de l'INB, comme le refroidissement du combustible en piscine et son évacuation par lots, en attendant l'approbation de démantèlement par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR).

Le code de l'environnement distingue l'arrêt définitif du démantèlement des INB. Entre la phase d'arrêt définitif et le décret de démantèlement, l'INB est toujours soumise aux dispositions de son autorisation de mise en service. Les opérations préparatoires au démantèlement, qui ont chronologiquement lieu pendant la phase de fin d'exploitation, sont provisionnées au titre de la provision pour démantèlement car elles concourent aux opérations de démantèlement.

Les autres opérations de la phase de post-exploitation ne sont pas incluses dans le périmètre du démantèlement et les charges d'exploitation encourues par EDF lors de celle-ci ne peuvent pas être intégrées aux provisions liées aux engagements de long terme pour démantèlement (surveillance des installations et du combustible, essais périodiques, actes de maintenance, surveillance de l'environnement, prévention des risques...).

En 2023, la CRE avait intégré une brique permettant une prise en compte anticipée de ces coûts à travers un loyer économique annuel. Toutefois, la CRE avait exprimé des réserves sur le versement *ex ante* et sans contrepartie à EDF des charges de post-exploitation. La CRE avait recommandé de conditionner cette brique extracomptable au provisionnement et/ou au cantonnement des charges associées.

Le projet de décret prévoit que les charges d'exploitation peuvent comprendre les variations de provisions relatives aux charges postérieures à l'arrêt définitif des centrales (article R. 336-9 du code de l'énergie relatif aux charges d'exploitations). Dans l'éventualité où EDF serait en mesure de provisionner ces coûts, la CRE comprend qu'ils seraient bien intégrés aux coûts complets de production.

En outre, le projet de décret introduit également des cas de révision en cours de période. Ces cas sont mentionnés aux articles R. 336-6 et R. 336-12 et permettraient sous certaines conditions de prendre en compte ce provisionnement s'il est mis en place par EDF en cours de période.

La CRE considère que les coûts de post-exploitation doivent être pris en compte dans la régulation car ils auront un impact sur la situation financière d'EDF dans le futur. La CRE estime que la solution la plus adaptée est que ces coûts soient provisionnés par EDF, car le décaissement de ces coûts dans le futur est certain et est dû à l'activité actuelle des centrales nucléaires.

Par ailleurs, le projet de décret exclut du périmètre des coûts complets de production les coûts affiliés aux installations déjà arrêtées (article R. 336-7 du code de l'énergie sur les principes méthodologiques et le périmètre de coûts). Cette approche est conforme à l'article L. 336-1 du code de l'énergie tel que modifié par l'Article 17 qui prévoit que les centrales électronucléaires historiques s'entendent comme une installation qui produit de l'électricité. Les charges de post-exploitation, si elles ne sont pas provisionnées, ne seront pas prises en compte en *pass through*, c'est-à-dire au moment de la dépense qui est effectuée après l'arrêt définitif de la centrale, puisque la centrale concernée ne produira plus pendant la période de post-exploitation et ne fera ainsi plus partie des centrales historiques considérées dans l'évaluation du coût du nucléaire historique.

La CRE comprend donc des dispositions du projet de décret que les coûts de post-exploitation seront intégrés dans les périodes à venir si EDF provisionne ces sommes, mais qu'elles ne feront l'objet d'aucun décompte lors de leur décaissement.

En l'absence de provisionnement, ces charges ne sont pas prises en compte directement dans le projet de décret. La CRE recommande de les prendre en compte dans la régulation mais réitère, dans ce cas, son alerte sur le risque d'un double compte si elles devaient être prises en compte en *pass through* ou dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement au titre de la situation financière d'EDF.

La CRE recommande que les charges de post-exploitation soient provisionnées par EDF pour mieux refléter les charges futures occasionnées par le fonctionnement actuel du parc nucléaire. La CRE accueille dans ce cas favorablement la prise en compte des charges de post-exploitation.

### 3.3. Retraitement FLA 3

Le projet de décret prévoit que les charges d'investissements doivent être retraitées pour ne pas rémunérer l'immobilisation de capital en lien avec les surcoûts FLA 3. Aux termes de l'article R. 336-8 du code de l'énergie du projet de décret : « *III - Aucune rémunération du capital n'est prise en compte pour les surcoûts de construction de la centrale électronucléaire dénommée Flamanville 3 considérés par la Commission de régulation de l'énergie comme imputables à la conduite du projet.* ».

Le projet de décret reprend en ce sens le retraitement que la CRE avait opéré dans son rapport de 2023. Il assure bien que tous les coûts relatifs au développement de l'actif immobilisé comptablement par EDF au titre de FLA 3 soient pris en compte mais exclut, s'agissant de la rémunération du capital immobilisé, la couverture de la totalité du risque industriel d'EDF.

#### Analyse de la CRE

La construction du réacteur de FLA 3 a connu des dépassements notables en termes de délais et de coûts qui sont en partie attribuables, selon le rapport Folz de 2019, aux lacunes d'EDF en matière de gouvernance, d'organisation et de gestion du projet. Pour prendre en compte cette situation, la CRE, dans son rapport de 2023, a adopté un traitement particulier pour intégrer le coût de construction de FLA 3 dans le calcul du coût complet de production.

La CRE avait ainsi estimé que la régulation de type CfD ne devait pas couvrir l'intégralité du risque industriel encouru par EDF, en particulier concernant les surcoûts résultant d'une gestion inadéquate du chantier par l'entreprise. Dans ce cadre, la CRE avait décidé de séparer la base de rémunération des capitaux de FLA 3 de la valeur nette comptable. La base d'actifs régulée rémunérée au CMPC exclut les surcoûts de FLA 3 directement attribuables à EDF, que la CRE a jugé ne pas devoir bénéficier d'une rémunération régulée.

Cette approche incitative en termes d'efficacité opérationnelle pourrait être réinterrogée dans le cadre de régulation actuel de partage des revenus de l'exploitation des centrales électronucléaires historiques, qui repose sur une taxe calculée à partir des coûts complets de production et pas sur un CfD qui risquait d'insensibiliser EDF à des dérives budgétaires.

Même si le retraitement des coûts de FLA 3 proposé par le projet de décret ne remet pas en question la couverture des coûts futurs et les investissements passés, la CRE considère que, dans le cadre d'une évaluation des coûts complets de production qui s'écarte du cadre réglementaire d'un contrat pour différence qui prend en compte pour la base de rémunération les coûts d'un opérateur efficace, ce retraitement pourrait être exclu de l'évaluation des coûts.

### 3.4. Durée de vie, productible des centrales électronucléaires historiques et hypothèses de taux

Le projet de décret prévoit que les hypothèses de durée de vie et de production des centrales nucléaires historiques prises par la CRE sont fixées par la CRE en cohérence avec les données communiquées publiquement par EDF et sa stratégie, notamment en matière d'objectif de production et de poursuite de fonctionnement des centrales (article R. 336-10 du code de l'énergie).

De plus, le projet de décret dispose que les hypothèses retenues par la CRE en matière de taux d'inflation et de taux d'intérêt s'appuient sur des données à jour, cohérentes entre elles et référencées et qu'elles sont adaptées aux horizons temporels correspondants (article R. 336-11 du code de l'énergie).

### Analyse de la CRE

La CRE considère que les dispositions du décret lui permettent d'intégrer la meilleure vision à la date de l'évaluation des hypothèses de production, de durée de vie du parc et des taux d'inflation et d'intérêts. Par exemple, l'allongement de la durée de vie du parc nécessite des autorisations de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection et les hypothèses prises dépendent donc directement du calendrier de ces décisions.

La CRE est favorable aux dispositions du projet de décret s'agissant des paramètres de production, de durée de vie du parc et des taux d'inflation et d'intérêts qui lui permettent d'avoir la flexibilité nécessaire pour prendre en compte la meilleure vision de ces paramètres au moment de l'évaluation du coût complet de production.

### 3.5. Nombre de périodes d'évaluation

Le projet de décret prévoit que le CRE « *évalue les coûts pour trois périodes d'évaluation consécutives d'une durée de trois ans* » (article R. 336-6 du code de l'énergie). L'article L. 336-3 du code de l'énergie dispose que la CRE évalue les coûts complets au moins tous les trois ans.

Ainsi, les tarifs de taxation et d'écrêtement étant fixés à partir de l'évaluation des coûts complets de production de la première période de trois ans (article L.322-77 du CIBS), l'évaluation pour les deux périodes suivantes est réalisée à titre indicatif.

### Analyse de la CRE

La CRE considère l'évaluation des coûts complets de production comme un exercice de transparence important. Ainsi, la CRE entend communiquer dans son rapport d'évaluation le plus d'informations possible, notamment en ce qui concerne les coûts encourus au-delà de la période de trois ans sur laquelle porte son évaluation. En ce sens, la CRE estime important de communiquer, à titre indicatif, son estimation pour la période suivante à celle de fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement afin de donner de la visibilité aux pouvoirs publics, à EDF et aux acteurs de marché. Toutefois, il existe de fortes incertitudes sur les coûts et la production du parc nucléaire au-delà de cette deuxième période. Pour ces raisons, la CRE ne considère pas opportun de communiquer un coût complet sur une troisième période de trois ans qui résulte d'une somme importante d'incertitudes. La CRE pourrait néanmoins communiquer séparément certaines informations importantes comme la production en prenant en considération différents scénarios et sensibilités.

La CRE recommande de limiter l'évaluation des coûts à deux périodes consécutives de trois ans.

### 3.6. Révision en cours de période

Le projet de décret prévoit trois cas de révision du coût complet de production en cours de période d'évaluation :

- sur demande des ministres chargés de l'énergie et de l'économie (article R. 336-6 du code de l'énergie) ;
- si la CRE estime que des éléments sont susceptibles de justifier une variation des coûts complets de production d'au moins 3 €/MWh par rapport à son évaluation (article R.336-12 du code de l'énergie) ;
- dans le cas d'une évolution substantielle des provisions correspondant aux charges définies à l'article L. 594-1 du code de l'environnement (article R. 336-12 du code de l'énergie).

### Analyse de la CRE

La CRE note que le projet de décret ne prévoit pas de système de régularisation de l'écart entre charges réalisées et charges prévisionnelles d'une période à l'autre. La CRE accueille favorablement cette absence de dispositif qui entrainerait une certaine complexité et qui apparaît davantage pertinent dans le contexte d'une régulation induisant un revenu garanti. Dans le cadre du dispositif de versement nucléaire universel, la CRE estime que les tarifs de taxation et d'écrêtement doivent s'appuyer sur la meilleure estimation des coûts de production d'EDF sur la période concernée.

Les révisions prévues par le projet de décret permettent notamment de modifier l'estimation de la CRE dans les cas spécifiques, par exemple dans le cas d'une crise de production, par suite de l'évolution importante d'un devis, d'un changement d'hypothèse sur la durée de vie des centrales.

La CRE accueille favorablement les révisions prévues par le projet de décret qui permettent d'éviter un décalage important entre les coûts évalués par la CRE et les coûts effectivement supportés par EDF pendant la période.

### 3.7. Communication des informations par EDF

Le projet de décret prévoit d'introduire un article R. 336-6, II du code de l'énergie en application duquel EDF communique à la CRE toute information nécessaire à son évaluation des coûts au plus tard trois mois avant la date de remise de son rapport sur les coûts du nucléaire historique. La CRE peut requérir un contrôle par un tiers des éléments communiqués par EDF et à ses frais.

#### Analyse de la CRE

La CRE accueille favorablement l'obligation pour EDF de transmettre à la CRE toute information qui serait nécessaire à la mission de la CRE de calcul des coûts complets du nucléaire historique au plus tard trois mois avant la remise du rapport, et la possibilité de réaliser des contrôles par un tiers sur les documents transmis. Ce délai apparaît suffisant pour permettre à la CRE de traiter correctement les informations transmises par EDF pour les besoins de calcul.

La CRE note que ce délai ne fait pas obstacle à la faculté, pour la CRE, de requérir d'EDF la transmission de toute information qui lui apparaîtrait nécessaire au calcul des coûts en dehors de ce délai, notamment sur le fondement du 7 bis de l'article L. 134-1 du code de l'énergie relative à l'étendue et aux modalités de l'obligation d'EDF de lui communiquer les documents, les données ou les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission de calcul des coûts du nucléaire historique.

La CRE accueille favorablement l'obligation faite à EDF de transmettre les informations nécessaires à la CRE pour ses calculs des coûts du nucléaire historique au plus tard 3 mois avant la remise du rapport. Elle considère que cet encadrement garantit à la CRE de pouvoir traiter ces informations, sans compromettre sa capacité à demander des informations à EDF en dehors de ce délai.

## **Avis de la CRE**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis, par courrier reçu le 16 juillet 2025, d'un projet de décret en Conseil d'Etat pris en application de l'article L. 336-16, 1° du code de l'énergie précisant les principes méthodologiques régissant l'évaluation par la CRE des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques dans le cadre du nouveau dispositif de partage des revenus de l'exploitation des centrales électronucléaires historiques.

La CRE accueille favorablement l'approche « comptable » du projet de décret qui assure une continuité avec les méthodes passées, évite un double comptage des coûts de renouvellement et permet de refléter, au bénéfice du consommateur, les coûts supportés pendant la période d'application de la taxe qui tiennent compte de l'amortissement et de la rémunération passés du parc.

La CRE est également favorable à l'exclusion d'une compensation de la perte d'opportunité de rémunération liée à la constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés dans l'évaluation des coûts complets qui ne correspond pas à un véritable coût.

Enfin la CRE estime que le projet de décret répond de manière adéquate à la question des coûts de post-exploitation en conditionnant la prise en compte des charges afférentes à leur provisionnement.

Concernant la non prise en compte d'éventuels déficits passés dans le calcul des coûts complets, la CRE prend acte du principe du projet de décret de couvrir uniquement les coûts encourus pendant la période de régulation. D'autant plus que, s'agissant du parc historique hors FLA3, la CRE n'évalue pas de déficit de rémunération passé liée à la constitution des provisions pour les engagements long terme du parc nucléaire et à la couverture des amortissements du parc nucléaire.

Toutefois, la CRE estime que, dans le cas d'une régulation cherchant à prendre en compte les déficits avérés de couverture des coûts d'EDF dans le passé, la brique de couverture du rattrapage retraite, dont les coûts n'ont pas été couverts avec certitude par le cadre réglementaire de l'époque, pourrait être intégrée à l'évaluation du coût. Une brique compensant les intérêts intercalaires de FLA 3 pourrait également être intégrée à l'évaluation du coût, mais la CRE ne disposant pas d'éléments de type comptable pour évaluer cette brique, sa prise en compte demanderait des analyses plus approfondies. La CRE signale par ailleurs que ces coûts peuvent alternativement être considérés dans les tarifs de taxation et d'écrêtement s'ils affectent l'équilibre financier d'EDF.

Enfin, même si le retraitement des coûts de FLA 3 proposé par le projet de décret ne remet pas en question la couverture des coûts futurs et les investissements passés, la CRE considère que, dans le cadre du post-ARENH, ce retraitement pourrait être exclu de l'évaluation des coûts.

Dès lors, la CRE émet un avis favorable au projet de décret pris en application de l'article L. 336-16 du code de l'énergie introduit par l'article 17 de la loi de finances pour 2025.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

**Délibéré à Paris, le 25 juillet 2025.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**