



RAPPORT

Septembre 2025

Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028

Table des matières

1. Synthèse.....	8
1.1. Méthodologie d'évaluation.....	9
1.2. Contraintes industrielles et échéances du parc nucléaire historique sur les périodes triennales considérées	9
1.3. Coût complet du nucléaire historique évalué par la CRE	10
1.4. Production prévisionnelle.....	13
1.5. Charges comptables d'exploitation	16
1.5.1. Charges de combustible.....	17
1.5.2. Achats et consommations externes	18
1.5.3. Charges de personnel	19
1.6. Charges d'investissement	19
1.6.1. Coût moyen pondéré du capital applicable au parc nucléaire historique.....	20
1.6.2. Valeur nette comptable du parc nucléaire historique.....	23
1.7. Rattrapage des effets de la réforme des retraites de 2004	25
1.8. Communication de la CRE	26
2. Cadre juridique et compétence de la CRE	27
2.1. Cadre juridique du rapport.....	27
2.1.1. Cadre juridique du versement nucléaire universel.....	27
2.1.2. Cadre juridique de l'évaluation des coûts complets du nucléaire historique.....	28
2.2. Compétence de la CRE	29
3. Contexte du nucléaire français sur les périodes triennales considérées	31
3.1. Présentation du parc nucléaire historique	31
3.2. Le programme de Grand Carénage.....	34
3.2.1. Rappel sur le programme de Grand Carénage	34
3.2.2. Retour sur l'avancée des grands chantiers du Grand Carénage.....	36
3.2.3. Enjeux à partir de 2025	37
3.3. Le programme START 2025	38
3.4. Le démarrage de l'EPR Flamanville 3	39
3.5. Projet de construction des EPR 2	40
3.6. Enjeux sur l'aval du cycle : projet pérennité résilience et aval du futur	41
4. Méthode générale retenue en 2023 et évolution du contexte	44

4.1. Rappels sur la méthode proposée par la CRE dans son rapport de 2023	44
4.1.1. Une approche fondée sur les coûts comptables de production et des briques extracomptables	44
4.1.2. Un CMPC tenant compte du contexte de régulation de la production nucléaire alors envisagé	45
4.2. Adaptation du coût du nucléaire au nouveau dispositif juridique	45
4.2.1. La période concernée par l'évaluation des coûts est plus courte	45
4.2.2. L'adaptation de certaines briques au cadre réglementaire	46
4.2.3. L'adaptation du CMPC au nouveau dispositif juridique	46
4.2.4. La continuité méthodologique	47
4.2.5. Hypothèses structurantes retenues	47
5. Coûts déclarés par EDF	51
5.1. Synthèse des coûts déclarés par EDF	51
5.2. Ajustements proposés par la CRE et repris par EDF	52
5.2.1. Retraitement des recettes issues de la fourniture de services systèmes	52
5.2.2. Retraitement de la rémunération du stock	53
5.2.3. Retraitement de la date de mise en service des nouveaux CAPEX	53
5.2.4. Révision de la taxe sur les installations nucléaires de base	54
5.2.5. Prise en compte du TURPE 7 dans la composante d'injection d'électricité	54
5.2.6. Impact de l'inflation sur les coûts déclarés par EDF	54
5.3. Ajustements en application du décret	55
5.4. Ajustement concernant la prise en compte de l'effet de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire dans le CMPC	57
5.5. Synthèse des coûts déclarés par EDF après application du décret et de la loi	58
6. Production prévisionnelle du parc nucléaire	61
6.1. Présentation générale	61
6.1.1. Le niveau de production du parc constitue une donnée structurante de l'évaluation de la CRE	61
6.1.2. Déterminants l'estimation de production	61
6.1.3. Principaux facteurs pouvant affecter la trajectoire de production sur la période visée	63
6.2. Production prévisionnelle déclarée par EDF à la CRE et méthode associée	65
6.3. Puissance installée du parc historique hors FLA 3	66
6.3.1. Trajectoire de puissance installée déclarée par EDF	66
6.3.2. Analyse de la CRE	68

6.4.	Trajectoire de disponibilité du parc historique hors FLA 3.....	68
6.4.1.	Définition et historique	68
6.4.2.	Trajectoire de disponibilité déclarée par EDF à la CRE.....	71
6.4.3.	Analyse de la CRE.....	73
6.4.4.	Conclusion sur la trajectoire de disponibilité du parc	76
6.5.	Taux d'utilisation du parc historique hors FLA 3.....	77
6.5.1.	Définition et historique	77
6.5.2.	Trajectoire d'utilisation déclarée par EDF	93
6.5.3.	Analyse de la CRE.....	94
6.5.4.	Conclusion sur la trajectoire d'utilisation du parc de 56 tranches.....	95
6.6.	Production prévisionnelle de FLA3.....	95
6.7.	Synthèse et production prévisionnelle retenue par la CRE.....	96
7.	Charges comptables d'exploitation.....	99
7.1.	Présentation de la déclaration d'EDF	99
7.1.1.	Généralités et approche méthodologique	99
7.1.2.	Analyse générale de la trajectoire d'OPEX du parc nucléaire	100
7.2.	Charges de combustible	102
7.2.1.	Contexte et appréciation globale du niveau des charges de combustible dans la déclaration d'EDF avec les investissements dans l'aval du cycle.....	103
7.2.2.	Achats consommés de combustible nucléaire.....	103
7.2.3.	Dotations aux provisions aval	110
7.2.4.	Aval du futur.....	114
7.2.5.	Coût du combustible de l'EPR Flamanville 3.....	116
7.2.6.	Synthèse	116
7.3.	Appréciation générale des trajectoires d'OPEX hors combustible....	117
7.3.1.	Analyse des prévisions du PMT 23-25 en regard du réalisé	117
7.3.2.	Appréciation de la trajectoire PMT 25-27	119
7.3.3.	Analyse macro des trajectoires du business plan long-terme (BPLT)	120
7.3.4.	Analyse globale de la trajectoire hors combustible et APCO	120
7.4.	Achats et fonctions support	120
7.4.1.	Achats imputés aux CNPE du parc historique hors FLA 3	121
7.4.2.	Achats de maintenance en arrêt du parc historique hors FLA 3	122
7.4.3.	Achats OPEX hors DPN du parc historique hors FLA 3.....	123
7.4.4.	Fonctions supports et appui (FSA) du parc historique hors FLA 3.....	124
7.4.5.	Achats de l'EPR de FLA3.....	126
7.4.6.	Synthèse.....	127
7.5.	Charges de personnel et tarif agent.....	127

7.5.1.	Effectifs.....	127
7.5.2.	Charges de personnel	129
7.5.3.	Tarif Agent	130
7.6.	Impôts et taxes.....	135
7.7.	Autres produits et charges opérationnels (APCO)	139
7.8.	Recettes externes et contrats RTE.....	140
7.8.1.	Contrats RTE	140
7.8.2.	Recettes externes	141
7.9.	Production stockée et immobilisée (PSI)	141
7.9.1.	OPEX Capexisées	143
7.9.2.	PSI DPN AT	143
7.9.3.	PSI de DTEAM	145
7.9.4.	PSI Ingénierie et autres entités	145
7.10.	Synthèse des OPEX hors combustible	146
8.	Charges comptables d'investissement et rémunération du capital	147
8.1.	Présentation de la déclaration d'EDF	147
8.2.	Coût du capital.....	148
8.2.1.	Présentation	148
8.2.2.	Méthode de calcul retenue	148
8.2.3.	Déclaration d'EDF	149
8.2.4.	Approche paramètre par paramètre.....	149
8.2.5.	Synthèse.....	166
8.3.	Coûts d'investissement relatifs au programme industriel d'EDF.....	167
8.3.1.	Présentation générale des trajectoires de CAPEX du parc nucléaire historique.....	167
8.3.2.	CAPEX futurs du parc nucléaire historique hors FLA 3.....	167
8.3.3.	Maintenance courante hors OPEX capexisées	176
8.3.4.	OPEX Capexisées	178
8.3.5.	CAPEX futurs de FLA 3.....	178
8.4.	Amortissements.....	180
8.4.1.	Amortissement de la VNC fin 2024 du parc nucléaire historique hors FLA 3 au périmètre DPN	181
8.4.2.	Amortissement du stock de pièces de rechange immobilisées	183
8.4.3.	Amortissement des actifs des entités hors DPN	184
8.4.4.	Amortissement des nouveaux CAPEX	185
8.4.5.	Amortissement des immobilisations en cours du parc historique.....	186

8.4.6. Amortissement des dépréciations pour allongement des actifs de contrepartie	187
8.4.7. Amortissements de FLA 3	188
8.5. Base d'actifs.....	189
8.5.1. VNC de référence fin 2024	189
8.5.2. Evolution de la VNC	191
8.6. Rémunération du capital	192
8.7. Coût de portage du stock	193
8.7.1. Présentation du poste et de la déclaration d'EDF	193
8.7.2. Analyse de la CRE.....	195
8.8. Synthèse.....	195
9. Analyse des composantes spécifiques.....	197
9.1. Rattrapage retraites.....	197
9.1.1. Présentation du poste de coûts	197
9.1.2. Méthode proposée par EDF.....	197
9.1.3. Analyse de la CRE.....	198
9.2. Charges de post-exploitation	199
9.2.1. Présentation du poste de coûts	199
9.2.2. Présentation de la déclaration d'EDF : évolution du poste de coûts	199
9.2.3. Analyse de la CRE.....	201
10. Coûts complets de production	202
10.1. Coûts complets de production pour la période 2026-2028 et la période 2029-2031	202
10.2. Evolution du coût entre le rapport 2023 et le rapport 2025.....	205
11. Eléments pouvant être pris en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement	207
11.1. Description du fonctionnement de la taxe.....	207
11.2. Effet de la taxation sur la couverture des coûts d'EDF.....	207
11.3. Les recettes du marché de capacité et des services systèmes	208
Annexe – Eléments de comparaison aux opérateurs internationaux	209
Eléments de comparaison sur la disponibilité.....	209
Limites associées à la comparaison du coût calculé par le CRE avec les estimations disponibles dans la littérature	211
Limites associées à la comparaison du coût calculé par la CRE avec les estimations de l'AIE et de la NEA.....	211

Limites associées à la comparaison du coût calculé par la CRE avec les estimations du NEI et de TVO.....	213
---	-----

Glossaire.....	216
----------------	-----

1. Synthèse

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prend fin au 31 décembre 2025. Dans ce contexte, l'article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025 (« Article 17 », ci-après) introduit un nouveau dispositif à partir du 1^{er} janvier 2026, qui s'articule autour de deux mécanismes :

- 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'écèlement ».
- une redistribution aux consommateurs des montants issus de la taxe à travers une minoration des prix de l'électricité.

Les seuils exprimés en euros sont égaux au produit de la production d'électricité nucléaire historique sur une année civile par le tarif de taxation ou d'écèlement qui sont définis par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie et qui sont déterminés de la manière suivante :

- tarif de « taxation » à 50 % = **coûts complets de production nucléaire** + [5 €/MWh ; 25 €/MWh] ;
- tarif « d'écèlement » à 90 % = **coûts complets de production nucléaire** + [35 €/MWh ; 55 €/MWh].

La CRE évalue, au moins tous les trois ans, les coûts complets de production du parc nucléaire historique d'EDF. Le parc nucléaire historique est défini comme les installations qui produisent de l'électricité et dont l'autorisation initiale d'exploiter a été délivrée avant le 1^{er} janvier 2026. Il est ainsi constitué de 57 tranches qui comprennent la tranche de Flamanville 3 (« EPR FLA 3 ») mais qui excluent les deux tranches de la centrale nucléaire de Fessenheim et les futures tranches à venir (« EPR 2 »).

Les tarifs sont fixés pour une période de trois ans avant le début de chaque période, mais peuvent être modifiés en cours de période, par exemple en cas d'évolutions substantielles des sous-jacents de coûts par rapport à la dernière évaluation. Le niveau des tarifs de taxation et d'écèlement doit également prendre en compte les coûts encourus pour la réalisation des centrales électronucléaires autres qu'historiques qui sont mentionnées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (ci-après les coûts du nouveau nucléaire) et la situation financière d'EDF.

Dans le cadre d'une lettre de mission, la CRE s'était déjà vu confier par les pouvoirs publics en 2023 une mission visant à proposer une méthode de calcul du coût de production du parc nucléaire. La CRE a remis son rapport au gouvernement le 19 septembre 2023 (ci-après « Rapport 2023 »). Le cadre d'analyse était toutefois différent et la présente évaluation des coûts inclut plusieurs ajustements méthodologiques par rapport à l'exercice 2023, s'agissant par exemple de l'appréciation du risque traduite dans le niveau du bêta de l'actif servant à la détermination du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et des briques de coûts considérées.

Le présent rapport présente l'évaluation par la CRE du coût complet susmentionné. Il traite en particulier des aspects suivants :

- la trajectoire prévisionnelle de production nucléaire, intégrant une analyse contextuelle des risques industriels et d'exploitation auxquels EDF est confrontée pour sa production ;
- l'analyse, par composante de coûts, du coût complet du parc nucléaire historique, permettant de déterminer le niveau :
 - des charges comptables d'exploitation, poste par poste, dont notamment les charges de combustible, les charges de personnel et les achats ;
 - des charges de capital tenant compte des amortissements de la valeur nette comptable du parc, de la rémunération des actifs au CMPC de l'activité d'exploitation du parc nucléaire historique et du coût de portage du stock ;
 - de deux composantes extracomptables : une relative au rattrapage des charges induites par la réforme des retraites directement intégrée dans l'empilement des coûts

et une relative aux charges de post exploitation qui ne sera intégrée au coût complet que si EDF venait à provisionner ces charges.

1.1. Méthodologie d'évaluation

La CRE a retenu, pour la présente évaluation, un cadre d'hypothèses fondé sur :

- un schéma dans lequel l'exploitant historique du parc nucléaire, EDF, valorisera intégralement sa production sur la base des conditions de marché. Ce schéma est différent de celui envisagé dans le Rapport 2023, dans lequel EDF était soumis à une régulation sous la forme d'un contrat pour différence symétrique sur un ruban d'énergie.

Cette hypothèse est notamment dimensionnante pour le niveau du CMPC (coût moyen pondéré du capital), qui est révisé à la hausse par rapport au Rapport 2023, le cadre juridique dans lequel s'inscrit le présent rapport exposant davantage EDF aux risques de marché.

- une prolongation de la durée de fonctionnement du parc nucléaire historique à 60 ans. Ce choix est motivé par les orientations en termes de politique énergétique et d'avenir de la filière nucléaire fixées par le Président de la République dans son discours de Belfort du 10 février 2022, et par la stratégie d'EDF.

En termes méthodologiques, l'évaluation de la CRE est encadrée par le décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation par la CRE des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques.

En application du décret susmentionné, la CRE a ainsi retenu un coût complet du parc nucléaire fondé sur l'empilement des composantes de coûts comptables et de la brique de rattrapage des retraites. Certaines briques extracomptables prises en compte dans le Rapport 2023 ne sont ainsi pas incluses dans l'évaluation des coûts complets du parc nucléaire historique.

Le présent rapport fournit, en point de sortie de l'ensemble des analyses menées par la CRE, un coût complet pour les périodes 2026-2028 et 2029-2031. Cette évaluation des coûts se base sur les données et hypothèses les plus à jour d'EDF, notamment le Plan Moyen Terme (« PMT ») sur 2026 et 2027, et le Business Plan Long-Terme (« BPLT ») sur la période 2028-2038.

L'article L. 322-77 du CIBS (Code des impositions sur les biens et services) prévoit qu'« *Un décret détermine les situations dans lesquelles les tarifs fixés pour chaque période peuvent être modifiés au cours de cette dernière.* » Tandis que la CRE calcule un coût moyen par période triennale, la CRE comprend que ce décret non publié doit préciser la façon dont les tarifs peuvent évoluer au sein de chaque période, notamment pour prendre en compte l'inflation.

La CRE évalue les coûts complets moyens de production sur chacune des périodes en €/courants/MWh et en €/2026/MWh.

Comme les coûts de production évoluent chaque année, la CRE considère que la monnaie de référence utilisée pour fixer les tarifs de taxation et d'écèlement doit être cohérente avec les modalités d'indexation du tarif prévues par le décret au cours de la période. Par exemple, la CRE recommanderait d'utiliser l'évaluation en €/2026/MWh pour fixer ces tarifs en cas de révision à l'inflation des tarifs de taxation et d'écèlement au cours de la période.

1.2. Contraintes industrielles et échéances du parc nucléaire historique sur les périodes triennales considérées

Sur les périodes triennales considérées, le parc nucléaire sera confronté à plusieurs contraintes industrielles, notamment (i) le programme industriel Grand Carénage, (ii) le programme « START 2025 », (iii) le démarrage de l'EPR FLA3, (iv) les modulations économiques, (v) le projet de construction des EPR 2, et (v) la prolongation de la politique de traitement-recyclage des combustibles usés en France.

Engagé depuis 2014 par EDF, le Grand Carénage (ci-après « GK ») est un programme industriel de rénovation et modernisation du parc nucléaire historique, regroupant au sein d'un pilotage structuré un ensemble de projets impliquant la totalité des tranches du parc nucléaire et se déroulant de façon continue sur la durée de fonctionnement du parc. Il s'articule autour du triple objectif de (i) permettre à

EDF de prolonger la durée de fonctionnement de ses centrales nucléaires au-delà de 40 ans (ii) tout en garantissant au parc l'atteinte de ses objectifs de production en toute sûreté, (iii) dans le cadre d'une trajectoire financière maîtrisée.

Depuis 2019 et face aux enjeux industriels du Grand Carénage, EDF a de plus engagé un plan d'action nommé « START 2025 » visant à améliorer la gestion opérationnelle des arrêts techniques des tranches du parc électronucléaire. Ce programme vise ainsi à améliorer la maîtrise des arrêts et augmenter la disponibilité du parc nucléaire malgré une densification du programme de maintenance industriel à effectuer.

La période considérée est également caractérisée par des incertitudes sur le niveau de production de FLA3 en raison d'un programme d'essais dense, tandis que son démarrage n'est pas encore abouti à la date de rédaction de ce rapport.

De plus, le volume total de modulations économiques à prendre en compte sur les périodes 2026-28 et 2028-31 en lien avec le développement des énergies renouvelables et une demande électrique actuellement en baisse fait l'objet de nombreuses discussions depuis une année 2024 marquée par une hausse des occurrences de prix nuls voire négatifs, confirmée au premier semestre 2025. L'analyse des données historiques de modulations montre que les volumes de modulations économiques en 2024 ont déjà été atteints par le passé dans un contexte sans énergies renouvelables du fait d'autres facteurs et qu'historiquement la pénétration des énergies renouvelables n'a pas constitué la principale cause aux modulations économiques. Néanmoins, l'évolution de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne pourrait mener à une nouvelle situation (aussi bien en volume qu'en fréquence de modulation), qui pourrait néanmoins être atténués par des mesures visant d'une part à rapprocher les profils de production et de consommation, comme cela a notamment pu être fait par le passé avec le pilotage des ballons d'eau chaude par exemple, et d'autre part à électrifier les usages carbonés.

Les périodes triennales considérées sont par ailleurs caractérisées par le lancement du programme EPR 2, visant à construire dans un premier temps 6 nouveaux réacteurs de forte puissance, à Penly, Gravelines et Bugey, pour une première mise en service d'ici 2038. Dans le cadre de la présente évaluation de coûts, EDF s'appuie sur un scénario conforme au discours de Belfort de construction de 14 EPR 2 dans le futur. Ce choix a un impact sur le financement de la Hague 2 et de Melox 2 et de la répartition des coûts entre nouveau nucléaire et nucléaire historique

Les Conseils de Politique Nucléaire du 26 février 2024 et du 17 mars 2025 ont confirmé la prolongation de la politique de traitement-recyclage des combustibles usés en France. Parmi les projets mentionnés, le lancement d'un projet de pérennité et résilience visant à prolonger la durée de vie des usines de La Hague et de Melox, le lancement d'études pour une nouvelle usine de traitement des combustibles usés sur le site de La Hague, aussi appelé « La Hague 2 », le lancement d'étude pour la construction d'une nouvelle usine de MOx (mixed Oxydes) sur le site de La Hague, aussi appelé « Melox 2 » et enfin la construction de deux nouveaux bassins d'entreposage de combustibles usés.

1.3. Coût complet du nucléaire historique évalué par la CRE

EDF a déclaré des coûts de production de son parc nucléaire historique de 79,6 €/MWh¹ sur la période 2026-2028 et de 81,5 €/MWh sur la période 2029-2031².

Cette déclaration intègre des briques extra-comptables qui sont exclues du périmètre des coûts par le décret publié depuis lors : déficit de financement passé, intérêts intercalaires des 56 tranches historiques et FLA 3, rémunération des actifs dédiés et loyer de post-exploitation. La CRE a donc ajusté la déclaration d'EDF pour qu'elle corresponde au périmètre du décret.

De plus, ces coûts sont fondés sur un CMPC nominal avant impôt de 12,9 %, initialement préconisé par EDF³, qui comprend une majoration de 0,2 du bêta de l'actif pour compenser l'effet de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité. Or, l'article 17 dispose que les coûts

¹ Pour simplifier la comparaison, tous les coûts exprimés en €/MWh, sont calculés en divisant les coûts absolus en € par la prévision de production déclarée par EDF en MWh. Ainsi, l'ajustement du productible se manifeste comme une brique de coût additionnelle (négative pour cet exercice).

² Cette déclaration prend en compte des retraitements méthodologiques de la CRE qu'EDF a intégrés au fur et à mesure des discussions.

³ Lors de l'audition d'EDF par la CRE le 10 juillet 2025

complets de production ne comprennent pas la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire⁴. EDF a par la suite déclaré un CMPC révisé de 11,3%⁵, ne prenant pas en compte l'effet de cette taxe.

La CRE a également utilisé la chronique d'inflation initialement déclarée par EDF pour se baser sur une chronique référencée - les prévisions d'évolution annuelle de l'IPCH (IPC harmonisé) du FMI. La CRE retient 1,8% en moyenne sur la période 2026-2028 et 1,9% en moyenne sur la période 2029-2031.

Les coûts déclarés par EDF méthodologiquement ajustés en application de la loi⁶ et du décret s'établissent à 64,4 €/MWh sur la période 2026-2028 et à 67,7 €/MWh sur la période 2029-2031, soit respectivement - 15,3 €/MWh et - 13,9 €/MWh par rapport au coût déclaré par EDF.

La CRE n'a pas retenu tel quel les chiffrages d'EDF et a examiné toutes les briques de coûts déclarés par l'exploitant.

Au terme de son analyse, la CRE retient un coût complet du nucléaire de 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028, et 63,4 €/MWh sur 2029-2031.

L'analyse par la CRE des coûts déclarés par EDF (recalculés au périmètre d'application de la loi et du décret) a conduit à un retraitement total de respectivement - 4,1 €/MWh sur la période 2026-2028 et - 4,3 €/MWh sur 2029-2031. Ces ajustements sont principalement portés par l'ajustement du CMPC, qui est calculé par la CRE selon une méthode reflétant la rentabilité attendue par un opérateur similaire à EDF. Cette méthode a été élaborée en cohérence avec celle utilisée dans le Rapport 2023 et à la suite d'échanges avec la Commission européenne. Le niveau de CMPC nominal avant impôt retenu par la CRE s'élève à 9,1% nominal avant impôts.

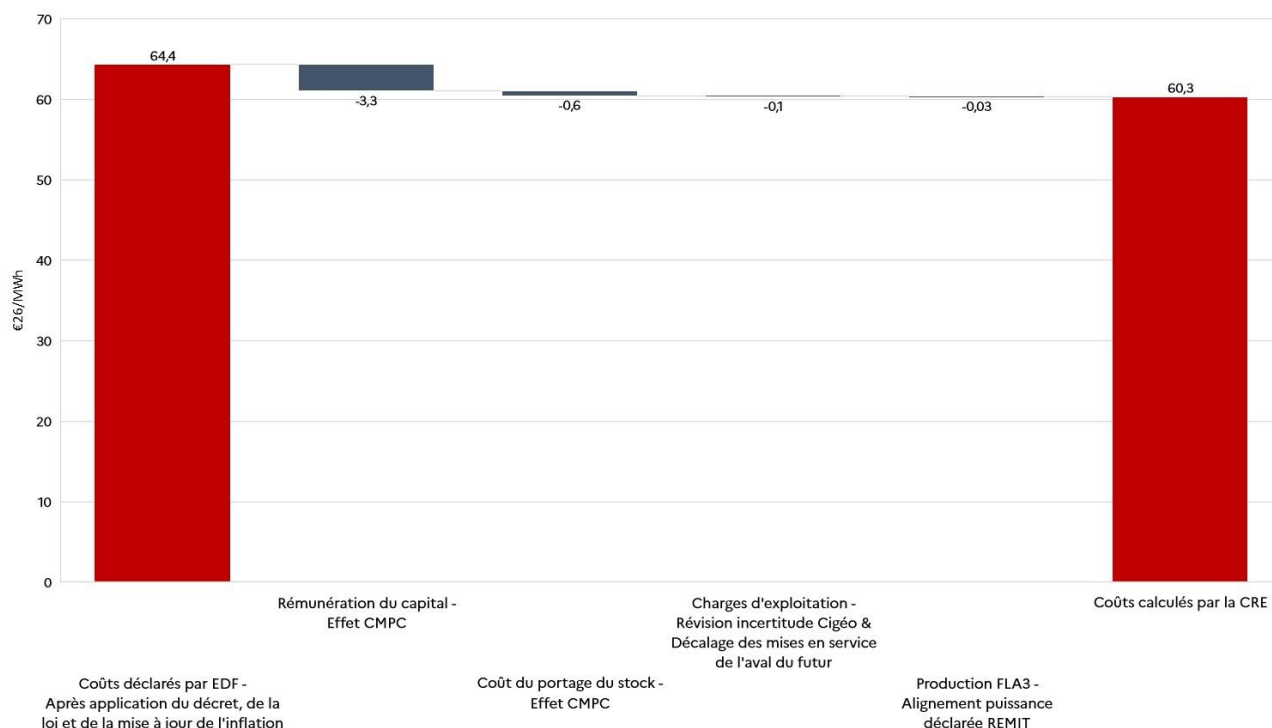
En fonction des modalités d'indexation des tarifs de taxation et d'écèlement prévues par le décret au cours de la période, la fixation des tarifs pourrait nécessiter le recours à un coût complet retenu par la CRE exprimé en euros courants. Ce dernier s'élève à 61,5 €/courants/MWh sur la période 2026-2028, 68,4 €/courants/MWh sur 2029-2031.

⁴ L'effet de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité, en particulier son aspect asymétrique, constitue néanmoins un élément pouvant être pris en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écèlement

⁵ Le 25 juillet 2025

⁶ Avec l'hypothèse de CMPC nominal avant IS de 11,3% n'intégrant pas l'effet de la taxe

Figure 1 – Décomposition des retraitements de la CRE, moyenne sur 2026-2028 (€₂₆/MWh)



Ce coût exclut les charges de post-exploitation, qui ne constituent pas une charge comptable tant qu'elles ne seront pas provisionnées par EDF. A titre d'information, ces charges sont évaluées à 1,5 €₂₆/MWh pour la période 2026-2028, 1,2 €₂₆/MWh pour la période 2029-2031.

La décomposition par poste du coût complet du nucléaire historique calculé par la CRE pour les périodes 2026-2028 et 2029-2031 est donnée au graphe ci-dessous. Les catégories de coûts pris en compte sont les charges comptables d'exploitation, les charges comptables d'investissements, et le rattrapage des effets de la réforme des retraites de 2004.

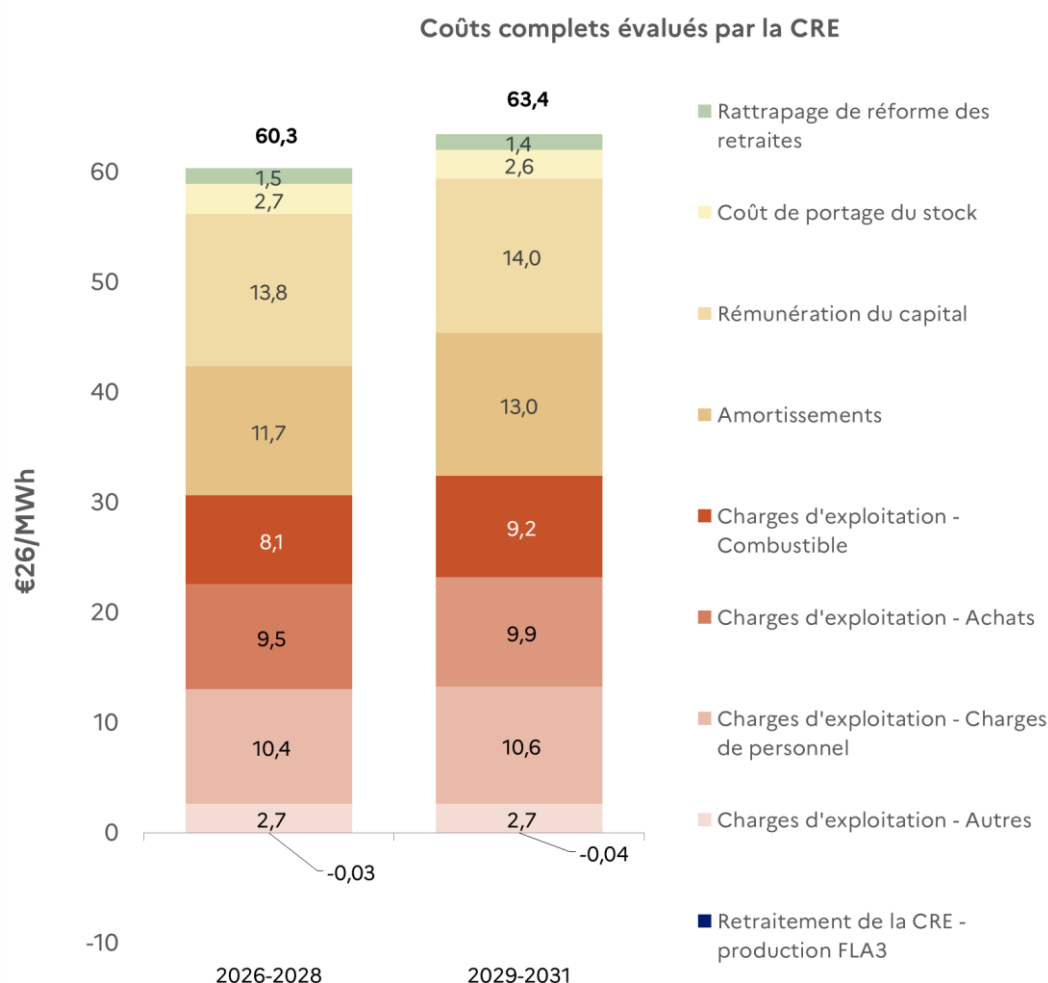
Parmi les charges comptables d'exploitation, les principaux postes sont les suivants : (i) les charges de combustible, regroupant les coûts afférents au cycle du combustible, à l'énergie consommée chaque année, ainsi qu'à l'ensemble du processus industriel en résultant ; (ii) les achats, regroupant l'ensemble des achats et consommations externes réalisés pour le compte du parc nucléaire ; et (iii) les charges de personnel. Les charges comptables d'investissement regroupent trois composantes de coûts : (i) les amortissements, (ii) la rémunération du capital immobilisé et (iii) la rémunération des stocks.

Les coûts relatifs aux engagements de long-terme d'EDF pour la gestion du combustible utilisé, la gestion de long-terme des déchets radioactifs et la fin de vie des centrales nucléaires font l'objet de provisions⁷ et sont prises en compte dans le périmètre des charges d'exploitation et des charges comptables d'investissement. L'ensemble des coûts⁸ relatifs aux engagements de long-terme représentent en moyenne 1,9 €₂₆/MWh sur la période 2026-2028 et 3,1 €₂₆/MWh sur la période 2029-2031.

⁷ Plus précisément, tandis que les charges de long-terme pour l'aval du cycle combustible sont provisionnées via des dotations aux provisions, les provisions pour les coûts futurs de déconstruction sont réalisées via l'amortissement d'actifs de contrepartie. Les coûts pour l'aval du futur, relatifs aux projets de la Hague 2 et Melox 2 correspondent eux à des décaissements.

⁸ Au regard des provisions déjà réalisées par EDF pour les coûts de démantèlement, ces derniers ont un impact à la baisse sur les coûts complets.

Figure 2 – Décomposition par brique du coût complet évalué par la CRE sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031



La hausse de 3,1 €/MWh entre les deux périodes triennales est principalement due à

- une augmentation des charges de combustible, de l'ordre de 1,1 €/MWh, notamment due à la hausse des coûts de gestion du combustible utilisé à partir de 2028⁹, et à une hausse progressive des coûts de l'aval du futur au cours des périodes ;
- une augmentation des amortissements, de l'ordre de 1,2 €/MWh, principalement liée aux nouveaux CAPEX issus du programme Grand Carénage ;
- une augmentation des achats et consommations externes de 0,4 €/MWh, principalement liée à des incertitudes sur la prolongation au-delà de 2027 de gains d'efficacité décidés pour la période 2025-27.

1.4. Production prévisionnelle

La production prévisionnelle du parc sur les périodes triennales considérées constitue un élément structurant de l'étude. La CRE calcule en effet à partir d'une logique comptable un coût complet de

⁹ Changement de contrat ATR et prise en compte d'incertitudes sur le devis de Cigeo à partir de 2028

production du parc historique en €/MWh. La plupart des charges d'exploitation du parc nucléaire étant fixes, le niveau de production retenu affecte sensiblement les coûts calculés par la CRE.

La CRE rappelle à ce titre que le coût de production doit être fondé sur la meilleure estimation en espérance de la production prévisionnelle. L'estimation de la production est néanmoins un exercice délicat comme en attestent les fortes variations interannuelles au cours des dernières années : en moyenne 20 TWh/an en valeur absolue entre 2014 et 2024 (en excluant les variations liées à l'année 2022, associée aux problèmes de CSC), soit 5% de la production annuelle moyenne au cours de la période. De plus, reconduire une analyse statistique des hypothèses de production (notamment des prolongements d'arrêts) comme lors du précédent exercice de calcul de la CRE est délicat en raison du changement de mode de déclaration des indisponibilités d'EDF, en lien avec le programme START 25 (voir partie 3.3).

Néanmoins, en cas de forte divergence de la production réelle par rapport à la production prévisionnelle prise comme hypothèse dans ce rapport, l'évaluation de coût du nucléaire pourrait être mise à jour par la CRE en application de l'article R. 336-12 du code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025. En effet, le coût complet de production peut être revu au cours d'une période d'évaluation 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 initiale ou sur demande des ministres chargés de l'énergie et de l'économie. Toute chose égale par ailleurs, ceci correspond à une variation de production de l'ordre de 20 TWh, soit environ 5% par rapport aux hypothèses retenues. Une telle variation est de l'ordre de grandeur des variations interannuelles observées au cours des dernières années.

Les principales incertitudes sur les périodes triennales visées sont les suivantes :

- Les **indisponibilités pour arrêts techniques** programmés ont historiquement été le facteur principal de baisse de production par rapport à la production théorique maximale¹⁰. En moyenne entre 1992 et 2024, environ 76% de l'énergie non-produite par rapport à la production théorique maximale est due aux indisponibilités des tranches. En particulier, 62% sont liées aux arrêts techniques programmés et à leurs prolongations. Cela est amené à perdurer, les périodes triennales visées étant notamment impactées par un programme d'arrêt relativement dense par rapport aux dernières années. De plus, des incertitudes pèsent sur les arrêts dits « tête de série » pour les 4^{ème} réexamens périodes des paliers 1300, ces derniers n'ayant pas encore fait l'objet d'un retour d'expérience. La CRE souligne toutefois que le contenu industriel de ces réexamens décennaux est relativement proche de celui connu par EDF sur les paliers 900 et devrait donc bénéficier en partie de l'expérience acquise sur ces arrêts.
- L'évolution des **pertes de production pour modulations économiques** au cours des prochaines années est soumise à de nombreuses incertitudes, notamment vis-à-vis de l'évolution de la consommation, de la flexibilité de la demande, du développement des renouvelables, ou bien des imports-exports. Historiquement, ces modulations sont surtout la conséquence de la part importante du nucléaire dans le mix énergétique français qui poussait EDF à limiter la production lorsque la consommation n'était pas suffisante. Jusqu'à 2024, le développement conséquent des énergies renouvelables n'a d'ailleurs pas eu d'impact significatif sur le volume global de modulation. La CRE constate cependant que l'année 2024 et le début de l'année 2025 marquent un changement de situation dans le panorama des modulations en lien avec l'évolution de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne.
- De plus, le taux d'utilisation du parc disponible peut être réduit par d'autres éléments plus ou moins prévisibles, tels que les services systèmes, les contraintes environnementales ou les grèves.
- Enfin, la **production de Flamanville 3** est difficile à prévoir en raison du niveau d'incertitude sur le calendrier de la poursuite des essais du réacteur. Concernant la puissance nominale électrique finale de l'EPR, EDF a déclaré à la CRE une puissance inférieure de 35 MW à la puissance déclarée dans le cadre des données publiques. EDF considère que la puissance pourra être affinée à la fin des essais. En l'absence de document public attestant d'un bridage

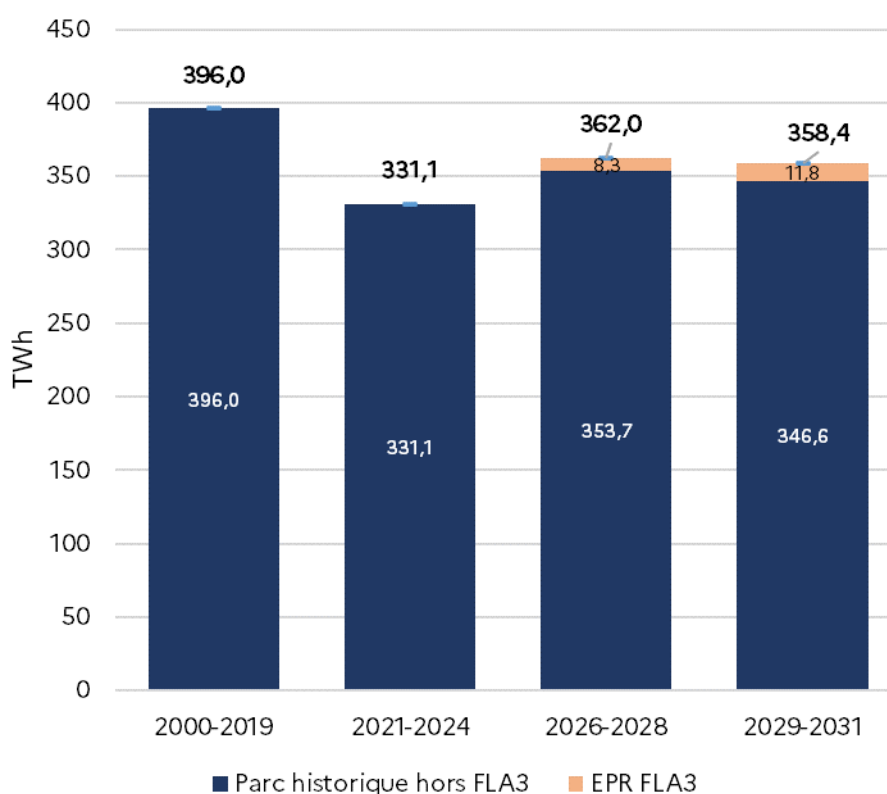
¹⁰ La production théorique maximale s'entend comme la production que le parc pourrait atteindre s'il produisait de l'électricité à puissance maximale toutes les heures de l'année

de la puissance électrique lié à un rendement détérioré, notamment alors que les phases de test de l'EPR n'ont pas encore abouti, la CRE retient comme puissance installée pour FLA 3 la puissance théorique REMIT de 1620 MW. Cette hypothèse induit une hausse de l'énergie produite de l'EPR Flamanville 3 de 0,19 TWh/an sur la période 2026-2028 et de 0,26 TWh/an sur la période 2029-2031. Ce retraitement a un impact sur le coût total de -0,03 €/MWh sur la période 2026-2028 et de -0,04 €/MWh sur la période 2029-2031.

Après analyse des éléments sous-jacents au calcul de production prévisionnelle (la puissance installée, les coefficients de disponibilité et d'utilisation), la CRE retient la trajectoire proposée par EDF pour le parc 56 tranches et ajuste à la hausse la puissance de l'EPR Flamanville 3, en cohérence avec les données publiques disponibles. La trajectoire finale de production retenue par la CRE est de 362,0 TWh en moyenne sur la période 2026-2028, et 358,4 TWh sur la période 2029-2031. Cette trajectoire est cohérente avec les fourchettes agrégées de production publiées par EDF. Sur les deux périodes triennales considérées, ces hypothèses de production correspondent à un taux de disponibilité moyen (Kd) de 73,2 % et de 74,5%, et à un taux d'utilisation (Ku) de 89,6 % et de 86,9 % au périmètre du parc historique.

Dans la suite du rapport, l'ensemble des données est exprimé en utilisant la production déclarée d'EDF¹¹. L'ajustement de la puissance de Flamanville 3 induit une baisse du coût calculé par la CRE de 0,03 €/MWh sur la période 2026-2028 et de 0,04 €/MWh sur la période 2029-2031, présenté via une brique séparée.

Figure 3 – Production historique (hors Fessenheim), et hypothèses de production retenues par la CRE.



Bien que ces hypothèses soient supérieures au niveau des dernières années (331 TWh en moyenne entre 2021 et 2024), elles sont toutefois en deçà des niveaux historiques de production du parc, de l'ordre de 396 TWh en moyenne entre 2000 et 2019, et ce malgré la mise en service de FLA3. Ce niveau

¹¹ Sauf mention contraire

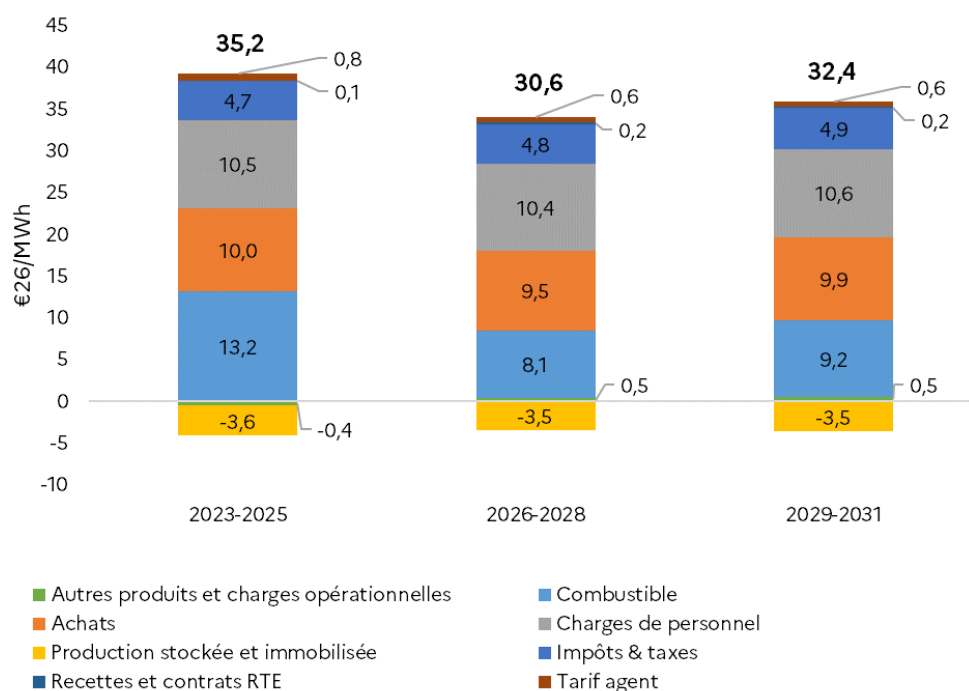
de production s'explique notamment par le programme industriel dense des proches périodes incluant les premières visites décennales n°4 du palier 1300. Les hypothèses de taux de disponibilité restent en particulier en dessous des niveaux historiques – 80% en moyenne sur cette même période.

La CRE note que les augmentations de puissance du palier 1300 et les CAPEX associés, qui permettraient d'atteindre un niveau plus élevé de productible, ne sont pas inclus dans les hypothèses de production et de coûts déclarés par EDF. EDF a indiqué à la CRE que cette augmentation de puissance était l'un des leviers possibles pour atteindre l'objectif managérial de 400 TWh de capacité à produire communiquée au marché.¹²

1.5. Charges comptables d'exploitation

Les charges d'exploitation (OPEX) couvrent l'ensemble des dépenses courantes d'EDF liées à l'exploitation du parc nucléaire historique : combustible, achats, charges de personnel, tarif agent, impôts et taxes, autres produits et charges opérationnels (APCO), production stockée et immobilisée (PSI) et recettes externes et contrats RTE. Les principaux postes de coûts sont : (i) les charges de combustible, (ii) les achats et consommations externes et (iii) les charges de personnel.

Figure 4 – OPEX du parc historique retenues par la CRE en €/MWh



Les charges d'exploitation (OPEX) constituent environ la moitié des coûts complets de production. Elles ont en conséquence fait l'objet d'une analyse détaillée de la part de la CRE. Ces charges sont en baisse depuis le Rapport 2023 en raison du décalage de mise en service des usines de l'aval du futur qui induit un décalage de financement de ces infrastructures. La baisse des charges de combustibles constatée entre les périodes 2023-2025 et 2026-2028 s'explique par des provisions exceptionnelles en 2024 concernant l'aval du cycle (voir section 7.2).

¹² Cet objectif de 400 TWh est un objectif de capacité à produire, et non pas de production. La capacité à produire est définie par EDF comme la somme entre production et modulations fatales (i.e. modulations pour pertes de débouché). Bien que la trajectoire de production déclarée par EDF n'inclue pas les augmentations de puissance du palier 1300, la CRE note que la trajectoire de production déclarée par EDF reste compatible avec une atteinte de l'objectif susmentionné.

Elles peuvent fortement varier notamment en lien avec les évolutions des coûts de combustible qui comprennent les coûts d'investissement dans l'aval du cycle du combustible.

Après analyse, la CRE retient les déclarations d'EDF s'agissant des charges comptables d'exploitation hors charges de combustible.

La CRE a ajusté à la marge les charges de combustible de la déclaration d'EDF, ainsi les OPEX retenues par la CRE s'élèvent à 30,6 €/MWh sur la période 2026-2028 et à 32,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

1.5.1. Charges de combustible

Les charges de combustible regroupent les coûts afférents au cycle du combustible, à l'énergie consommée chaque année, ainsi qu'à l'ensemble du processus industriel en résultant :

- **les achats consommés de combustible nucléaire**, qui correspondent au coût du combustible nucléaire consommé sur une année dans chaque tranche pour produire de l'électricité, ainsi qu'aux OPEX et investissements de l'usine de recyclage du combustible nucléaire de Melox 1 ;
- **les dotations aux provisions « aval »**, qui correspondent aux dotations aux provisions pour la gestion aval du cycle du combustible consommé sur une année donnée. Les montants payés chaque année sont liés au contrat de traitement-recyclage entre Orano et EDF qui inclut le transport du combustible usé, son traitement mais également les CAPEX et OPEX nécessaires au fonctionnement des usines existantes, notamment l'usine de La Hague ;
- **les investissements dans l'aval du futur**, qui correspondent aux coûts relatifs aux nouvelles usines de La Hague 2 et Melox 2 dans le cadre de la fermeture du cycle du combustible nucléaire (voir section 3.6) ;
- **les achats d'énergies**, intégrés par convention à ce poste, qui concernent des consommations internes relatives au combustible (chauffage du site, etc.).

Concernant les achats consommés de combustible nucléaire, la CRE observe une nette augmentation des coûts déclarés par EDF par rapport aux données historiques. Ces augmentations sont cohérentes avec les récentes évolutions des indices de prix de l'uranium, de l'enrichissement et de la conversion ainsi qu'avec la structure des contrats d'approvisionnement d'EDF. En conséquence, la CRE retient pour ce poste les hypothèses de coûts d'EDF. Ces coûts incluent également les investissements de pérennité et les OPEX de Melox 1. Les montants communiqués sont cohérents avec ceux transmis par Orano à la CRE.

Les dotations aux provisions aval concernent la gestion du combustible usé (GCU) et la gestion de long terme des déchets radioactifs (GLTD, principalement Cigéo) :

- concernant la GCU, au même titre que pour les achats consommés, la CRE a échangé avec Orano et estime cohérente la chronique de coûts communiquée par EDF ;
- toutefois, concernant la GLTD, et plus spécifiquement le projet Cigéo de stockage en couche géologique profonde destiné à accueillir les déchets de haute activité (HA) et moyenne activité à vie longue (MA-VL), EDF a inclus dans sa déclaration une incertitude de 2,1 Md€₂₆ sur le devis de Cigéo sur 2028-2045. Cette incertitude a été incluse sous la forme d'un paiement de manière normative de 116 M€₂₄/an sur la période 2028-2045. Les coûts associés à la GLTD étant financés par le biais d'une provision, la CRE estime davantage pertinent de matérialiser une révision du devis par une réévaluation à la hausse des dotations à effectuer à compter de 2028. La CRE a également retraité le niveau de cette incertitude afin de le rendre cohérent avec les dernières hypothèses de coûts communiquées par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) sur le projet. Ce retraitement a un impact de -56,5 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de -157,4 M€₂₆ sur la période 2029-2031 soit -0,05 €/MWh sur la période 2026-2028 et -0,15 €/MWh sur la période 2029-2031.

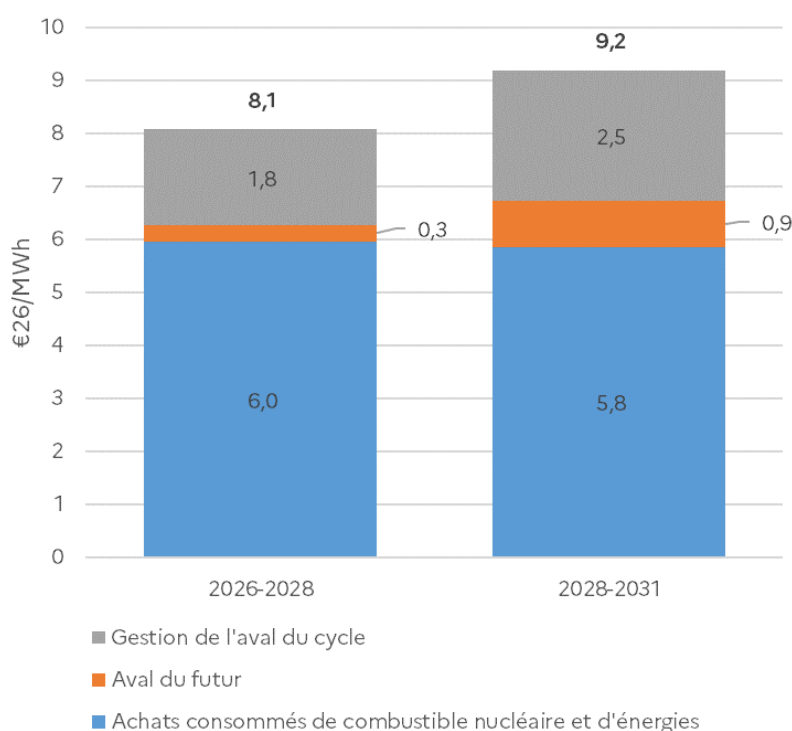
Enfin, s'agissant du projet Aval du futur qui concerne la construction des deux nouvelles usines de La Hague 2 et Melox 2 et de deux nouveaux bassins d'entreposage de combustible usé sur le site de l'usine actuelle de La Hague par Orano à l'horizon 2045-2050, des investissements importants dans l'aval du cycle sont nécessaires afin de pérenniser le traitement et le recyclage des combustibles usés. Ces investissements sont notamment liés au prolongement de la durée de vie du parc historique ainsi

qu'à la construction des nouvelles centrales nucléaires de technologie EPR. A ce titre, la CRE a corrigé les dates de mise en service prévisionnelles de Melox 2 et du premier et du deuxième module de traitement de La Hague 2 communiquées par EDF pour qu'elle corresponde à celles communiquées par Orano. Le décalage de mise en service de l'aval du futur retenu par la CRE implique une baisse de la brique combustible de 30,1 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de 61,6 M€₂₆ sur la période 2029-2031, soit – 0,03 €/MWh et – 0,06 €/MWh

Les charges de combustible retenues par la CRE représentent respectivement 8,1 €/MWh sur la période 2026-2028 et 9,2 €/MWh sur la période 2029-2031, soit un niveau inférieur de respectivement 0,08 €/MWh et 0,20 €/MWh par rapport aux coûts déclarés par EDF.

La Figure 5 ci-dessous présente une décomposition des charges de combustible retenues par la CRE, par type de poste.

Figure 5 – Décomposition des charges de combustible retenues par la CRE, par type de poste.



1.5.2. Achats et consommations externes

Le poste des achats OPEX modélise l'ensemble des achats réalisés pour le compte du parc nucléaire. Il s'apparente au poste des consommations externes (achats et services) constaté pour chaque tranche dans la comptabilité analytique de la Direction de la production nucléaire et thermique (DPNT).

EDF modélise les coûts en reprenant la trajectoire des coûts à l'horizon du Plan à moyen terme (PMT) (2025-2027), qui est de manière générale assez stable sur la période du PMT et par rapport au passé pour toutes les divisions, puis en faisant évoluer cette trajectoire à l'inflation jusqu'à la fin de la deuxième période triennale. L'analyse réalisée par la CRE des coûts d'achats OPEX pour le parc nucléaire historique d'EDF a mis en évidence, poste par poste, le caractère justifié et raisonnable des trajectoires prévisionnelles présentées par EDF, notamment en regard (i) des coûts passés et (ii) des fondamentaux explicatifs des évolutions futures sur les 56 tranches du parc.

Concernant les achats de l'EPR Flamanville 3, la CRE observe des montants élevés mais retient les hypothèses d'EDF en l'absence d'historique sur lequel s'appuyer. Lors de ses prochains exercices, la CRE procédera à une analyse approfondie des coûts des achats réalisés sur FLA3.

S'agissant des charges d'achats, qui représentent respectivement 9,5 €/MWh sur la période 2026-2028 et 9,9 €/MWh sur la période 2029-2031, la CRE retient les trajectoires de coûts proposées par EDF.

1.5.3. Charges de personnel

La CRE a analysé l'évolution des effectifs (effet volume) et des coûts unitaires des agents (effet prix) associés aux charges de personnel déclarés par EDF.

Les charges de personnel ont fortement augmenté entre 2022 et 2024, sous l'effet de la hausse des effectifs (+ 2 154 agents) et de celle de l'inflation. La hausse des effectifs s'explique par une volonté d'EDF de réinternaliser certains métiers jugés stratégiques pour la maîtrise du programme industriel et d'une augmentation des ressources déployées pour les arrêts de tranche, afin d'en réduire la durée, et d'une augmentation des effectifs de l'ingénierie, dans un contexte de densification du programme industriel. La hausse des salaires moyens s'explique notamment par le contexte de forte inflation des années 2022 et 2023.

Les charges de personnel évoluent ensuite à un niveau proche de l'inflation : la trajectoire déclarée par EDF sur 2026-2028 est légèrement supérieure au niveau inflaté de 2024 :

- en effet, la hausse des effectifs se poursuit à un rythme moindre sur la période 2024-2028 (+ 1 132 agents entre 2024 et 2028, pour atteindre 32 499). La CRE considère que l'augmentation du nombre d'agents doit être compensée par des contreparties en termes de réduction des coûts externes, d'amélioration de la production ou de la sécurité. En moyenne sur les deux périodes considérées, l'effectif au périmètre du parc historique est respectivement de 32 049 et de 32 499.
- de plus le niveau des salaires moyens entre 2024 et 2028 augmente moins que l'inflation. La CRE a analysé la trajectoire de l'effet prix des charges de personnel (somme du GVT¹³ et du SNB¹⁴) déclaré par EDF en prenant en compte l'inflation prévisionnelle, la pyramide des âges et la trajectoire constatée de l'effet prix. La CRE considère que l'effet prix des charges de personnel est maîtrisé par EDF sur la période et conserve la trajectoire déclarée par EDF.

Les charges de personnel représentent respectivement 10,4 €/MWh et 10,6 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031. La CRE conserve les trajectoires proposées par EDF.

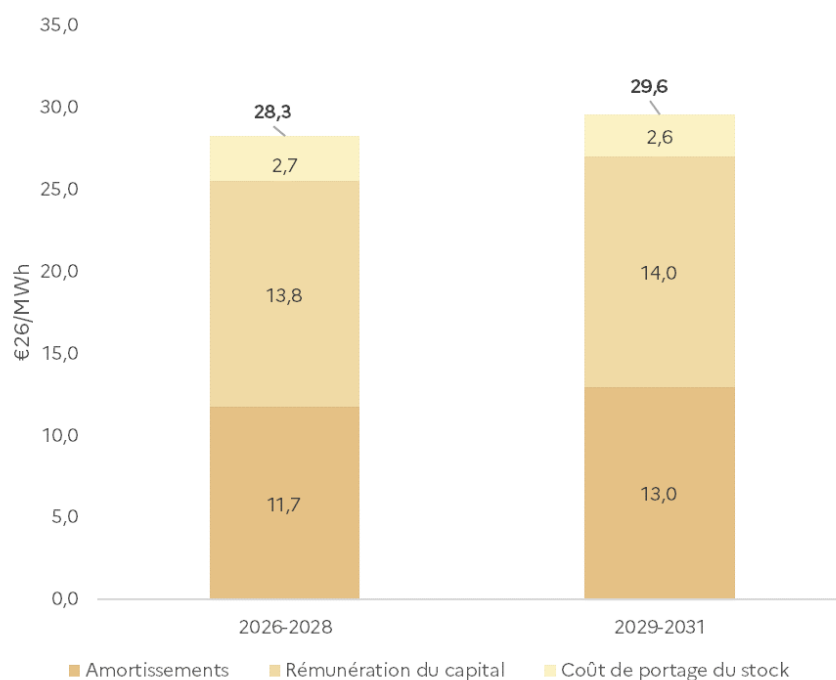
1.6. Charges d'investissement

Les charges d'investissement regroupent trois composantes de coûts : les amortissements, la rémunération du capital immobilisé et la rémunération des stocks. La décomposition des coûts est donnée en Figure 6 ci-dessous.

¹³ Glissement vieillesse technicité.

¹⁴ Salaire national de base.

Figure 6 – Charges d'investissement du parc historique retenues par la CRE en €26/MWh, avec un CMPC de 9,1%



Les charges d'investissement représentent, dans les coûts retenus par la CRE, 28,3 €26/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 29,6 €26/MWh sur la période 2029-2031, contre respectivement 32,2 €26/MWh et 33,6 €26/MWh dans les coûts déclarés par EDF¹⁵, soit un écart de 3,9 €26/MWh et 4,0 €26/MWh.

La CRE a retenu la trajectoire d'amortissements déclarée par EDF, qui s'élèvent à 11,7 €26/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, qui se décomposent en 10,7 €26/MWh au titre des amortissements du parc historique et 1,0 €26/MWh au titre des amortissements de FLA 3.

Compte-tenu de l'hypothèse d'un CMPC nominal avant IS de 9,1 % retenue par la CRE, contre 11,3% dans la déclaration finale d'EDF, la rémunération au CMPC de la VNC du parc nucléaire historique retenue par la CRE représente 13,8 €26/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, qui se décomposent en 9,6 €26/MWh au titre de la rémunération de la valeur nette comptable (VNC) du parc historique hors FLA 3 et 4,2 €26/MWh au titre de la rémunération de la VNC de FLA 3, et 14,0 €26/MWh en moyenne sur la période 2029-2031.

En appliquant le CMPC retenu par la CRE, le coût de portage du stock s'élève à 2,7 €26/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et, 2,6 €26/MWh en moyenne sur la période 2029-2031.

1.6.1. Coût moyen pondéré du capital applicable au parc nucléaire historique

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) constitue une composante significative du total des coûts complets du parc nucléaire historique.

En préambule, il convient de noter que dans le cadre de la présente étude, la CRE utilise une méthode d'évaluation du coût du capital qui s'inscrit en cohérence avec celle utilisée dans le Rapport 2023,

¹⁵ Avec le CMPC nominal avant IS de 11,3%

élaborée à la suite des échanges avec la Commission européenne. Certains paramètres de cette méthode ont été ajustés (cf. infra).

La CRE retient un coût moyen pondéré du capital nominal avant impôt de 9,1 %. EDF a initialement déclaré un CMPC de 12,9%. La CRE a retraité cette déclaration initiale de la compensation de la taxe sur le combustible nucléaire, ramenant le CMPC déclaré par EDF à 11,6%. EDF a par la suite amendé sa déclaration en prenant en compte certains paramètres retenus par la CRE. La déclaration finale d'EDF s'établit à 11,3 %.

Pour l'évaluation du coût de la dette, la CRE retient une valeur de 4,25 %. EDF a initialement déclaré un coût de la dette de 5,1 %. L'écart résulte principalement d'une différence de méthode. EDF proposait initialement une approche par empilement du taux sans risque moyenné sur 1 an, et d'un spread de dette à date, alors que la CRE privilégie l'observation directe du coupon moyen ajusté de la dette long terme d'EDF. EDF a finalement déclaré un coût de la dette de 4,34%, reprenant la méthode de la CRE sur un périmètre légèrement différent.

Pour le coût des fonds propres, la CRE retient une valeur de 14,0 % avant impôt sur les sociétés. La déclaration initiale formulée par EDF s'élevait à 18,1 %. Après retraitement de la compensation de la taxe sur le combustible nucléaire, la déclaration initiale d'EDF de coût des fonds propres a été ramenée à 15,9%. La déclaration finale d'EDF s'établit à 13,5%, notamment en lien avec la diminution du taux d'endettement et l'alignement sur la prime de risque marché de la CRE.

Le coût de la dette et le coût des fonds propres sont pondérés, dans le calcul du CMPC, par le taux d'endettement. Pour l'évaluation du taux d'endettement, la CRE retient une valeur de 50%, en observant que les électriciens du panel de comparables qui possèdent une activité nucléaire marchande présentent un taux d'endettement net comptable moyen de 52%, et que la structure financière d'EDF s'établit en 2024 à un niveau compris entre 42% et 56% selon la méthode employée. Le changement par rapport à la valeur retenue dans le Rapport 2023 (60%), s'explique par un cadre différent. EDF a initialement déclaré une valeur de [confidentiel], correspondant à l'endettement cible qu'EDF considère adéquat pour la production d'électricité marchande sur la base d'un panel incluant un nombre limité de comparables, également utilisé pour le calcul du bêta. EDF a finalement déclaré un taux d'endettement de 24%, correspondant à l'endettement comptable retraité du projet Hinkley Point C.

Pour la détermination du coût des fonds propres, les paramètres qui interviennent, outre le taux d'endettement, sont le taux sans risques, la prime de risque de marché, le bêta de l'actif.

Pour apprécier le taux sans risque, la CRE retient une OAT¹⁶ de maturité de 25 ans dont le rendement actuariel, observé sur 10 ans (pour une pondération de 75%) et sur 1 an (pour une pondération de 25%), ressort à 2,18 % au 31 mars 2025. En comparaison du Rapport de 2023, cette approche a un effet stabilisateur sur le taux dans un contexte de volatilité élevée, tout en tenant compte du contexte actuel de marché. EDF considère de son côté une OAT de maturité 30 ans observée sur 1 an. Sa déclaration initiale de 3,60 % reposait sur une observation à mars 2025. Après mise à jour en juillet 2025, EDF a finalement déclaré un taux sans risque de 3,52%.

Pour l'évaluation de la prime de risque marché, la CRE retient une valeur de 5,26 %, obtenue par l'observation de la différence entre le rendement total de marché des actions et le taux sans risque. Initialement, EDF s'est initialement appuyé sur un sondage auprès de professionnels du secteur financier, conduisant à une valeur de [confidentiel]. EDF a finalement déclaré une prime de risque marché de 5,26%, alignée sur celle de la CRE.

S'agissant du bêta de l'actif :

¹⁶ Obligation assimilable au trésor

- la CRE retient une valeur de 0,90, différente du Rapport 2023 (0,71) car s'appliquant à un cadre distinct, en s'appuyant sur la démarche suivante :
 - o la CRE utilise une méthode d'estimation du bêta de l'activité de production nucléaire dans un cadre marchand à partir de l'observation d'un large panel d'entreprises comparables à EDF ;
 - o la CRE retient un panel incluant tant des quasi-*pure players* de la production nucléaire, que des électriciens intégrés dont la majorité possèdent un parc nucléaire ;
 - o par comparaison avec le Rapport 2023, la CRE distingue les comparables qui commercialisent leur production nucléaire dans un cadre marchand de ceux qui opèrent dans un cadre régulé ;
 - o la CRE estime, à partir des données de marché, le bêta de cinq activités au sein des activités d'un électricien intégré : l'exploitation de réseau (0,37), la production renouvelable régulée (0,50), la production thermique (0,70), la production nucléaire régulée (0,50) et la production nucléaire marchande (0,90) ;
- EDF déclare un bêta de l'actif de 1,00 dans sa déclaration finale :
 - o EDF utilise un panel de comparables pour estimer le bêta représentatif du risque de trois activités : l'exploitation de réseau ([confidentiel]), la production renouvelable régulée ([confidentiel]) et la production d'électricité marchande toutes technologies confondues ([confidentiel]) ;
 - o EDF estime ensuite une prime spécifique à l'activité de production nucléaire ([confidentiel]) à partir d'une comparaison portant sur un nombre limité de comparables, qui s'ajoute au bêta de la production d'électricité marchande pour conduire à un bêta du nucléaire marchand de 1,15 ;
 - o EDF intègre également une prime (+0,25) visant à compenser la taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire. Ceci porte le bêta de l'actif total estimé initialement par EDF à 1,40 ;
 - o par la suite, EDF a déclaré lors de son audition à la CRE un bêta « a minima » de 1,20, dont 1,00 de bêta de l'actif du nucléaire marchand, et une prime de +0,20 pour compenser la taxe ;
 - o finalement, EDF a déclaré un bêta de l'actif du nucléaire marchand de 1,00, sans prime.

Figure 7 – Comparaison du CMPC nominal avant IS déclaré par EDF et retenu par CRE

	EDF Déclaration finale	CRE
Taux sans risque nominal	3,5%	2,2%
Spread de dette	0,8%	Na
Bêta de l'actif	1,0	0,90
Bêta des fonds propres	1,23	1,57
Prime de risque marché	5,26%	5,26%
Levier	24%	50%
Impôt sur les sociétés	25,8%	25,8%
Coût de la dette	4,3%	4,2%
Coût des fonds propres après IS	10,0%	10,4%
Coût des fonds propres avant IS	13,5%	14,0%
CMPC nominal avant IS	11,3%	9,1%

La CRE retient un taux de rémunération nominal avant impôt de 9,1 %, contre une déclaration finale d'EDF de 11,3 % (12,9% en déclaration initiale avec la prise en compte de la taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire dans le calcul du bêta).

Ce taux s'applique à la base d'actifs pour calculer la rémunération du capital et à la valeur du stock pour calculer la rémunération des stocks.

1.6.2. Valeur nette comptable du parc nucléaire historique

La valeur nette comptable (VNC) intègre les coûts associés à des investissements passés, traçables dans la comptabilité d'EDF. Ceux-ci étant de nature comptable, la CRE les a, à ce titre, intégrés en l'état dans le coût de production du parc nucléaire historique. La VNC du parc nucléaire historique à la fin 2024 s'élève à 56,0 Mds €, y compris FLA3 qui représente 16,9 Mds €.

L'évolution annuelle de la VNC du parc nucléaire historique est déterminée par les trois facteurs suivants :

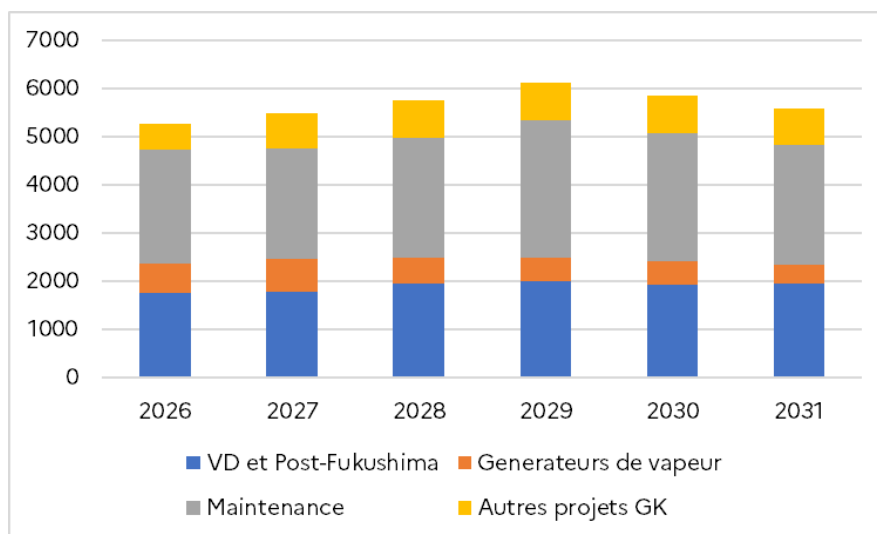
- l'amortissement des actifs immobilisés et des actifs de contrepartie associés¹⁷ ;
- les coûts afférents aux investissements futurs du parc nucléaire, qui relèvent pour moitié environ de la maintenance courante, et pour moitié des dépenses d'investissement du programme de Grand Carénage (ci-après « GK ») du parc nucléaire ;
- la dépréciation des actifs de contrepartie lors de l'allongement de la durée de vie des centrales.

Pour les années 2026 et 2027, les amortissements transmis à la CRE correspondent à ceux déterminés dans le cadre du PMT, qui sont issus d'une analyse fine des fiches d'immobilisation. Cet exercice étant uniquement réalisé dans le cadre du PMT, les amortissements calculés par EDF à partir de 2028 sont issus d'une modélisation simplifiée. Dans le cadre du présent rapport, EDF a pu apporter des améliorations méthodologiques par rapport à la modélisation du Rapport 2023, en cohérence avec des demandes de correction formulées par la CRE.

S'agissant des nouveaux investissements, les CAPEX futurs représentent 16,5Md€₂₆ sur 2026-2028, dont 545 M€₂₆ pour FLA3, et 17,6 Md€₂₆ sur 2029-2031, dont 417 M€₂₆ pour FLA3.

¹⁷ Le règlement comptable dénommé « règlement sur les passifs » entré en vigueur en 2002 a introduit l'obligation aux provisions de refléter l'intégralité des obligations futures, notamment pour la déconstruction des centrales nucléaires et pour les derniers cœurs pour EDF. Afin de ne pas avoir d'impact considérable sur le résultat de l'entreprise, cette mesure s'est accompagnée de la possibilité de mettre en place des actifs de contrepartie dont la valeur est égale au montant restant à provisionner et est ajouté à la valeur nette comptable de l'actif corporel constitué par l'installation nucléaire de base (INB). L'augmentation des provisions au passif est ainsi compensée par la création d'un actif de contrepartie d'une valeur égale au montant restant à provisionner. Afin de reproduire le principe du rattachement des charges aux produits de l'exercice, l'actif de contrepartie peut être amorti chaque année linéairement jusqu'à l'arrêt de l'installation concernée. Ainsi, la totalité des charges futures aura été imputée sur le résultat de l'exploitant par la dotation aux amortissements réalisée annuellement.

Figure 8 – CAPEX du parc historique sur 2026-2031 (M€26). Source : EDF, analyse CRE.



La CRE a analysé les dépenses de nouveaux investissements par macro-projets, qui regroupent les projets en ensembles cohérents du point de vue industriel. En particulier, la CRE détaille les quatre macro-projets les plus importants, représentant environ deux tiers des dépenses prévisionnelles du GK d'EDF sur la période 2026-2028 : les 4^e et 5^e visites décennales des centrales 900 MW, la 4^e visite décennale des centrales 1300 MW et les projets liés aux générateurs de vapeur.

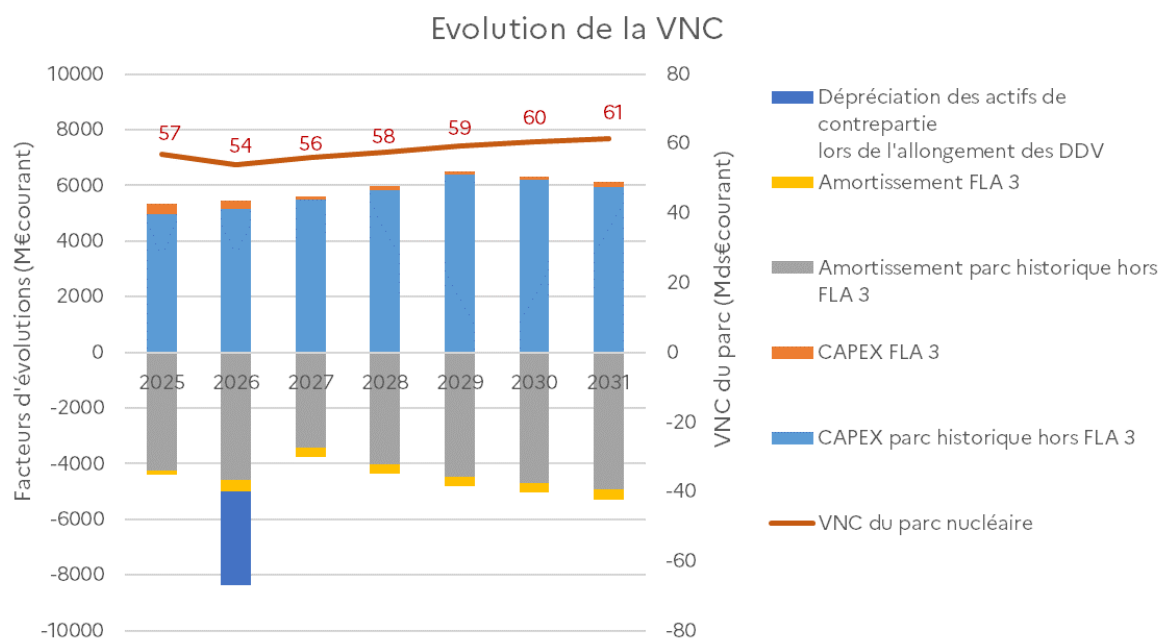
Les investissements de maintenance courante¹⁸ représentent 43 % des CAPEX sur la période 2026-2028. Cette brique comprend des coûts de la maintenance récurrente, comme la corrosion sous contraintes, des achats et la main d'œuvre pendant les arrêts de tranche au titre des contrôles réglementaires. Sur la période, l'enveloppe de ces coûts est stable.

Au terme de ses analyses, la CRE estime recevables les montants d'investissements exposés par EDF, y compris ceux relatifs à la maintenance courante et aux investissements futurs de l'EPR de Flamanville.

Enfin, l'allongement comptable de la durée de vie des différentes tranches du parc à 60 ans induit une dépréciation de l'actif de contrepartie associé. A fin 2026, une dépréciation de – 3,4 Md€ est intégrée à la VNC au titre de l'allongement de la durée de vie des centrales de 900 MW (- 1,8 Md€) et des centrales de 1300 MW (-1,6 Md€).

¹⁸ y compris OPEX capexisées

Figure 9 – Facteurs d'évolution de la VNC et évolution de la VNC de 2025 à 2031. Source : EDF, analyse CRE.



Au terme de son analyse, la CRE retient une VNC de 55,8 Md€ en moyenne sur la période 2026-2028 et de 60,3 Md€ en moyenne sur la période 2029-2031.

1.7. Rattrapage des effets de la réforme des retraites de 2004

Depuis 1946, un système spécifique de protection sociale défini dans le statut national des industries électriques et gazières (IEG) existe pour les droits à la retraite des retraités et pensionnés des IEG. Jusqu'en 2004, le système de retraite spécifique aux IEG était entièrement administré par le service « IEG pension » d'EDF.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a réformé le financement du régime des retraites des IEG en l'adossant aux régimes de retraite du droit commun. Cette réforme est notamment basée sur les objectifs suivants :

- maintenir le régime spécial des retraites pour tous les agents IEG ;
- créer une caisse autonome de sécurité sociale gérant l'équilibre financier du système de pension ;
- assurer une stricte neutralité économique pour les consommateurs, contribuables, salariés au régime de droit commun et le personnel IEG en adossant le régime IEG au régime de droit commun et en créant la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

Dans le cadre de la mise en œuvre de cette 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 du groupe, ils n'ont pas été pris en compte dans ses coûts de production et n'ont donc pas été couverts en 2004 par les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Par ailleurs, en application du décret n°2025-910 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation des coûts complets de production, la brique de rattrapage retraites est la seule brique extracomptable intégrée aux coûts complets.

Le niveau de la brique relative au rattrapage des effets de la réforme des retraites de 2004 présenté par EDF a été calculé conformément à la méthode validée par la CRE dans son Rapport 2023.

A ce titre, la CRE valide la composante de rattrapage déclarée par EDF. Celle-ci s'élève à 1,5 €/MWh sur la période 2026-2028 et 1,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

1.8. Communication de la CRE

L'article L. 336-3 du code de l'énergie prévoit que « *La Commission de régulation de l'énergie évalue, au moins tous les trois ans, les coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques* ».

Au terme de son analyse, la CRE retient un coût complet du nucléaire de 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028, et 63,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

Ce coût complet, ainsi que les coûts du nouveau nucléaire et la situation financière d'EDF, devront être pris en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement.

En fonction des modalités d'indexation des tarifs de taxation et d'écrêtement prévues par le décret au cours de la période, la fixation des tarifs pourrait nécessiter le recours à un coût complet retenu par la CRE exprimé en euros courant. Ce dernier s'élève à 61,5 €/courants/MWh sur la période 2026-2028, 68,4 €/courants/MWh sur 2029-2031.

Les tarifs de taxation et d'écrêtement permettront la mise en place de la taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire qui est assise sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF introduite par l'article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025.

2. Cadre juridique et compétence de la CRE

2.1. Cadre juridique du rapport

2.1.1. Cadre juridique du versement nucléaire universel

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010, prend fin le 31 décembre 2025. A partir du 1^{er} janvier 2026, 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.

L'article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025¹⁹ (ci-après « Article 17 ») introduit un nouveau dispositif juridique poursuivant un triple objectif :

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

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'écèlement ». 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 la compétitivité du parc nucléaire. Ces seuils sont égaux au produit de la production d'électricité nucléaire historique sur une année civile par les tarifs de taxation ou d'écèlement 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'écèlement » 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 fins de favoriser l'atteinte des objectifs de la politique énergétique [...] être modulé[s] en fonction du moment de la consommation et de son ampleur, du prix de fourniture et du profil de consommation* » (article L. 337-3-6 du code de l'énergie).

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^{er} juillet 2025. Cette échéance n'a toutefois pas pu être tenue en

¹⁹ Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

l'absence des principes méthodologiques régissant cette évaluation, ces derniers faisant l'objet du décret n°2025-910 du 5 septembre 2025²⁰.

Les tarifs sont fixés pour une période de trois ans avant le début de chaque période sauf modification au cours de cette dernière selon des conditions déterminées par décret (article L. 322-77 du CIBS). Ils sont fixés compte tenu des coûts complets du nucléaire historique, des coûts encourus pour la réalisation des centrales électronucléaires autres qu'historiques qui sont mentionnées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et de la situation financière d'EDF (même disposition).

2.1.2. Cadre juridique de l'évaluation des coûts complets du nucléaire historique

Aux termes de l'article L. 336-3 du code de l'énergie « *La Commission de régulation de l'énergie évalue, au moins tous les trois ans, les coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques. Ces coûts s'entendent de ceux rapportés à la quantité d'électricité produite. Les coûts ainsi constatés ne comprennent pas 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.* ». L'article L. 336-16 du code de l'énergie, introduit par l'Article 17, prévoit que les modalités et les principes méthodologiques d'évaluation des coûts complets de production nucléaire ainsi que les conditions dans lesquelles les évaluations sont mises à jour sont déterminés par un décret en Conseil d'Etat.

Le décret n°2025-910 du 5 septembre 2025 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation par la Commission de régulation de l'énergie des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques encadre méthodologiquement les évaluations des coûts complets du nucléaire historique et précise les principes de mise à jour de ces évaluations. La CRE a rendu un avis positif sur le projet de décret par une délibération n° 2025-204 du 25 juillet 2025.

Ces centrales électronucléaires historiques s'entendent des installations nucléaires de base qui produisent de l'électricité mentionnées à l'article L. 313-1, pour lesquelles l'autorisation initiale d'exploiter mentionnée à l'article L. 311-5 a été délivrée avant le 1^{er} janvier 2026, comprenant donc Flamanville 3.

Dans le cadre de sa mission d'évaluation, la CRE doit veiller à exclure tout double compte pour l'évaluation des coûts (article R. 336-7 du code de l'énergie).

Les coûts complets, au titre de chaque période d'évaluation et pour chaque année sont, en application de l'article R. 336-7 du code de l'énergie, égaux à la somme entre :

- les charges d'exploitation prévisionnelles ;
- les charges d'investissements prévisionnelles.

Les dispositions réglementaires restreignent le périmètre de ces charges aux seules charges prévisionnelles supportées comptablement entre le 1^{er} janvier 2026 et l'arrêt définitif des centrales historiques.

S'agissant plus précisément des charges d'investissement prévisionnelles, celles-ci comprennent, au titre de la période d'évaluation considérée, en application de l'article R. 336-8 du code de l'énergie :

- 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 dans ces centrales ;
- le coût de portage financier du stock de combustibles nucléaires et de pièces de rechange.

²⁰ Décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation par la Commission de régulation de l'énergie des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques.

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 du code de l'énergie. Il est rémunéré à un coût moyen pondéré du capital fixé par la CRE 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 (article R. 336-8 du code de l'énergie).

S'agissant des charges d'exploitation prévisionnelles, celles-ci comprennent, au titre de la période d'évaluation considérée, en application de l'article R. 336-9 du code de l'énergie, les charges d'exploitation supportées comptablement par les centrales électronucléaires historiques tels que :

- les coûts liés au combustible nucléaire attendus sur la période ;
- les coûts relatifs aux autres achats, nets de la production stockée ou immobilisée attendus sur la période ;
- les charges de personnel concourant à la production d'électricité par les centrales électronucléaires historiques attendues sur la période ;
- les dotations aux provisions attendues sur la période, nettes des reprises sur provisions, à l'exclusion des variations financières affectant les provisions existantes. Elles prennent en compte, le cas échéant, les variations relatives aux charges postérieures à l'arrêt définitif des centrales ;
- les impôts, taxes et redevances de toutes natures supportés par EDF 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 ;
- le cas échéant, les avances versées au titre de la construction ou du renouvellement d'installations permettant l'entreposage, le retraitement et la valorisation des combustibles usés, auquel cas des mesures particulières sont mises en œuvre afin d'éviter durablement tout double compte au titre de charges précédemment énumérées. ;
- les charges attendues sur la période relatives aux droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières applicables aux activités non régulées mentionnés au 2° du II de l'article 17 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004, sans déduction des reprises sur provisions afférentes à ces charges.

Dans le cadre de sa mission d'évaluation des coûts, la CRE fixe des hypothèses qui sont utilisées concernant la durée de vie des centrales nucléaires historiques et la quantité prévisionnelle d'électricité produite par ces centrales sur la période d'évaluation, conformément à l'article R. 336-10 du code de l'énergie, en prenant en compte :

- les estimations de production communiquées publiquement par EDF et incluant celles publiées en application du règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) ;
- des hypothèses cohérentes avec l'évolution probable du mix de production d'électricité et de la demande d'électricité, et avec la stratégie à moyen terme d'EDF notamment sur ses objectifs de production et de poursuite de fonctionnement des centrales nucléaires historiques.

Enfin, la CRE retient des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'intérêt qui s'appuient sur des données à jour, cohérentes entre elles, référencées et qui sont adaptées aux horizons temporels des évaluations et de fonctionnement des centrales nucléaires historiques (article R. 336-11 du code de l'énergie).

2.2. Compétence de la CRE

La CRE évalue les coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques au moins tous les trois ans (article L. 336-3 du code de l'énergie). Elle communique aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, au titre de chaque évaluation prévue à l'article L. 336-3 du code de l'énergie, un rapport d'évaluation de ces coûts conformément aux principes mentionnés au point 2.1.2 résultant du décret du 5 septembre 2025. Le rapport évalue les coûts pour deux périodes d'évaluation consécutives d'une durée de trois ans. La première période

débute à l'année civile suivant l'année de communication du rapport (article R. 336-6 du code de l'énergie).

La CRE peut requérir toute information nécessaire à l'évaluation de ces coûts auprès d'EDF et peut faire contrôler ces informations par un tiers aux frais de l'exploitant (même disposition).

Dans le cadre de sa compétence d'évaluation des coûts, la CRE a réalisé une audition des services d'EDF afin de partager ses grands principes de paramétrages des coûts et d'échanger sur les propositions de chiffrage des coûts par EDF.

La CRE révisé son évaluation en cours de période (article R. 336-12 du code de l'énergie) en cas de :

- demande des ministres chargés de l'énergie et de l'économie ;
- au plus une fois par an si elle est informée d'éléments qu'elle estime susceptibles de justifier une variation des coûts d'au moins trois euros par mégawattheures par rapport à sa dernière évaluation ;
- si la CRE est informée d'une évolution substantielle des provisions correspondant aux charges définies à l'article L. 594-1 du code de l'environnement telles que celles de démantèlement des installations, de fermeture, d'entretien et de surveillance des installations de stockage de déchets radioactifs, de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, et les charges de transport hors site.

3. Contexte du nucléaire français sur les périodes triennales considérées

3.1. Présentation du parc nucléaire historique

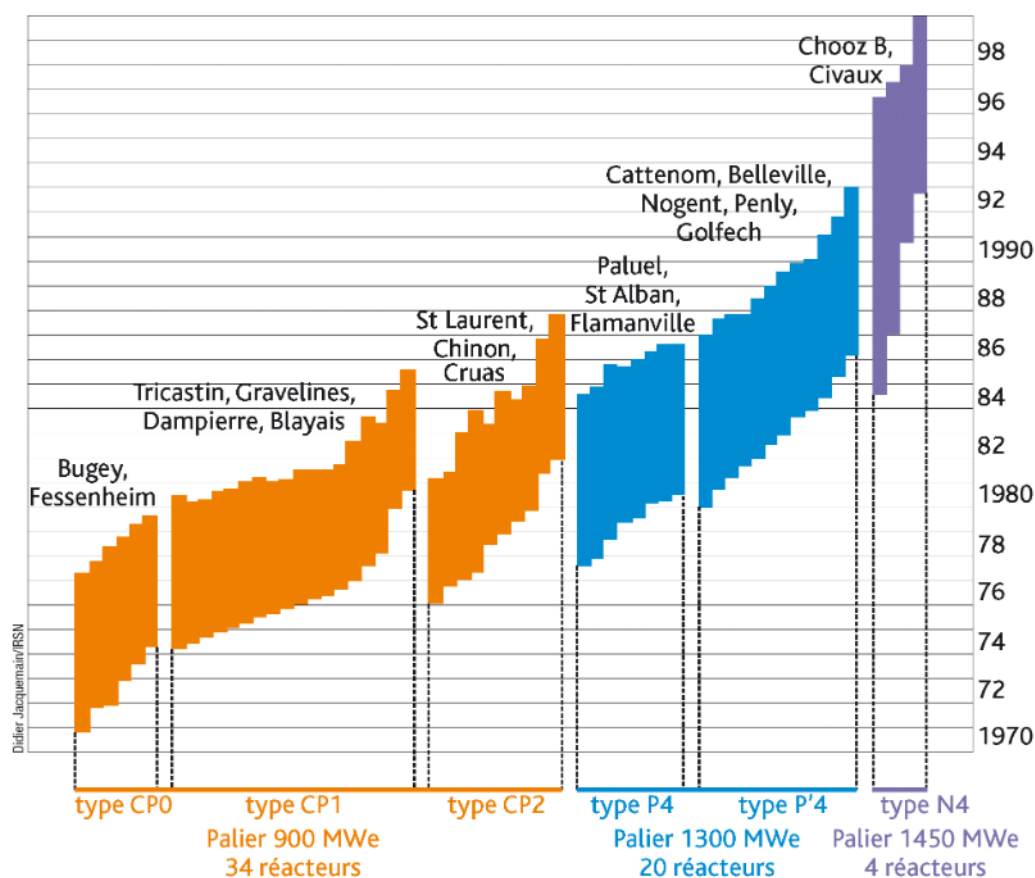
Le développement du parc nucléaire français actuel survient notamment à la fin des années 1970 et dans les années 1980 en réponse au choc pétrolier de 1973. A partir de 1974, l'annonce du plan Messmer permettra de lancer un programme industriel de grande ampleur pour garantir la souveraineté énergétique du pays vis-à-vis des pays exportateurs de pétrole. Par la suite, de nombreux choix technologiques et politiques ont été décidés pour aboutir au parc nucléaire exploité actuellement par EDF.

Le parc nucléaire français actuellement en exploitation est, à la publication de ce rapport, composé de 56 réacteurs à eau pressurisée (« REP ») nucléaires et d'un réacteur pressurisé européen de 3^{ème} génération (EPR). Ces réacteurs, ou tranches, sont répartis en 18 sites de production comportant entre 2 et 6 réacteurs sur le territoire. Il est possible de catégoriser les réacteurs par palier et en fonction de la puissance électrique qu'ils sont capables de fournir²¹. Le parc actuel est composé de :

- 32 réacteurs de 900 MW, dont :
 - 4 réacteurs du palier CP0 et ;
 - 28 réacteurs du palier CPY.
- 20 réacteurs de 1300 MW, dont :
 - 8 réacteurs du palier P4 et ;
 - 12 réacteurs du palier P'4.
- 4 réacteurs de 1450 MW du palier N4.
- 1 réacteur EPR de 1600 MW, Flamanville 3

²¹ La notion de palier permet de distinguer, au sein des réacteurs nucléaires de puissance identique, les différences technologiques dans la conception des réacteurs.

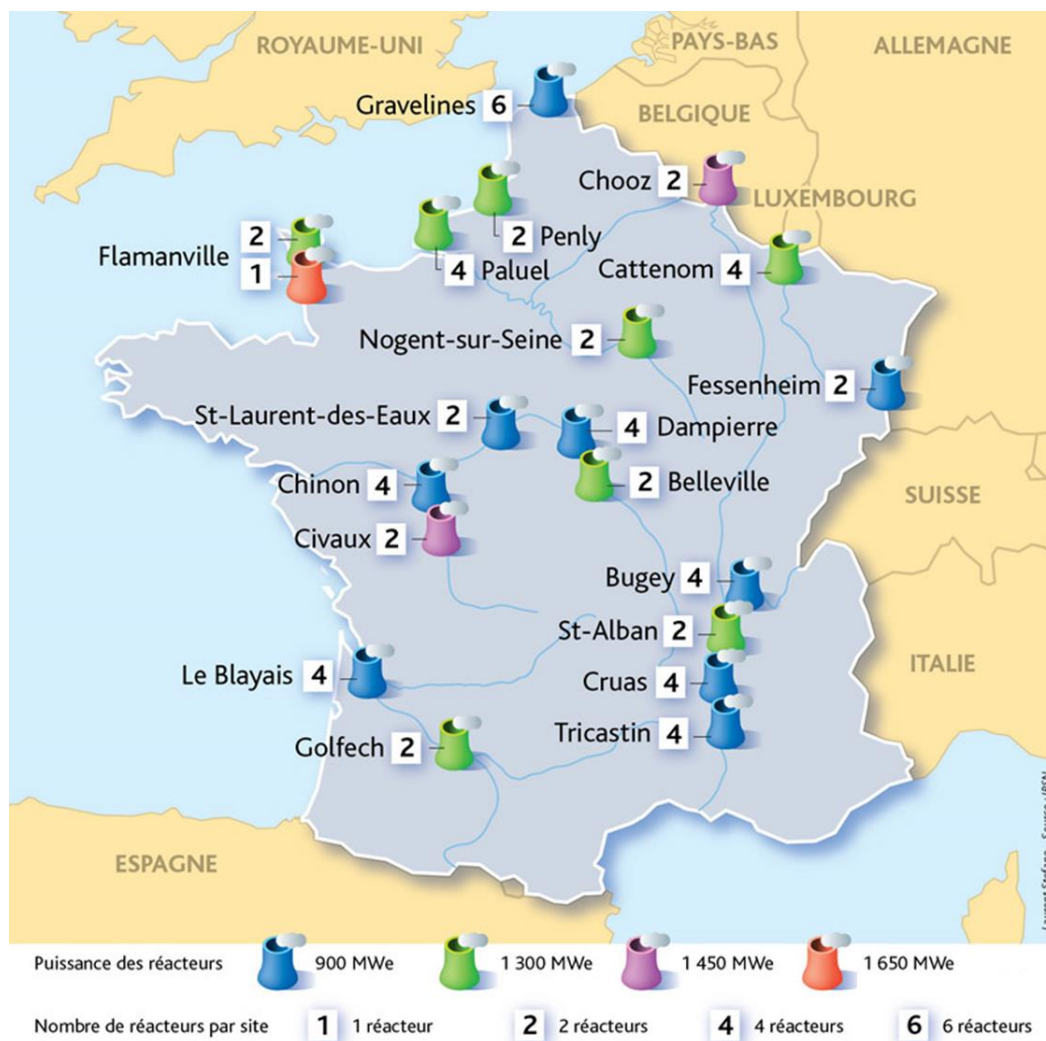
Figure 10 – Date de construction des différents paliers nucléaires sur le territoire français hors FLA3. Source : IRSN.



L'EPR de Flamanville a été construit entre 2007 et 2025.

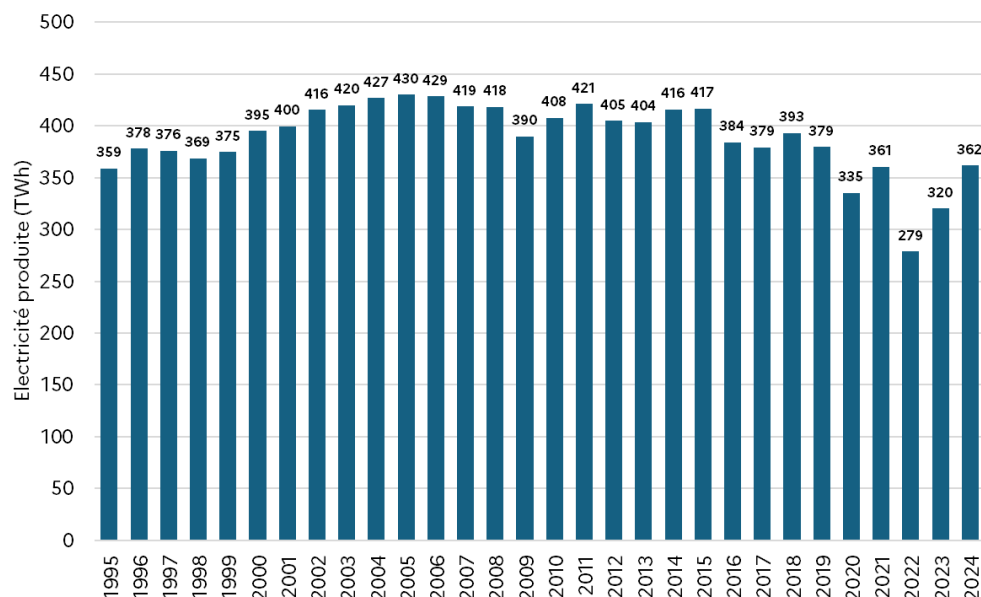
Il est également à noter que d'autres réacteurs nucléaires ont été en exploitation sur le territoire mais sont actuellement en démantèlement comme la centrale de Fessenheim et ne sont donc pas concernés par le dispositif juridique présenté en partie 2. La Figure 11 ci-contre présente la répartition de l'ensemble des réacteurs nucléaires français sur le territoire.

Figure 11 – Répartition des réacteurs nucléaires français sur le territoire métropolitain. Source : ASNR.



La part du nucléaire dans le mix électrique français a largement évolué entre 1974 et 2024 pour atteindre un niveau actuel d'environ 67% en 2024. En effet, la production d'électricité nucléaire a progressivement augmenté au fil du développement de la filière nucléaire, puis est restée constante sur la période 2000 – 2015 à des niveaux supérieurs à 400 TWh. Depuis, une baisse de la production est observée, liée outre la fermeture des deux tranches de Fessenheim, à une moindre disponibilité des réacteurs nucléaires liée au renforcement des programmes de maintenance. Le niveau de production exceptionnellement bas en 2022 est lié à la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte sur les circuits primaires des réacteurs, provoquant des délais et fréquences de maintenance plus importants et par voie de conséquence une production amoindrie.

Figure 12 – Electricité produite par le parc nucléaire français sur la période 1995 – 2024. Source : RTE.



3.2. Le programme de Grand Carénage

Engagé depuis 2014 par EDF, le Grand Carénage (ci-après « GK ») est un programme industriel de rénovation et modernisation du parc nucléaire historique. Le programme Grand Carénage regroupe au sein d'un pilotage structuré un ensemble de projets impliquant la totalité des tranches du parc nucléaire et se déroulant de façon continue sur la durée de fonctionnement du parc. Il s'articule autour du triple objectif de (i) permettre à EDF de prolonger la durée de fonctionnement de ses centrales nucléaires au-delà de 40 ans (ii) tout en garantissant au parc l'atteinte de ses objectifs de production en toute sûreté, (iii) dans le cadre d'une trajectoire financière maîtrisée.

3.2.1. Rappel sur le programme de Grand Carénage

Le programme se structure autour de quatre familles de projets :

- les projets liés aux réexamens périodiques : ils permettent à chaque réacteur de franchir le cap décennal en répondant aux exigences légales et en faisant progresser la sûreté. Ils regroupent les projets relatifs aux visites décennales (VD) en réalisation, en émergence ou en étude, visant à obtenir l'autorisation de poursuivre pendant 10 ans l'exploitation des réacteurs d'un même palier (VD4 ou VD5 pour les passages respectivement de 40 à 50 ans et 50 à 60 ans) ;
- les projets liés aux réponses aux agressions : dans l'objectif de renforcer les installations afin de les rendre robustes à des agressions de niveau accru (séisme, inondation, incendie, autres événements exceptionnels dans le cadre du plan d'actions Post-Fukushima...) ;
- les remplacements et rénovations de gros composants, qui incluent en particulier les projets :
 - générateur de vapeur (GV) : intègre le remplacement des générateurs de vapeur, les études de sûreté et de vieillissement, les opérations de nettoyage chimique et le remplacement des coudes du circuit primaire sur les paliers 900 MW et 1300 MW ;
 - composants îlot nucléaire : rassemble l'ensemble des opérations de remplacement ou de rénovation des composants de l'îlot nucléaire, notamment les intérieurs de cuve, mécaniques de commande de grappe, pressuriseurs, moteurs et hydrauliques de pompes primaires, échangeurs, etc. ;
- les projets « portefeuille » : regroupe les modifications intégrant les évolutions réglementaires relatives à l'environnement ou améliorant le confinement des substances chimiques utilisées dans les centrales (Projet chimie-environnement), les travaux de renforcement de l'étanchéité

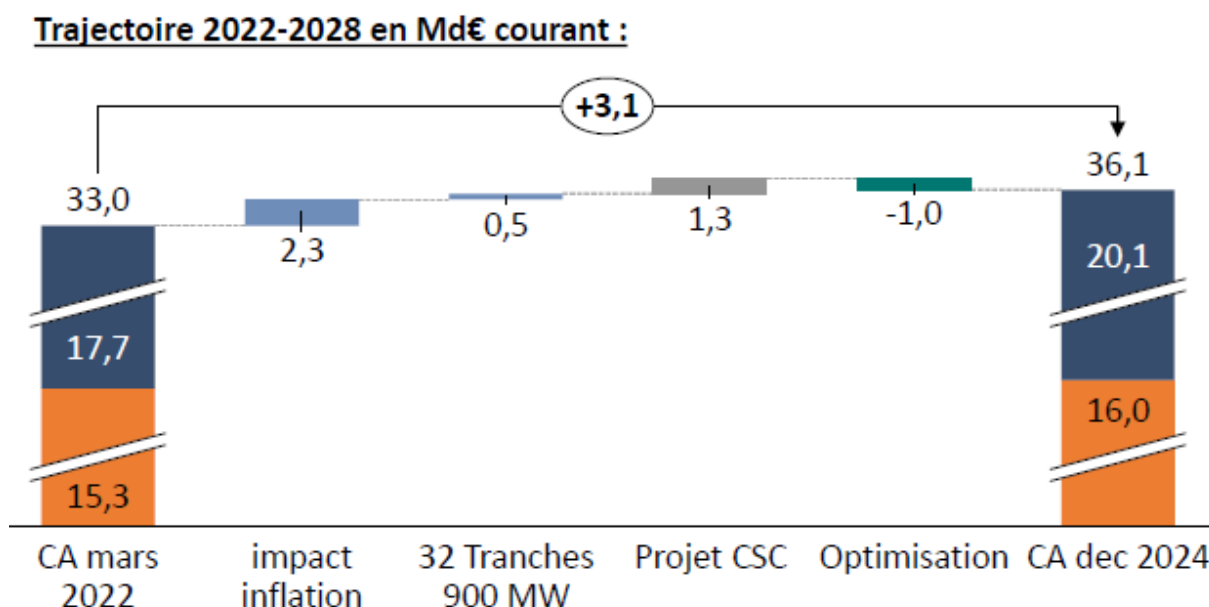
des enceintes de confinement (Génie civil) et le traitement des écarts de conformité des installations (Performance parc).

La trajectoire financière du GK comprend également les dépenses de maintenance courante qui peuvent être des travaux de rénovation de tuyauteries, de la maintenance préventive, de l'installation de nouveaux matériels ou la mise en conformité de pièces importantes pour la sûreté comme les sources électriques.

En termes d'ampleur, le GK constitue un défi industriel majeur pour EDF, mobilisant des millions d'heures d'ingénierie, et induisant des enjeux de coopération entre les différents acteurs internes et externes du projet. Dans le cadre de la première feuille de route du GK, sur la période 2014-2025, le GK avait une enveloppe financière de 49,6 Md € courant, soit 27,6 Md € courant pour les projets et 22 Md € courant de maintenance courante. Compte tenu des retours d'expérience des projets en cours, et de nouveaux éléments contextuels, tels que divers avis de l'ASNR²² ou la PPE 2028-2032, les dépenses d'investissements ainsi qu'une nouvelle feuille de route du programme GK ont été consolidées et approuvées par le conseil d'administration d'EDF courant 2022. Cela a entraîné une extension de l'horizon temporel du programme, passant de 2014-2025 à 2022-2028, marquant ainsi le début de la « phase 2 ». A la fin de l'année 2021, EDF déclare avoir investi 31,7 Md € courant sur le programme.

La phase 2 a été validée par le conseil d'administration d'EDF avec un budget annoncé de 33 Md € courant (17,7 Md € pour les projets GK et 15,3 Md € de maintenance courante). Fin 2024, la trajectoire financière a été actualisée à 36,1 Md € courant en intégrant un nouveau périmètre (corrosion sous contrainte et prolongement de 32 tranches 900 MW au lieu de 20). Ainsi, sur la période 2014-2028, un budget d'environ 67,8 Md € courants a été validé et est alloué aux projets du GK et à la maintenance courante du parc nucléaire historique.

Figure 13 – Evolution de la trajectoire financière de la phase 2 du GK entre 2022 et 2024. Source : EDF.



²² Exemples d'avis/ décisions majeures : Décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021 (poursuite fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans) ; lettre ASN CODEP-DCN-2015-000461 du 23 février 2015 : Réacteurs électronucléaires - EDF - Réexamen de sûreté associé à la deuxième visite décennale des réacteurs de 1450 MWe (VD2-N4) - Orientations du programme du réexamen

3.2.2. Retour sur l'avancée des grands chantiers du Grand Carénage

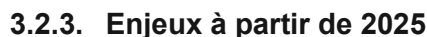
S'agissant des réexamens périodiques, 19 réacteurs du palier 900 MW ont terminé leur 4^{ème} visite décennale à fin 2024 et le 5^{ème} réexamen périodique est en préparation, les 3^{èmes} examens périodiques sur le palier 1300 MW sont en train d'être finalisés et les 4^{èmes} visites démarrent. Enfin les 2^{èmes} examens périodiques sur le palier 1450 MW sont en cours de finalisation et les 3^{èmes} examens périodiques démarrent. Ces réexamens déploient des modifications en deux phases, une phase A (lors de la visite décennale) et une phase B (4 ans au plus tard après la visite décennale).

Pour les remplacements de gros composants, le remplacement des GV (RGV) du palier 900 MW est quasi-finalisé (31 tranches) et 2 RGV du palier 1300 MW sont réalisés. Les chantiers concernant les générateurs de vapeur incluent également le nettoyage préventif de ceux-ci (NPGV). La Figure 14 ci-dessous détaille l'actualité du programme.

Les avis de l'autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) sur les futurs projets du GK, permettent à EDF d'avancer physiquement sur les projets du GK. L'ASNR instruit les réexamens périodiques en plusieurs étapes. Elle prend tout d'abord position sur les objectifs du réexamen et les orientations des programmes génériques de vérification de l'état de l'installation et de la réévaluation de la sûreté proposés par EDF. Sur cette base, EDF réalise les études de réévaluation de la sûreté et définit les modifications à mettre en œuvre, et l'ASNR prend ensuite position sur les résultats de ces études : c'est la décision, ou prise de position, sur la phase générique. Pendant la phase de réévaluation, l'ASNR peut formuler des demandes complémentaires à EDF, et les prises de position peuvent être publiées suite à une consultation publique.

A titre d'exemple, le projet de position de l'ASNR sur les orientations du cinquième réexamen périodique des réacteurs 900 MW publié en décembre 2024²³ après consultation publique valide les orientations retenues par EDF pour cette visite décennale. L'autorité de sûreté a également décidé en juillet 2025 que l'ensemble des dispositions prévues par EDF, et celles qu'elle avait prescrites, permettent de prolonger les 20 tranches 1300 MW au-delà de 40 ans. L'ASNR avait déjà rendu une décision similaire en février 2021 s'agissant de la prolongation des 32 tranches 900 MW au-delà de 40 ans. La Figure 15 ci-dessous date les prises de position majeures de l'ASNR sur les orientations des projets majeurs du GK.

²³ Orientations de la phase générique du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe d'EDF (10 décembre 2024)



Le planning structurant d'opérations sur la période 2025-2028 consiste à poursuivre :

- les réexamens périodiques : VD4 900 phase A et phase B, fin des VD3 1300, démarrage des VD4 1300 (8 visites) et préparation des VD3 N4 et VD5 900 de 2029 ;
- les remplacements et rénovations : 5 RGV et 4 à 6 remplacements de composants primaires principaux ;
- les projets portefeuille : performance et traitement des écarts de conformité, travaux hors arrêts VD, adaptation au changement climatique, etc.

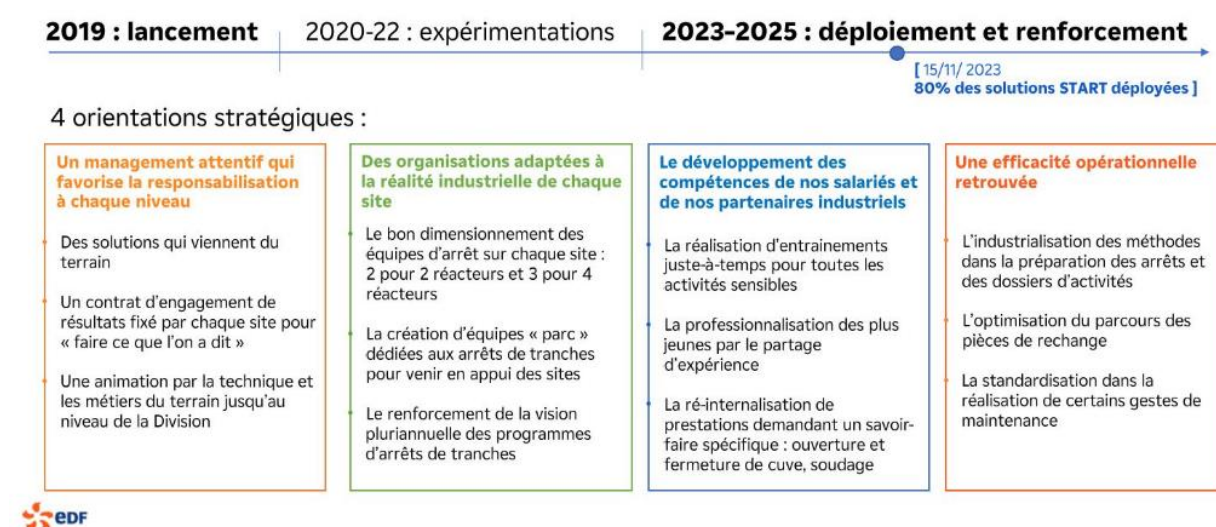
EDF a également estimé les dépenses à venir du programme GK sur la période 2029-2035, à savoir 30 Md €_{courant}. Pour cette période, EDF identifie également des projets sur les thèmes de l'augmentation de puissance des tranches 900 MW, l'ouverture d'un projet pour définir les conditions à réunir et les piloter pour exploiter les réacteurs au-delà de 60 ans ou encore l'adaptation au changement climatique et les ressources en eau, en complément de ce qui est déjà intégré à la VD5.

Le coût total du programme GK sur la période 2014-2035 est ainsi estimé à 97,8 Md €_{courant}. Les composantes de ce coût pour les périodes triennales considérées seront détaillées dans la partie 8.

3.3. Le programme START 2025

Depuis 2019 et face aux enjeux industriels du Grand Carénage, EDF a engagé un plan d'action nommé « START 2025 » visant à améliorer la gestion opérationnelle des arrêts techniques des tranches du parc électronucléaire. Ce programme vise ainsi à rehausser le niveau moyen de production du parc nucléaire malgré une densification du programme de maintenance industrielle à effectuer. Ce programme se décline selon plusieurs axes décrits publiquement par EDF : « *l'industrialisation, la capitalisation et la standardisation des méthodes de préparation des arrêts, une stratégie affinée d'allocation des ressources et des compétences, avec notamment la mise en place d'équipes mutualisées ou encore le renforcement de la formation des salariés aux gestes sensibles* »²⁴.

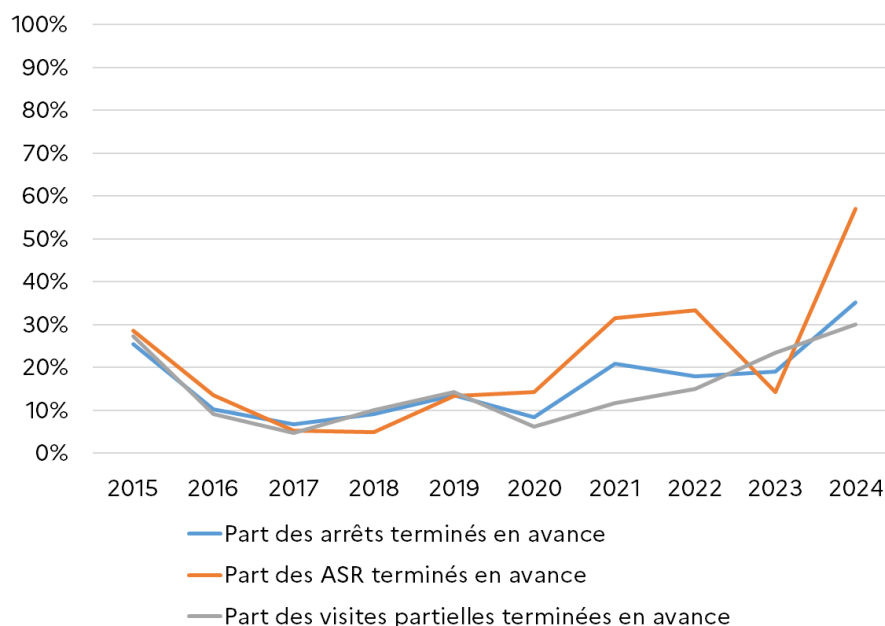
Figure 16 – Orientations du programme START 2025. Source : EDF.



Fin 2023, 80% des solutions envisagées par EDF dans le cadre de ce programme étaient déployées. Le déploiement de ces mesures a permis un redressement significatif de la production en 2024, notamment grâce à une meilleure gestion de la durée des arrêts techniques de chaque tranche. Parmi les arrêts recensés en 2024, 18 arrêts sur 40 ont respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle d'arrêt, contre 7 sur 41 en 2023. Ces améliorations se sont notamment reflétées de manière notoire sur les arrêts simple rechargement dont plus de la moitié se sont terminés en avance de planning : Cruas 1 a réalisé le meilleur arrêt pour simple rechargement (ASR) en 31 jours, en avance de 9 jours sur la durée initialement prévue et Civaux 2, l'ASR le plus court du palier N4 depuis quinze ans.

²⁴ Communiqué de presse EDF du 02/09/2024.

Figure 17 – Part des arrêts ayant respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle. Source : EDF, analyse CRE.



EDF souligne que ces performances sont également liées, outre les améliorations du plan START 2025, à un programme d'arrêts connus et relativement simple en 2024, ce qui a permis une meilleure gestion de ces arrêts. L'amélioration des performances de production du parc est également observable en 2025 : EDF a maintenu ses hypothèses de redressement du niveau de la production pour 2025 avec une fourchette affichée entre 350 et 370 TWh²⁵.

Ces performances devraient se maintenir durant les périodes triennales considérées sur les arrêts génériques, mais EDF a souligné à la CRE que de telles performances ne pouvaient être attendues sur les arrêts dits de tête de série, et notamment les premières VD4 1300.

3.4. Le démarrage de l'EPR Flamanville 3

Dans le présent rapport et conformément à l'article L. 336-3 du code de l'énergie, la CRE estime le coût de production moyen d'un MWh d'électricité produite par le parc historique composé des 56 tranches et de l'EPR Flamanville 3 (FLA 3). Cet exercice demande notamment d'évaluer le niveau de production de l'EPR pendant la période concernée, alors même que son démarrage n'est pas encore abouti à la date de rédaction de ce rapport.

Le 7 mai 2024, l'ASNR a autorisé la mise en service du réacteur EPR de Flamanville. À la suite de cette mise en service, la phase de démarrage du réacteur qui s'étend sur plusieurs mois, a commencé. Après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur, EDF a débuté une phase d'essais puis a procédé à la divergence du réacteur après avoir obtenu l'accord de l'ASNR. Cette phase d'essais comporte différents jalons d'approbation de l'autorité de sûreté, par exemple : passage de la température du circuit primaire au-dessus de 110°C, première réaction nucléaire, connexion au réseau. L'ensemble des jalons de validation de l'ASNR lors de la phase d'essais de Flamanville 3 est présenté dans la figure suivante, issue des communications de l'ASNR.

²⁵ Publication des résultats trimestriels du 24/07/2025

Figure 18 – Etapes de la mise en service de Flamanville 3. Source : ASNR

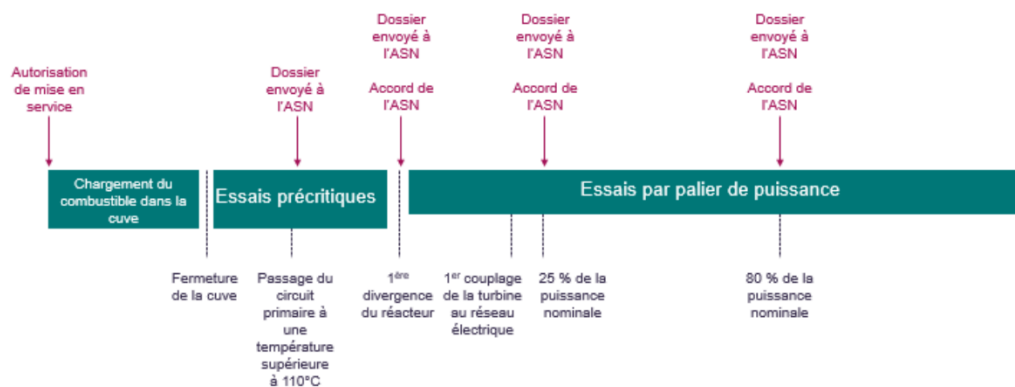
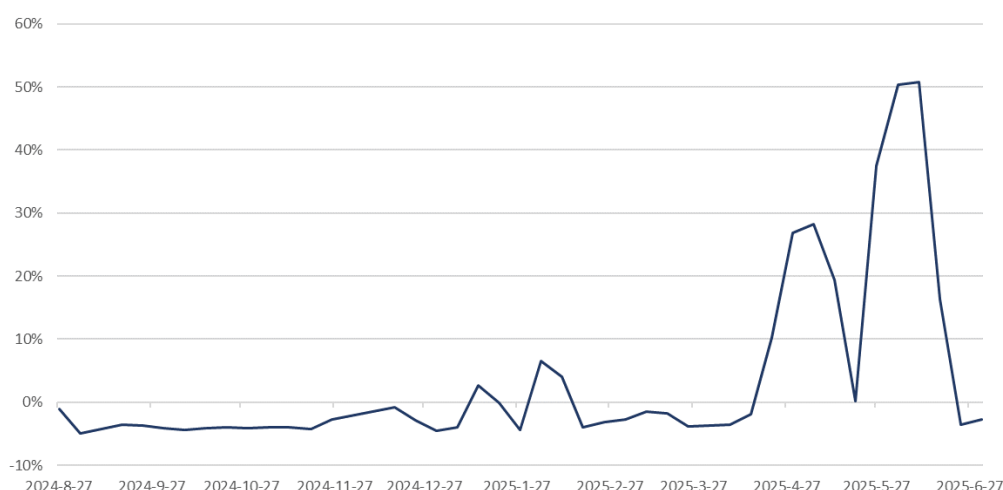


Figure 19 – Puissance apparente de Flamanville 3 sur le réseau public de transport, en % de la puissance nominale, depuis l'autorisation de mise en service. Source : analyse CRE, données RTE.



Remarque : les puissances négatives correspondent à la consommation des auxiliaires (pompes, préchauffe, ventilation etc).

Au début du mois de juin 2025, EDF a réalisé le programme d'essais du réacteur à 60% afin de valider le fonctionnement du réacteur dans des conditions proches de celles d'exploitation. Le 19 juin, le réacteur a été mis à l'arrêt afin de réaliser une intervention sur les soupapes du circuit primaire principal²⁶.

L'anticipation du niveau de production de FLA 3 sur la première période triennale est complexe en raison d'un programme d'essais dense. EDF a fourni à la CRE une chronique de production tenant compte de ce programme d'essais que la CRE n'est pas en mesure d'expertiser (cf. partie 6.6).

3.5. Projet de construction des EPR 2

Le Président de la République, dans son discours de Belfort du 10 février 2022, a souhaité la construction de six EPR 2 et le lancement des études sur la construction de 8 EPR2 additionnels.

Le 22 juin 2023, la loi relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations

²⁶ Poursuite des essais de démarrage de l'EPR, EDF, 13/06/2025

existantes a été promulguée. Elle facilite les procédures administratives afin d'accélérer la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2, prévus sur des sites nucléaires existants.

Le Président de la République a réuni le lundi 17 mars 2025 un 4^{ème} Conseil de politique nucléaire (CPN). Ce conseil, qui se tient régulièrement depuis 2022, définit les grandes orientations de la politique nucléaire nationale. Lors de cette réunion, le Conseil a fait un point d'étape sur la mise en œuvre du programme EPR 2 qui vise à construire 6 nouveaux réacteurs de forte puissance, à Penly, Gravelines et Bugey, pour une première mise en service d'ici 2038. Penly est la tête de série des trois premières paires de réacteurs. EDF a déposé ses demandes d'autorisation auprès des services de l'État le 29 juin 2023. Les travaux préparatoires à la construction de deux réacteurs EPR 2 ont commencé en juillet 2024.

EDF s'appuie sur un scénario conforme au discours de Belfort de construction de 14 EPR 2 dans le futur. Ce choix a un impact sur le financement de la Hague 2 et de Melox 2 et de la répartition des coûts entre nouveau nucléaire et nucléaire historique (cf. paragraphe 7.2.).

3.6. Enjeux sur l'aval du cycle : projet pérennité résilience et aval du futur

L'uranium utilisé pour produire de l'électricité dans les réacteurs nucléaires en tant que combustible nécessite plusieurs transformations avant de pouvoir être intégré dans le cœur des réacteurs et d'être traité après son utilisation. La France a notamment fait le choix d'un cycle dit « fermé » c'est-à-dire de maîtriser sur son territoire chaque étape du cycle du combustible, qui se distingue par une phase précédant le chargement du réacteur (amont du cycle du combustible) et par une phase de traitement-recyclage survenant après le déchargement du réacteur (aval du cycle du combustible).

L'amont du cycle se distingue en plusieurs parties, à savoir :

- **L'extraction** du minerai d'uranium dans des mines à l'étranger dans les zones géographiques où sont présents les gisements. La concentration du minerai étant naturellement très pauvre en uranium, il est transformé en poudre jaune (« *yellow cake* ») plus concentrée et donc plus facile à transporter.
- **La conversion** de l'uranium après son extraction et son traitement en gaz d'hexafluorure d'uranium permettent de purifier la matière extraite et transformée, et de la préparer à être utilisée dans les réacteurs nucléaires.
- **L'enrichissement** de l'uranium permet d'augmenter la teneur de l'uranium en isotope 235, c'est-à-dire, les éléments fissiles qui permettent de déclencher les réactions nucléaires dans le cœur du réacteur. En effet, les réacteurs nucléaires français sont notamment caractérisés par une absorption importante des neutrons qui permettent d'entretenir la réaction nucléaire dans le cœur et il est donc nécessaire d'augmenter la teneur du combustible en uranium 235 pour maintenir la réaction nucléaire dans le cœur.
- **La fabrication du combustible** est ensuite réalisée, à partir de l'uranium enrichi, sous forme de pastilles d'oxyde d'uranium qui sont empilées dans des tubes, les crayons, pour former un assemblage combustible prêt à être introduit en réacteur.

Une fois le combustible irradié dans le cœur des réacteurs nucléaires, il est nécessaire de traiter et de recycler le combustible usé. Pour ce faire, la partie aval du cycle se décompose en 3 étapes principales :

- **Le traitement du combustible** est effectué à l'usine d'Orano à la Hague après son refroidissement en piscine sur le site des centrales et permet de séparer les matières valorisables contenues dans le combustible irradié des déchets. L'uranium est séparé en plusieurs éléments lors de son traitement : 95% en uranium de retraitement qui pourra être réenrichi, 4% de matières non réutilisables et 1% de plutonium.
- **Le recyclage des déchets radioactifs** consiste à utiliser de nouveau les produits issus du traitement du combustible et notamment du plutonium récupéré après son irradiation afin d'augmenter la quantité d'électricité produite à partir de matière recyclée. Ce plutonium est associé à l'uranium appauvri provenant de l'étape d'enrichissement de l'amont du cycle pour créer un mélange d'oxyde (« MOx ») à l'usine de Melox, permettant de remplacer l'uranium 235 comme combustible nucléaire dans les réacteurs prévus à cet effet.

- **Le stockage des déchets radioactifs**, c'est-à-dire de la matière qui ne peut être ni recyclée ni réutilisée, est effectué selon les caractéristiques de radioactivité des déchets (durée de vie et niveau d'activité radioactive). En France, 90% des déchets disposent d'une solution de gestion à long terme (notamment entreposage) et le reste, notamment ceux présentant une radioactivité et un temps de vie importants sont entreposés en attendant une solution de stockage (voir partie 7.2.4 sur le projet Cigéo).

Figure 20 – Principaux éléments du cycle du combustible en France et installations associées.

Source : CNDP et ASNR.



Les Conseils de Politique Nucléaire du 26 février 2024 et du 17 mars 2025 ont confirmé la prolongation de la politique de traitement-recyclage des combustibles usés en France. Parmi les projets mentionnés, le lancement d'un projet de pérennité et résilience visant à prolonger la durée de vie des usines de La Hague et de Melox, le lancement d'études pour une nouvelle usine de traitement des combustibles usés sur le site de La Hague, aussi appelé « La Hague 2 », et enfin le lancement d'étude pour la construction d'une nouvelle usine de MOx (mixed Oxydes) sur le site de La Hague, aussi appelé « Melox 2 ».

Le projet de pérennité résilience vise à prolonger la période de fiabilité des installations existantes de l'aval du cycle dans un objectif de production nominale conservée et d'anticiper les aléas techniques afin de garantir une production minimale même en cas de défaillances combinées, et cela au-delà de 2040 jusqu'à la mise en service des installations de l'aval du futur. Le projet inclut également la densification des piscines d'entreposage de La Hague, permettant d'augmenter de plus de 25% les capacités actuelles. Les travaux de densification devraient débuter courant 2025.

Le projet d'aval du futur concerne principalement la construction des deux nouvelles usines de La Hague 2 et Melox 2 sur le site de La Hague actuel par Orano à l'horizon 2045-2050, ainsi que la construction de deux bassins d'entreposage de combustibles usés (projet d'atelier d'entreposage et de déchargement ou ADEC). Ces projets ont pour ambition de prolonger la politique de traitement-recyclage du combustible usé dans un contexte de relance du nucléaire et de prolongement de la durée de vie des centrales actuelles (*cf.* paragraphe précédent). Leur financement est un enjeu majeur dont l'ensemble des caractéristiques reste à déterminer.

4. Méthode générale retenue en 2023 et évolution du contexte

4.1. Rappels sur la méthode proposée par la CRE dans son rapport de 2023

4.1.1. Une approche fondée sur les coûts comptables de production et des briques extracomptables

En 2023, dans le cadre d'une lettre de mission, le Gouvernement a demandé à la CRE de déterminer le coût du nucléaire existant²⁷ 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 2023.²⁸

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.

Pour le rapport 2023, la CRE avait choisi, en cohérence avec sa pratique régulatoire une méthode de construction du coût complet principalement fondée sur une logique de coûts comptables, ce qui est par ailleurs cohérent avec la demande adressée par les pouvoirs publics dans la lettre de mission. Le calcul du coût du nucléaire en 2023 consistait en un exercice d'empilement des charges d'exploitation, des 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 historique sur les trois périodes de régulation observées dans le rapport 2023 (2026-2030, 2031-2035, 2036-2040).

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 constituent un accroissement du chiffre d'affaires sans correspondance directe avec une charge constatée au compte de résultat. Ces briques servent à mettre en cohérence les revenus du parc nucléaire historique avec le niveau de rémunération du capital retenu dans le cadre de la régulation.

Les briques extracomptables retenues pour l'exercice 2023 étaient au nombre de quatre :

- 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. La CRE avait validé la demande d'EDF de verser par anticipation les coûts associés à travers un loyer économique constant en euros constants sur la durée de vie résiduelle de chaque tranche, sous réserve que les fonds ainsi constitués soient provisionnés ou cantonnés en vue de leur décaissement futur.
- La compensation des effets de la réforme des retraites des IEG²⁹ réalisée en 2004, qu'EDF a dû financer à l'époque sur ses fonds propres.
- 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, par rapport au CMPC calculé par la CRE. Cette brique extracomptable visait à compenser une perte d'opportunité en rebouclant le niveau de rémunération effectif du parc nucléaire sur le CMPC du parc nucléaire régulé, c'est-à-dire assurer, dans le contexte d'une régulation de la totalité de la production nucléaire, que l'ensemble des actifs (y compris les actifs dédiés) au périmètre du parc nucléaire étaient rémunérés au CMPC.
- La compensation d'un éventuel déficit de rémunération passé des provisions nucléaires, liée à la constitution des provisions pour les engagements long terme du parc nucléaire et à la

²⁷ 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.

²⁸ CRE (2023) [Résumé du rapport de la CRE - Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF](#)

²⁹ Industries Electriques et Gazières.

couverture des amortissements du parc nucléaire. Dans le contexte d'une régulation portant sur la totalité de la production du parc nucléaire et visant à s'assurer, sur l'ensemble de la durée de vie du parc, que les coûts afférents à sa construction et à ses engagements long terme sont couverts, la CRE avait introduit une brique visant à couvrir l'éventuel déficit de rémunération passé pouvant être attaché à la constitution de provisions pour engagements de long terme et d'amortissements.

S'agissant des coûts de construction de l'EPR de Flamanville, la CRE avait appliqué un traitement spécifique aux coûts de construction de l'EPR de Flamanville, en retenant deux natures de coûts :

- Les coûts à compenser, intégrés dans la valeur nette comptable (VNC) régulée afin d'être couverts par la prise en compte de l'amortissement de cette dernière dans le prix régulé. La CRE avait estimé que tous les coûts relatifs à la construction de l'actif avaient vocation à être couverts par la régulation et les avait donc intégrés en totalité dans la VNC amortie.
- Les coûts à rémunérer, intégrés dans la base d'actifs régulée (ci-après « BAR ») rémunérée au CMPC du nucléaire régulé. La CRE avait estimé que la régulation n'avait pas vocation à couvrir la totalité du risque industriel d'EDF, et qu'en conséquence les surcoûts relevant d'une responsabilité d'EDF devaient être retraités de la BAR.

A cette fin, la CRE avait classifié l'ensemble des surcoûts du projet, selon leur nature reconductible ou non, et selon le type de surcoût associé (réglementaire, volume, délai, aléa). La CRE avait estimé que les surcoûts non reconductibles liés aux délais ainsi que les surcoûts liés à la part transactionnelle des contrats, qui reflètent la gestion inappropriée du projet par EDF, ne devaient pas faire l'objet d'une rémunération, et les avait, à ce titre, retraités de la BAR. La CRE avait également retraité de la BAR les intérêts intercalaires associés à ces surcoûts, ainsi qu'une quote-part des intérêts intercalaires liée à la dérive du chantier imputable à EDF, établie normativement sur le fondement de l'analyse des aléas critiques dimensionnants du projet et de l'impact de la problématique des soudures du CSP sur le calendrier du chantier.

4.1.2. Un CMPC tenant compte du contexte de régulation de la production nucléaire alors envisagé

En 2023, l'évaluation du coût moyen pondéré du capital effectuée par la CRE reposait sur 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 sur un ruban d'énergie.

La CRE avait alors utilisé une méthode d'évaluation du coût du capital, élaborée à la suite des échanges avec la Commission européenne.

Notamment, la CRE avait retenu – en cohérence avec les principes requis par la Commission européenne – l'observation directe du coût effectif de la dette d'EDF plutôt qu'une approche par empilement du taux sans risque et d'un spread de dette.

De plus, la CRE avait retenu un bêta représentatif du risque qui correspondait à l'observation qu'elle avait menée auprès de quasi-*pure player* du nucléaire, c'est-à-dire des électriciens intégrés dont la majorité possède un parc nucléaire.

Enfin, la CRE avait retenu, en cohérence avec les échanges avec la Commission européenne, une structure du capital et donc un taux d'endettement fondé sur la structure réelle du capital d'EDF.

4.2. Adaptation du coût du nucléaire au nouveau dispositif juridique

4.2.1. La période concernée par l'évaluation des coûts est plus courte

Lors du rapport de 2023, la CRE avait calculé des coûts complets du nucléaire sur 3 périodes de 5 ans : la période 2026-2030, la période 2031-2035 et la période 2036-2040. Le calcul des coûts complets dépendait de trajectoires de coûts de long terme et des hypothèses de prolongement des coûts.

Conformément à l'article R. 336-6 du code de l'énergie, la CRE évalue les coûts pour deux périodes consécutives de trois ans, c'est-à-dire les périodes 2026-2028 et 2029-2031 pour le présent rapport. Le dernier plan moyen terme (ci-après « PMT »), qui est le plan stratégique d'EDF validé par son conseil d'administration, s'étend de 2025 à 2027 et concerne ainsi deux années de la première période

d'évaluation. Sur cette période, EDF dispose de meilleures prévisions financières pour ses coûts d'exploitation et ses coûts d'investissements. Par exemple, les coûts d'investissements sont calculés pour cet exercice avec une grande finesse, en utilisant les fiches de chaque projet, ce qui n'est pas possible à reconstituer sur le long terme. De plus, étant donné l'horizon court terme du PMT, ce dernier intègre des objectifs de performance sur les OPEX, les CAPEX et le productible.

4.2.2. L'adaptation de certaines briques au cadre réglementaire

L'article R. 336-7 du code de l'énergie dispose que « *seules les charges prévisionnelles supportées comptablement entre le 1^{er} janvier 2026 et l'arrêt définitif des centrales nucléaires historiques sont prises en compte dans l'évaluation des composantes mentionnées au précédent alinéa* ».

Certaines briques extracomptables intégrées au coût du nucléaire de la CRE dans le rapport 2023 n'entrent désormais plus dans le périmètre de l'évaluation des coûts complets du nucléaire historique au titre de l'article L. 336-3 du code de l'énergie. Il s'agit des briques de compensation anticipée des charges de post-exploitation, de compensation du déficit de rémunération du portefeuille d'actifs dédiés et de compensation du déficit de rémunération passé (cf. paragraphe 4.1.1.).

Par ailleurs, en application du décret n°2025-910 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation des coûts complets de production, la brique de rattrapage des retraites est la seule brique extracomptable intégrée aux coûts complets.

La brique de compensation anticipée des charges de post-exploitation ne constitue pas actuellement une charge comptable, EDF ne provisionnant pas ces charges, et ne doivent pas être intégrées aux coûts complets. Néanmoins, dans son avis sur le décret relatif aux principes méthodologiques³⁰, la CRE a estimé que la solution la plus adaptée est que ces coûts soient provisionnés par EDF car le décaissement de ces coûts dans le futur relatifs à l'activité du parc nucléaire historique est certain. Si EDF venait à provisionner ces charges, ces dernières seraient bien intégrées aux coûts complets. Pour donner de la visibilité, la CRE publie pour information le montant de cette brique de compensation des charges de post-exploitation (cf. paragraphe 9.2).

Le retraitement de la BAR de FLA 3 effectué en 2023 dans le cadre incitatif d'un CfD n'a pas vocation à être retenu dans l'évaluation présente des coûts du nucléaire qui vise à estimer les coûts supportés par EDF pour sa production électronucléaire à partir des centrales historiques. L'article R. 336-8 du code de l'énergie précise dans ce sens que les charges d'investissement prévisionnelles sont calculées à partir des amortissements comptables et de la rémunération du capital de la base d'actifs comptable.

4.2.3. L'adaptation du CMPC au nouveau dispositif juridique

Le cadre juridique repose désormais sur une valorisation de la production nucléaire aux prix de gros. Ce nouveau cadre fait supporter à EDF un risque supérieur au cadre envisagé en 2023, qui comportait une stabilisation du prix par un CfD, ce qui se traduit par un CMPC plus élevé.

Bien qu'il soit davantage libre de définir sa stratégie de couverture, notamment sur le marché à terme, le producteur nucléaire marchand est exposé aux variations des prix de gros de l'électricité. Ce niveau de risque globalement supérieur à celui d'un CfD se traduit par un ajustement des paramètres de risque. L'adaptation du CMPC à un cadre marchand est réalisée en deux étapes :

- un ajustement du bêta de l'actif ;
- un ajustement du taux d'endettement, le risque accru de l'activité se traduisant par une moindre capacité d'emprunt dans le financement global de l'opérateur.

4.2.3.1. Ajustement du bêta de l'actif

Dans le rapport de 2023, la CRE avait considéré que le risque d'un producteur nucléaire soumis à un CfD était correctement appréhendé par l'identification d'un bêta spécifique au nucléaire estimé à partir d'un large panel d'électriciens comparables opérant dans différents cadres.

Les producteurs nucléaires du panel opèrent dans deux types de cadres :

³⁰ Délibération de la CRE du 25 juillet 2025 n°2025-204 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

- le cadre de régulation *cost of service* : les coûts de production sont couverts par un revenu garanti, exposant le producteur à un niveau de risque bas ;
- le cadre marchand : le producteur commercialise sa production sur les marchés ce qui l'expose à un niveau de risque plus élevé.

Pour estimer le « bêta nucléaire marchand » et le « bêta nucléaire *cost of service* », la CRE identifie, au sein de l'activité de production nucléaire du même panel des électriciens comparables à EDF qu'en 2023, l'activité « nucléaire marchand », en la distinguant de l'activité « nucléaire *cost of service* ». Cette identification a été réalisée à la maille la plus fine disponible, par exemple en reconstituant le taux de participation réacteur par réacteur dans le cas des producteurs américains.

La CRE applique ensuite le même modèle d'estimation du bêta que celui utilisé dans le rapport de 2023, cette fois en distinguant au sein de l'activité nucléaire, une activité nucléaire *cost of service* et une activité nucléaire marchande. 5 activités distinctes sont ainsi retenues : réseau, production renouvelable, production thermique, production nucléaire *cost of service* et production nucléaire marchande.

Sur le fondement des informations disponibles et en suivant la méthodologie décrite précédemment, la CRE retient un bêta de l'actif du nucléaire supérieur à celui du rapport 2023 dans le nouveau cadre juridique.

4.2.3.2. Ajustement du taux d'endettement

La pratique de la CRE consiste à retenir une structure de capital normative, tout en comparant cette vision normative au taux d'endettement effectif de l'entreprise concernée. Cette approche a été utilisée dans le rapport de 2023. C'est par ailleurs la méthode privilégiée par les régulateurs en Europe pour les activités régulées.

Pour apprécier le taux d'endettement adapté à un cadre marchand, qui s'accompagne d'un niveau de risque globalement plus élevé, la CRE considère le taux d'endettement normatif d'une entreprise de même niveau de risque. Elle a également observé les taux d'endettement des producteurs nucléaires marchands du panel des électriciens intégrés, ainsi que l'endettement du groupe EDF.

Les électriciens du panel de comparables qui possèdent une activité nucléaire marchande présentent un taux d'endettement comptable moyen de 52%, à mettre en perspective avec un taux d'endettement comptable moyen de 63% des électriciens du panel de comparables possédant une activité nucléaire *cost of service*. Le groupe EDF présente un taux d'endettement compris entre 42% (taux d'endettement en endettement financier net) et 56% (taux d'endettement en dette économique ajustée) selon la méthode employée.

La CRE retient un taux d'endettement inférieur à celui du rapport 2023 dans le nouveau cadre juridique.

4.2.4. La continuité méthodologique

Les considérations exposées sur les dispositions du décret relatif aux principes méthodologiques et le changement de cadre imposent de réinterroger le cadre d'hypothèses dans lequel s'inscrit le présent rapport. Néanmoins, les principes fixés par ce décret s'inscrivent dans la continuité du rapport de 2023 et ne remettent pas en cause l'approche méthodologique retenue par la CRE dans le rapport de 2023. Fondée sur une approche principalement comptable, celle-ci garantissait la couverture de la totalité des coûts d'une exploitation efficace du parc nucléaire existant ainsi qu'une rémunération raisonnable de l'exploitant EDF pour son activité. Cette méthode a fait l'objet d'échanges approfondis avec la Commission européenne qui en a validé les grands principes et l'essentiel du paramétrage, y compris la méthode de détermination du coût moyen pondéré du capital. La méthode comptable a été retenue dans le cadre légal applicable. La CRE reconduit donc cette approche dans le présent rapport.

4.2.5. Hypothèses structurantes retenues

Cette section détaille le cadre d'hypothèses structurantes retenu par la CRE pour l'expertise des coûts du nucléaire au regard de l'article R. 336-10 du code de l'énergie.

4.2.5.1. S'agissant de la trajectoire de déclassement du parc

Le scénario d'une durée de vie du parc historique à 60 ans correspond à l'objectif de politique énergétique formulé par le Président de la République dans son discours de Belfort du 10 février 2022, ainsi qu'à l'ambition industrielle de l'exploitant EDF, qui a d'ores et déjà engagé des moyens pour étudier le prolongement de son parc nucléaire au-delà de 50 ans. En conséquence, le scénario à 50 ans ne constitue pas la vision la plus représentative et cohérente avec les orientations fixées par le Président de la République du devenir du parc nucléaire historique.

Par ailleurs, la suppression, dans la loi du 22 juin 2023³¹, de la cible de 50 % de nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2035 requestionne la pertinence de la trajectoire de déclassement anticipé de 12 tranches entre 2027 et 2035 prévue dans la PPE actuelle, qui avait été précisément dimensionnée de sorte à atteindre cet objectif. Les documents de consultation de la future PPE3 prévoient au contraire « une relance ambitieuse de la filière nucléaire, avec l'amélioration des performances du parc nucléaire existant, le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs ».

Pour ces motifs, la CRE ne retient pas les scénarios de déclassement à 50 ans et de trajectoire PPE actuelle comme scénario de référence dans le cadre de la présente analyse.

Toutefois, le prolongement à 60 ans de l'ensemble des 56 tranches du parc historique n'apparaît pas comme une évidence industrielle à ce stade. L'ASNR prendra position sur les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans à l'occasion de leur cinquième réexamen périodique.

Cet horizon s'avère toutefois trop lointain pour que les enjeux en matière de sûreté nucléaire puissent être pris en compte de manière suffisamment anticipée dans la définition de la politique énergétique. Pour cette raison, EDF a dû justifier à l'ASNR avant fin 2024 l'hypothèse d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans et au-delà, pour permettre une instruction approfondie débouchant sur une prise de position de l'ASNR fin 2026.

Dans cette perspective, l'ASNR a identifié dans son avis du 13 juin 2023³² deux sujets techniques qui doivent être analysés prioritairement par EDF :

- la résistance mécanique de certaines portions des tuyauteries principales du circuit primaire de plusieurs réacteurs, appelées « coudes E » ;
- la prise en compte, pour les réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas, du retour d'expérience du séisme survenu au Teil le 11 novembre 2019.

L'ASNR rappelle également que d'autres facteurs, tels que la prise en compte des effets attendus du changement climatique, ou encore le fonctionnement, dans des conditions de sûreté satisfaisantes, des installations du cycle du combustible doivent également faire l'objet d'une attention particulière dans la perspective d'un fonctionnement jusqu'à 60 ans.

Compte-tenu de ces éléments, la CRE constate qu'une trajectoire de déclassement homogène du parc à 60 ans constitue une hypothèse nécessairement normative.

La CRE souligne toutefois que la prolongation de « *tous les réacteurs qui peuvent l'être* », selon les mots du Président de la République tenus lors de son discours de Belfort le 10 février 2022, constitue l'objectif fixé par les pouvoirs publics à l'exploitant du parc. A ce titre, la CRE retient un allongement de la durée de vie des réacteurs sauf si des éléments publics justifient leur absence de prolongement.

L'ASNR ne s'est pas encore positionnée sur l'allongement de la durée de vie des centrales. Ainsi, la CRE ne dispose pas d'éléments pour déterminer éventuellement des trajectoires de déclassement alternatives, fondées sur une appréciation de la capacité de chaque tranche à satisfaire aux exigences de sûreté nécessaires à l'allongement à 60 ans. De plus, dans sa dernière estimation pour le GK, EDF estime le coût pour un allongement à 60 ans de tous les réacteurs 900 MW. Le décret dispose que les

³¹ Loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

³² Avis n° 2023-AV-0420 de l'ASN du 13 juin 2023 sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

durées de vie des centrales doivent être cohérentes avec la stratégie d'EDF. La CRE retient donc un prolongement à 60 ans de tous les réacteurs.

Dans le cas d'un prolongement de la durée de vie des réacteurs à 60 ans, EDF intègre une date de changement anticipée dans la comptabilité qui correspond à la prévision de prise de décision de l'ASNR. Ainsi, dans l'évaluation du coût du nucléaire, l'allongement à 60 ans des centrales pour les paliers 900 et 1300 prend place au 31 décembre 2026 au moment de la décision sur l'instruction sur la durée de fonctionnement des paliers 900 et 1300. De manière prospective, l'allongement des centrales N4 à 50 ans est prévu en 2034 et leur allongement à 60 ans en 2044. La CRE retient les hypothèses d'EDF pour l'évaluation des coûts complets. Ces hypothèses ont un impact sur le calcul des amortissements et des provisions de long terme qui diminuent lors de l'allongement de la durée de vie.

4.2.5.2. S'agissant du développement du nouveau nucléaire

Les hypothèses d'EDF s'appuient sur le choix d'une relance de la filière nucléaire annoncé par le Président de la République lors de son discours à Belfort, annonçant le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 dans le futur, et éventuellement le développement de 14 EPR 2 à terme (voir partie 3.5.). Le choix d'une hypothèse sur le nombre d'EPR qui seront finalement construits a un impact sur la répartition du financement de la Hague 2 et de Melox 2 entre le nouveau nucléaire et le nucléaire existant (voir partie 6.2.).

La CRE considère que le développement du nouveau nucléaire présente de nombreuses incertitudes à long terme. L'exercice réalisé dans ce rapport demande de prendre une hypothèse quant au développement du nouveau nucléaire. La CRE souligne que le scénario proposé par EDF de 14 EPR 2 est conforme avec l'objectif qui lui est fixé par les pouvoirs publics. A ce titre, la CRE retient cette hypothèse pour l'évaluation des coûts complets.

4.2.5.3. S'agissant de la chronique d'inflation

L'article R. 336-11 du code de l'énergie dispose que : « Les hypothèses retenues par la Commission de régulation de l'énergie en matière de taux d'inflation et de taux d'intérêt pour l'évaluation des coûts mentionnés au R. 336-7 s'appuient sur des données à jour, cohérentes entre elles et référencées. Elles sont adaptées aux horizons temporels des évaluations et de fonctionnement des centrales électronucléaires historiques. »

La CRE retient une chronique d'inflation passée basée sur l'indice PIB (Produit Intérieur Brut), car la structure des prix de l'activité économique française dans son ensemble est probablement plus proche de la structure des coûts de l'activité d'exploitation de réacteurs nucléaires en France que de celle du panier de consommation moyen servant au calcul de l'IPC (indice des prix à la consommation). La chronique retenue par la CRE est indiquée dans le tableau ci-dessous, et donne lieu à une inflation cumulée sur la période 2020-2024 de 12,3 % :

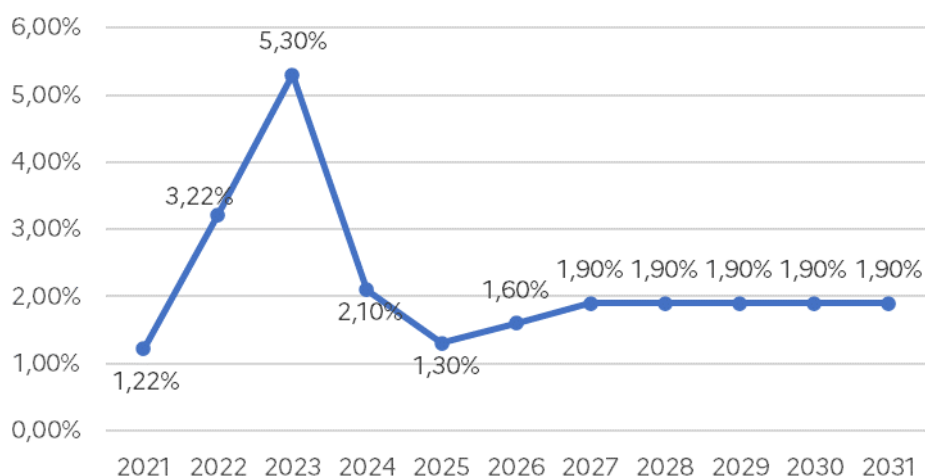
	2021	2022	2023	2024
Inflation annuelle	1,22%	3,22%	5,30%	2,10%

S'agissant de l'inflation future, en l'absence de prévisions d'indice PIB, deux sous-périodes peuvent être identifiées :

- La période 2025 à 2030, pour laquelle le Fonds monétaire international (FMI) publie des prévisions d'évolution annuelle de l'IPCH (IPC harmonisé), la CRE retient cette chronique pour cette période.
- 2031, pour laquelle aucune prévision d'inflation n'est publiée, tous indices confondus. La CRE retient la prévision de l'évolution annuelle la plus lointaine de IPCH faite par le FMI, soit 1,90 %.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inflation annuelle	1,30 %	1,60 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %	1,90 %

Figure 21 – Chronique d'inflation annuelle retenue par la CRE



4.2.5.4. Monnaie de référence

L'article L. 322-77 du CIBS prévoit qu'« Un décret détermine les situations dans lesquelles les tarifs fixés pour chaque période peuvent être modifiés au cours de cette dernière. » A date, un tel décret n'a pas été publié.

La CRE évalue les coûts complets de production en $\text{€}_{\text{courants}}/\text{MWh}$ et en $\text{€}_{2026}/\text{MWh}$. La CRE considère que la monnaie de référence utilisée pour fixer les tarifs de taxation et d'écrêtement doit dépendre de la modification prévue par le décret au cours de la période.

Par exemple, en cas de révision à l'inflation des tarifs de taxation et d'écrêtement au cours de la période, la CRE recommanderait d'utiliser l'évaluation en $\text{€}_{2026}/\text{MWh}$ pour fixer ces tarifs.

Enfin, tous les coûts exprimés en $\text{€}/\text{MWh}$ dans ce rapport sont calculés en divisant les coûts absolus en € par la production totale (incluant FLA 3) déclarée par EDF en MWh. Ainsi, l'ajustement du productible se manifeste comme une brique de coût additionnelle (négative pour cet exercice).

5. Coûts déclarés par EDF

5.1. Synthèse des coûts déclarés par EDF

EDF a déclaré à la CRE un coût du nucléaire de 79,7 €/MWh pour 2026-2028, et de 81,5 €/MWh pour 2029-2031. La décomposition par brique de coûts est présentée en Figure 22 ci-dessous pour chaque période triennale.

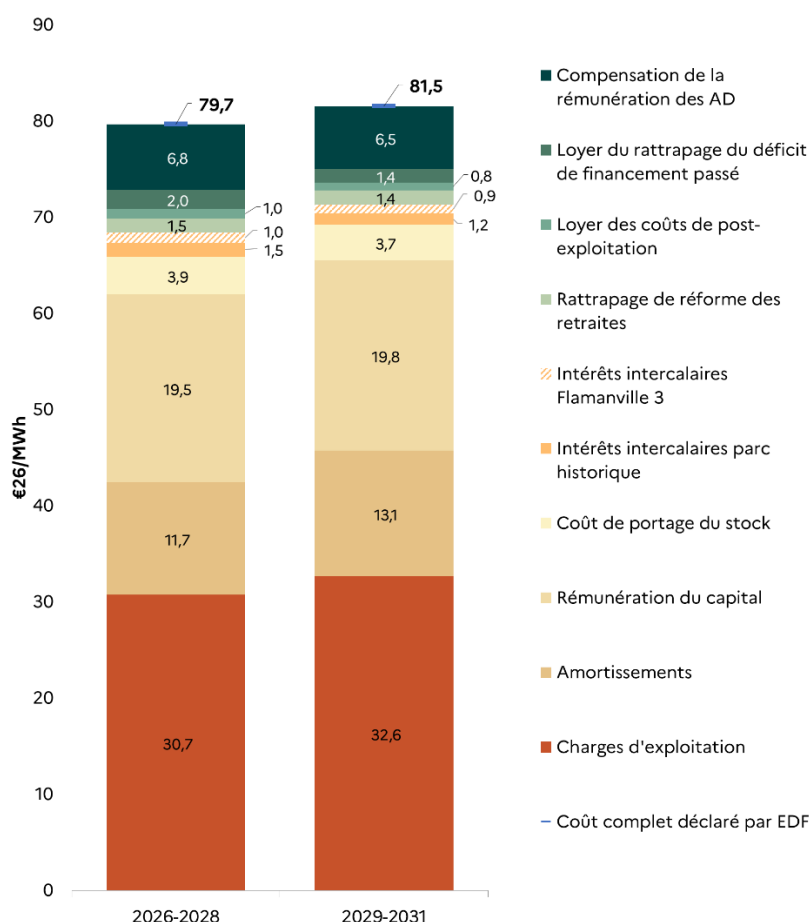
Cette évaluation de coût est caractérisée par les hypothèses structurantes suivantes – dont certaines prises avant la publication du décret n°2025-910 du 5 septembre 2025 :

- EDF préconise l'utilisation d'un CMPC de 12,9% nominal avant impôt sur les sociétés (IS), comme déclaré lors de son audition par la CRE le 10 juillet. Ce niveau de CMPC correspond à un bêta de l'actif de 1,2 (1,0 de bêta de l'actif nucléaire marchand, augmenté d'une prime de 0,2 pour prendre en compte l'asymétrie du cadre juridique), ainsi qu'un taux d'endettement de [confidentiel].
- EDF propose de prendre en compte les briques extra-comptables retenues pour l'exercice de calcul des coûts réalisés en 2023 : la compensation anticipée des charges de post-exploitation, la compensation et la rémunération des effets de la réforme des retraites des IEG, la compensation du déficit de rémunération du portefeuille d'actifs dédiés, la compensation et la rémunération du financement partiel par les revenus historiques des provisions.
- Comme lors de l'exercice 2023, EDF propose également la prise en compte d'une brique extracomptable pour couvrir les intérêts intercalaires du parc historique, c'est-à-dire les coûts du capital supportés pendant la construction des centrales.
- Ces coûts intègrent de plus plusieurs ajustements proposés par la CRE à la suite d'échanges avec EDF, et retenus par EDF dans sa déclaration. Ces ajustements sont présentés dans la partie 5.2.

Par ailleurs, EDF a, à la suite de l'audition³³ déclaré un CMPC révisé, de 11,3% nominal avant IS, en retenant un bêta de l'actif de 1,0, hors prise en compte de la prime d'asymétrie, et un taux d'endettement de 23,9%. Un tel CMPC conduit à un coût de 75,3 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et de 77,2 €/MWh en moyenne sur la période 2029-2031.

³³ Le 25 juillet 2025

Figure 22 – Décomposition par brique du coût déclaré par EDF sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031, CMPC nominal avant IS de 12,9% présenté en audition



5.2. Ajustements proposés par la CRE et repris par EDF

Lors des échanges avec EDF, plusieurs ajustements des coûts déclarés ont été réalisés par la CRE, et ont été intégrés par EDF dans sa déclaration finale présentée dans la partie 5.1.

5.2.1. Retraitement des recettes issues de la fourniture de services systèmes

Dans le cadre de la mise en place de la comptabilité appropriée des revenus d'EDF, l'article L. 336-6 du code de l'énergie indique les revenus qui se rapportent aux transactions relatives à l'électricité qui doivent être taxées dans le cadre du VNU : (i) les achats et les ventes d'électricité par l'exploitant des centrales électronucléaires historiques ; (ii) les gains ou les pertes de cet exploitant résultant d'instruments dérivés portant sur l'électricité ; (iii) les contrats par lesquels cet exploitant met à la disposition d'une autre personne une capacité de production de ces centrales.

Les coûts déclarés par EDF comprenaient initialement les recettes issues de la part énergie des recettes système. Pour éviter un double comptage de la composante liée à ces recettes système dans l'assiette de taxation (une première fois au sein de la comptabilité appropriée des revenus d'EDF et une seconde fois dans l'évaluation du coût de production du nucléaire), il est nécessaire de ne pas en tenir compte dans les coûts.

Les revenus capacitaires sont quant à eux exclus de l'assiette taxée : « *Toutefois, pour les contrats conclus avec un gestionnaire de réseau électrique dans le cadre de ses actions pour prévenir la congestion ou pour assurer la sécurité du système électrique, seules sont prises en compte les sommes directement déterminées à partir d'une quantité d'électricité.* ».

Ainsi, la part capacitaire des recettes système est directement exclue par la loi, et les recettes « *déterminées à partir d'une quantité d'électricité* » sont prises en compte quant à elles dans les revenus intégrés à la comptabilité appropriée.

La CRE a donc déduit la diminution de coûts liée aux recettes système en cohérence avec la loi. EDF a intégré cet ajustement, de l'ordre de + 0,4 €/MWh sur la période 2026-2028 et de + 0,4 €/MWh sur la période 2029-2031, à sa déclaration finale présentée au paragraphe 5.1.

5.2.2. Retraitement de la rémunération du stock

Dans les régulations des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz, le Besoin de Fonds de Roulement (BFR) n'est pas rémunéré. Néanmoins, EDF présente une situation particulière puisqu'il dispose de stocks stratégiques permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement et sa continuité d'exploitation, qui créent un BFR structurellement positif. Ces stocks représentent environ 11 Mds€, soit environ 20% de la BAR, et sont distingués en deux catégories :

- (i) les pièces de rechange de catégorie 3, qui sont stockées en moyenne pour une durée de 7 ans et qui représentent 10 % des stocks ;
- (ii) le combustible, qui est stocké en moyenne pour une durée de 4,5 ans et qui représente 90 % des stocks.

Le caractère structurel et permanent des stocks de combustible et pièces de rechange non immobilisées entraîne une sollicitation de la ressource financière de l'entreprise sur le long terme qui justifie une rémunération. L'article R. 336-8 du code de l'énergie prévoit l'intégration dans les coûts de production de la rémunération du capital liée au coût de portage du stock de combustible et de pièces de rechange.

Cette rémunération ne se justifie néanmoins que si la constitution du stock n'a pas été couverte. En effet, dans le cas où elle serait couverte par les recettes d'EDF, cette constitution n'engagerait pas une sollicitation de la ressource financière de l'entreprise sur le long terme, et ne devrait donc pas être rémunérée au CMPC.

La constitution des stocks n'a pas été couverte par le passé puisque la variation de BFR n'est pas prise en compte dans le compte de résultat et n'a donc pas été répercutée par EDF dans ses prix de vente. La CRE conserve cette logique dans la détermination du coût complet de production en excluant la variation des stocks des OPEX.

En application du décret, la CRE intègre le coût de portage financier des stocks aux coûts complets mais exclut la variation du stock des OPEX.

Cet ajustement de la CRE a été intégré par EDF dans sa déclaration finale des coûts présentée en partie 5.1. Celui-ci a un impact d'environ - 0,3 €/MWh sur la période 2026-2028 et de - 0,2 €/MWh sur la période 2029-2031.

5.2.3. Retraitement de la date de mise en service des nouveaux CAPEX

Pour les CAPEX associés à un arrêt de tranche, consistant principalement en des contrôles réglementaires réalisés en arrêt de tranche, EDF proposait initialement une mise en service au début de l'année de la dépense, et un amortissement sur une durée moyenne de 5 ans.

La CRE a décalé ces dates de mise en service afin de prendre en compte le fait que ces dernières ont lieu tout au long de l'année. La CRE a donc pris une date de mise en service normative au milieu de l'année de la dépense d'investissement.

Cet ajustement de la CRE a été intégré par EDF dans sa déclaration finale des coûts, et a un impact sur les amortissements de l'ordre de -0,1 €/MWh sur la période 2026-2028 et de - 0,1 €/MWh sur la période 2029-2031 (cf. partie 8).

5.2.4. Révision de la taxe sur les installations nucléaires de base

Concernant le poste de coût Impôts et Taxes, EDF avait présenté une déclaration basée sur la loi de finances 2025 et projetée en tenant notamment compte de l'inflation et d'une évolution supplémentaire de 1%.

Toutefois, deux textes réglementaires ont été publiés le 8 septembre par le gouvernement postérieurement à la transmission de la déclaration d'EDF à la CRE, le décret n° 2025-944 du 8 septembre 2025 et l'arrêté du 8 septembre 2025 relatif à la taxe sur les installations nucléaires de base relevant du secteur énergétique et assimilées et à la taxe sur les installations nucléaires de base concourant à la gestion des substances radioactives.

Ces textes fixent réglementairement un acompte unique d'EDF de la taxe INB pour l'année 2026 correspondant à une contribution pour le réacteur RJH d'un montant de 312 M€ à régler en 2025 ainsi qu'une réévaluation du niveau de la taxe pour 2025 considérée comme pérenne dans la modélisation de la trajectoire sur les périodes triennales considérées.

Après la publication des textes réglementaires, EDF a transmis une nouvelle déclaration à la CRE pour tenir compte de ces ajustements.

Cet ajustement a été intégré par EDF dans sa déclaration finale des coûts, et a un impact sur le poste Impôts et Taxes de l'ordre de + 0,5 €/MWh sur la période 2026-2028 et de + 0,5 €/MWh sur la période 2029-2031.

5.2.5. Prise en compte du TURPE 7 dans la composante d'injection d'électricité

Parmi les coûts déclarés par EDF au titre des contrats avec RTE figurent les coûts de la composante d'injection d'électricité dans le réseau liée à la production. Cette composante de coût est déterminée comme étant le montant unitaire fixé par le TURPE appliqué à l'ensemble de la production d'une année donnée.

Dans le cadre de sa déclaration de coûts, EDF avait déterminé une trajectoire basée sur la composante d'injection du TURPE 6 pour un niveau de 0,23 €/MWh pour l'année 2025 et inflatée sur les périodes suivantes. Or, le niveau de cette composante d'injection est fixé à 0,37 €/MWh par le TURPE 7. La trajectoire conservée est inflatée par la suite.

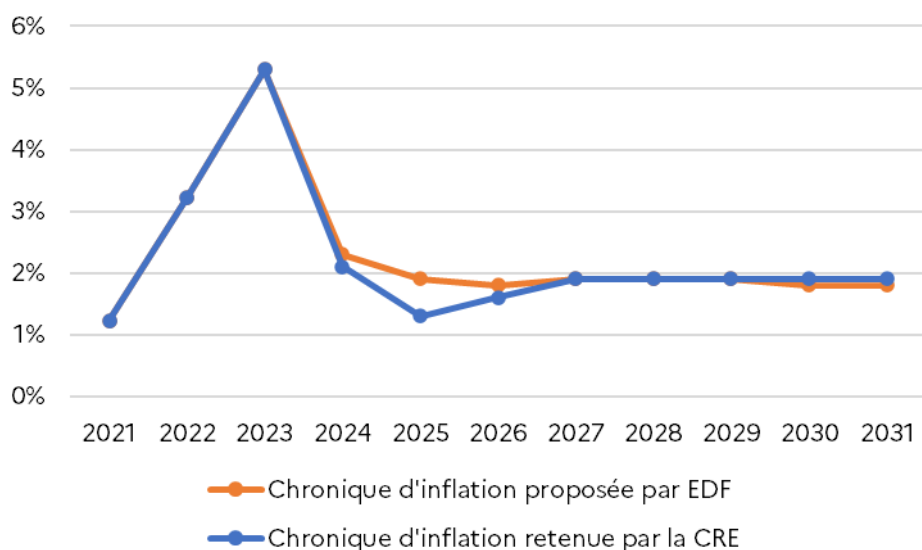
Cet ajustement de la CRE a été intégré par EDF dans sa déclaration finale des coûts, et a un impact sur le poste Recettes de l'ordre de + 0,14 €/MWh sur la période 2026-2028 et de + 0,13 €/MWh sur la période 2029-2031.

5.2.6. Impact de l'inflation sur les coûts déclarés par EDF

La chronique d'inflation initialement proposée par EDF dans sa déclaration de coût ne reposait pas sur une donnée publique. En application de l'article R. 336-11 du code de l'énergie, la CRE a proposé une chronique référencée (prévision IPCH de la FMI), présentée de façon détaillée en partie 4.2.5.

Une comparaison des chroniques déclarées par EDF et retenues par la CRE est présentée en Figure 23 Figure 24 ci-dessous.

Figure 23 – Comparaison de la chronique d'inflation proposée par EDF et retenue par la CRE



Cet ajustement de la CRE a été intégré par EDF dans sa déclaration finale des coûts, et a un impact de - 0,1 €/MWh sur la période de 2026-2028 et de - 0,2 €/MWh sur la période de 2029-2031.

5.3. Ajustements en application du décret

Plusieurs ajustements doivent être réalisés par rapport aux coûts déclarés par EDF afin de les restreindre au périmètre à retenir tel que fixé par le décret du 5 septembre 2025.

Comme indiqué au paragraphe 4.2.2, hormis la compensation des effets de la réforme des retraites des IEG, les briques extra-comptables sont exclues du périmètre des coûts pour le présent exercice tel que défini par le décret, et doivent donc être retraitées de la déclaration d'EDF. A ce titre, la brique d'intérêts intercalaires est également exclue du périmètre des coûts puisqu'elle vise à couvrir un manque de rémunération passé, qui n'est pas intégré à la VNC du parc.

Avec le CMPC préconisé par EDF en audition, ces ajustements conduisent à un coût de 67,3 €/MWh sur la période 2026-2028 et de 70,6 €/MWh sur la période 2029-2031, soit respectivement - 12,3 €/MWh et - 10,9 €/MWh par rapport au coût déclaré par EDF.³⁴

La décomposition par brique est donnée en Figure 24 pour les 2 périodes triennales, et le passage des coûts déclarés par EDF à ceux retraités en application du décret pour la période 2026-28 est donné en Figure 25.

³⁴ Ces chiffres sont basés sur les hypothèses de CMPC présentées lors de l'audition d'EDF par la CRE le 10 juillet 2025. Avec le CMPC nominal avant IS de 11,3% proposé par EDF le 25 juillet, les coûts déclarés, après application du décret, sur la période 2026-2028 et 2029-2031 sont respectivement de 64,4€/MWh et de 67,7€/MWh, soit un ajustement de respectivement 11,0€/MWh et de 9,6€/MWh.

Figure 24 – Décomposition par brique du coût déclaré par EDF sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031, après application du décret (CMPC nominal avant IS de 12,9% présenté en audition)

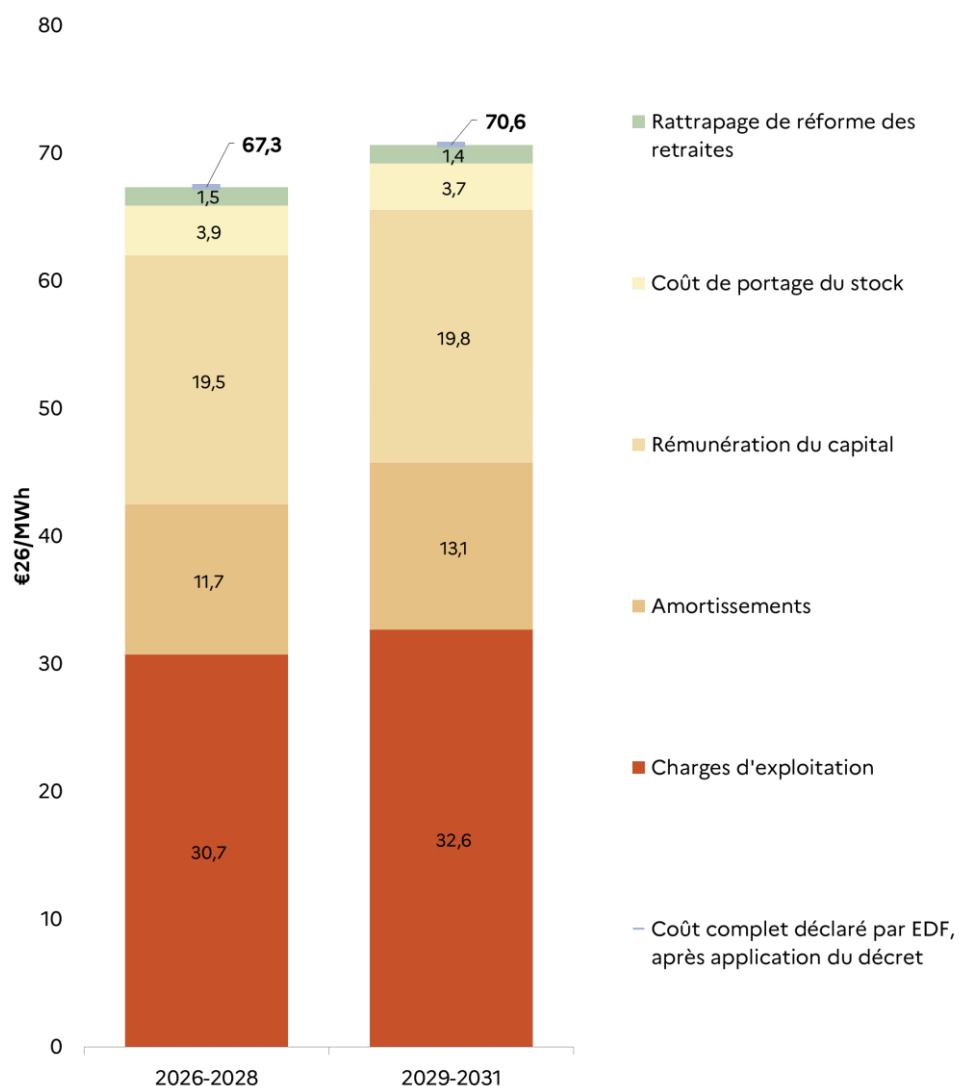
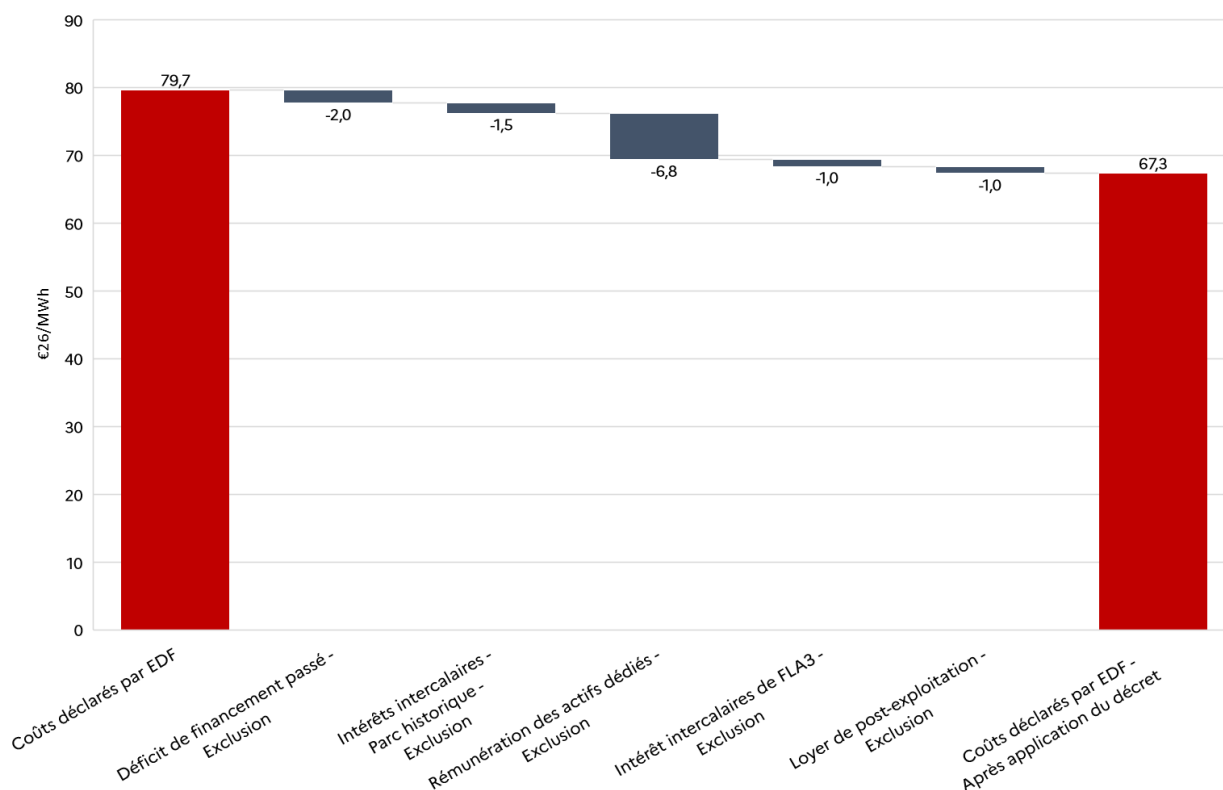


Figure 25 – Impact du décret sur les coûts déclarés par EDF, brique par brique sur la période 2026-2028 (CMPC nominal avant IS de 12,9% présenté en audition)



5.4. Ajustement concernant la prise en compte de l'effet de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire dans le CMPC

La taxe se traduit par un manque à gagner pour EDF dans les scénarios de prix élevés mais sans compensation dans les scénarios de prix faibles. Du fait de ce caractère asymétrique, il existe une perte de revenu en espérance pour EDF. Dans ses coûts déclarés, EDF compense cette perte de revenu en espérance par une majoration de 0,2 du bêta de l'actif pour déterminer le CMPC.

L'article L. 336-3 du code de l'énergie dispose que « Les coûts ainsi constatés ne comprennent pas 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 ». Ainsi, la loi exclut explicitement la prise en compte de la taxe dans les coûts constatés, lesquels renvoient à l'ensemble des coûts, y compris les charges de capital et notamment le niveau du CMPC.

La perte de revenu en espérance peut toutefois être prise en compte dans la fixation des seuils de taxation et d'écêtement, comme expliqué en partie 12. Cette perte en espérance peut par exemple être traduite de manière normative en majoration de bêta, mais elle ne constitue en aucun cas une charge d'investissement.

En application de la loi, la CRE ne prend pas en compte l'effet de la taxe dans les coûts de production du nucléaire.

La CRE retient donc dans la suite du rapport le CMPC nominal avant IS de 11,3% déclaré par EDF le 25 juillet 2025, qui ne prend pas en compte l'effet de l'asymétrie. Un tel CMPC conduit à un coût

de 64,4 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et de 67,7 €/MWh en moyenne sur la période 2029-2031, soit respectivement -3,0 €/MWh et -3,0 €/MWh³⁵.

Par ailleurs, en enlevant l'effet de la taxe dans les coûts de production du nucléaire, le CMPC préconisé par EDF lors de l'audition passe ainsi de 12,9 % à 11,6 %, toutes choses égales par ailleurs, ce qui conduit à un coût de 64,9 €/MWh sur la période 2026-2028 et de 68,2 €/MWh sur la période 2029-2031, soit respectivement - 2,4 €/MWh et - 2,4 €/MWh.

5.5. Synthèse des coûts déclarés par EDF après application du décret et de la loi

Les coûts déclarés par EDF³⁶ après application de la loi et du décret sont de 64,4 €/MWh sur la période 2026-2028 et de 67,7 €/MWh sur la période 2029-2031 soit respectivement - 15,3 €/MWh et - 13,9 €/MWh par rapport au coût déclaré par EDF³⁷.

La décomposition par brique est donnée ci-dessous pour les 2 périodes triennales.

³⁵ Par rapport au coût calculé avec le CMPC de 12,9%, après prise en compte des ajustements en application du décret, présenté en partie 5.3.

³⁶ Ces chiffres sont basés sur les hypothèses de CMPC proposées par la CRE le 25 juillet 2025.

³⁷ Avec le CMPC nominal avant IS présenté initialement lors de l'audition du 10 Juillet 2025, de 12,9%

Figure 26 – Décomposition par brique du coût déclaré par EDF sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031, après application de la loi, du décret et de la nouvelle chronique d'inflation

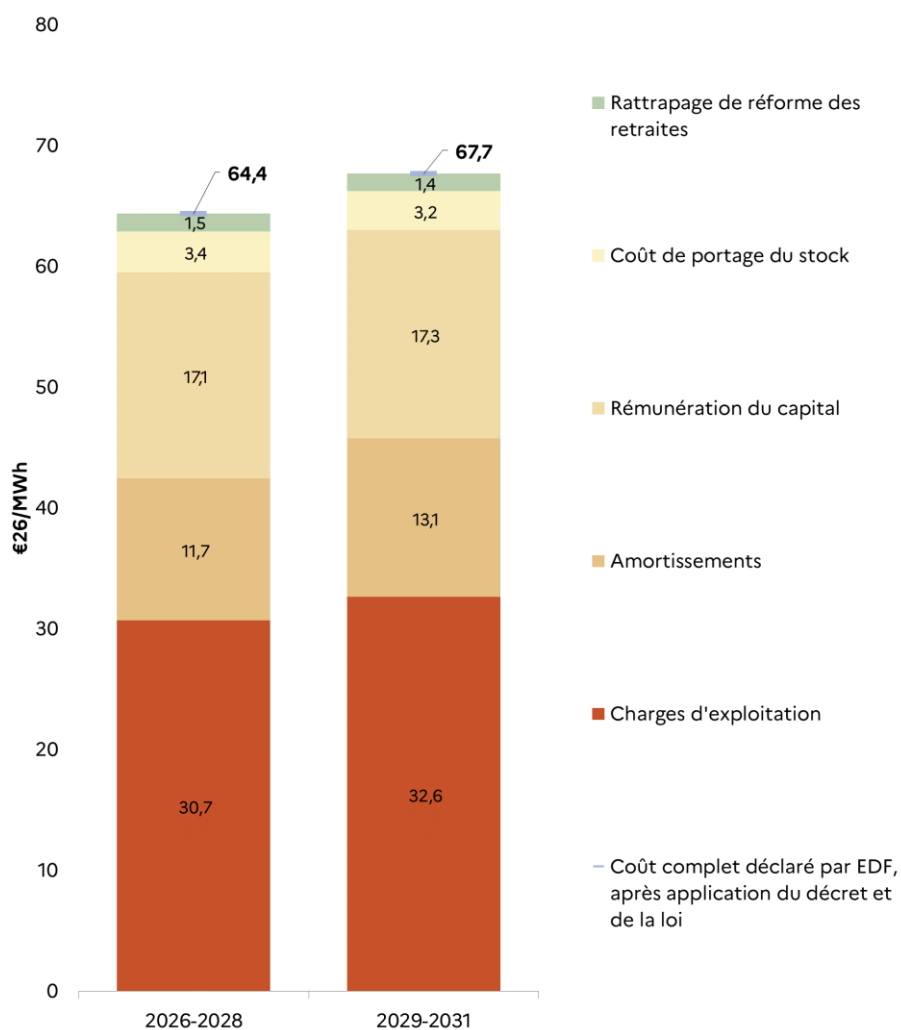
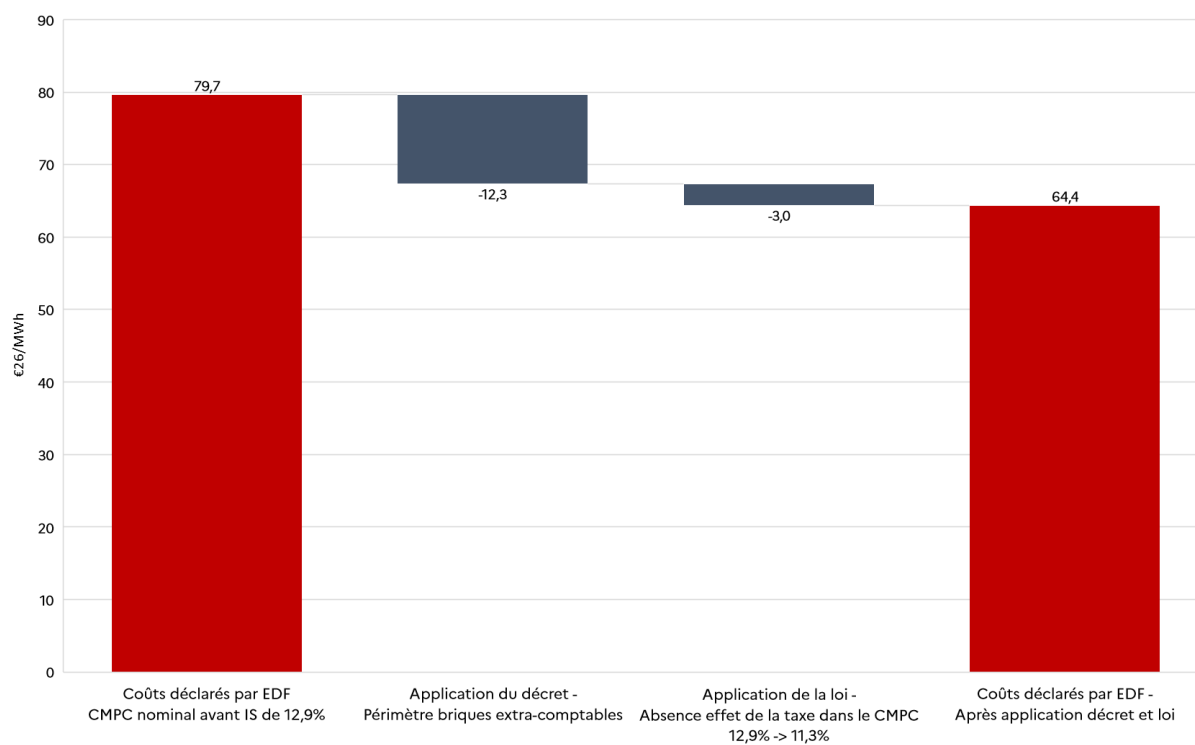


Figure 27 – Passage du coût déclaré par EDF au coût déclaré par EDF après application de la loi et du décret



6. Production prévisionnelle du parc nucléaire

6.1. Présentation générale

6.1.1. Le niveau de production du parc constitue une donnée structurante de l'évaluation de la CRE

Le niveau de production du parc sur la période d'évaluation constitue un élément structurant de l'évaluation de la CRE, puisque le résultat est un coût complet de production du parc historique exprimé en €/MWh. La majorité des coûts du parc nucléaire étant fixe et indépendante du niveau de production³⁸, le niveau de production retenu a un effet sensible sur le coût de production unitaire. Sur la période 2026-2028, une baisse d'un TWh de la production annuelle génère une hausse du coût complet de production de l'ordre de 0,1-0,2 €/MWh.

Par ailleurs, les niveaux de seuils, déterminés sur la base du coût du nucléaire calculé par la CRE, sont fixés pour une période de 3 ans. Dès lors, si au cours de la période 2026-2028 EDF produisait davantage que les hypothèses de production retenues dans ce rapport, le coût réel unitaire du parc serait inférieur à la présente évaluation. Dans ce cas, les tarifs de taxation et d'écêtement seraient supérieurs aux niveaux auxquels ils auraient dû être fixés pour être parfaitement représentatifs des coûts encourus par EDF³⁹. L'assiette de taxation se révélerait inférieure au niveau qui aurait dû être fixé ex-ante, au détriment du consommateur final.

En outre, la production est l'un des facteurs pour lesquels EDF dispose de leviers d'optimisation importants (par exemple le programme START 25), tant en termes d'efficacité d'exploitation des centrales en fonctionnement qu'en termes d'optimisation et de mise en œuvre de son programme d'arrêts de tranches.

L'article R. 336-10 du code de l'énergie dispose que la quantité prévisionnelle d'électricité fixée par la CRE prend en compte (i) les estimations de production communiquées publiquement par l'exploitant des centrales électronucléaires historiques, incluant celles publiées en application des dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) et (ii) des hypothèses cohérentes avec l'évolution probable du mix de production d'électricité et de la demande d'électricité, et avec la stratégie à moyen terme d'EDF.

6.1.2. Déterminants l'estimation de production

De manière simplifiée, la production nucléaire est caractérisée par trois éléments principaux :

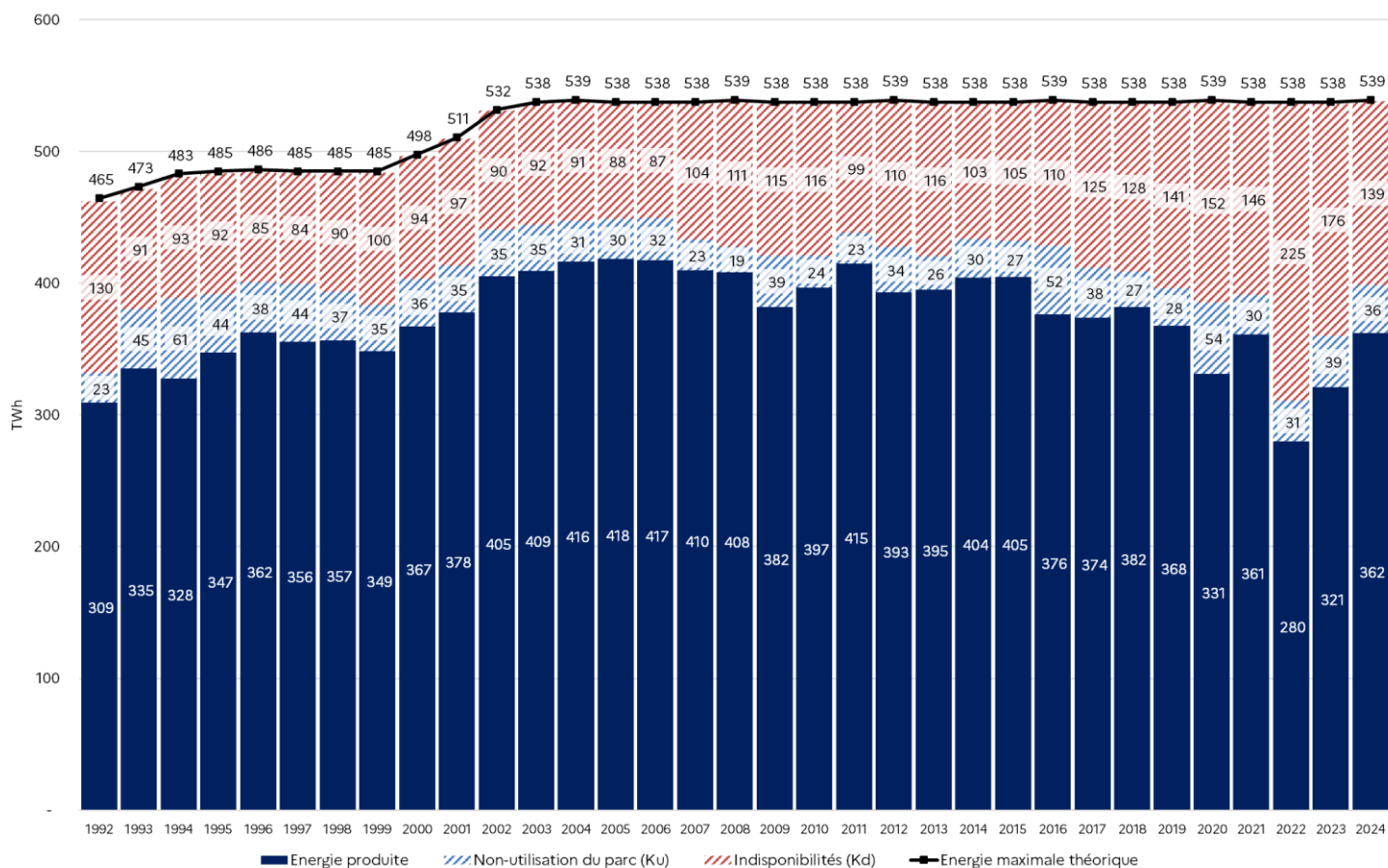
- (i) la puissance des tranches ;
- (ii) l'indisponibilité des tranches pour arrêts techniques programmés, pour essais, et pour arrêts fortuits ;
- (iii) la non-utilisation ou l'utilisation partielle des tranches lorsque ces dernières sont disponibles, pour cause de modulation économique ou d'aléas, comme des raisons environnementales, des grèves, ou des contraintes réseaux.

La Figure 28 ci-dessous résume la contribution respective des indisponibilités et de la non-utilisation des tranches dans la différence entre l'énergie maximale théorique et l'énergie produite entre 1992 et 2024. En moyenne sur cette période, environ 76% de l'énergie non produite est due aux indisponibilités des tranches, et 24% à leur non-utilisation.

³⁸ A l'exception des coûts de combustible et des CAPEX liés aux augmentations de puissance de certains paliers.

³⁹ Le décret méthodologique prévoit toutefois qu'en cas d'une évolution significative des coûts, +/- 3 €/MWh, une mise à jour est réalisable

Figure 28 – Niveau de production historique du parc nucléaire (hors Fessenheim). Source : analyse CRE, données EDF.



Les trois éléments présentés plus haut sont intégrés dans la formule de production d'EDF, ci-dessous :

$$Production (TWh) = \left(\sum_{i \in \text{tranches parc}} Puissance_i \times K_{di} \right) \times K_u \times \frac{8760}{10^6}$$

Avec :

- $Puissance_i$ la puissance installée de la tranche i en MW ;
- K_{di} : le coefficient de disponibilité de chaque tranche, défini comme le ratio entre l'énergie théoriquement disponible après prise en compte des indisponibilités du parc dues aux arrêts programmés, aux essais et aux arrêts fortuits, et l'énergie produite si le parc produisait à puissance maximale toutes les heures de l'année ;
- K_u : le coefficient d'utilisation du parc nucléaire, qui correspond au ratio entre l'énergie nette produite par son énergie théoriquement disponible. Ce coefficient internalise les cas où la tranche est disponible mais n'a pas été sollicitée ou sollicitée à charge réduite par le réseau ou n'était pas disponible pour des raisons diverses (arrêt pour modulation, raisons environnementales ou sociales, ou contraintes externes).

Le coefficient de disponibilité d'une tranche se calcule de la manière suivante :

$$K_d = 1 - K_{ivt} - K_{ipr} - K_{ie} - K_{if}$$

Avec :

- K_{ivt} le coefficient d'indisponibilité pour visite et travaux. Ce coefficient se calcule comme le nombre de jours prévisionnels où la tranche sera indisponible pour arrêt programmé, et se fonde donc sur la période 2026-2027 sur le nombre de jours d'arrêt déclarés en amont par EDF dans le cadre des publications au titre du REMIT ;
- K_{ipr} le coefficient d'indisponibilité pour prolongement des visites et travaux. Ce coefficient permet de tenir compte des cas où les arrêts techniques dépassent leur durée prévisionnelle. Il est donc fortement dépendant de la manière de fixer le nombre de jours d'arrêt prévisionnels pour un arrêt donné (voir ci-dessous) ;
- K_{ie} le coefficient d'indisponibilité pour essais programmés ;
- K_{if} le coefficient d'indisponibilité pour fortuit.

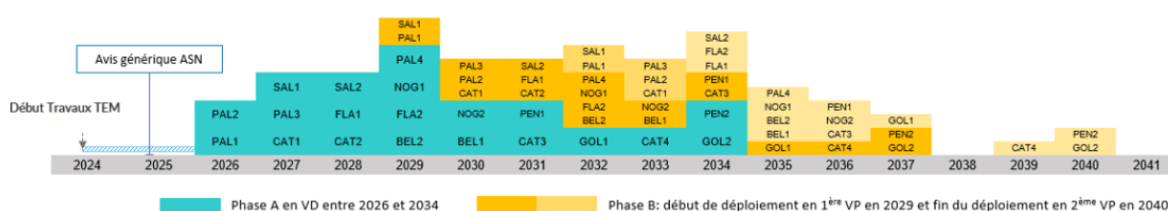
6.1.3. Principaux facteurs pouvant affecter la trajectoire de production sur la période visée

6.1.3.1. Programme industriel sur les périodes triennales considérées

La période 2026-2028 a la particularité de présenter un programme industriel dense. La perte de production annuelle associée aux arrêts prévus est estimée entre 87 et 110 TWh par la CRE d'après les données de durée d'arrêts prévisionnels transmises par EDF – tandis qu'entre 2003 et 2024, la perte de production des arrêts prévus (hors prise en compte des prolongements, fortuits et essais) était en moyenne de 72 TWh.

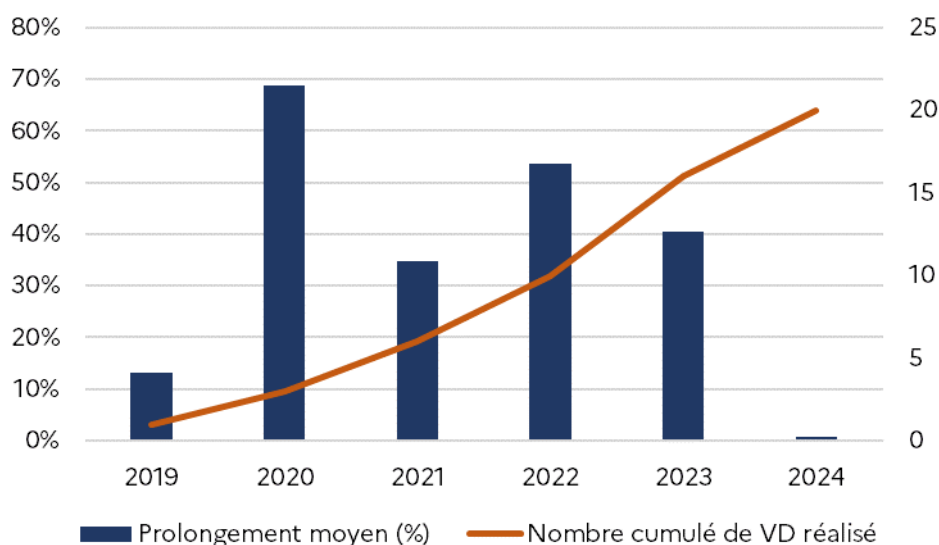
De plus, le programme industriel comporte plusieurs arrêts dits « tête de série », c'est-à-dire n'ayant pas encore fait l'objet d'un retour d'expérience sur le palier concerné. Ce type d'arrêt concerne notamment les paliers P4 et P4' (1 300 MW), dont les premières tranches feront l'objet de leur 4^e réexamen périodique à compter de 2026. Le réacteur n°1 de Paluel sera le premier à faire l'objet de sa première VD4, comme indiqué dans la Figure 29 ci-dessous.

Figure 29 – Planning des VD4 1300. Source : EDF



Si la nature de « tête de série » des VD4 1300 fait peser un risque sur la production, étant donné que ce type d'arrêt ne fait pas encore l'objet de retour d'expérience, la CRE souligne à la suite de ses échanges avec l'ASNR que le contenu industriel de ces réexamens décennaux est relativement proche de celui connu par EDF sur le palier 900 MW et devrait donc bénéficier en partie de l'expérience acquise sur ces arrêts. La Figure 30 montre le gain d'efficacité acquis sur les VD4 concernant le palier 900 MW entre 2019 et 2024.

Figure 30 – Prolongement moyen des visites décennales des réacteurs 900 MW. Source : analyse CRE, données EDF.



6.1.3.2. Le phénomène de corrosion sous contraintes

Le 21 octobre 2021, à la suite de contrôles réalisés à l'occasion de la deuxième visite décennale du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Civaux, EDF a informé l'ASNR de la détection de fissures au niveau de soudures des coudes des tuyauteries d'injection de sécurité du circuit primaire principal du réacteur. Ces fissures sont attribuées à un phénomène de corrosion sous contrainte (CSC).

À la suite de la détection de ce phénomène, 12 réacteurs sur les 56 du parc ont été progressivement mis à l'arrêt par EDF afin d'expertiser le phénomène : quatre tranches du palier N4, cinq du palier 1 300 MW et trois du palier 900 MW⁴⁰. En décembre 2022, EDF a débuté un programme de réparations préventives sur le palier P'4. EDF a par la suite mené un programme de contrôle des soudures se poursuivant jusqu'en 2025.

Cet épisode a mené à deux années de production historiquement basses en 2022 et 2023 et a toujours un effet sur le niveau de production du parc puisque la réfection des zones en coude du circuit primaire de certains réacteurs se poursuit et constitue une opération de maintenance lourde, réalisée dans le cadre d'une VD, VP ou d'un ASR, dont elle allonge la durée.

En juin 2025, EDF a déclaré avoir détecté le phénomène de corrosion sous contrainte sur une des soudures du circuit de refroidissement de Civaux 2⁴¹. EDF a été rassurant sur la maîtrise du phénomène et sur le caractère isolé de l'incident détecté sur le réacteur de Civaux 2 ainsi que sur sa capacité à maintenir un niveau de production proche de 360 TWh sur les 2 prochaines années.

6.1.3.3. Evolution du taux d'utilisation du parc, notamment en lien avec la modulation économique

L'année 2024 semble être une année pivot, lors de laquelle les modulations économiques du parc nucléaire ont connu une hausse par rapport aux années précédentes, en lien avec l'augmentation des occurrences de prix quasi-nuls, voire négatifs, durant les heures solaires.

L'évolution de ces modulations pour les prochaines années est soumise à de nombreuses incertitudes :

- les fondamentaux du marché ont un impact direct sur les chroniques de prix, et la matérialisation d'une reprise de la croissance de la consommation d'électricité, couplée à une flexibilité accrue

⁴⁰ Note d'information d'EDF du 19 mai 2022.

⁴¹ Communiqué de presse EDF du 16 juin 2025.

de la demande serait de nature à atténuer la fréquence et l'amplitude des épisodes de prix négatifs ;

- Le développement des batteries a également un effet de lissage sur les prix de marché et apparaît donc de nature à limiter la modulation ;
- La mise en place d'incitations à destination des renouvelables pour ne pas produire lors des épisodes de prix négatif limitera les périodes de prix négatifs ;
- le placement des modulations relève d'une stratégie d'optimisation économique interne à EDF. EDF possède à ce titre des leviers pour limiter l'impact des situations de pertes de débouchés sur la production totale.

Une analyse plus approfondie est donnée en partie 6.5.

Par ailleurs, le taux d'utilisation du parc reste soumis aux incertitudes préexistantes liées aux diverses causes de pertes de productible, comme la participation aux services système et au mécanisme d'ajustement, les contraintes environnementales ou bien les grèves.

6.1.3.4. Niveau de production de l'EPR de Flamanville

Le niveau de production du parc historique sera également dépendant du niveau de production de l'EPR Flamanville 3, qui est difficile à prévoir pour la première période triennale en raison des incertitudes sur le calendrier de la poursuite des essais du réacteur.

En 2018, l'ASNR avait demandé le remplacement du couvercle de cuve de Flamanville 3 après avoir constaté des niveaux de concentration carbone supérieurs aux spécifications. L'ASNR a finalement autorisé le remplacement du couvercle de la cuve au terme premier du cycle de fonctionnement. Le premier arrêt technique de FLA3, pour visite complète, rechargement et changement de couvercle, planifié par EDF pour 2026 dans sa trajectoire, durera environ [confidentiel] jours⁴² selon les hypothèses de travail fournies par EDF, soit environ une année de perte de production sur la période triennale.

6.2. Production prévisionnelle déclarée par EDF à la CRE et méthode associée

La Figure 31 présente la production prévisionnelle annuelle déclarée par EDF à la CRE, pour chaque palier du parc historique, jusqu'en 2040. La Figure 32 détaille les prévisions moyennes sur ces deux périodes.

Figure 31 – Hypothèses de production déclarées par EDF, par tranche, entre 2026 et 2040.
Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Figure 32 – Hypothèse de production annuelle moyenne déclarée par EDF à la CRE sur chaque période considérée, au périmètre du parc historique hors Flamanville 3, de Flamanville 3 et du parc historique

Production annuelle moyenne par période (TWh)	Parc historique hors Flamanville 3	Flamanville 3	Parc historique
2026-2028	353,7	8,1	361,8
2029-2031	346,6	11,5	358,2

⁴² EDF n'a pas encore communiqué au marché de durée prévisionnelle pour la VC1. Ce chiffre est rendu confidentiel dans la version publique du rapport car il correspond selon EDF à une hypothèse de travail interne non validée par les organes habilités.

Ces hypothèses de production sont élaborées en incluant notamment une appréciation du risque industriel expertisée par les services d'EDF et qui peuvent faire l'objet d'arbitrages de la part de la direction du groupe (qui impactent alors la fourchette communiquée au marché). Ainsi, en 2024, la direction du groupe a décidé d'arbitrer à la hausse le niveau de production nucléaire y compris FLA3 des années 2026 et 2027, initialement fixé à 355 TWh sur chacune de ces deux années, et de porter ce niveau à 360 TWh, sur les deux années 2026 et 2027. Les différents paramètres présentés en partie 6.1 et communiqués à la CRE sont ensuite ajustés de manière à atteindre ce niveau cible. Pour les années de 2028 à 2031, EDF fonde ses hypothèses de production sur un planning d'arrêt prévisionnel correspondant à des durées d'arrêts types auquel s'ajoute un taux d'arrêt pour fortuit et un taux d'utilisation évoluant avec le temps et détaillé en section 6.5.

La prévision de production long terme moyenne du parc nucléaire hors pertes de débouchés supplémentaires de 360 TWh est estimée en interne par EDF et le modèle simplifié fourni par EDF ne modélise pas en détail tous ces facteurs mais utilise une approche normative. Plus précisément, le Ku initialement transmis par EDF était fixé de manière normative, et la somme Kipr + Kie + Kif sert de paramètre de bouclage au modèle, de manière à reproduire le niveau de Kd cible permettant d'atteindre le niveau de production moyen prévu par EDF (niveau de production centré sur la fourchette REMIT avant 2028 puis cible de 360 TWh en moyenne à long terme hors augmentation de puissance 900 MW, hors FLA3 et hors pertes complémentaires de production par manque de débouchés).

En conséquence, la CRE s'est attachée à objectiver cette hypothèse de production, tout d'abord au regard de l'historique et des derniers événements ayant affecté le parc nucléaire, mais également en termes de cohérence des paramètres de bouclage résultant avec les principes d'exploitation du parc nucléaire.

À la suite de l'analyse de la CRE, EDF a transmis à la CRE des données complémentaires, notamment sur le Ku, reflétant les hypothèses utilisées en interne chez EDF. Ces données sont également présentées dans les parties suivantes.

Les parties ci-dessous traitent ainsi respectivement de (i) la puissance installée du parc historique hors FLA 3, (ii) la trajectoire de disponibilité du parc historique hors FLA3, (iii) la trajectoire d'utilisation du parc historique hors FLA3, et (iv) la trajectoire de production de FLA3.

6.3. Puissance installée du parc historique hors FLA 3

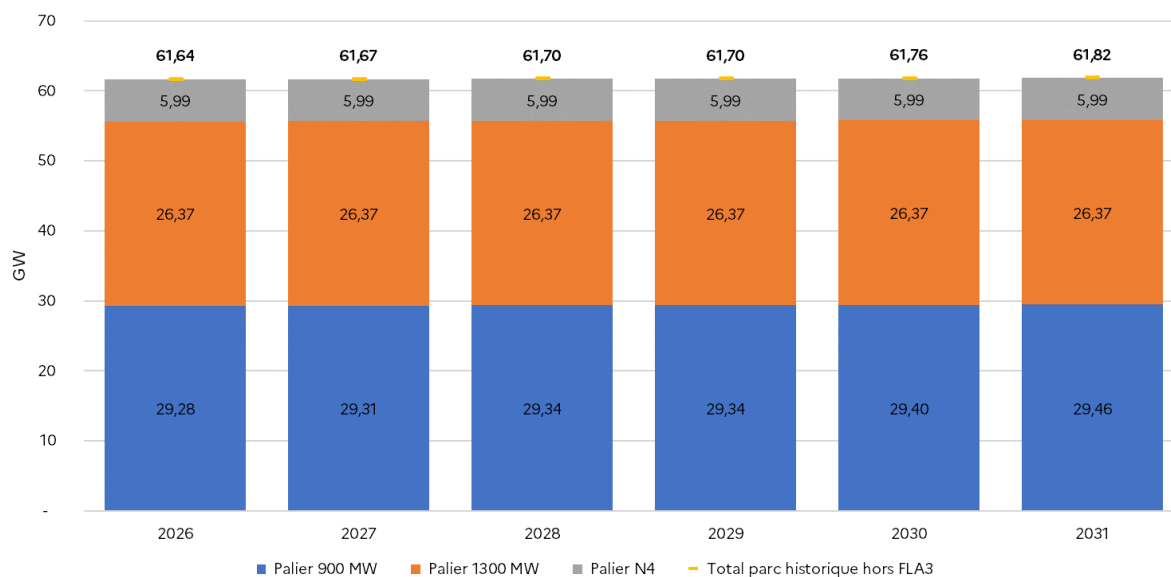
6.3.1. Trajectoire de puissance installée déclarée par EDF

La trajectoire de puissance installée déclarée par EDF pour le parc historique hors FLA3 est présentée en Figure 33 ci-dessous.

Figure 33 – Puissance installée du parc historique hors FLA3. Source : EDF, analyse CRE. (version confidentielle)

[confidentiel]

Figure 34 – Puissance installée du parc historique hors FLA3. Source : EDF, analyse CRE. (version non-confidentielle)



La puissance installée considérée du parc historique se fonde sur un scénario dans lequel les tranches sont déclassées au bout de 60 ans de durée de vie. Si l'EPR de Flamanville a été conçu pour une durée de vie de 60 ans, ce n'est pas le cas pour le reste du parc. Ainsi, la prolongation des 56 tranches du parc historique hors FLA 3 sera validée ultérieurement en fonction des résultats des réexamens périodiques de chacune des tranches.

Même en l'absence de déclassement, la puissance installée du parc considérée sur la période n'est pas égale chaque année. Le modèle transmis par EDF inclut les augmentations de puissance sur certaines tranches du palier 900.

Ces augmentations de puissance ont déjà été effectuées sur 9 réacteurs du palier 900 grâce à une augmentation de la puissance de la turbine et ont conduit à une hausse de puissance de 270 MW au total. La puissance installée résultante du parc est de 61,6 GW. Le modèle EDF prévoit l'augmentation de la puissance de deux tranches supplémentaires durant les périodes triennales : Gravelines 1 en 2027 et Gravelines 3 en 2028. Les augmentations de puissance qui seront réalisées sur le palier 900 induisent une hausse de la production maximale théorique annuelle de 1,6 TWh entre 2026 et 2031.

Des études sont en cours sur la potentielle augmentation de puissance du palier 1300. La solution étudiée n'est pas une augmentation de puissance de la turbine mais une augmentation de la puissance thermique de la chaudière. La production et les coûts déclarés par EDF à la CRE n'incluent pas cette augmentation des paliers 1300 (AP 1300). Ces modifications touchant directement le cœur nucléaire, elles requièrent une analyse approfondie de l'ASNR.

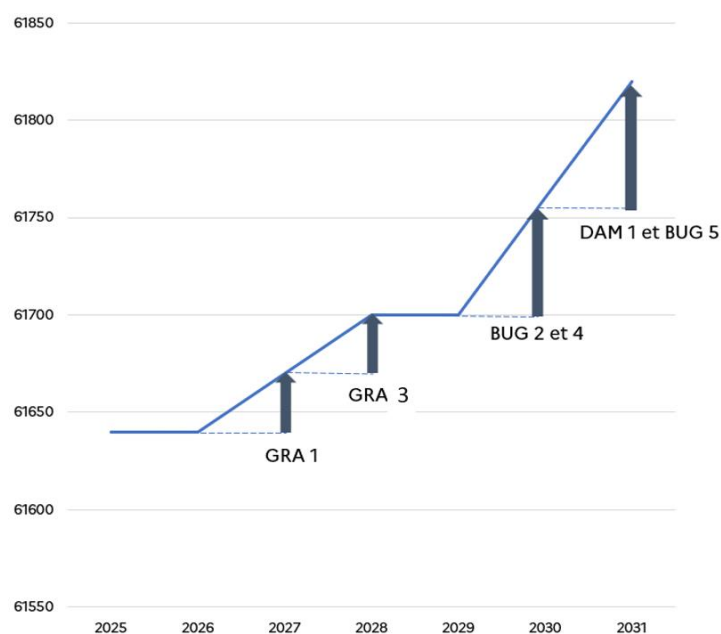
EDF a indiqué à la CRE que ces augmentations de puissance participent à l'atteinte de l'objectif managérial de capacité à produire de 400 TWh/an à l'horizon 2030 communiqué en commission sénatoriale⁴³. EDF a indiqué à la CRE que le projet AP 1300 avait à ce stade été arbitré négativement du fait des contraintes financières pesant sur EDF. Au total, le projet d'augmentation de puissance du palier AP 1300 était valorisé en interne à 1 876 M€ courants, soit 1 436 M€₂₄.

Selon EDF, le projet AP 1300 nécessite environ 10 ans d'études avant le déploiement des augmentations de puissance. Le gain de puissance maximal serait de l'ordre de 6,4 % soit environ 83 MW supplémentaires par tranche. Pour 20 tranches, soit la totalité des tranches de 1300 MW, cela

⁴³ Projet de PPE n°3 soumis à la concertation – Novembre 2024 et audition de B. Fontana le 30 avril 2025.

représenterait environ 14 TWh de production maximale théorique supplémentaire. La première augmentation de puissance serait alors déployée au plus tôt en 2035.

Figure 35 – Augmentations de puissance du palier 900 planifiées par EDF sur la période 2026-2031 (MW). Source : EDF, analyse CRE.



6.3.2. Analyse de la CRE

La CRE estime cohérente la trajectoire de puissance installée déclarée par EDF, en particulier le prolongement de la durée de vie des réacteurs à 60 ans. L'inclusion des augmentations de puissance supplémentaires sur les tranches de 900 MW est cohérente avec les trajectoires de CAPEX communiquées par le groupe.

La CRE note que les augmentations de puissance du palier 1300 et les CAPEX associés, qui permettraient d'atteindre un niveau plus élevé de productible, ne sont pas inclus dans les hypothèses de production et de coûts déclarés par EDF. EDF a indiqué à la CRE que cette augmentation de puissance était un des leviers possibles pour atteindre l'objectif managérial de 400 TWh de capacité à produire communiquée au marché.⁴⁴

6.4. Trajectoire de disponibilité du parc historique hors FLA 3

6.4.1. Définition et historique

Le coefficient de disponibilité K_d de chaque tranche est défini comme le quotient entre l'énergie théoriquement disponible après prise en compte des indisponibilités du parc dues aux arrêts techniques, aux essais et aux arrêts fortuits, et l'énergie produite si le parc produisait à puissance maximale toutes les heures de l'année.

Le coefficient de disponibilité du parc observé a connu une tendance baissière au cours des dernières années, comme indiqué en Figure 33. Par exemple, en 2024, le coefficient de disponibilité était de

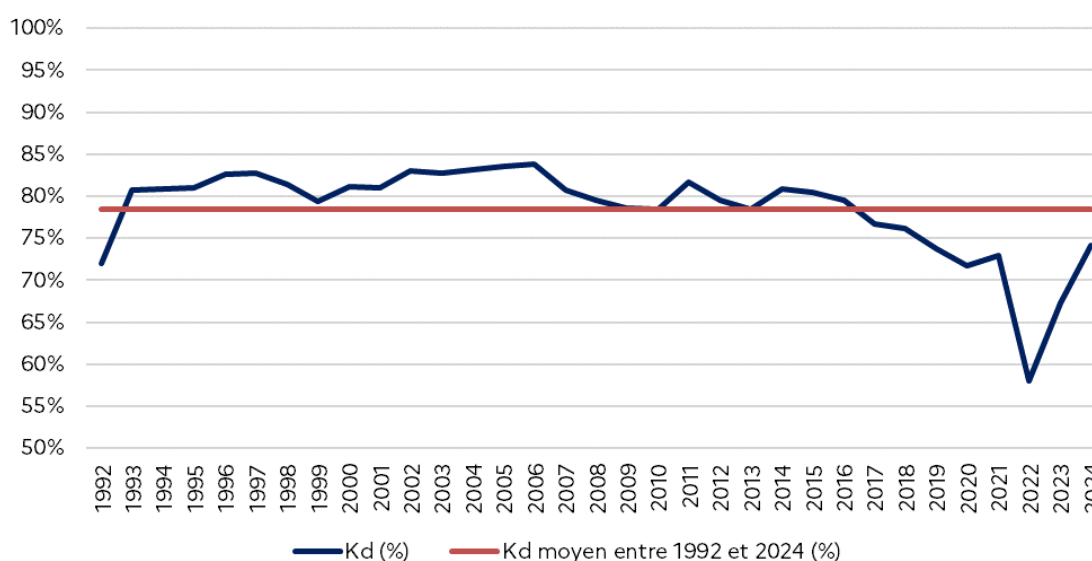
⁴⁴ Cet objectif de 400 TWh est un objectif de capacité à produire, et non pas de production. La capacité à produire est définie par EDF comme la somme entre production et modulations fatales (i.e. modulations pour pertes de débouché). Bien que la trajectoire de production déclarée par EDF n'inclue pas les augmentations de puissance du palier 1300, la CRE note que la trajectoire de production déclarée par EDF reste compatible avec une atteinte de l'objectif susmentionné.

74,1%⁴⁵, contre 78,4% en moyenne entre 1992 et 2024. Tandis qu'en 2020 et 2022, la disponibilité du parc a été touchée respectivement par les épisodes de crise sanitaire et de corrosion pour contraintes, le caractère systématique de la baisse de disponibilité au cours des dernières années provient selon EDF de deux éléments principaux soulignés lors de la commission d'enquête sénatoriale « Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050 » menée en 2023-2024⁴⁶ :

- **l'allongement de la durée des 4^{ème} visites décennales** en lien avec l'allongement de la durée de vie des réacteurs et la prise en compte des prescriptions de sûreté de l'ASNR dites noyau dur post-Fukushima qui nécessite un nombre important d'opérations sur les réacteurs. La durée moyenne observée des VD4 est ainsi plus longue de 53 jours que celle des VD3 ;
- **la perte de compétence dans le domaine de la gestion et du pilotage des arrêts de tranches** liée au renouvellement générationnel ainsi qu'aux difficultés de recrutement, notamment de mécaniciens, soudeurs ou chaudronniers. Selon EDF, cette situation résulte de « *l'effet conjugué de la désindustrialisation progressive de la France et des perspectives de décroissance du secteur nucléaire tracées par la précédente PPE* ». Le programme START 25 mentionné plus haut a pour objectif de réhausser les performances opérationnelles d'EDF en matière de gestion des arrêts de tranches.

Les VD4 se poursuivent sur les trois prochaines périodes triennales et continueront d'avoir un effet sur le niveau de disponibilité du parc, même si elles bénéficieront de l'expérience gagnée lors des VD4 et paliers 900. En revanche, le programme START 2025 semble d'ores et déjà porter ses fruits sur la gestion des arrêts dits « standards », notamment en 2024 (voir partie 3.3).

Figure 36 – Coefficient de disponibilité du parc nucléaire historique entre 1992 et 2024. Source : EDF, analyse CRE.



L'indisponibilité du parc se décompose en :

- une partie d'indisponibilité planifiée, liée aux prévisions d'arrêts pour visite et travaux. Ce coefficient se calcule notamment sur la base des données d'arrêts communiqués en amont au marché, et mesuré par le coefficient K_{ivt} ;
- une partie d'indisponibilité pour essais, mesurée par le coefficient K_{ie} ;

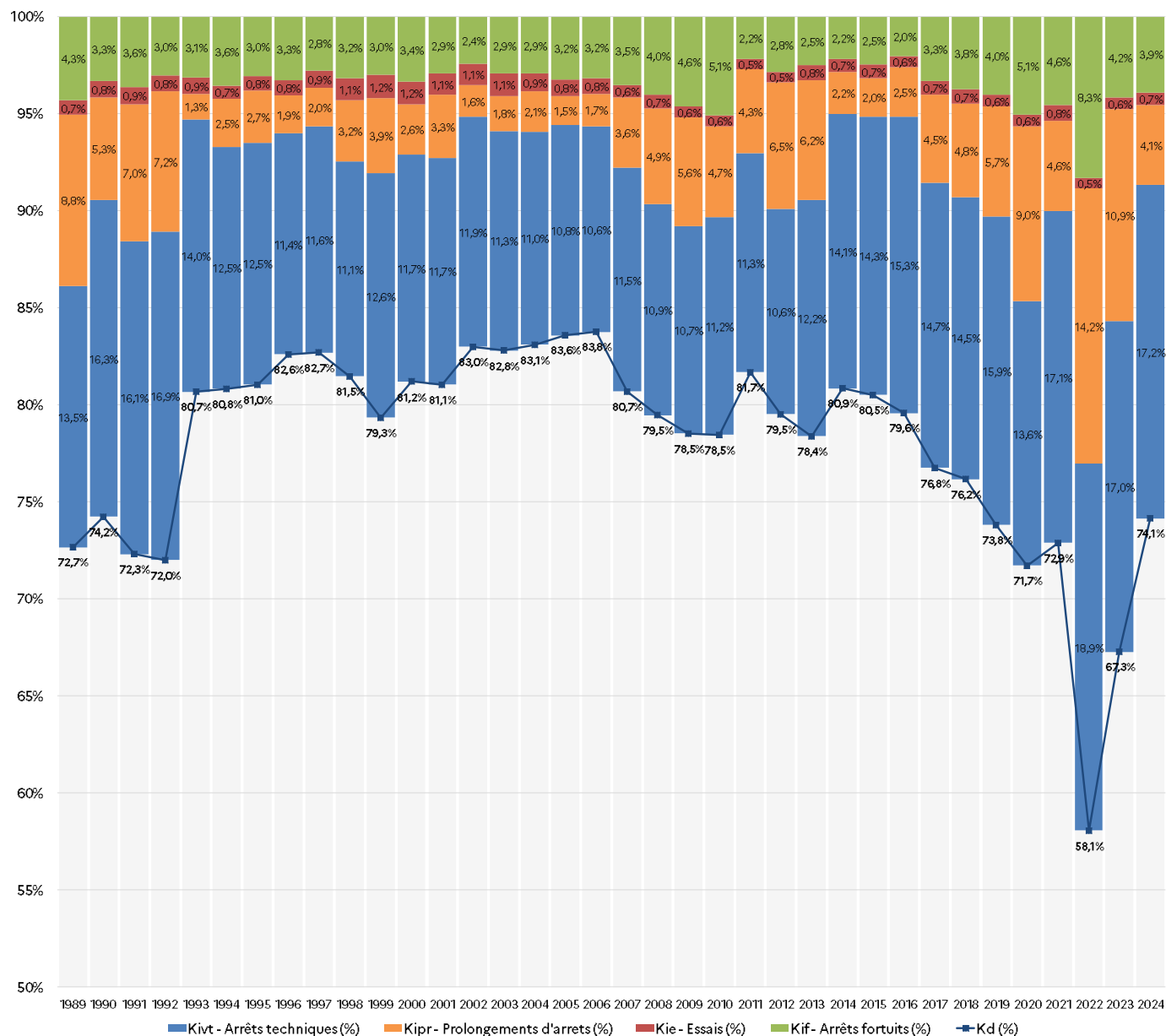
⁴⁵ L'ensemble des coefficients de disponibilité communiqué dans ce rapport est calculé en se basant sur la puissance nucléaire du parc déclarée sur REMIT.

⁴⁶ [Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050](#)

- une partie d'indisponibilité non planifiée, incluant le prolongement des arrêts programmés (K_{ipr}) et les arrêts de réacteurs pour fortuit (K_{if}).

La décomposition historique de l'indisponibilité du parc historique est donnée en Figure 37.

Figure 37 – Décomposition de l'indisponibilité du parc entre les différentes sources d'indisponibilités (%) (hors Fessenheim). Source : EDF, analyse CRE.



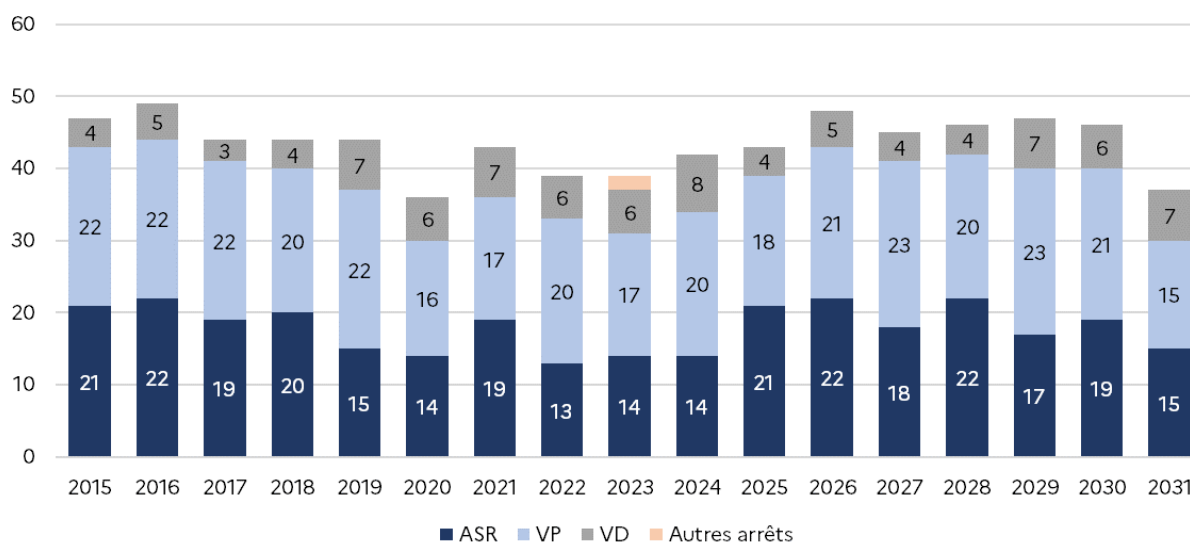
Les arrêts de tranches correspondent aux maintenances programmées, qui relèvent de plusieurs catégories :

- arrêt pour simple rechargement (ASR), au cours duquel un quart ou un tiers du combustible est remplacé et des opérations de maintenance courante sont réalisées ;
- visite décennale (VD) : ce sont les arrêts décennaux nécessaires à l'obtention auprès de l'ASN de l'autorisation d'exploiter la centrale pour dix années supplémentaires. Elles donnent lieu à une inspection générale de sûreté de la tranche ainsi qu'à un nombre substantiel de modifications et de remplacements de composants ;

- visite partielle (VP) : arrêt intermédiaire, moins lourd que les VD, durant lequel des modifications de sûreté, des opérations de maintenance et, le cas échéant, des remplacements de composants, sont réalisées ;
- remplacement des générateurs de vapeur (RGV) : le remplacement des générateurs de vapeur, dont la durée de vie est de l'ordre de 30 ans, et qui intervient généralement à l'occasion d'un autre arrêt programmé type VD, VP ou ASR. Cette opération en allonge la durée ;
- coudes : les zones en coude du circuit primaire sont des zones où se rencontrent les flux d'eau, dont la différence de température peut atteindre 50°C, générant une fatigue des matériaux qui peut provoquer des fissures. La réfection des zones en coude constitue une opération de maintenance lourde, réalisée dans le cadre d'une VD, VP ou d'un ASR, dont elle allonge la durée.

La planification de ces maintenances constitue l'un des enjeux industriels majeurs de la gestion du parc nucléaire. Elle fait l'objet d'une optimisation permettant de déterminer un calendrier précis sur le long terme spécifiant, tranche par tranche, le placement des arrêts. La Figure 38 montre que le nombre d'arrêts programmés est stable d'une année sur l'autre. La grande partie des arrêts est liée aux ASR et aux VP, plus courts que les VD. Le nombre de maintenances lourdes à réaliser chaque année reste limité, pour optimiser les ressources mutualisées et garantir une puissance nucléaire disponible stable d'année en année.

Figure 38 – Nombre d'arrêts de tranches programmés entre 2015 et 2024 (constaté) et 2025 et 2031 (planifié). Source : EDF, analyse CRE.



6.4.2. Trajectoire de disponibilité déclarée par EDF à la CRE

A partir des données agrégées de production communiquées par EDF à la CRE et des taux d'utilisation finalement communiqués par EDF, la CRE a été en mesure de reconstituer la trajectoire de disponibilité du parc planifiée par EDF sur la période 2026-2031. La trajectoire d'indisponibilité planifiée et fortuite est donnée en Figure 41.

Concernant la disponibilité planifiée (k_{int}), EDF a fourni à la CRE un planning d'arrêt prévisionnel détaillé. Sur les premières années, les durées sont basées sur des estimations métiers arrêt par arrêt. Les durées planifiées sur un horizon de 3 ans glissant sont d'ores et déjà communiquées par EDF au marché dans le cadre des déclarations d'indisponibilité en application des règlements REMIT et Transparence.

L'indisponibilité planifiée moyenne (18,7 %) est plus élevée que celle observée en 2024 (17,2 %) et des années précédentes en raison d'un programme industriel d'arrêt plus important. La

Figure 39 résume les pertes de production induites par chaque type d'arrêts jusqu'en 2029.

Figure 39 – Impact planifié en TWh du programme industriel de maintenance sur les 56 tranches du parc historique hors FLA 3. Source : EDF, analyse CRE. (version confidentielle)

[confidentiel]

Figure 40 – Impact planifié en TWh du programme industriel de maintenance sur les 56 tranches du parc historique hors FLA 3. Source : EDF, analyse CRE. (version non-confidentielle)

	VP	ASR	VD4	VD3	VD5	Total estimé
2023	44	19	27	0	0	91
2024	51	20	22	18	0	111
2025	46	22	18	6	0	92
2026	51	24	43	0	0	117
2027	55	18	46	0	0	119

Concernant les autres sources d'indisponibilité (kipr+kif+kie), qui servent de paramètres de bouclage au modèle simplifié fourni par EDF à la CRE, l'estimation d'EDF présente un taux d'indisponibilité plus faible que celui observé en 2024 (8,67 %). Il est à noter que le taux de prolongation observé en 2024 emporte des prolongements d'arrêts débutés en 2023 significativement plus importants que ceux observés sur les arrêts débutés en 2024. EDF n'a pas explicitement transmis à la CRE les raisons de cette baisse d'indisponibilité mais la CRE fournit des éléments qualitatifs d'appréciation dans les sections suivantes.

Figure 41 – Chronique d'indisponibilité incluse dans la déclaration d'EDF. Source : EDF, analyse CRE.⁴⁷

[confidentiel]

Ainsi, suite aux progrès effectués sur la gestion des arrêts de tranche en 2023/2024, EDF prévoit une stabilisation du coefficient de disponibilité du parc et donc de son niveau de production final sur les deux prochaines périodes triennales, du fait de la hausse des opérations de maintenance à réaliser et du caractère « tête de série » de certaines d'entre elles.

⁴⁷ L'ensemble des taux d'indisponibilité affiché dans cette section s'appuie sur l'estimation interne du taux d'utilisation d'EDF sur la période 2026-2028 (voir section 6.5.).

6.4.3. Analyse de la CRE

L'analyse de la CRE sur la trajectoire de disponibilité se décompose en deux temps :

- Analyse de l'indisponibilité planifiée d'EDF (coefficient K_{ivt})
- Analyse de l'indisponibilité pour essais et aléas ($K_{ie} + K_{if} + K_{ipr}$)

6.4.3.1. Analyse de la CRE sur l'indisponibilité planifiée

EDF a communiqué à la CRE un planning d'arrêt prévisionnel sur les périodes triennales considérées dans ce rapport et les périodes ultérieures. Pour la période 2026-2027 et une partie de 2028, ce planning a la particularité d'être d'ores et déjà déclaré par EDF dans le cadre des règlements REMIT et Transparence. En fonction de l'horizon temporel, EDF fixe différemment les durées d'arrêts planifiées :

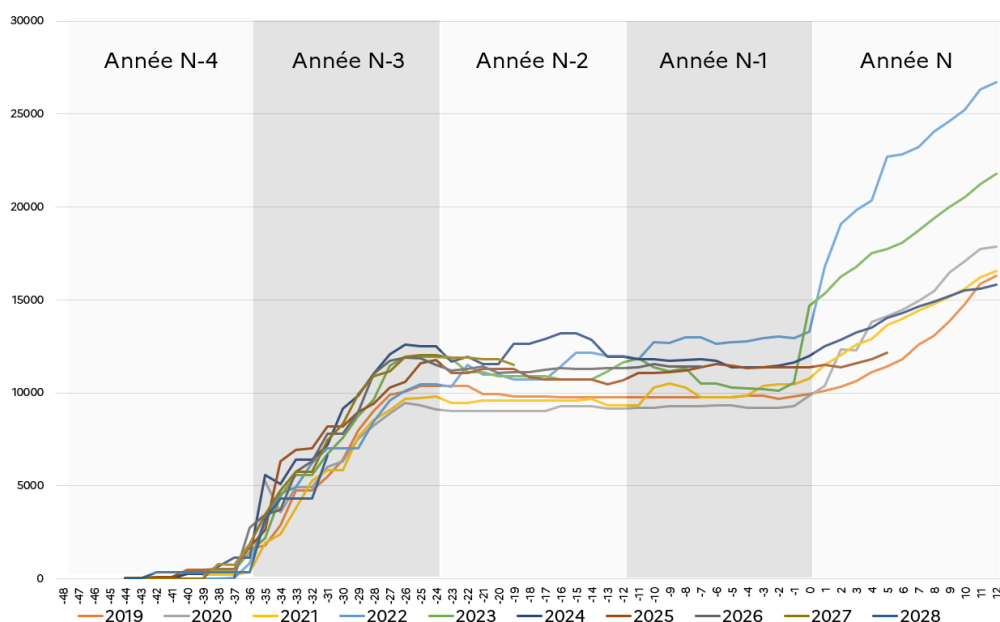
- Jusqu'en 2029, EDF fixe arrêt par arrêt une durée prévisionnelle dépendant du programme industriel. La CRE ne dispose pas des informations nécessaires pour challenger ces durées, hormis sur certains arrêts génériques type ASR.
- Après 2029, les durées d'arrêt sont basées sur des durées gabarits identiques selon le type d'arrêt et le palier concerné.

Sur la période 2026-2027, la CRE a vérifié la compatibilité de l'estimation d'EDF avec les données déclarées par l'opérateur au titre du règlement REMIT sur la plateforme de RTE dédiée aux indisponibilités des moyens de production certifiée par l'ACER. Bien que les données publiées sur cette plateforme offrent un aperçu clair du calendrier des arrêts planifiés par EDF, elles ne suffisent pas à elles seules pour évaluer la disponibilité qui sera observée en temps réel, même en extrapolant à partir des observations historiques. En effet, les déclarations de durées d'arrêt planifiées sur REMIT emportent un certain nombre de choix de l'opérateur. Ainsi, EDF a souligné à la CRE que « *suite à la mise en œuvre du programme Start 2025, des durées d'arrêt plus réalistes sont définies, mais elles sont beaucoup mieux respectées, avec un nombre croissant de tranches qui rentrent en avance par rapport au planning initial* ».

Le programme START 2025 a modifié le mode de déclaration des indisponibilités de l'opérateur, rendant complexe toute analyse statistique sur le prolongement attendu des arrêts sur la période d'évaluation (voir infra). Cette modification est notamment visible en 2024 avec un accroissement de l'indisponibilité programmée sur REMIT en cours d'année de livraison bien plus faible que par le passé (voir Figure 42).

Ainsi, la CRE estime que les déclarations REMIT d'EDF ne correspondent pas seulement à une « meilleure vision métier » à date, mais comprennent également des choix de gestion et d'appréciation du risque de prolongement, qui ont un impact sur le niveau final de production.

Figure 42 – Vision de l'indisponibilité du parc obtenue à partir des déclarations REMIT en MW selon le délai avant l'année de livraison en mois. Source : plateforme IIP REMIT RTE, analyse CRE.



Afin d'apprécier le risque de prolongement inclus par EDF dans son modèle, la CRE a comparé le taux d'arrêt déclaré par EDF à un taux d'arrêt fictif obtenu selon deux scénarios :

- Un premier scénario, dit scénario A, vise à prolonger les performances opérationnelles observées en 2024. Pour ce faire, la CRE a sélectionné pour les arrêts déjà connus en 2024, la durée moyenne finale réalisée de chacun des arrêts. Pour les arrêts non connus, la CRE a appliqué aux durées standards par EDF un prolongement type équivalent à celui observé sur 2024 (en moyenne, les arrêts en 2024 ont été prolongés de 8,14 % par rapport à leur durée prévisionnelle).
- Un second scénario, dit scénario B, reprenant les hypothèses du scénario A mais rallongeant plus fortement les arrêts dits « tête de série ». Pour cela, la CRE a appliqué une prolongation moyenne pour les VD4 du palier 1300 de 31% basé sur la médiane observée des prolongements des VD4 900, le contenu industriel des deux types d'arrêts étant assez proches.

Ces scénarios permettent d'estimer la somme $k_{ivt} + k_{ipr}$. Afin de comparer cette estimation à celle d'EDF dans laquelle les coefficients k_{ipr} , k_{ie} et k_{if} ne font pas l'objet d'une dissociation claire, la CRE a fixé $k_{ie} = 0,68 \%$ et $k_{if} = 3,90 \%$, moyenne observée de ces coefficients sur 10 ans, incluant l'épisode de corrosion sous contraintes et la crise sanitaire. Avec ces hypothèses, il est alors possible de comparer le Kd total de l'estimation d'EDF à celui estimé par la CRE dans chacun des scénarios.

Figure 43 – Synthèse de l'étude de la CRE sur le taux de disponibilité du parc 56 tranches. Source : analyse CRE, données EDF.

Scénario	Hypothèse EDF	Scénario A CRE	Scénario B CRE
Kd estimé sur 2026-2028	73,44 %	74,21 %	73,50 %
Kd estimé sur 2029-2031	74,08 %	74,32 %	73,21 %

Les scénarios de la CRE ne permettent pas de retranscrire précisément la vision métier du contenu des arrêts puisqu'ils représentent une vision normative des performances opérationnelles de la gestion des arrêts de tranche et permettent seulement d'apprécier l'estimation d'EDF au regard des performances 2024. En revanche, l'étude de la CRE permet d'apprécier du taux de prolongement anticipé des arrêts par EDF, qui semble supérieur à celui observé en 2024.

La CRE juge recevable d'inclure un prolongement supérieur à celui de 2024 étant donné que les arrêts observés en 2024 étaient pour la plupart des arrêts génériques dont le contenu industriel avait déjà fait l'objet d'un retour d'expérience. L'ajout d'une hypothèse de prolongement plus importante pour les arrêts type « tête de série » est en effet cohérent avec l'historique. Cependant, les VD4 1300 devraient bénéficier en partie du retour d'expérience acquis lors des VD4 900 (les opérations étant assez similaires). La CRE regrette néanmoins de ne pas avoir pu échanger davantage sur les sous-jacents des hypothèses de disponibilité du parc prises par l'opérateur pour mieux juger arrêt par arrêt des taux de prolongement retenus par EDF.

6.4.3.2. Analyse statistique du taux d'indisponibilité pour aléas et essais kif+kie+kipr déclaré par EDF

Afin de renforcer l'analyse de la trajectoire de production déclarée par EDF, la CRE réalise dans cette section une analyse statistique plus globale des coefficients d'indisponibilités pour fortuit et essais qui permet d'apprécier la trajectoire plus long terme de ces coefficients d'indisponibilités en s'éloignant de la réalité physique du planning d'arrêt. Cette analyse permet ainsi d'apprécier le niveau de risque théoriquement couvert par le taux d'aléas pour fortuits et essais inclus par EDF dans son modèle.

La paramétrisation fournie par EDF des coefficients d'indisponibilité Kipr, Kie et Kif, liés à des aléas, n'est pas fondée sur une méthode *bottom-up* où chacun de ces coefficients serait évalué séparément, mais intègre d'un bloc la somme Kipr + Kie + Kif comme donnée d'entrée du modèle. Pour rappel, la somme Kipr + Kie + Kif sert à EDF de paramètre de bouclage au modèle pour reproduire le niveau de Kd permettant d'obtenir la cible de production prévue par EDF.

Les coefficients d'indisponibilité non programmée sont fixés par EDF à l'échelle du parc nucléaire historique : la production de toutes les tranches, quel que soit leur âge, est affectée des mêmes coefficients. L'estimation de ces coefficients est délicate en raison des aléas de mode commun : en particulier, l'exemple de la corrosion sous contrainte montre qu'une avarie peut avoir un impact très important sur la production de tout un palier à cause d'effets de série.

Le taux d'indisponibilité Kie + Kif + Kipr retenu dans le modèle fourni par EDF à la CRE dans son estimation de 2025 est de 7,9 % en moyenne entre 2026 et 2031. La Figure 44 indique que, historiquement, le Kipr est plus grand que le Kif, lui-même plus important que le Kie.

Figure 44 – Décomposition du coefficient d'indisponibilité du parc. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Le taux d'aléas et essais kif+kie+kipr est donc fortement dépendant des choix du groupe concernant la déclaration préalable des durées d'arrêts planifiés, comme expliqué *supra*. En effet, en lien avec le programme START 2025, EDF a récemment choisi de rallonger les durées d'arrêts déclarées afin que celles-ci soient mieux respectées, réduisant de facto le taux de prolongement kipr. Les analyses statistiques et les comparaisons avec l'historique sont donc produites à des fins illustratives par la CRE mais ne peuvent être exploitées en l'absence de détournement de ces trois coefficients dans le modèle simplifié fourni par EDF à la CRE.

La Figure 45 compare les taux Kipr + Kie + Kif déclarés par EDF en 2025 aux centiles des taux d'indisponibilité Kipr + Kie + Kif de chaque tranche du parc nucléaire sur les périodes 2013-2024, 2013-2024 hors 2022 et donc hors épisode de corrosion sous contrainte et enfin sur l'année 2024 pendant laquelle la plupart des axes du programme START 2025 avaient déjà été mis en œuvre.

Pour analyser l'hypothèse de taux d'indisponibilité du parc de 56 tranches pour aléas et essais retenue par EDF, la CRE a effectué une simulation Monte-Carlo sur 100 000 scénarios, où le taux d'indisponibilité de chaque tranche est tiré aléatoirement selon une loi uniforme parmi les taux

d'indisponibilités réalisés sur la période 2013-2024. Cette analyse est réalisée avec l'ensemble des données de la période 2013-2024, en retirant les années 2020 et 2022 considérées comme atypiques.

Pour chaque scénario de Monte-Carlo, le taux d'indisponibilité des 56 tranches est moyenné afin d'obtenir un taux d'indisponibilité au périmètre du parc. Cette approche permet donc d'évaluer le taux global de couverture des aléas du parc nucléaire par le paramètre Kipr + Kie + Kif déclaré par EDF, dans un contexte où le taux de prolongement serait fixé de manière identique à l'historique.

Figure 45 – Distribution statistique du taux d'aléas et essais du parc obtenu par une simulation de type Monte-Carlo, sur 100 000 scénarios. Source : analyse CRE.

[confidentiel]

L'analyse probabiliste ci-dessus ne prend pas en compte les risques de mode commun, comme le défaut de corrosion sous contrainte, et est à ce titre légèrement majorante en termes de couverture du risque d'EDF. En intégrant les deux années atypiques de 2019 et 2022, le taux d'aléas et essais retenu par EDF couvre [confidentiel] % du risque d'exploitation. En excluant les deux années atypiques, l'hypothèse d'EDF couvre cette fois-ci [confidentiel] % des aléas.

Cependant, cette analyse suppose que le mode de déclaration de durée des arrêts d'EDF et donc le taux de prolongement reste comparable dans le temps ce qui n'est pas le cas étant donné les modifications mises en œuvre dans le cadre du programme START 2025. A titre illustratif, la CRE a inclus dans la Figure 45 la monotone calculée par une analyse probabiliste de type Monte-Carlo menée uniquement sur les données de 2024. Si cette analyse ne permet pas de qualifier le taux d'aléas retenu par EDF étant donné le faible nombre de données utilisé, elle permet de constater que la distribution des aléas de 2024 est inférieure à l'historique alors même que la production moyenne du parc en 2024 était inférieure à l'historique, en raison d'un transfert de la perte de disponibilité de Kipr vers Kivt en 2024.

Ainsi, en l'absence de certitude sur l'évolution de la maîtrise de la durée des arrêts futurs, notamment en lien avec les effets positifs le programme START 2025 et la densification des programmes industriels, il est difficile de juger statistiquement le taux d'aléas couvert par les hypothèses d'EDF via des analyses sur les données historiques. Cependant, la CRE juge raisonnable le niveau moyen d'aléas et d'essais retenu par EDF dans son estimation sur la période 2026-2028.

6.4.4. Conclusion sur la trajectoire de disponibilité du parc

La période triennale à venir est marquée par un programme industriel dense sur le parc historique avec notamment les premières VD4 du palier 1300. Ce programme industriel aura un impact sur la production du parc, que la CRE a analysé.

Les hypothèses d'EDF conduisent à un taux de disponibilité moyen du parc sur la période 2026-2028 de 73,4 %. La CRE a comparé ce taux de disponibilité à un taux calculé sur la base du prolongement des performances opérationnelles de 2024 conduisant à un taux de disponibilité 0,73 % plus élevé sur la période. La CRE estime cet écart cohérent en raison de la nature « tête de série » de certains arrêts techniques planifiés sur la période triennale. En effet, les VD4 1300 et l'ensemble du programme industriel à mener durant la période de régulation (RGV et coudes) font peser un risque de prolongement des arrêts plus conséquent sur le parc que celui observé en 2024.

Concernant le niveau d'aléas et d'essais inclus par EDF dans son modèle simplifié, la CRE regrette le manque de transparence de l'opérateur sur la fixation de ces coefficients, notamment en lien avec les modifications de déclaration de durée d'arrêts du programme START 2025. En confrontant les hypothèses d'EDF à l'historique, la CRE estime néanmoins recevable les niveaux d'indisponibilités pour aléas et essais inclus par EDF dans ses hypothèses et retient donc pour le parc historique et sur la période 2026-2028 l'hypothèse d'EDF quant au niveau de production estimé.

Ainsi, la CRE retient pour la période d'évaluation, et la suivante, les hypothèses d'EDF concernant le taux d'indisponibilité du parc.

6.5. Taux d'utilisation du parc historique hors FLA 3

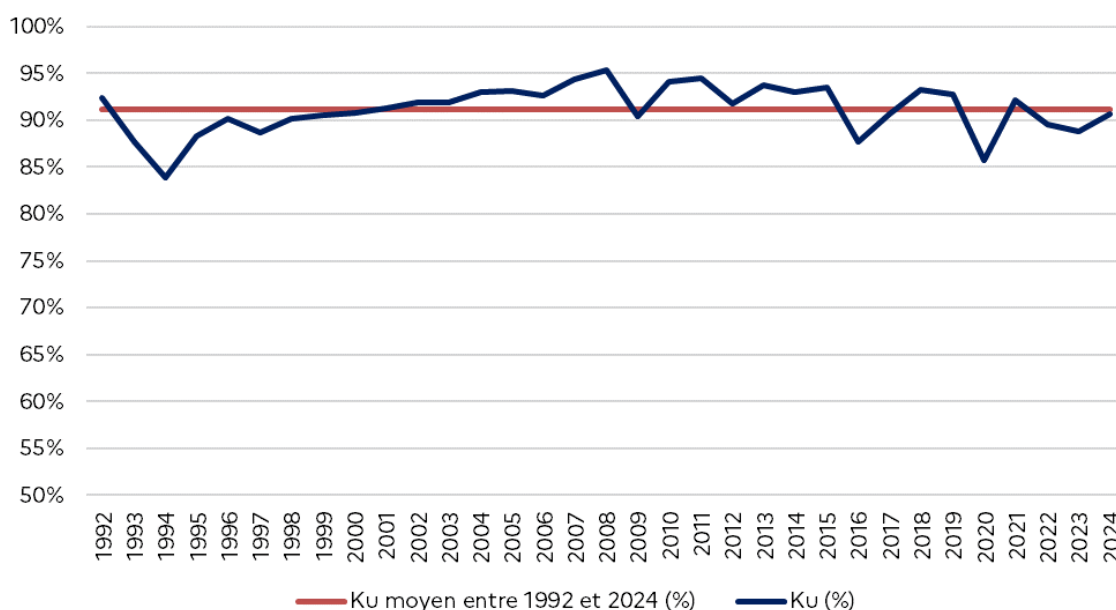
6.5.1. Définition et historique

6.5.1.1. Ku et sources de non-utilisation du parc

Comme mentionné en partie 6.1., le coefficient d'utilisation K_u d'une tranche est défini comme le quotient de l'énergie nette produite par son énergie disponible. Il internalise les cas où la tranche est disponible mais n'a pas été appelée.

En moyenne entre 1992 et 2024, le coefficient d'utilisation du parc nucléaire historique s'élève à 91,2%. Ce coefficient a toutefois une légère tendance baissière sur les dernières années, comme indiqué en Figure 46 ci-dessous.

Figure 46 – Coefficient d'utilisation du parc nucléaire historique entre 1992 et 2024. Source : EDF, analyse CRE.



L'origine des non-utilisations des tranches lorsque celles-ci sont disponibles est de diverses natures :

- certains aléas externes affectent l'utilisation du parc. Ces derniers comprennent notamment les indisponibilités locales du réseau de transport d'électricité et les contraintes environnementales (limitation des rejets thermiques liquides dans les cours d'eau, canicules, séismes) ;
- certains aléas pouvant relever en partie de la responsabilité d'EDF sont également internalisés dans le coefficient K_u : les retards de redémarrage dans le cadre des procédures d'autorisation de l'ASNR, les périodes de *stretch* (production à puissance réduite alors que la tranche aurait dû s'arrêter pour rechargement), et les épisodes de grèves ;
- une partie de la capacité nucléaire est réservée pour l'équilibrage du système électrique : fourniture de réserves de service système (réserve primaire, secondaire) et mécanisme d'ajustement ;
- enfin, EDF effectue également des modulations pour des raisons économiques, comme des économies de combustible entre deux arrêts de tranche, ou bien pour optimiser ses revenus en fonction des prix de marché.

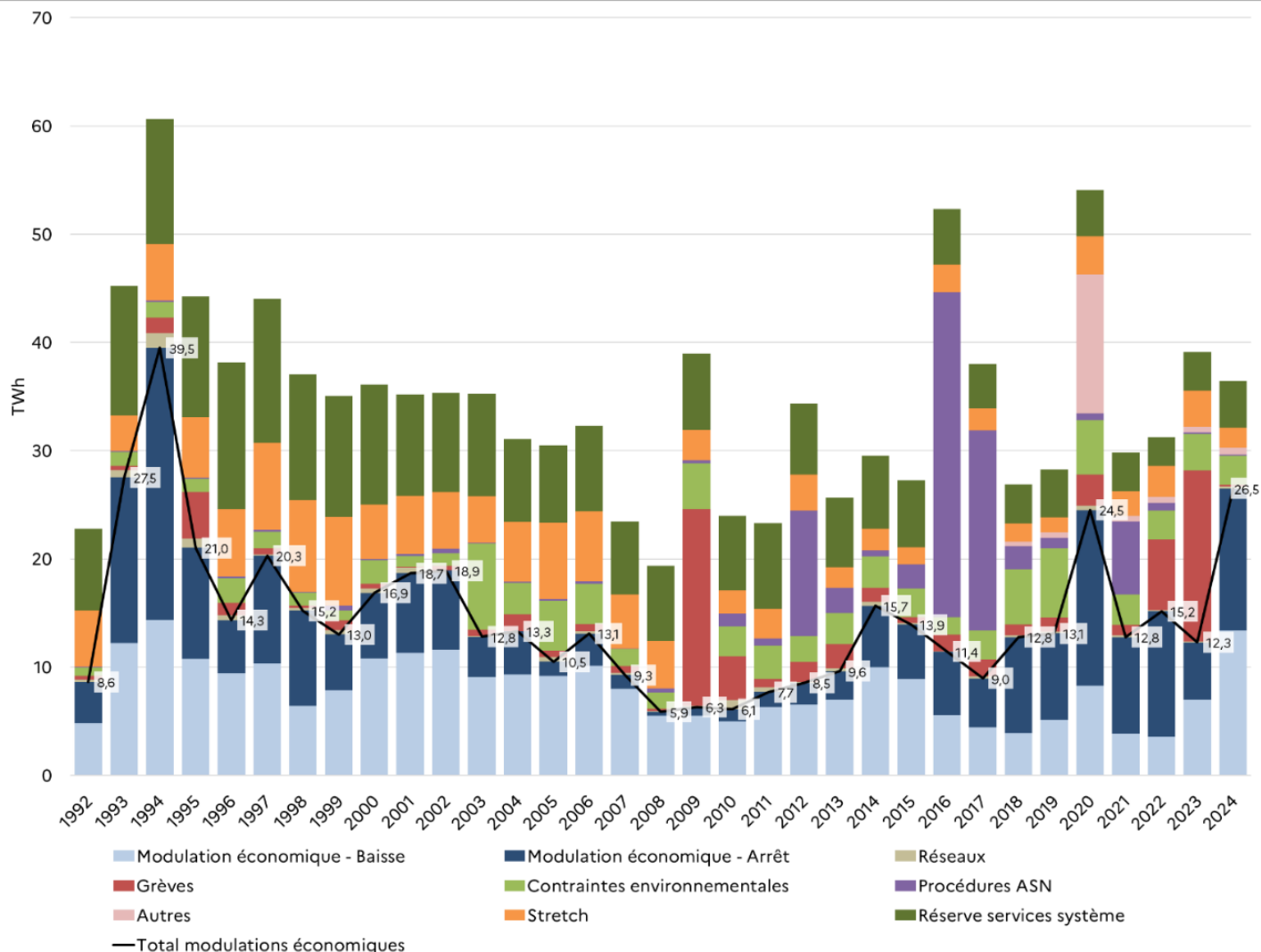
La répartition de la non-utilisation totale du parc entre les différentes sources est indiquée en Figure 47 ci-dessous. Plusieurs points sont à noter à cet égard : parmi les différentes causes listées ci-dessus, certains aléas, comme les grèves, peuvent avoir un impact significatif sur la production durant certaines

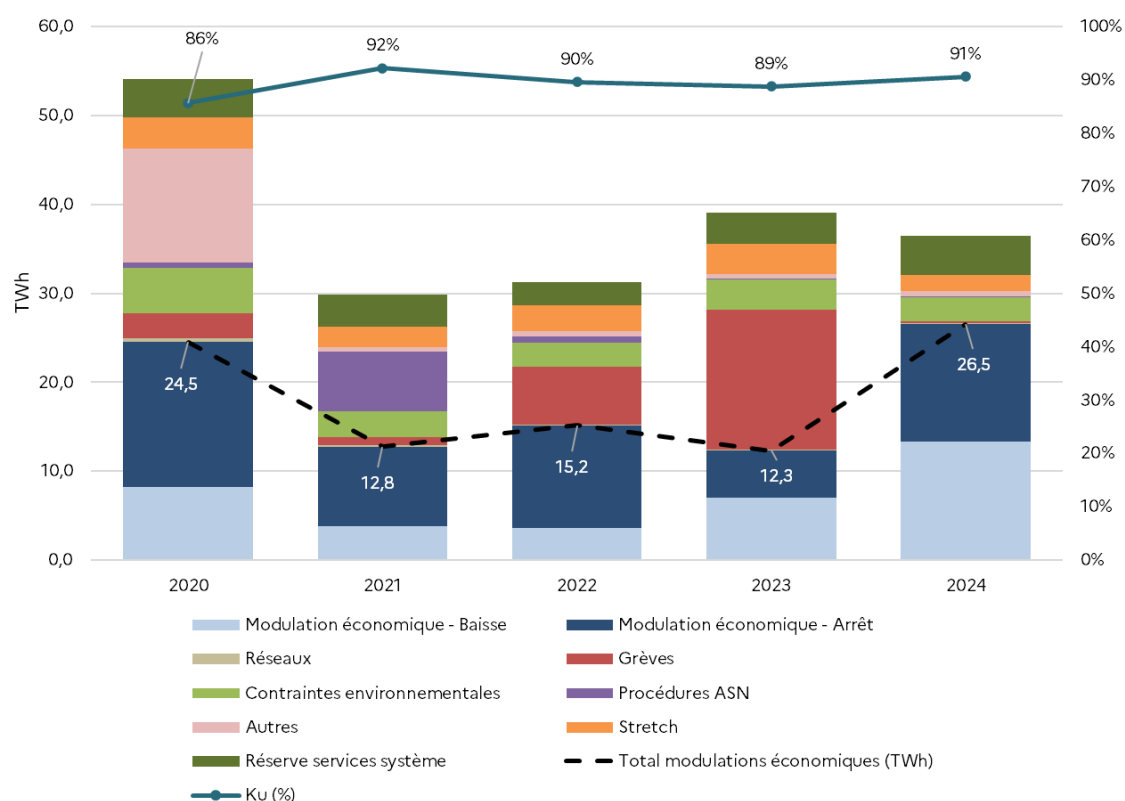
années, d'un ordre de grandeur similaire aux modulations économiques. Par exemple, en 2009 et 2023, les grèves sont à l'origine d'une perte d'utilisation de respectivement 18 et 16 TWh. De plus, l'année 2020 constitue une année exceptionnelle, avec une utilisation historiquement basse du parc en raison d'une demande basse lors de la pandémie de Covid-19. Enfin, l'année 2024 montre une inflexion des modulations économiques.

Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028 – Version non-confidentielle

22/09/2025

Figure 47 – Modulations et aléas du parc entre 1992 et 2024. Source : EDF, analyse CRE.



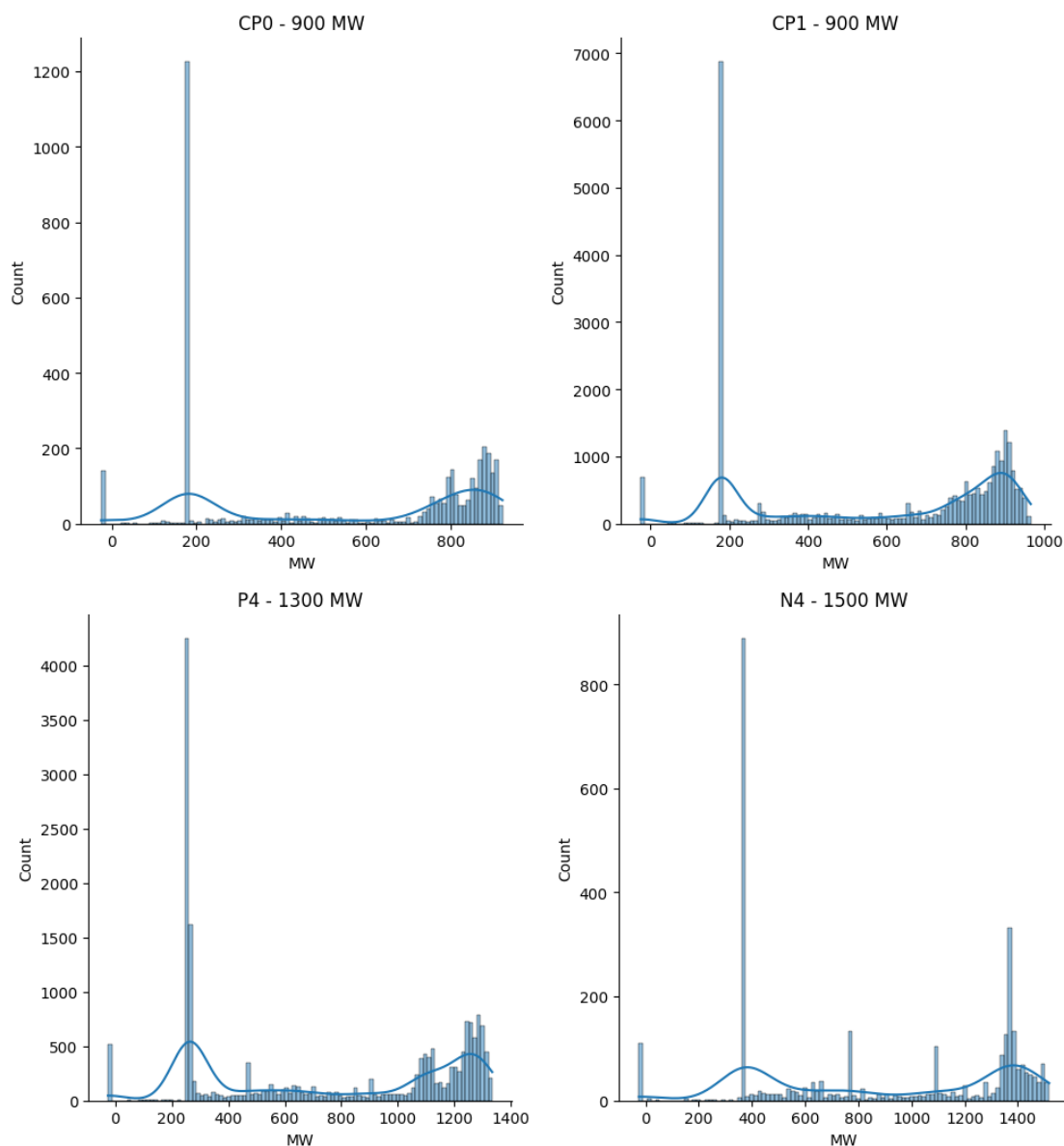


6.5.1.2. Capacité de modulation économique du parc nucléaire

Le dimensionnement historique du parc électronucléaire (la puissance installée du parc nucléaire est supérieure à 60 GW alors que la consommation française moyenne est d'environ 50 GW et peut descendre en-dessous de 30 GW) a poussé EDF, dès les années 1980, à moduler ses centrales, c'est à dire ajuster sa production en réponse aux fluctuations de la consommation. Les centrales nucléaires de seconde génération ont ainsi toujours modulé, et le volume total de modulation à l'échelle du parc est de l'ordre de 10 à 40 TWh / an.

La réduction de puissance nominale des réacteurs en France peut aller jusqu'à 75%-80% en fonction des paliers et deux modulations à la baisse peuvent être réalisées par jour et par tranche, sur le palier 1300. EDF publie quotidiennement les chroniques des puissances minimales atteignables pour chaque tranche et pour chaque heure des deux jours suivants. La Figure 49 illustre les distributions de puissances minimales journalières pour chaque palier entre janvier 2022 et juillet 2025 et met en évidence les maximums techniques de modulation.

Figure 49 – Distribution des puissances minimales journalières atteignables par type de palier entre novembre 2021 et février 2025. Source : EDF, analyse CRE.⁴⁸

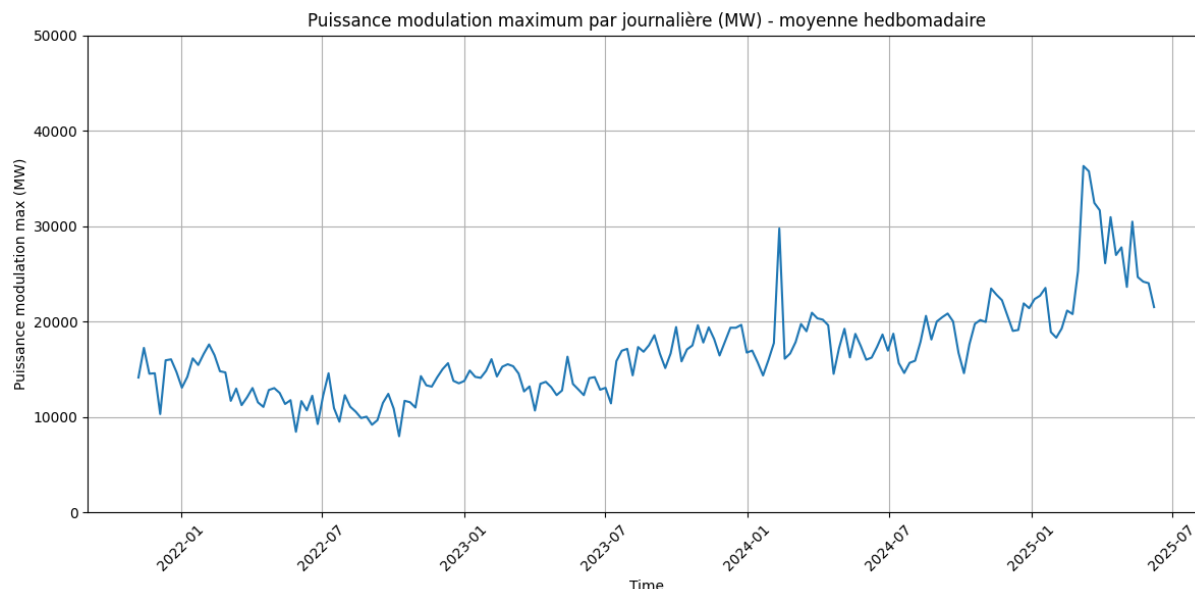


La puissance modulable correspond à la puissance maximale des tranches pouvant faire l'objet de modulation à un instant donné. De manière agrégée à l'échelle du parc historique, la puissance modulable, définie pour chaque tranche comme la différence entre la puissance maximale et la puissance minimale déclarée par EDF. Cette puissance modulable représente environ 15% à 40% de la capacité installée du parc historique (voir Figure 50). La puissance modulable est en hausse, et se situe autour de 20 GW depuis début 2024 afin de s'adapter aux besoins croissants de modulation pour raison économique, EDF indique s'organiser pour augmenter sa capacité à moduler. L'analyse de la

⁴⁸ Ces graphiques présentent la distribution des puissances minimales journalières atteignables par type de palier, i.e., le nombre d'occurrences journalières lors desquelles les tranches présentent un certain niveau de puissance minimale atteignable, pour chaque type de palier.

puissance modulable à tout instant ne préjuge toutefois pas des contraintes de stock que les réacteurs pourraient avoir par ailleurs⁴⁹.

Figure 50 – Moyenne hebdomadaire des puissances modulables maximales journalières entre 2022 et 2025. Source : analyse CRE, données EDF.



Enfin, EDF dispose toujours de la capacité d'arrêter ses tranches si la puissance modulable n'est pas suffisante. L'arrêt total du cœur emporte cependant des contraintes opérationnelles supplémentaires, notamment la durée minimale d'un arrêt est de 24 heures.

6.5.1.3. Economie des modulations du parc nucléaire

Les modulations économiques font partie de la stratégie d'optimisation des revenus d'EDF : EDF choisit de moduler pour optimiser sa marge.

A l'instar de tous les opérateurs de moyen de production électrique, EDF adapte sa production en fonction des prix de marché. EDF a la possibilité de réduire la production de certaines de ses centrales lorsque les prix du marché sont bas, voire négatifs et, au contraire, produire au maximum lorsque les prix sont élevés. EDF peut ainsi valoriser son optionnalité – i.e. sa capacité de produire ou non en fonction des prix.

Les modulations ne sont pas le fruit d'une contrainte imposée à EDF au titre d'une priorité d'injection octroyée à l'électricité renouvelable intermittente, mais peuvent permettre à EDF d'optimiser sa marge en période de forte production renouvelable.

Ce sont les exploitants des différents moyens de production qui décident opérationnellement de faire fonctionner leur centrale en comparant leurs coûts de fonctionnement marginaux aux prix de marché court terme (spot et intrajournalier). Les prix de marché reflètent ainsi à chaque instant l'équilibre entre l'offre de production et la demande.

La production renouvelable intermittente (solaire, éolien) ayant un coût marginal quasi-nul, elle est, de fait, offerte au marché à un prix quasi-nul et est généralement retenue en premier pour répondre au besoin. EDF peut cependant choisir d'offrir la production de ses tranches nucléaires à un prix inférieur ou supérieur au prix auquel la production renouvelable est offerte, et donc se situer avant ou après la production renouvelable dans l'ordre de préséance économique. Si la demande est inférieure à la production renouvelable (modulo la quantité d'exports nets), EDF peut donc être amené à moduler pour la part du parc offerte à un prix supérieur. Les modulations ne sont donc pas une contrainte imposée à

⁴⁹ Par exemple un réacteur pourrait techniquement diminuer sa puissance mais n'aurait pas intérêt à le faire en raison d'un stock trop important de combustible à utiliser avant son arrêt

EDF en cas de forte production renouvelable, au titre d'une priorité d'injection octroyée aux renouvelables.

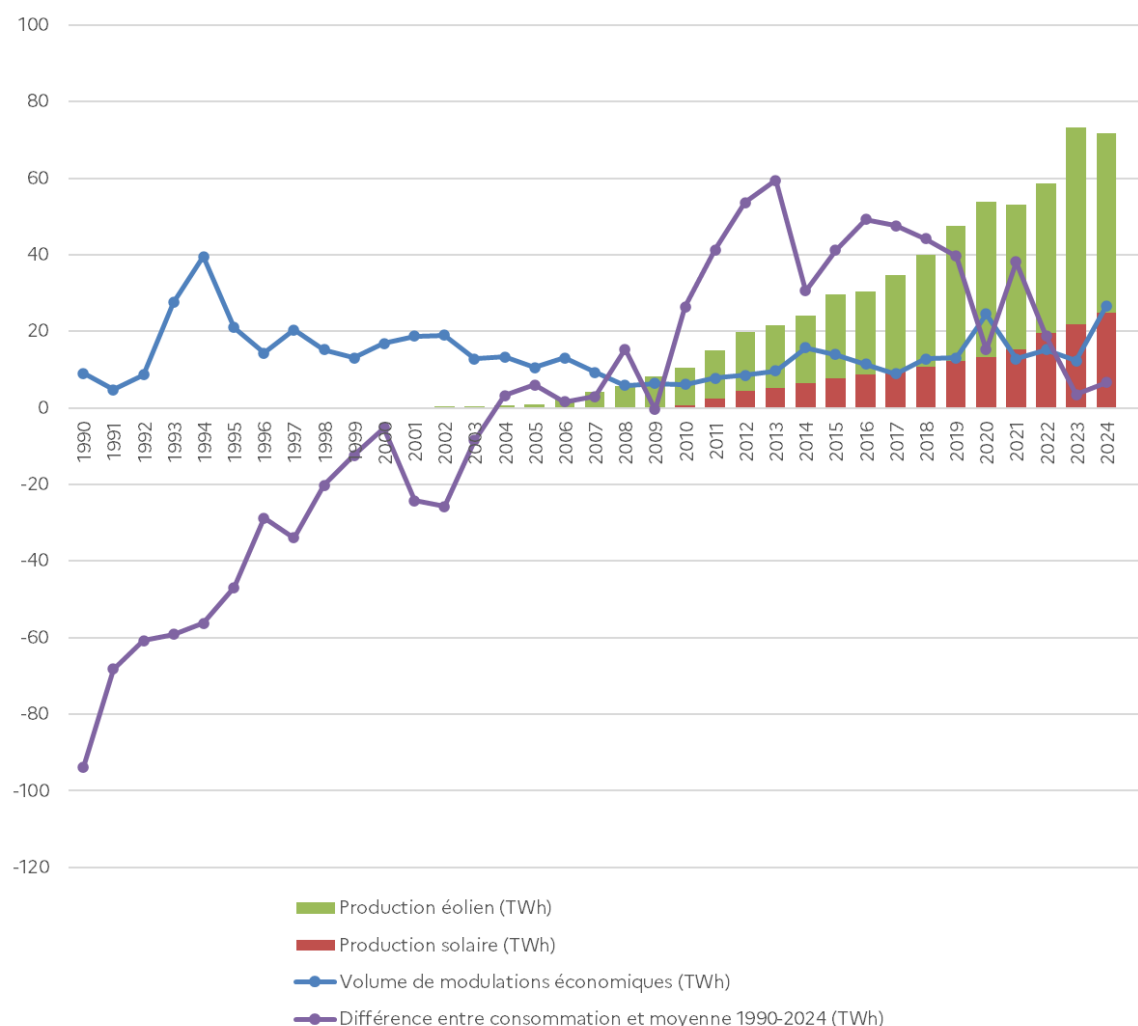
Dans ce contexte, les modulations économiques décidées par EDF permettent d'optimiser les marges de l'exploitant et de maximiser la valeur du productible en décalant la production sur les périodes où les prix sont les plus élevés. Les modulations permettent donc d'améliorer la rentabilité du groupe, toutes choses égales par ailleurs.

Historiquement, les modulations du parc nucléaire ne sont pas principalement liées au déploiement des énergies renouvelables, malgré une inflexion observée depuis 2024.

Les modulations sont le fruit d'une optimisation économique par EDF, pour des volumes historiques similaires aux volumes observés aujourd'hui, avant-même le développement des énergies renouvelables. Les modulations ont été liées par le passé à de nombreux facteurs, comme le niveau de consommation, les volumes d'exports, la quantité d'heures avec des prix bas, ou la mise en service de nouvelles centrales. Tandis qu'entre 1990 et 2010, les modulations économiques ont connu une tendance baissière dans un contexte d'augmentation de la consommation, les volumes de modulation observés aujourd'hui sont en ligne avec ceux des années 90.

La Figure 51 ci-dessous compare les volumes annuels de modulations économiques, les volumes de production renouvelable et les variations de consommation en France. Ces éléments montrent que la forte hausse, ces dix dernières années, de la production renouvelable n'est pas associée à un volume équivalent de modulation du nucléaire. Toutefois, une tendance haussière de la modulation se dessine depuis 2010, dans un contexte de hausse de la puissance d'ENR installée, mais également de baisse de la production fossile et enfin de baisse de la consommation brute depuis le point haut de 2013.^[108] Enfin, l'année 2024 montre une inflexion des modulations économiques qui fait l'objet d'analyse plus approfondies dans les parties suivantes.

Figure 51 – Comparaison des volumes annuels de modulations économiques, des volumes de production renouvelable et des variations de consommation en France (TWh). Source : analyse CRE, données EDF, RTE et Eurostat.



6.5.1.4. Modulations de long terme et modulations de court terme

Comme la CRE l'avait précisé dans son rapport de surveillance des marchés de gros pour 2022, la stratégie d'EDF d'optimisation économique des modulations à la baisse comprend deux cas de figure principaux. En fonction des échéances temporelle et de la quantité de combustible restante avant le prochain arrêt pour rechargement, EDF réalise :

- des modulations sur le long terme, décidées en avance pour optimiser l'utilisation du stock de combustible (environ 40% des volumes de modulation entre 2019 et 2024) ;
- des modulations de court terme, décidées à proximité du temps réel, lorsque les prix de gros sont inférieurs au coût variable ou à la valeur d'usage⁵⁰ de la centrale (environ 60% des volumes de modulation entre 2019 et 2024).

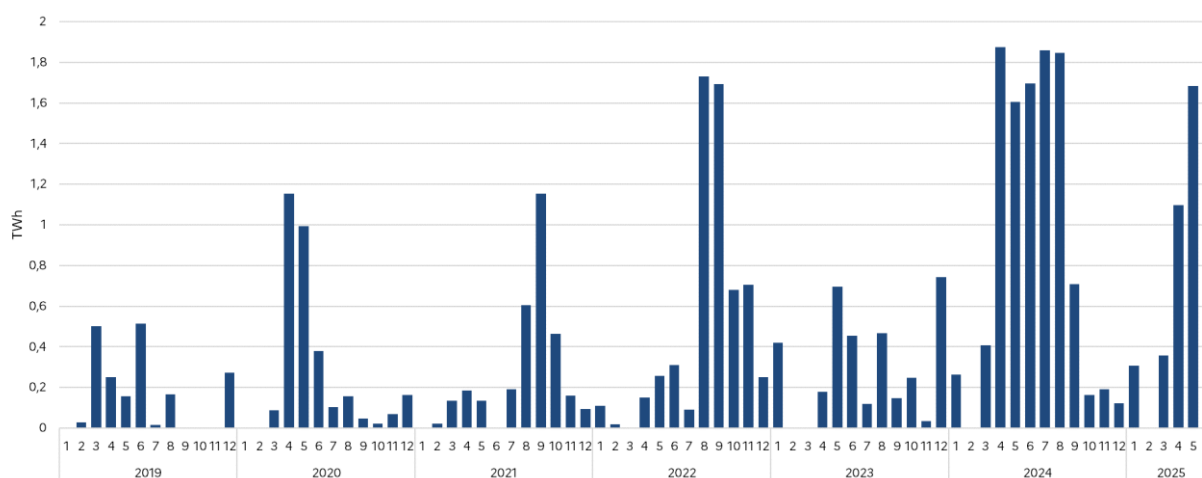
⁵⁰ La valeur d'usage d'un stock est le gain futur que l'on peut espérer retirer d'une unité de stock parmi le stock courant.

1) Modulations de long terme pour gestion du stock de combustible :

Des arrêts de tranches pour modulations peuvent être réalisés pendant plusieurs jours, voire plusieurs semaines pour certaines tranches. En effet, certains réacteurs peuvent disposer d'un stock de combustible contraint ne permettant pas de produire à pleine puissance jusqu'au prochain arrêt pour rechargement ou pour maintenance. Le cas échéant, cette contrainte peut nécessiter d'économiser du combustible pour être disponible lorsque la capacité sera la plus nécessaire pour le système pendant l'hiver et/ou lorsque les prix de marché seront les plus élevés. Ces contraintes de combustible sont notamment liées à la flexibilité limitée du planning d'arrêts techniques.

Les arrêts pour modulation de long terme sont publiés sous forme d'indisponibilités sur la plateforme REMIT de RTE.

Figure 52 – Indisponibilités du parc nucléaire publiées sur REMIT pour modulations de long terme, par mois, entre 2019 et juin 2024 (TWh). Source : analyse CRE.



2) Modulations de court terme pour optimisation des revenus en fonction des prix de marché

A plus court terme, EDF peut également être amenée à réduire pendant quelques heures voire quelques jours la production de ses centrales si les conditions économiques le justifient. Cela peut être le cas lorsque les prix de gros (spot ou intrajournalier) sont particulièrement bas et inférieurs aux coûts variables du nucléaire, mais aussi lorsque les valeurs d'usage sont particulièrement élevées, dans le cas d'une tranche contrainte par son stock de combustible ou lorsque des périodes de grande tension sont anticipées dans le futur, se manifestant par des prix à terme très élevés, ce qui justifie de préserver le stock de combustible. Pour ce type de modulation, la décision d'arrêter une tranche est prise à court terme, et le délai de décision avant le début des arrêts pour modulation est très majoritairement inférieur à 24h.

En effet, les centrales nucléaires, notamment lorsqu'elles fonctionnent en stock limité avant le prochain rechargement, peuvent être gérées en « valeur d'usage »⁵¹ au même titre que les barrages hydroélectriques. Les valeurs d'usage reflètent la nécessité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement, de façon à le conserver pour les heures les plus tendues en ce qui concerne l'équilibre offre/demande.

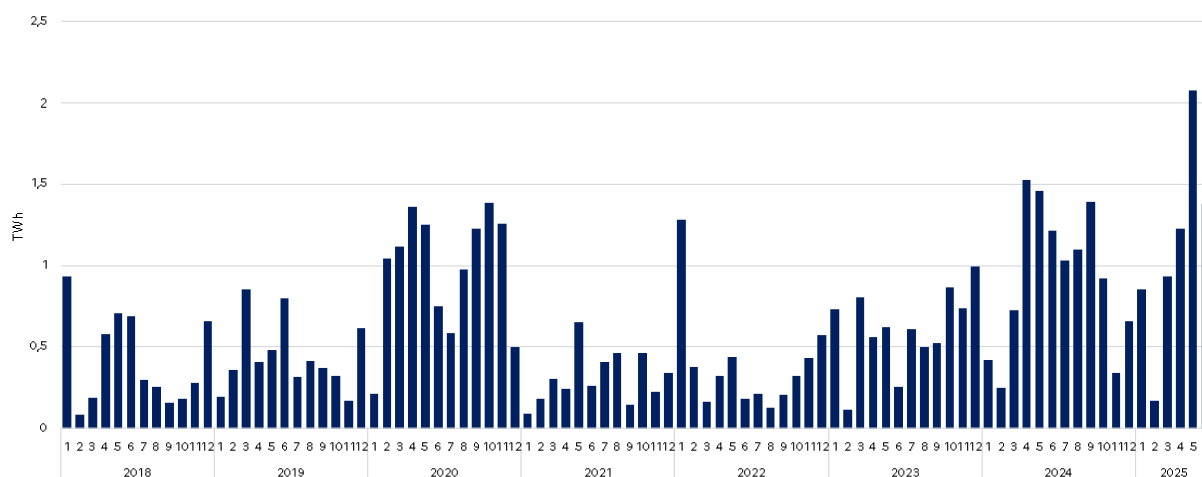
⁵¹ En pratique toutes les tranches sont gérées en valeur d'usage. Ces valeurs d'usage peuvent être supérieures ou inférieures au coût du combustible. La valeur d'usage correspond à la valeur d'une utilisation future donc un coût variable évité dans le futur - en proposant une tranche à sa valeur d'usage EDF réalise un arbitrage entre une utilisation immédiate (un coût de combustible immédiatement évité) et une utilisation future.

Pour la grande majorité des tranches nucléaires, le coût marginal proposé sur le marché reflète principalement le coût du combustible nucléaire, qui est faible. Cependant, pour la partie du parc nucléaire gérée en valeur d'usage, les coûts marginaux utilisés dans l'optimisation du parc d'EDF à court terme et pour élaborer les offres sur le marché ne sont pas reliés aux coûts de combustible, mais dépendent des anticipations de prix sur les périodes futures.

De la même manière que pour les barrages hydroélectriques, cette gestion a pour effet, toutes choses égales par ailleurs, de modifier la préséance économique et de faire monter les prix spot à court terme en contrepartie d'une baisse des prix spot dans le futur, reflétant la valeur de l'économie d'électricité à court terme permettant de garder de la production pour les périodes ultérieures plus tendues. Ainsi, certaines centrales nucléaires peuvent théoriquement être par moments plus onéreuses que des centrales gaz afin de garder le combustible pour des heures qui seront encore plus chères dans le futur, voire qui présenteront un risque de défaillance.

La Figure 53 ci-dessous présente les volumes mensuels de modulation de court terme entre 2018 et 2025, estimés par la CRE.⁵² En particulier, l'année 2020 a été caractérisée par une hausse des modulations de court terme, particulièrement pendant le premier confinement, dans un contexte de baisse de consommation et de baisse des prix spot. Les années 2022 et 2023 sont, a contrario, moins marquées par les modulations dans un contexte où le parc était sensiblement moins disponible.

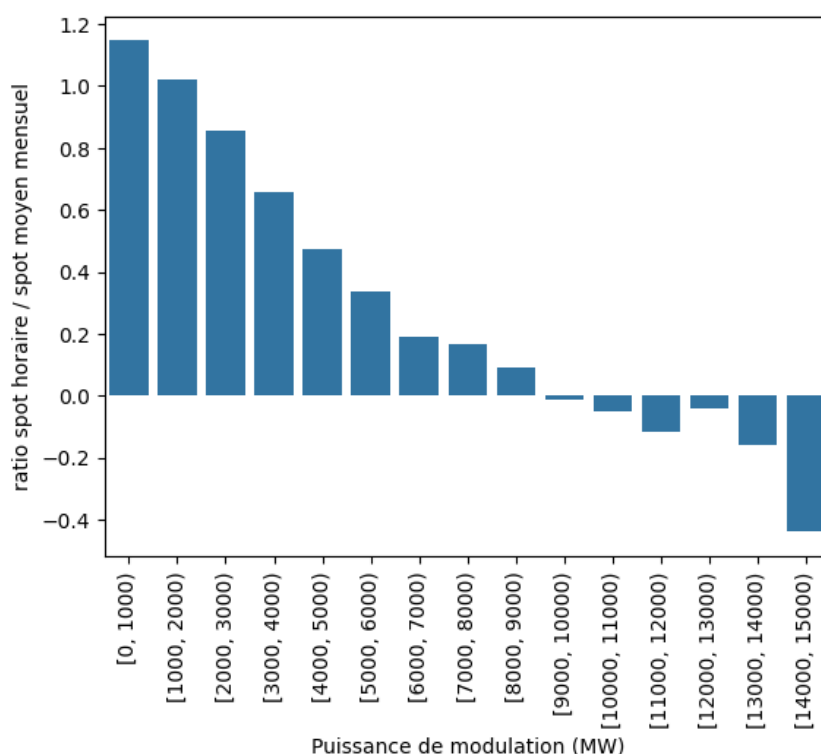
Figure 53 – Volumes mensuels de modulation de court terme. Source : analyse CRE.



La Figure 54 ci-dessous présente en ordonnée le ratio entre les prix spot sur les heures où EDF a modulé à la baisse le parc nucléaire entre décembre 2017 et juillet 2025 par rapport à la moyenne des prix spot horaires mensuels sur le mois concerné, et en abscisse la puissance modulée. Il apparaît une corrélation très claire entre les épisodes de prix bas et la hausse de la puissance des modulations, ce qui signifie que les modulations sont placées majoritairement pendant les périodes des prix bas.

⁵² Cette analyse prend pour hypothèse qu'EDF procède à une modulation lorsque la tranche est opérationnelle à 100 %, mais produit moins de 80 % de sa capacité nominale. Ce critère est normatif et nécessiterait une étude plus approfondie pour une analyse au cas par cas.

Figure 54 – Moyenne des ratios (prix spot horaire sur les heures avec modulation) / (prix spot mensuel moyen), en fonction de la puissance modulée, entre décembre 2017 et juillet 2025.
Source : analyse CRE.



6.5.1.5. Retour sur les modulations de 2024 et perspectives

RTE met en évidence dans son bilan prévisionnel 2023 (BP 2023) que le développement des énergies renouvelables modifie les conditions d'exploitation du parc nucléaire.⁵³ En particulier, la part de modulations de court-terme liée au manque de débouchés économiques est amenée à augmenter, en raison de l'augmentation du nombre d'heures avec des prix de marché faibles. De plus, le profil de modulation est amené à évoluer : les volumes de modulations en pleine journée, lors des périodes de plus forte pénétration renouvelable, devraient augmenter.

Entre 2022 et 2024, RTE estime que « le développement des énergies renouvelables a modifié très progressivement le profil de cette modulation, avec par exemple des baisses plus fréquentes l'après-midi lorsque la production photovoltaïque est importante ainsi que certains week-ends lorsque la consommation est plus faible, mais cela n'a toutefois, jusqu'à présent, pas sensiblement modifié le volume global annuel de modulation. À date, le développement des énergies renouvelables n'apparaît donc pas comme un facteur significatif dans la modulation de la production nucléaire et dans l'évolution du facteur de charge des réacteurs. ».⁵⁴

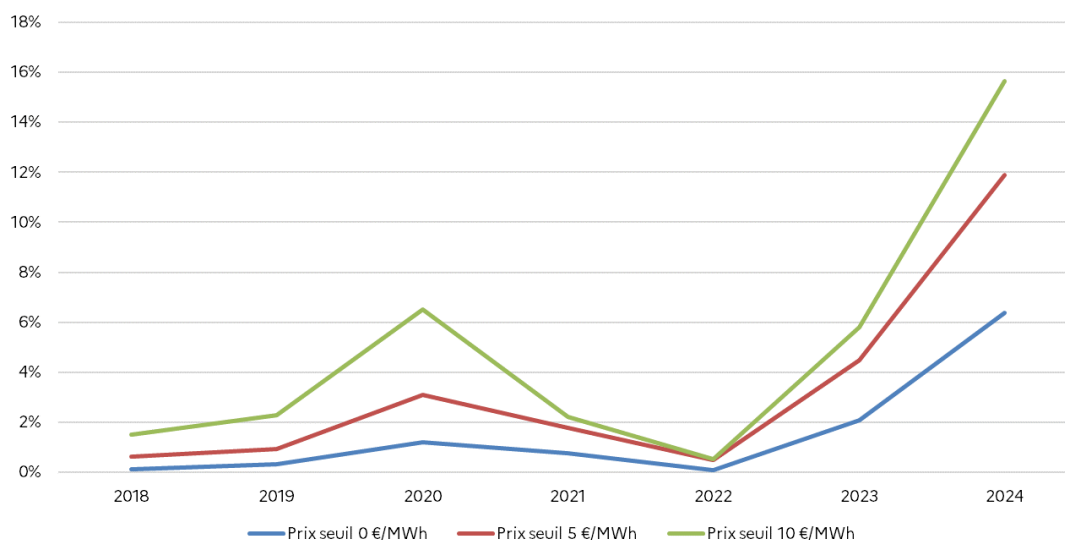
L'année 2024 semble néanmoins constituer une année pivot, à plusieurs égards.

Les modulations économiques ont connu une hausse par rapport aux années précédentes, en lien avec l'augmentation des occurrences de prix quasi-nuls, voire négatifs. Entre 2023 et 2024, la Figure 55 ci-dessous montre la part des heures à prix négatif a été multipliée par trois, passant de 2% des heures à 6 % des heures durant lesquelles les prix se situent en dessous de 0 €/MWh. Le nombre d'heures pour lesquelles le prix spot est en dessous de 5 €/MWh et de 10 €/MWh (correspondant à l'ordre de grandeur des coûts variables de production nucléaire) atteint respectivement 12% et 16% en 2024. Le volume

⁵⁴ RTE (2023) [Bilan Prévisionnel 2023-2035, Chapitre 6 Equilibre Offre-Demande et Flexibilités](#).

total de modulations économiques déclaré par EDF a augmenté de 116% sur cette période, pour atteindre 26,5 TWh comme mentionné en Figure 48.

Figure 55 – Occurrence de prix sous les seuils de 0, 5 et 10 €/MWh entre 2018 et 2024. Source : analyse CRE.



Le profil journalier et saisonnier de modulation en 2024 diffère de la tendance observée lors des années précédentes, comme mis en évidence en Figure 56 pour les modulations de court terme. En 2024, les modulations économiques ont été davantage concentrées l'après-midi plutôt que la nuit. De plus, comme indiqué en Figure 57, tandis que le volume de modulations économiques durant la nuit ou lors des mois d'automne et d'hiver n'a pas significativement évolué par rapport aux années précédentes, le volume de modulations économiques en période de forte production renouvelable (et notamment solaire), *i.e.* en journée pendant les mois de printemps et d'été a fortement augmenté en 2024 – de l'ordre de 240% par rapport à la moyenne entre 2018 et 2023. Le volume de modulations économiques en journée lors des mois de printemps et d'été, qui comprennent donc les heures de plus forte production solaire, a ainsi atteint 5,9 TWh en 2024.

Le volume de modulations de court-terme ayant lieu la nuit et / ou en hiver reste toutefois significatif comme indiqué en Figure 57.

Figure 56 – Volume annuel de modulation de court-terme par heure de la journée entre 2018 et 2024. Source : analyse CRE.

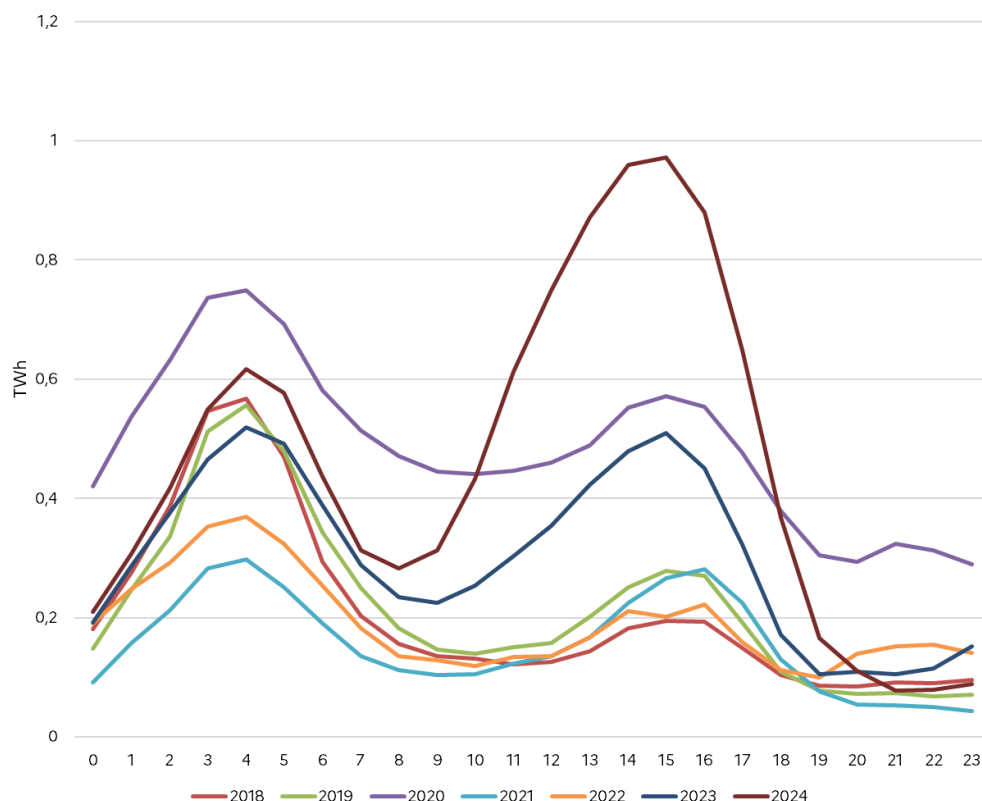
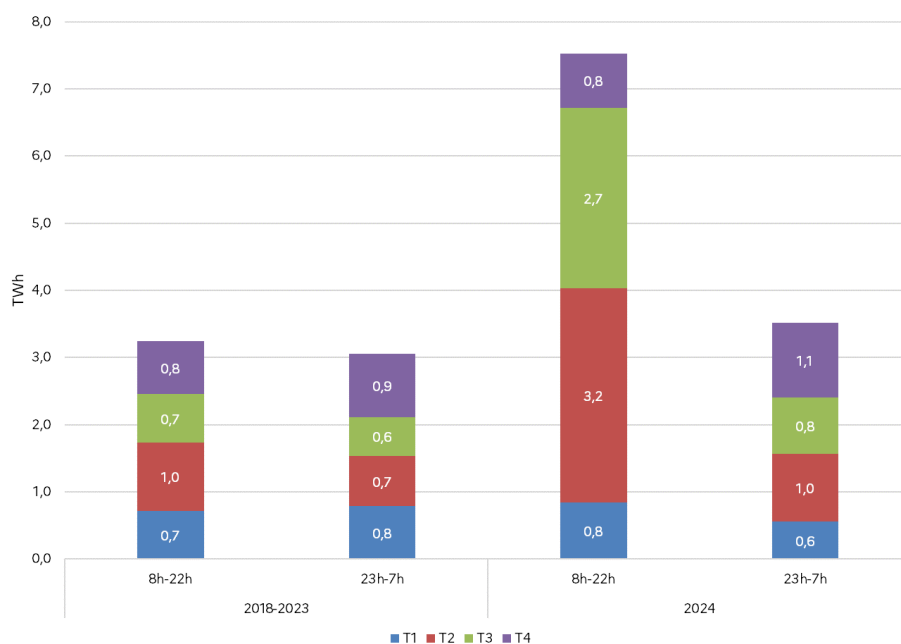
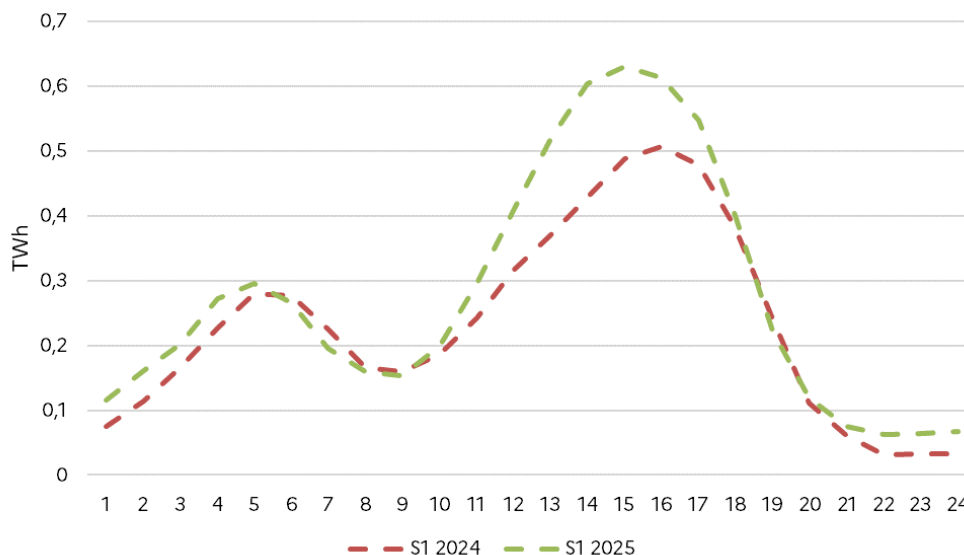


Figure 57 – Répartition des volumes de modulations de court-terme par trimestre et par période de la journée, en moyenne entre 2018 et 2023, et en 2024. Source : analyse CRE.



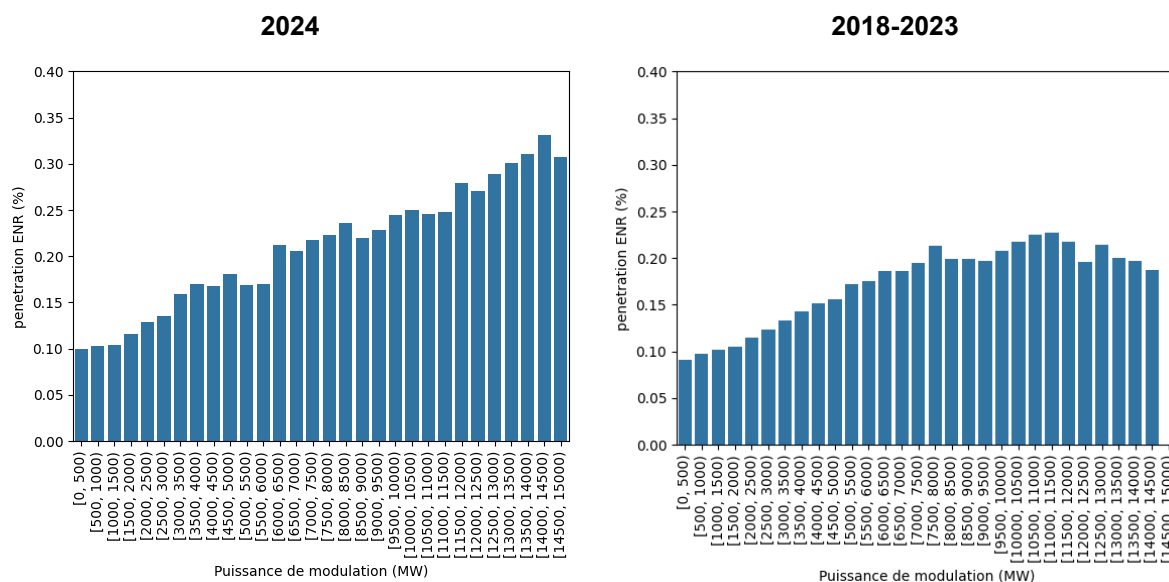
Cette évolution du profil de modulation se confirme en 2025. La Figure 58 ci-dessous compare les volumes de modulations par heure de la journée lors des premiers semestres 2024 et 2025. Lors du premier semestre 2025, le volume de modulations de court-terme observées pendant les heures de l'après-midi est supérieur aux volumes de modulation observés en 2024.

Figure 58 – Volume de modulation de court-terme par heure de la journée au 1^{er} semestre 2024 et au 1^{er} semestre 2025. Source : analyse CRE.



La Figure 59 ci-dessous montre qu'en 2024, la puissance de modulation du parc est davantage corrélée à la pénétration des renouvelables que lors des années précédentes. La pénétration renouvelable semble devenir un facteur de premier ordre dans les modulations de court-terme, en plus des fluctuations de niveau de consommation pour lesquelles la capacité de modulation du parc a historiquement été développée.

Figure 59 – Moyenne de la pénétration renouvelable (éolien et solaire) dans le mix de production, en fonction de la puissance modulée, (i) en 2024 et (ii) entre 2018 et 2023. Source : analyse CRE.



En plus de l'augmentation des volumes de modulations, la CRE constate une récente hausse de leur nombre et de leur fréquence, comme le montrent les figures ci-dessous. EDF a informé la CRE qu'elle mène actuellement une étude visant à éclairer les conséquences de cette augmentation sur les équipements industriels ainsi que sur les ressources humaines.

Figure 60 – Nombre moyen de modulations court terme par réacteur entre 2018 et S1 2025.
Source : analyse CRE.

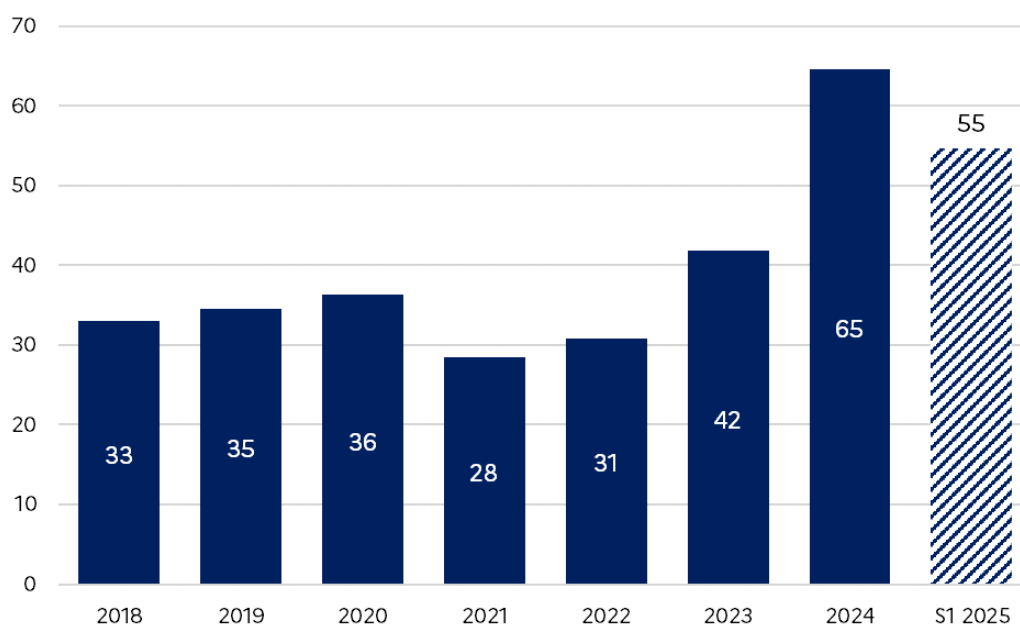
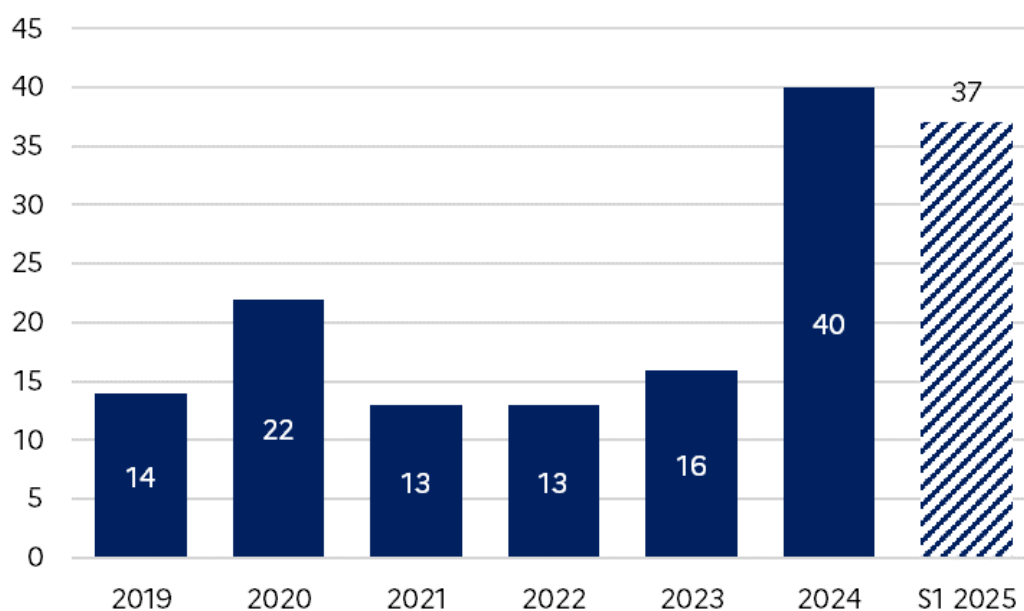


Figure 61 - Nombre de modulations long terme à l'échelle du parc historique entre 2019 et S1 2025. Source : analyse CRE.



L'évolution des modulations au cours des périodes triennales considérées est cependant incertaine, et dépend d'éléments externes et internes à EDF :

- Les fondamentaux du marché ont un impact direct sur les chroniques de prix, et la reprise de la croissance de la consommation d'électricité couplée à une flexibilité accrue de la demande

serait de nature à atténuer la fréquence et l'amplitude des épisodes de prix négatifs. En particulier, la réforme liée aux heures pleines / heures creuses initiée par la CRE pourrait être de nature à décaler la consommation pendant les heures solaires grâce à l'asservissement des ballons d'eau chaude.⁵⁵

- Le développement des batteries a également un effet de lissage sur les prix de marché et apparaît donc de nature à limiter la modulation.
- La mise en place d'incitations à destination des renouvelables pour ne pas produire lors des épisodes de prix négatif limitera les périodes de prix négatifs.
- De plus, le placement des modulations pour économie combustible, dans le cadre de l'optimisation par EDF de la gestion de son portefeuille, peut limiter le volume de modulation pour pertes de débouchés. Comme le relève RTE dans le BP 2023, l'impact des modulations pour pertes de débouchés économiques sur la production totale d'EDF pourrait être maîtrisé « si la modulation pour absence de débouchés peut être mutualisée avec les autres types de modulation du nucléaire observés historiquement »⁵⁶. Le volume de cette mutualisation reste cependant difficile à estimer, et il est peu probable que ce levier permette, en régime permanent, d'augmenter sensiblement le volume d'énergie produit.

Point d'attention – Profil journalier historique des modulations

Le profil journalier des modulations a historiquement significativement évolué au cours des dernières décennies. La Figure 62 présente une estimation historique du profil moyen journalier de modulations court-terme, à l'échelle du parc, depuis 2001. En l'absence de données fines par tranche permettant d'estimer les volumes de modulation court-terme à cet horizon de temps comme dans la Figure 56, dans cette estimation, le parc est supposé moduler lorsque sa puissance est inférieure à 90% de sa puissance journalière moyenne (cette estimation n'est donc pas homogène à celle présentée dans la Figure 56, dans lequel la production de chaque tranche est comparée à sa disponibilité déclarée sur REMIT, mais donne toutefois une indication des profils de modulation).

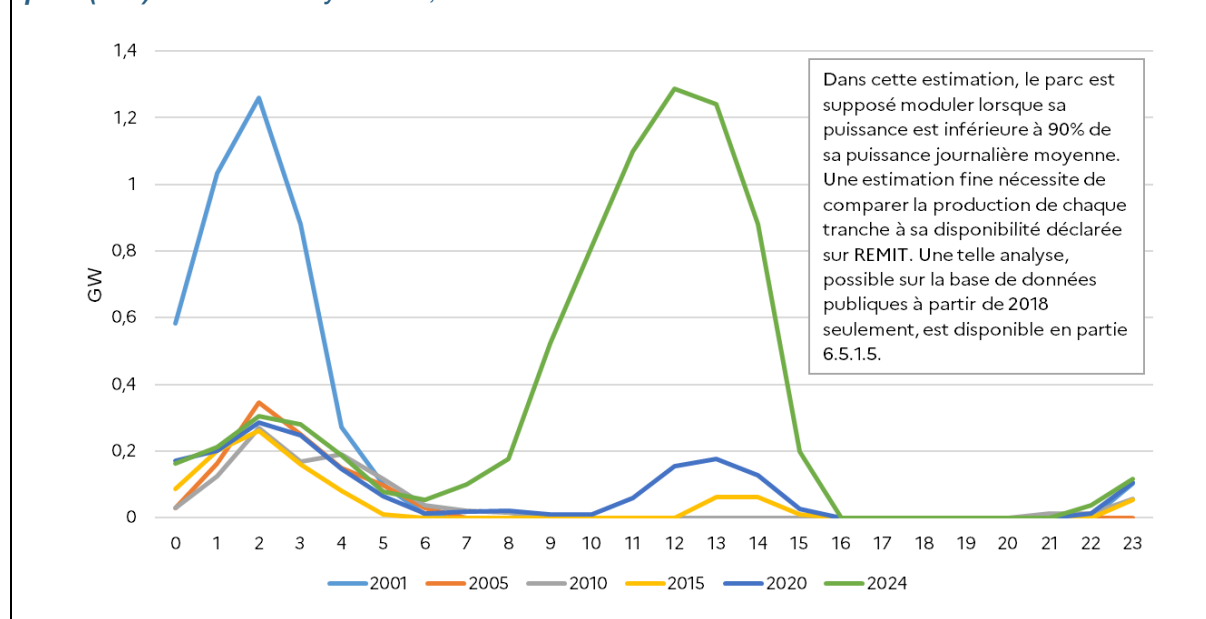
Au début des années 2000, les volumes de modulation étaient davantage concentrés lors des heures de la nuit que lors des heures de la journée, dans un contexte de faible demande nocturne. Ce profil a récemment évolué vers des modulations davantage concentrées pendant la journée.

Le parc semble par le passé, par exemple en 2001, avoir été soumis à des modulations d'une amplitude similaire à celles observées en 2024. Les volumes de modulation au début des années 1990 étaient de plus supérieurs à ceux observés en 2001, comme indiqué en Figure 48. Dans les prochaines années, une augmentation des volumes de modulation au-delà des niveaux historiques pourrait néanmoins poser des questions techniques et opérationnelles, bien que les conséquences potentielles soient particulièrement incertaines.

⁵⁵ CRE (2025) [Annexe Communiqué de presse TURPE 7 – Focus sur l'évolution du placement des heures creuses](#)

⁵⁶ RTE (2023) [Bilan Prévisionnel 2023-2035, Chapitre 6 Equilibre Offre-Demande et Flexibilités](#).

Figure 62 – Estimation du profil moyen journalier de modulation court-terme à la maille du parc (GW). Source : analyse CRE, données RTE.



6.5.2. Trajectoire d'utilisation déclarée par EDF

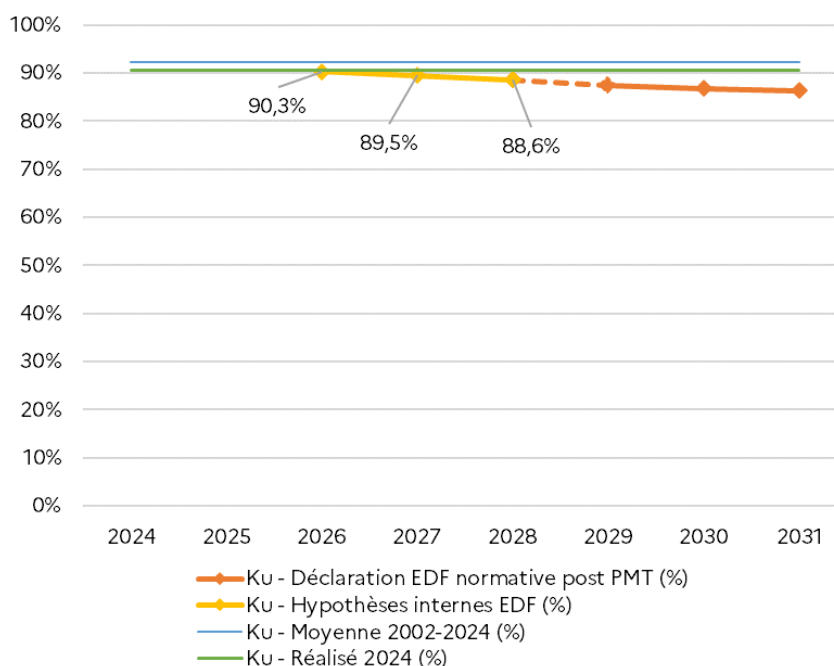
Le Ku déclaré par EDF est de 90,3 % en 2026, 89,5 % en 2027 et 88,6 % en 2028, à l'horizon du PMT, soit 89,5 % en moyenne sur la période 2026-2028. Il est ensuite fixé normativement à 89 % par EDF et diminue progressivement via l'application d'un coefficient dégressif de pertes de débouchés supplémentaires, visant à prendre en compte l'impact de l'évolution différenciée de la consommation et de la production renouvelable sur la sollicitation du parc nucléaire. Ce coefficient de pertes de débouchés atteint, -2,5% en 2030 et [confidentiel] en 2035. Sur la période 2026-2028, le Ku déclaré est en moyenne de 88,8%.

La Figure 63 ci-dessous compare la trajectoire d'EDF avec le taux d'utilisation réalisé du parc sur la période 2002-2024 et en 2024.

Figure 63 – Coefficient d'utilisation historique moyen, déclaré par EDF et réalisé historiquement (%). Source : EDF, analyse CRE. (version confidentielle)

[confidentiel]

Figure 64 – Coefficient d'utilisation historique moyen, déclaré par EDF et réalisé historiquement (%). Source : EDF, analyse CRE. (version non-confidentielle)



6.5.3. Analyse de la CRE

La CRE estime que les hypothèses internes d'EDF sur le taux d'utilisation du parc sur la première période triennale sont cohérentes avec les données réalisées. EDF prend en effet pour hypothèse interne un Ku de 90,3% en 2026 alors que le taux d'utilisation du parc de 2024 était de 90,60 %.

Les hypothèses de pertes de débouchés supplémentaires présentées par EDF correspondent à un volume de modulation pour pertes de débouchés s'élevant à 9 TWh en 2030.

Le coefficient de pertes de débouchés complémentaires du parc nucléaire internalise l'effet sur le Ku de l'évolution différenciée de la consommation et de la production renouvelable et de son impact sur la sollicitation du parc nucléaire. Compte-tenu de l'évolution importante de la capacité renouvelable installée sur les périodes triennales considérées, les pertes de débouchés associées varient significativement au fil de temps, ce qui justifie leur modélisation au sein d'un coefficient dédié, non agrégé au Ku. Tandis que ce coefficient a peu d'impact sur les hypothèses lors de la période de régulation 2026-2028, il donne néanmoins une indication de la vision d'EDF quant à l'utilisation future du parc.

Le coefficient de pertes de débouchés supplémentaires a été déterminé par EDF sur la base de simulations d'équilibre offre-demande (EOD) fondées sur un scénario interne d'évolution des fondamentaux du système électrique européen. La suite de cette section compare les hypothèses de modélisation sous-jacentes à un *benchmark* d'études nationales et européennes.

La Figure 65 ci-dessous compare les hypothèses de consommation en France dans le scénario médian de EDF avec les scénarios du BP 2023 de RTE, de l'ERAA 2023 et 2024. [confidentiel]

Figure 65 – Comparaison des hypothèses de consommation intérieure dans le scénario médian de EDF, dans les scénarios du BP 2023 de RTE et dans les scénarios ERAA 2023 et 2024.

[confidentiel]

La Figure 66 compare les hypothèses de capacité installée en 2030 dans le scénario médian de EDF, dans les scénarios du BP 2023 de RTE et dans les scénarios ERAA 2023 et 2024 pour le parc nucléaire et les renouvelables intermittents. [confidentiel]

Figure 66 – Comparaison des hypothèses de capacité installée pour 2030 dans le scénario médian de EDF, dans les scénarios du BP 2023 de RTE et dans les scénarios ERAA 2023 et 2024, par rapport au niveau réalisé en 2024.

[confidentiel]

6.5.4. Conclusion sur la trajectoire d'utilisation du parc de 56 tranches

Sur la période triennale 2026-28, la CRE estime recevable l'hypothèse de taux d'utilisation communiquée par EDF de 89,5 % en moyenne pour le parc 56 tranches et n'effectue pas de retraitement. Sur la période 2029-31, la CRE propose également de retenir le Ku normatif déclaré par EDF, soit un taux d'utilisation moyen du parc de 86,9 %.

6.6. Production prévisionnelle de FLA3

Production prévisionnelle de Flamanville 3 déclarée par EDF

EDF déclare à la CRE une moyenne de production prévisionnelle sur la période 2026-2028 de 8,1 TWh liée à un premier arrêt technique d'une durée de [confidentiel] jours⁵⁷ en 2026 (visite complète incluant un changement de couvercle et d'autres opérations). Ce niveau de production correspond à un taux de disponibilité de 65,7 % de l'EPR sur la période. Sur la seconde période triennale, la production prévisionnelle moyenne de l'EPR déclarée par EDF à la CRE est de 11,5 TWh, soit un taux de disponibilité moyen de 89 %. La trajectoire complète communiquée par EDF est donnée dans le graphique ci-dessous.

Figure 67 – Production prévisionnelle de FLA 3 déclarée par EDF à la CRE (TWh)

[confidentiel]

La production prévisionnelle de FLA3 déclarée par EDF à la CRE durant la période 2026-2028 est ajustée pour atteindre les meilleures estimations des équipes techniques d'EDF.

Puissance installée de Flamanville 3

Dans son modèle de production, EDF déclare à la CRE une puissance installée de 1585 MW pour l'EPR pour la période 2026-2031.

La CRE constate que la puissance maximale de fonctionnement de l'EPR de Flamanville 3 retenue n'est pas celle communiquée aux marchés de 1620 MW au titre du REMIT. EDF explique que le rendement final de l'EPR de Flamanville 3 n'est pas encore connu puisqu'il ne sera déterminé qu'à l'issue de la phase d'essais par palier de puissance.

L'hypothèse d'une puissance nominale électrique finale de l'EPR inférieure de 35 MW à la puissance de l'EPR déclarée dans le cadre de REMIT n'est adossée à aucune déclaration publique ou document officiel du groupe. Elle repose sur l'hypothèse d'un rendement final de l'EPR inférieur à celui anticipé initialement.

En l'absence de document public attestant d'un bridage de la puissance électrique lié à un rendement détérioré, notamment alors que les phases de test de l'EPR n'ont pas encore abouti, la CRE retient comme puissance installée pour FLA 3 la puissance théorique REMIT de 1620 MW. Cette hypothèse induit une hausse de l'énergie produite de l'EPR Flamanville 3 de 0,19 TWh/an sur la période 2026-

⁵⁷ EDF n'a pas encore communiqué au marché de durée prévisionnelle pour la VC1. Ce chiffre est rendu confidentiel dans la version publique du rapport car il correspond selon EDF à une hypothèse de travail interne non validée par les organes habilités.

2028 et de 0,26 TWh/an sur la période 2029-2031. Ce retraitement à un impact sur le coût total de - 0,03 €/MWh sur la période 2026-2028 et de -0,04 €/MWh sur la période 2029-2031.

Planning d'arrêts de Fla 3

Après un démarrage au 2^{ème} semestre de l'année 2025, les hypothèses de production d'EDF concernant FLA 3 se basent sur le planning d'arrêt communiqué par EDF à la CRE suivant :

- arrêt pour VC1 incluant le changement de combustible et de couvercle de FLA 3 en juillet 2026, avec une durée prévisionnelle de [confidentiel] jours, impactant donc fortement le niveau de production sur la période 2026-2027 ;
- première visite partielle en 2028, avec une durée prévisionnelle de 35 jours ;
- premier arrêt pour simple rechargement en 2030, avec une durée prévisionnelle de 21 jours ;
- seconde visite partielle avec opérations sur les circuits secondaires principaux, avec une durée principale de 49 jours.

Hors arrêts atypiques, les arrêts de type VP et ASR font l'objet de durées prévisionnelles plus courtes que celles du reste du parc historique. Cela s'explique par le design de l'EPR, grâce auquel davantage de travaux peuvent être réalisés en fonctionnement.

Au-delà de ce planning d'arrêts et pour les années 2026 et 2027, la trajectoire de production d'EDF a été fournie par les équipes métiers d'EDF afin de tenir compte de la phase d'essais de FLA 3. La CRE n'est pas en mesure d'auditer cette partie de la trajectoire de disponibilité de l'EPR et estime raisonnables les pertes de production pour essais incluses par EDF dans sa trajectoire au regard des incertitudes quant au planning de démarrage et de travaux de l'EPR sur les 3 prochaines années.

Sur la période suivante, EDF déclare à la CRE un niveau de disponibilité de l'EPR de 92 % pour un facteur de charge final de 83,2 %. Cette trajectoire est cohérente avec les arrêts techniques prévisionnels de l'EPR sur la période décrite et la CRE n'effectue donc pas de retraitement.

6.7. Synthèse et production prévisionnelle retenue par la CRE

Importance et difficulté de l'estimation du productible

Le niveau de production du parc sur les périodes triennales considérées constitue un élément structurant de l'évaluation de la CRE. La CRE calcule en effet à partir d'une logique comptable un coût complet de production du parc historique en €/MWh. La plupart des charges d'exploitation et de capital du parc nucléaire étant fixes, le niveau de production retenu impacte sensiblement les coûts calculés par la CRE.

Le coût de production doit être fondé sur la meilleure estimation en espérance de la production prévisionnelle. L'estimation de la production est néanmoins un exercice délicat comme en atteste les fortes variations interannuelles lors des dernières années : en moyenne 20 TWh/an en valeur absolue entre 2014 et 2024 (en excluant les variations liées à l'année 2022, associée aux problèmes de CSC), soit 5% de la production annuelle moyenne au cours de la période. De plus, reconduire une analyse statistique des hypothèses de production (notamment des prolongements d'arrêts) comme lors des précédents exercices de calcul de la CRE est délicat en raison du changement des évolutions de mode de déclaration des indisponibilités d'EDF, en lien avec le programme START 2025 (voir section 3.3).

En cas de forte divergence de la production réelle (relative à un évènement imprévisible à date) par rapport à la production prévisionnelle prise comme hypothèse dans ce rapport, l'estimation du coût du nucléaire pourrait être mise à jour par la CRE en application de l'article R. 336-12 du code de l'énergie. En effet, le coût complet de production peut être revu au cours d'une période d'évaluation 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 initiale. Toute chose égale par ailleurs, ceci correspond à une variation de production de l'ordre de 20 TWh, soit environ 5% des hypothèses retenues. Une telle variation est du même ordre de grandeur que les variations interannuelles observées au cours des dernières années.

Déterminants du niveau de productible

Le niveau de production du parc nucléaire est déterminé par trois facteurs principaux : (i) la puissance des tranches, (ii) l'indisponibilité des tranches pour arrêts techniques, pour essais, et pour arrêts fortuits, mesurée par le coefficient K_d , et (iii) la non-utilisation des tranches lorsque ces dernières sont disponibles, mesurée par le coefficient K_u . En moyenne entre 1992 et 2024, environ 76% de l'énergie non produite par rapport à l'énergie maximale théorique est due aux indisponibilités des tranches, et 24% à leur non-utilisation.

Les sources de non-utilisation du parc sont de diverses natures, et peuvent être liées à des indisponibilités du réseau, des contraintes environnementales, des grèves, ou bien des modulations économiques. Les modulations économiques font partie de la stratégie d'optimisation des revenus d'EDF : EDF choisit de moduler pour optimiser ses revenus, par exemple en économisant du combustible entre deux arrêts de tranches, ou bien en fonction des prix de marché. Les modulations ne sont pas le fruit d'une contrainte technique imposée à EDF, mais permettent à EDF d'optimiser la marge, par exemple en période de forte production renouvelable lorsque les prix sont inférieurs à la valeur d'usage des tranches.

Principaux facteurs d'incertitudes pour les deux périodes triennales considérées (2026-2031)

Les indisponibilités pour arrêts techniques ont historiquement été le facteur principal de baisse de production par rapport à la production théorique maximale. Ceci est amené à perdurer, les périodes visées devant notamment connaître un programme d'arrêt plus dense que les dernières années. En outre, des incertitudes existent pour les arrêts dits « tête de série » pour les 4^{ème} réexamens périodiques des paliers 1300, ces derniers n'ayant pas encore fait l'objet d'un fort retour d'expérience. Toutefois le contenu industriel de ces réexamens décennaux est relativement proche de celui connu par EDF sur les paliers 900 et devrait donc bénéficier de l'expérience acquise sur ces arrêts.

A l'avenir, les pertes de production pour modulations économiques pourraient augmenter au regard du développement des énergies renouvelables tel que constaté depuis 2024, bien que l'évolution de ces modulations soit soumise à de nombreuses incertitudes. Même si les modulations économiques permettent à EDF d'optimiser ses revenus en fonction des prix de marché et de son stock de combustible, une hausse des modulations économiques entraîne mécaniquement une augmentation du coût unitaire du nucléaire objet du présent rapport.

Enfin, la production de Flamanville 3 sur la période 2026-2028 est difficile à prévoir en raison du niveau d'incertitude sur le calendrier de mise en service et de réalisation de la VC1 (visite complète intégrant le remplacement du couvercle de cuve). Concernant la puissance de l'EPR Flamanville 3, déclaré par EDF 35 MW en dessous de sa puissance déclarée sur REMIT, en l'absence de document public attestant d'un bridage de la puissance électrique lié à un rendement détérioré, notamment alors que les phases de test de l'EPR n'ont pas encore abouti, la CRE retient comme puissance installée pour FLA 3 la puissance théorique REMIT de 1620 MW. Cette hypothèse induit une hausse de l'énergie produite de l'EPR Flamanville 3 de 0,19 TWh/an sur la période 2026-2028 et de 0,26 TWh/an sur la période 2029-2031.

Trajectoire de production retenue par la CRE

Après analyse des éléments sous-jacents au calcul de production prévisionnelle (la puissance installée, les coefficients de disponibilité et d'utilisation), la CRE retient la trajectoire proposée par EDF pour le parc 56 tranches et ajuste à la hausse la puissance de l'EPR Flamanville 3, en cohérence avec les données déclarées par EDF sur REMIT. La trajectoire finale de productible retenue par la CRE est de 362 TWh en moyenne sur la période 2026-2028, et 358,4 TWh sur la période 2029-2031. Sur les deux périodes triennales considérées, ces hypothèses de production correspondent à un taux de disponibilité moyen de 73,2 % et de 74,5%, et à un taux d'utilisation de 89,6 % et de 86,9 % au périmètre du parc historique.

Dans la suite du rapport, l'ensemble des données est exprimé en utilisant le productible déclaré d'EDF. L'ajustement de la puissance de Flamanville 3 induit une baisse du coût calculé par la CRE de 0,03 €/MWh sur la période 2026-2028 et de 0,04 €/MWh sur la période 2029-2031, présenté via une brique séparée en partie 1 et 10.

Bien que ces hypothèses soient supérieures au niveau des dernières années (331 TWh en moyenne entre 2021 et 2024), elles sont toutefois en deçà des niveaux historiques de production du parc, de

l'ordre de 396 TWh en moyenne entre 2000 et 2019, et ce malgré la mise en service de FLA3. Les hypothèses de taux de disponibilité restent en particulier en dessous des niveaux historiques – 80% en moyenne sur cette même période.

7. Charges comptables d'exploitation

L'article R. 336-9 du code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 dispose :

« Les charges d'exploitation prévisionnelles correspondent aux charges d'exploitation supportées comptablement par les centrales électronucléaires historiques au titre de la période d'évaluation considérée. Cette composante comprend notamment :

- « 1° Les coûts liés au combustible nucléaire attendus sur la période ;*
- « 2° Les coûts relatifs aux autres achats, nets de la production stockée ou immobilisée, attendus sur la période ;*
- « 3° Les charges de personnel concourant à la production d'électricité par les centrales électronucléaires historiques attendues sur la période, y compris les charges relatives aux droits à la retraite et aux autres avantages acquis ;*
- « 4° Les dotations aux provisions attendues sur la période, nettes des reprises sur provisions attendues sur la période. Les dotations aux provisions attendues sur la période prennent en compte, le cas échéant, les variations relatives aux charges postérieures à l'arrêt définitif des centrales. Elles n'intègrent pas les variations financières affectant les provisions existantes ;*
- « 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 de la construction ou du renouvellement d'installations permettant l'entreposage, le retraitement et la valorisation des combustibles usés, auquel cas des mesures particulières sont mises en œuvre afin d'éviter durablement tout double compte, conformément au dernier alinéa de l'article R. 336-7, notamment au regard des charges mentionnées aux 1° et 4° ;*
- « 7° Les charges attendues sur la période relatives aux droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières applicables aux activités non régulées mentionnés au 2° du II de l'article 17 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, sans déduction des reprises sur provisions afférentes à ces charges.»*

7.1. Présentation de la déclaration d'EDF

7.1.1. Généralités et approche méthodologique

Les charges d'exploitation (OPEX) couvrent l'ensemble des dépenses courantes d'EDF liées à l'exploitation du parc nucléaire historique : combustible, achats, charges de personnel, tarif agent, impôts et taxes (I&T), autres produits et charges opérationnels (APCO), production stockée et immobilisée (PSI) et recettes externes et contrats RTE.

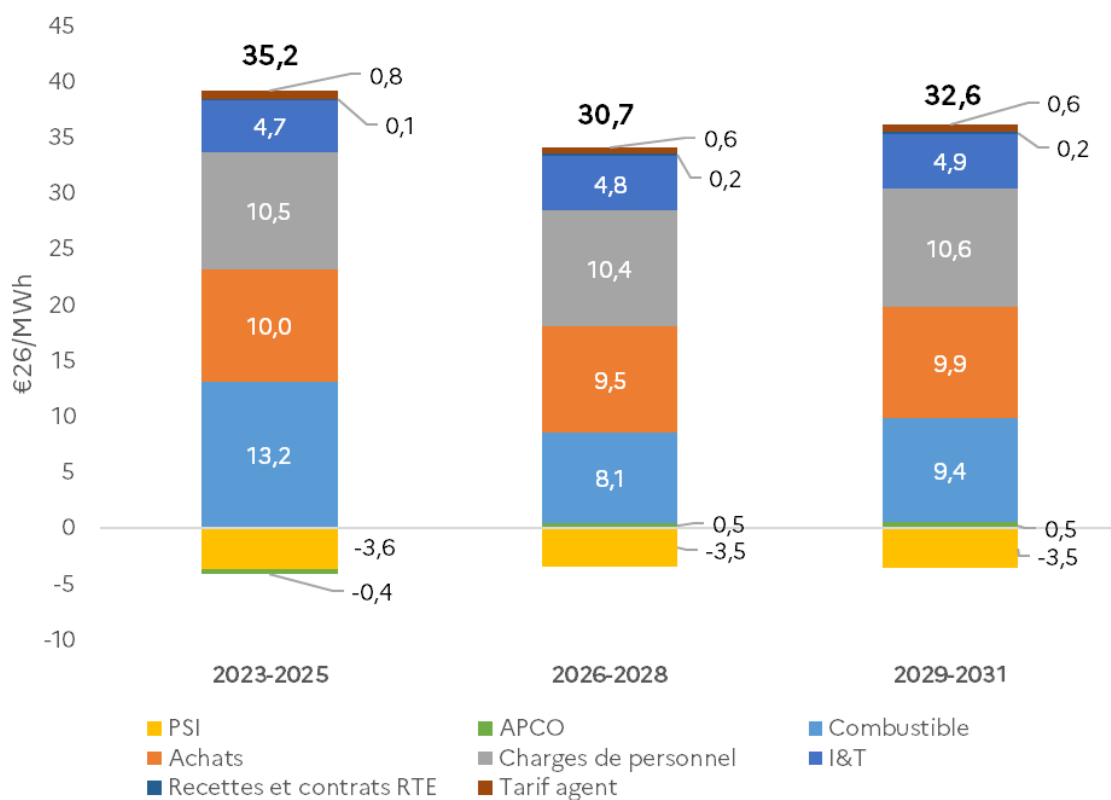
Dans sa déclaration finale exposée ci-dessous, EDF a intégré les ajustements de la CRE consistant à déduire les recettes systèmes et les variations de stocks de sa déclaration d'OPEX initiale (cf. partie 5.2).

Les OPEX prévisionnelles déclarées par EDF s'élèvent à 10,2 Mds € par an sur la période 2026-2028 et à 10,9 Mds Md€ par an sur la période 2029-2031 soit respectivement 30,7 €/MWh et 32,6 €/MWh.

Ce montant représente, en moyenne, 47 % des coûts déclarés par EDF après application de la loi, du décret et de la nouvelle chronique d'inflation sur la période 2026-2028 (cf. partie 5.2).

La décomposition par poste, sur les différentes périodes d'observation triennales, de la déclaration d'EDF concernant les OPEX, est donnée à la figure suivante.

Figure 68 – Moyenne des OPEX du parc historique de 2023 à 2031 sur trois périodes consécutives (€₂₆/MWh), déclarés par EDF. Source : EDF, analyse CRE.



Les trajectoires de coûts entre 2025 et 2027 sont fixées par le PMT, qui est le plan stratégique moyen terme d'EDF validé par son conseil d'administration. Etant donné l'horizon court terme du PMT, ce dernier intègre des objectifs de performance sur certaines briques de coûts. Par exemple, le PMT intègre des arbitrages de la direction du groupe sur les achats de 404 M€ sur la période 2025-2027.

Au-delà de 2027, EDF utilise différentes méthodes pour déterminer les coûts prévisionnels :

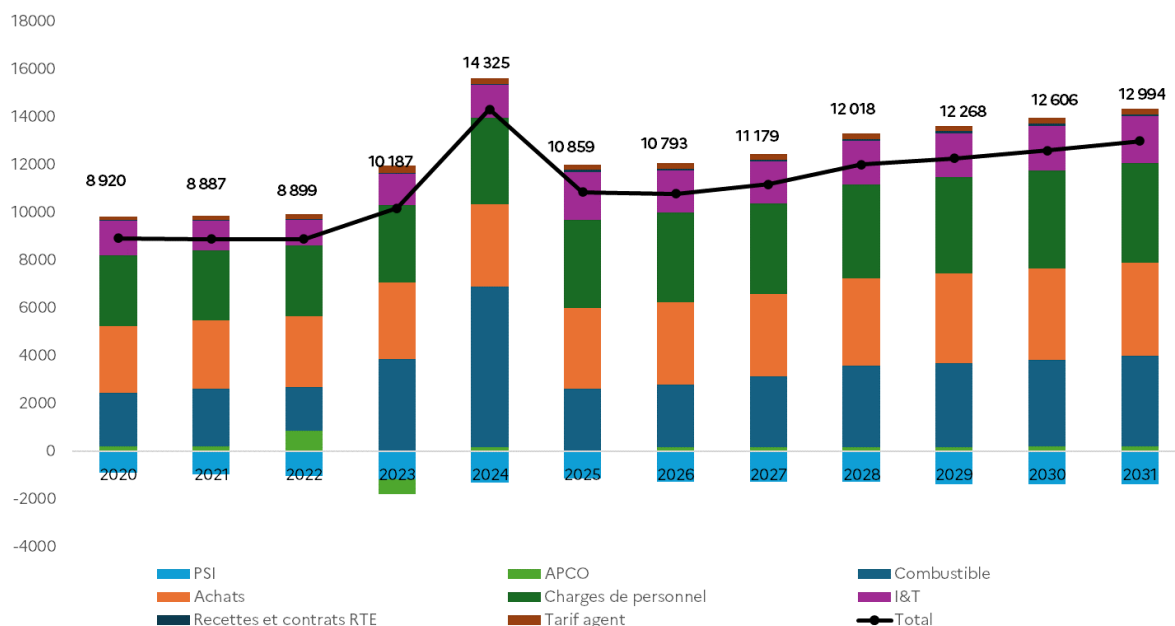
- les trajectoires prévisionnelles peuvent être extrapolées à partir de la valeur de sortie du PMT (2027) via un coefficient de croissance annuelle. Cela est notamment le cas pour l'effet prix des charges de personnel, le tarif agent, et certains postes de PSI.
- les trajectoires prévisionnelles peuvent être basées à partir de coûts unitaires inflatés et d'un calendrier associé à chaque type de réalisation. Cela est notamment le cas pour certains postes des achats et certains postes de PSI.
- les trajectoires prévisionnelles peuvent être déterminées de manière spécifique en prenant plus de paramètres en compte. Cela est notamment le cas pour le combustible et les charges de personnel.

Compte-tenu de cette méthodologie, l'analyse des niveaux de coûts proposés par EDF doit être fondée sur l'objectivation de la pertinence des trajectoires PMT et de la justification des évolutions des postes proposés par EDF.

7.1.2. Analyse générale de la trajectoire d'OPEX du parc nucléaire

La trajectoire d'OPEX ainsi que son réalisé sur la période 2020-2024, sont présentés ci-dessous.

Figure 69 – Chronique des OPEX du parc historique de 2020 à 2031 (M€_{courant}). Source : EDF, analyse CRE.



Cette figure permet de mettre, dès à présent, en évidence plusieurs facteurs sous-jacents à la dynamique de la trajectoire d'OPEX :

- La forte volatilité des OPEX combustible : de 2020 à 2024, ces dernières ont fortement varié. Le niveau bas des charges en 2022 s'explique par le faible niveau de production suite à l'épisode de corrosion sous contrainte, une majeure partie des coûts de combustible étant proportionnelle au niveau de production du parc. Le niveau élevé des charges en 2023 est notamment lié à l'invasion de l'Ukraine par la Russie qui a provoqué une augmentation des prix de l'uranium sur les marchés. Par ailleurs, à partir de 2024, le nouvel accord de traitement-recyclage (ATR) entre Orano et EDF implique une révision des coûts de traitement du combustible. Enfin sur cette même année, des dotations complémentaires s'ajoutent et sont liées aux provisions pour gestion des combustibles usés faisant suite au changement de scénario du premier bassin de la piscine d'entreposage centralisée pour 3 266 M€, ainsi qu'une dotation complémentaire de la provision Cigéo à la suite de l'avancée des travaux menés en lien avec l'ANDRA pour mettre à jour le devis en 2025 à hauteur de 739 M€.
- La volatilité des APCO pendant la crise des prix de l'énergie, ces coûts intégrant la convention CNR⁵⁸. Cette dernière impose à EDF d'indemniser la CNR de son manque à gagner pour la production non optimisée sur le Rhône du fait des besoins en eau de la production nucléaire d'EDF ;
- L'augmentation annuelle intrinsèque des OPEX, due à l'indexation des coûts prévisionnels à un coefficient de croissance annuelle. Entre 2026 et 2031, les OPEX hors combustible et APCO dépendent principalement de l'inflation. Elles sont en moyenne supérieures de 1,5 % à la référence 2024 inflatée, ce qui s'explique notamment par des impôts et taxes supérieurs.

⁵⁸ Compagnie Nationale du Rhône

7.2. Charges de combustible

Les charges de combustible déclarées par EDF représentent respectivement 8,1 €/MWh⁵⁹ sur la période 2026-2028 et 9,4 €/MWh sur la période 2029-2031, soit respectivement 27 % et 29 % des OPEX au périmètre du parc historique.

La trajectoire des charges d'achats consommés de combustible, qui représente l'un des postes couverts par les charges de combustible, est présentée dans la figure suivante (cette figure n'inclut pas les dotations aux provisions aval) :

Figure 70 – Trajectoire des charges d'achat consommés de combustible nucléaire et d'achats d'énergie pour le parc 56 tranches entre 2020 et 2031 en M€/courant. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les charges de combustible regroupent les coûts afférents au cycle du combustible, à l'énergie consommée chaque année, ainsi qu'à l'ensemble du processus industriel en résultant :

- **les achats consommés de combustible nucléaire**, qui correspondent au coût du combustible nucléaire consommé sur une année dans chaque tranche pour produire de l'électricité, ainsi qu'aux OPEX et investissements de l'usine de recyclage du combustible nucléaire de Melox 1, dont les montants sont largement inférieurs aux autres charges de ce poste ;
- **les dotations aux provisions aval**, qui correspondent aux dotations aux provisions pour la gestion aval du cycle du combustible consommé sur une année donnée. Les montants payés chaque année, qui font l'objet de reprise de provisions, sont liés au contrat de traitement-recyclage entre Orano et EDF qui inclut le transport du combustible utilisé, son traitement mais également les CAPEX et OPEX nécessaires au fonctionnement des usines existantes, notamment l'usine de La Hague ;
- **les investissements dans l'aval du futur**, qui correspondent aux avances effectuées pour financer les nouvelles usines de La Hague 2 et Melox 2 et le projet ADEC dans le cadre de la fermeture du cycle du combustible nucléaire (voir section 3.6) ;
- **les achats d'énergies**, intégrés par convention à ce poste, qui concernent des consommations internes relatives au combustible (chauffage du site, etc.). Dans la suite, ce poste de coût ne fait pas l'objet d'une présentation et d'une analyse approfondie en raison de son faible niveau (environ 15 M€/an).

Les achats consommés de combustible nucléaire et les dotations aux provisions aval, hors financement de Cigéo et des investissements d'Orano sont des coûts variables, proportionnels aux quantités d'électricité produites, et donc liés aux hypothèses de productible lorsqu'ils sont exprimés en €/MWh. A contrario, le poste « achat d'énergie », qui représente une part faible de la brique combustible, est considéré comme une charge indépendante du productible.

La décomposition complète du coût du combustible nucléaire sur la première période est présentée dans la figure ci-dessous.

Figure 71 – Décomposition du coût du combustible pour le parc 56 tranches entre 2026 et 2031 en €/MWh. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

⁵⁹ Cette valeur de l'impact sur le P&L de l'allongement de la durée de vie des réacteurs

7.2.1. Contexte et appréciation globale du niveau des charges de combustible dans la déclaration d'EDF avec les investissements dans l'aval du cycle

L'augmentation des charges de combustible sur les périodes successives s'explique principalement par le financement par EDF des investissements massifs qui seront supportés par Orano dans les prochaines années afin de pérenniser l'aval du cycle du combustible alors que les usines de traitement-recyclage du combustible nucléaire, principalement Hague 1 et Melox 1, arriveront en fin de vie à l'horizon 2040. Ces investissements comportent deux volets principaux : un programme pérennité-résilience mené par Orano afin de prolonger la durée de vie des usines existantes ainsi que la construction de nouvelles usines de traitement-recyclage du combustible nucléaire et de fabrication des assemblages MOX, La Hague 2 et Melox 2.

En effet, lors de son discours de Belfort le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé son souhait de relancer la filière nucléaire en France en prolongeant dans la mesure du possible la durée de vie des réacteurs au-delà de 50 ans et en construisant a minima six réacteurs supplémentaires de type EPR 2 en France. La pérennisation des choix faits par la France en matière de traitement et recyclage du combustible, dans cette perspective, induit un besoin d'investissement conséquent pour l'aval du cycle.

Dans ce contexte, le 4^{ème} Conseil de Politique Nucléaire du 17 mars 2025 entérine les grandes orientations de la politique nucléaire nationale en confirmant les orientations permettant d'atteindre la fermeture du cycle du combustible nucléaire et en relançant un programme de travail entre les différentes parties prenantes à ce sujet. Ainsi, la déclaration d'EDF comporte en ce sens des investissements relatifs à l'amont et à l'aval du cycle du combustible nucléaire, que les acteurs considèrent indispensable pour répondre aux besoins du parc nucléaire⁶⁰.

Ces investissements, ainsi que les montants associés, sont notamment détaillés en partie 7.2.4.

7.2.2. Achats consommés de combustible nucléaire

Les achats consommés de combustible nucléaire correspondent aux coûts afférents au combustible consommé chaque année. Ils n'incluent pas le coût du reste des achats de combustibles non consommés, qui est pris en compte dans le poste de coût de portage des stocks. Ces coûts couvrent plusieurs composantes, à savoir :

- les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire à l'amont (extraction, transformation, enrichissement et fabrication des assemblages) ;
- les charges d'exploitation de l'usine de fabrication des assemblages MOX Melox 1 et les différents investissements nécessaires à sa prolongation jusqu'en 2040 ;
- les investissements pour le développement d'une filière d'uranium de retraitement (URT) souveraine sur le territoire.

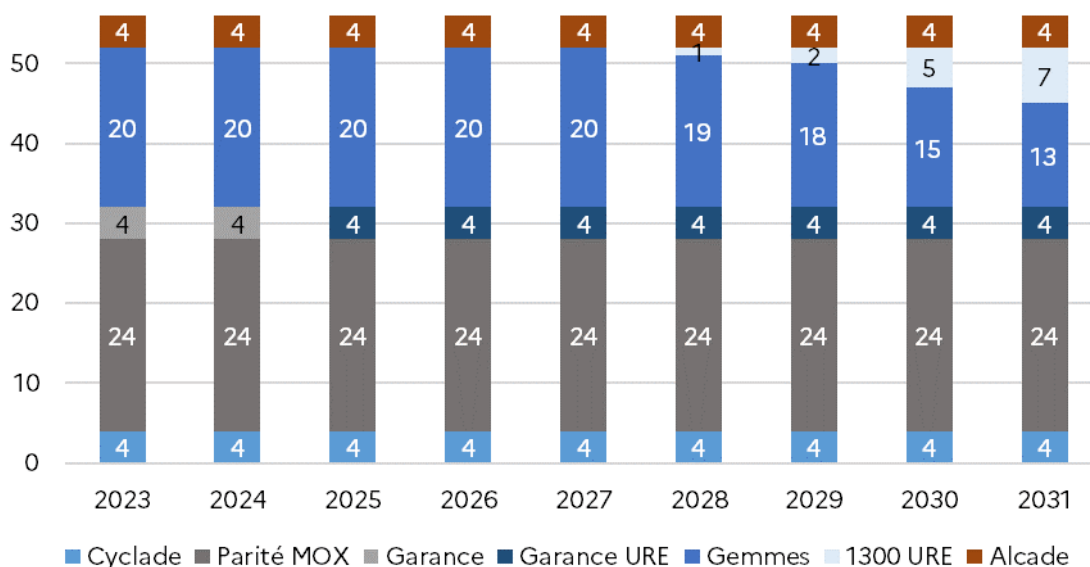
Les caractéristiques du cycle et des coûts du combustible sont liés aux caractéristiques physiques du combustible nucléaire : composition isotopique, taux de combustion, durée d'irradiation du combustible, fréquence et temps de recharge dans le réacteur notamment. Ces différentes complexités techniques et temporelles impliquent de déterminer une structure du coût sur la base des modes de gestion de cœur des réacteurs nucléaires de l'ensemble du parc⁶¹.

⁶⁰ Dans le cas de la déclaration d'EDF, la partie du combustible utilisé concernée est celle liée au prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires historiques. En effet, l'évaluation du poste « aval du futur » ne tient pas compte du coût de traitement-recyclage des déchets du nouveau nucléaire.

⁶¹ Ces modes de gestion ont notamment été déterminés au regard des enjeux liés au parc par le passé (valorisation optimale du combustible dans un contexte de surcapacité et non à tout prix, ou encore à cause du développement des combustibles issus du recyclage introduisant des contraintes de flux de déchets dans la gestion du cycle par exemple).

Figure 72 – Nombre de tranches concernées par chaque mode de gestion sur le parc historique.

Source : EDF, analyse CRE.⁶²



Remarque : Différentes gestions de combustible ont été mise en place depuis le démarrage des réacteurs nucléaires en France. Ces modes de gestion du combustible sont caractérisés par la nature du combustible (enrichissement notamment), son taux de combustion maximal et sa durée nominale du cycle de fonctionnement (durée de fonctionnement entre deux recharges). Le choix du mode de gestion s'effectue selon une optimisation technico-économique tenant compte notamment de la sûreté de la chaudière, la fiabilité d'exploitation, l'allongement des campagnes de production, l'équilibre du cycle du combustible et la sécurité d'approvisionnement en Uranium.

Dans ce cadre, EDF fixe une hypothèse de coût unitaire annuel en €/MWh pour chaque mode de gestion du cœur. Ces coûts unitaires sont calculés à partir des besoins prévisionnels annuels d'uranium naturel (tonnes), de conversion (tonnes), d'enrichissement (KUTS) et de fabrication (tonnes). Ces besoins sont estimés à partir des prévisions de production annuelle de chaque tranche concernée par ce mode de gestion. A ces besoins sont associés des prix moyens pondérés annuels pour obtenir une valorisation de chaque catégorie. Ces coûts de marché sont basés sur les projections de l'indice UxC pour les composantes extraction (voir Figures 69 à 71), conversion et enrichissement de l'uranium.

Figure 73 – Coût unitaire des achats de combustible consommés en fonction du mode de gestion (€26/MWh). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les coûts unitaires des achats consommés sont stables sur les deux périodes triennales étudiées. Pour chaque tranche, le coût en euros courants des achats consommés de combustible nucléaire pour une année donnée est alors calculé comme le produit du coût unitaire de son mode de gestion du combustible par l'énergie produite par la tranche sur l'année considérée et par l'inflation cumulée depuis 2024.

À l'approche de la fin de vie des tranches, les modalités de rechargement du cœur sont modifiées selon les spécificités de chaque mode de gestion, ce qui modifie la modélisation des coûts d'achats consommés de combustible :

⁶² La gestion de combustible Cyclade est utilisée pour les réacteurs du palier CP0, Parité Mox et Garance sont utilisé sur les 28 tranches du palier CPY, la gestion Alcade est utilisée sur le palier N4 et la gestion Gemmes sur le palier 1300. Les gestions URE désigne l'usage d'uranium de retraitement.

- deux ans avant l'arrêt définitif, les tranches du palier CPY fonctionnent en gestion par quart, avec un rechargement annuel, et ne sont par conséquent pas affectées. Les tranches des autres paliers fonctionnent en gestion par tiers, avec un rechargement tous les 18 mois. En année N-2, seule la moitié des achats de combustible consommé sont donc pris en compte en OPEX ;
- un an avant l'arrêt définitif, aucun rechargement n'est réalisé la dernière année et les coûts d'achats de combustible consommés sont considérés nuls cette année.

Afin d'analyser les hypothèses effectuées par EDF sur l'évolution des coûts unitaires par mode de gestion, la CRE a reconstitué à partir des données comptables et de la production nucléaire par tranche historique la chronique d'évolution de ces mêmes coûts. Le résultat de l'analyse est donné en Figure 74.

Figure 74 – Evolution historique et projection des coûts unitaires par mode de gestion (€/MWh). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Remarque : En 2022, la donnée concernant Alcade est absente en raison de l'épisode de corrosion sous contrainte, les réacteurs utilisant ce mode de gestion n'ont pas produit cette année-là.

La hausse observée des indices de marché est cohérente avec la hausse affichée par EDF dans ses hypothèses de coûts unitaires (environ +14% entre 2023 et 2025). Le prix des composantes d'extraction, de conversion et d'enrichissement a en effet connu de fortes augmentations après 2020, notamment en lien avec le conflit russo-ukrainien (les figures ci-dessous montrent les différentes évolutions des prix de marchés, à savoir + 39 % pour l'indice UxC term entre 2023 et 2025, +54 % pour l'indice de conversion et + 30 % pour l'enrichissement entre 2023 et 2025).

Depuis, la tendance du marché pour la période considérée reste à la hausse tant au regard des incertitudes géopolitiques que du développement global des capacités mondiales de production nucléaire dans le futur.

Figure 75 – Historique et prévisions UxC du prix de l'U Spot & LT \$US/lbU₃O₈. Source : Orano.

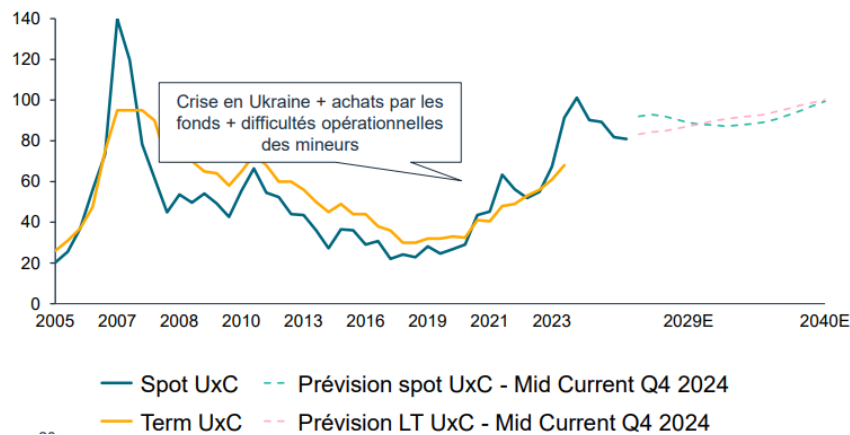


Figure 76 – Evolution des prix de la Conversion (en US\$/kgU). Source : Orano.

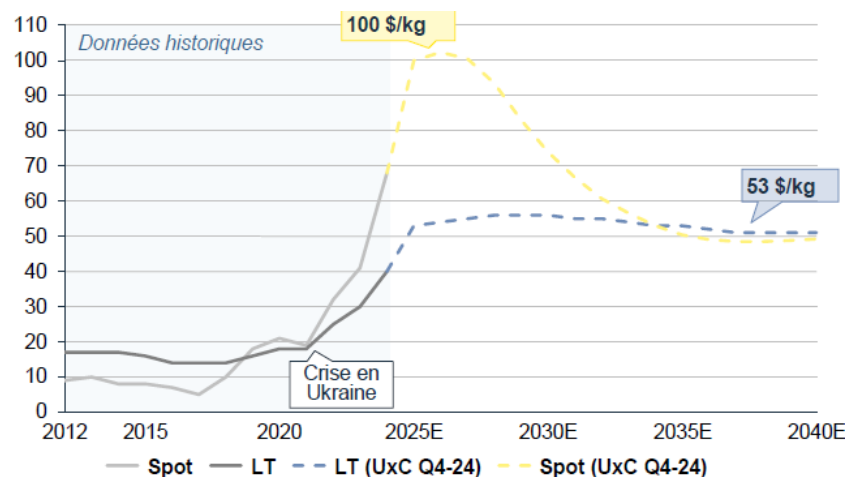
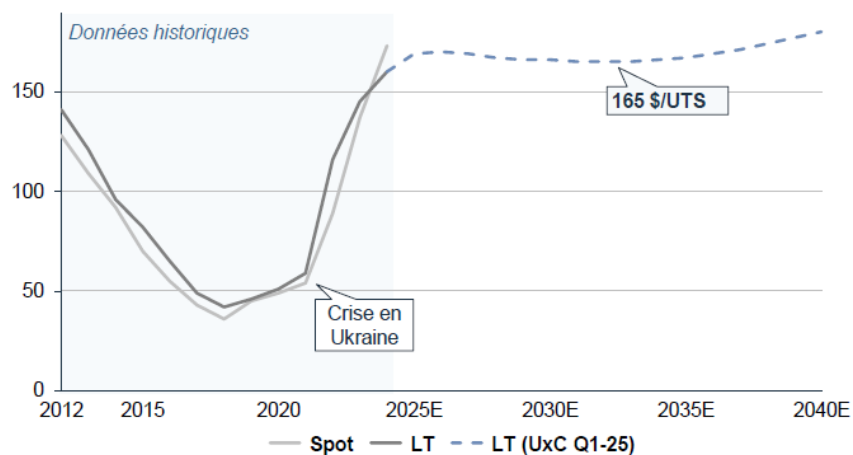


Figure 77 – Evolution des prix de l'Enrichissement (en US\$/UTS). Source : Orano.



La hausse des coûts unitaires liés aux combustibles est logiquement moins prononcée que l'augmentation globale des indices de prix « spot ». En effet, les coûts réels d'approvisionnement bénéficient d'un effet de lissage, rendu possible par la structure tarifaire des contrats qu'EDF a conclus avec ses fournisseurs, tels qu'Orano ou Westinghouse. Ces contrats peuvent être à prix fixe, suivre les variations des prix de marché (avec ou sans plafond et plancher), ou combiner ces deux approches. La Figure 78 donne les principales caractéristiques des contrats d'approvisionnement en uranium typiquement observé chez les énergéticiens. La durée typique de ces contrats est de 5 à 15 ans.

Figure 78 – Principales caractéristiques des contrats d'approvisionnement en Uranium. Source : Orano.

Principaux éléments de pricing des contrats long terme		Autres principes applicables dans les contrats	
Prix exposé au marché	Prix fixes escalés	Indexation	Prix indexés sur déflateur implicite du PIB pour protéger les fournisseurs de l'inflation
	Indicateur Spot	Pondération	- De nombreux contrats ont une structure mixte entre un prix de base et un prix indexé sur le marché : $x \% \text{ prix de base} + (1 - x \%) \text{ prix indexé sur le marché}$ x peut varier de 0 à 100 %, à déterminer à la date de signature - C'est une pratique courante pour les contrats de plus de 5 ans
	Indicateur Long Terme	Floor / Ceiling	- Protègent les deux parties contre une hausse ou une baisse excessive des prix de marché utilisés dans la formule de prix - Leur niveau dépend des prix de marché en vigueur au moment de la négociation - Les producteurs cherchent à fixer des planchers supérieurs à leurs coûts de production
		Devise de facturation	- Prix généralement libellés en US\$ - Coûts exprimés dans la devise du pays producteur avec certains coûts en EUR ou en US\$ notamment pour les investissements et les matières premières

Dans le but de renforcer son analyse de l'évolution des prix du combustible, la CRE a réalisé en complément un calcul de type « bottom-up » afin de déterminer un ordre de grandeur des coûts d'approvisionnement à partir des prix de marché des différentes briques de coûts (uranium naturel, conversion, enrichissement et fabrication). Pour cela, la CRE a développé une méthode de calcul simple construite sur les hypothèses suivantes pour chaque mode de gestion :

- le taux d'enrichissement ep , c'est-à-dire le taux final d'isotope ^{235}U à la sortie du procédé d'enrichissement ;
- le taux de combustion moyen, c'est-à-dire la fraction du combustible nucléaire qui est consommée lors de la réaction durant un cycle complet. Ce taux dépend de l'enrichissement initial du combustible ainsi que des caractéristiques du réacteur. Il peut être optimisé par l'exploitant et reste donc difficile à estimer.⁶³

Les hypothèses concernant les coûts d'extraction, d'enrichissement et de conversion sont quant à elles communes à tous les modes de gestion et basées sur les données de marchés UxC. Le coût de fabrication est quant à lui fixé arbitrairement à 300 \$/kg⁶⁴. A partir de ces données, la CRE estime une borne haute et une borne basse pour le coût de chaque mode de gestion. Le calcul se fonde notamment sur les éléments théoriques suivants⁶⁵.

Le coût de l'uranium enrichi Cue est composé :

- du coût Cu de l'uranium à la sortie de l'usine de conversion (prix de l'uranium naturel plus coût de la conversion) multiplié par la quantité Md d'uranium naturel nécessaire pour obtenir 1 kg d'uranium enrichi ;

⁶³ Source des données utilisées : [Publication](#) GSIEN n°271

⁶⁴ Source : World Nuclear Association, [Economics of Nuclear Power - World Nuclear Association](#)

⁶⁵ Source : Bertel, Évelyne, & Naudet, Gilbert. (2004). L'économie de l'énergie nucléaire. Les Ulis : EDP Sciences / INSTN.

- et du coût C_s de l'UTS multiplié par la quantité d'UTS nécessaire à l'enrichissement souhaité.

D'où l'expression de C_{ue} exprimé en €/kgU, en fonction des paramètres de l'enrichissement :

$$C_{ue} = \frac{e_p - e_w}{e_f - e_w} C_u + \left[V(e_p) - V(e_f) + \frac{e_p - e_f}{e_f - e_w} (V(e_w) - V(e_f)) \right] C_s$$

La valeur de C_{ue} dépend du taux de rejet e_w . Il existe une valeur optimale de e_w qui minimise C_{ue} et dépend théoriquement du rapport C_u/C_s . La CRE a retenu une valeur de 0,2%. Le taux d'enrichissement naturel retenu est de 0,711%.

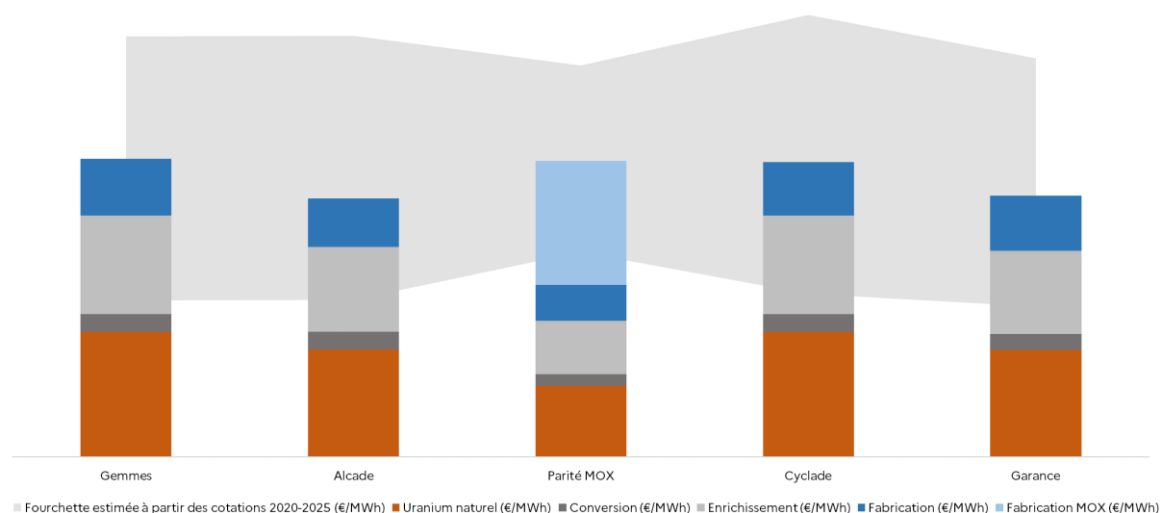
La fonction V est la suivante : $V = (2e - 1) \ln(e/(1 - e))$

La borne haute et la borne basse correspondent respectivement à un contrat indexé sur les références actuelles UxC⁶⁶ sans application de cap et un contrat à prix fixe signé en 2020, année la plus favorable. Le résultat de cette analyse est donné en Figure 79 et compare les bornes hautes et basses obtenues par rapport aux coûts déclarés par EDF pour l'année 2024. L'analyse permet de confirmer la structure lissée des contrats d'EDF.

Figure 79 – Comparaison des coûts d'approvisionnement réalisés par EDF en 2024 par rapport à une structure d'approvisionnement 100 % fixe et une structure 100 % indexée marché en €24/MWh. Sources : Orano, EDF, analyses CRE. (version confidentielle)

[confidentiel]

Figure 80 – Comparaison des coûts d'approvisionnement réalisés par EDF en 2024 par rapport à une structure d'approvisionnement 100 % fixe et une structure 100 % indexée marché en €24/MWh. Sources : Orano, EDF, analyses CRE. (version non-confidentielle)



La CRE estime cohérente l'hypothèse d'EDF au regard de l'approche « bottom-up » et des indices de prix constatés sur les marchés. Le coût déclaré par EDF se situe en effet bien en dessous du coût maximum calculé par la CRE qui correspond à une approche où l'approvisionnement en combustible serait réalisée via des contrats 100% indexés sur les indices de marché.

⁶⁶ La référence UxC correspond ici au prix de l' U_3O_8 en \$/lb.

En conclusion, tant sur l'approche historique que sur l'approche métier, la CRE juge acceptable les coûts déclarés par EDF.

Ainsi, au regard des meilleures informations à date, la CRE écarte un retraitement des coûts liés aux investissements sur les installations existantes de l'amont du cycle au titre d'une éventuelle quote-part du parc historique.

La CRE retient pour les achats de combustible nucléaire consommé au périmètre du parc historique une trajectoire de coûts inchangée par rapport à la déclaration d'EDF, soit un coût total de 2,16 Md€26 et 2,10 Md€26 par an sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031 pour les 56 tranches du parc historique.

Point d'attention sur l'évolution des coûts unitaires des achats consommés relatifs à l'utilisation de MOx

Les coûts unitaires des achats consommés relatifs à l'utilisation de MOx dans les réacteurs intègrent également les OPEX de Melox ainsi que les investissements liés à l'usine Melox (programme Gomox et investissements de jouvence). En effet, dans la méthode retenue par EDF, il est prévu que les investissements à venir concernant l'amont du cycle combustible sur les installations existantes soient intégralement financés par le parc nucléaire historique d'EDF. L'hypothèse d'un financement total des investissements de l'amont du cycle semble justifiée concernant les investissements de jouvence de Melox 1. Même si les EPR 2 étaient moxés, la fin de vie de Melox 1 en 2040 rendrait la part de son utilisation par le nouveau parc nucléaire très marginale voire nulle.

Les investissements dans l'usine de Melox ont pour ambition de retrouver une capacité de production d'environ 125 tML/an (tonne de métal lourd) par l'installation de nouvelles unités de production. La capacité de production de Melox 1 s'est en effet fortement dégradé ces dernières années induisant un renchérissement des coûts de fabrication de Mox et induisant ainsi une hausse de ce coût de gestion, qui devient moins compétitif que les autres modes de gestion.

Figure 81 – Bilan du fonctionnement de Melox 1 (capacité théorique : 125 tML/an). Source : Orano.⁶⁷

Bilan de production	2022	2023	2024
Pastilles en tML	59	82	82
Assemblages en nombre	121	176	157

Point d'attention sur l'évolution des coûts unitaires des achats consommés relatifs à l'utilisation d'URE

Dans le cas des modes de gestion liés à l'utilisation d'uranium de retraitement enrichi (URE), les tendances actuelles des prix de marché relatifs à l'achat d'uranium sont supérieures à celle du coût de ré-enrichissement de l'uranium appauvri et rendent *de facto* l'utilisation d'URE plus compétitive. Aujourd'hui, seuls les réacteurs 3 et 4 de Cruas utilisent le combustible URE. Toutefois, il est prévu par EDF qu'une partie des tranches soit basculée progressivement jusqu'à 2034 vers une exploitation à partir d'URE. Ce basculement de mode de gestion pour une partie des tranches coïncide avec la volonté de développement d'une filière d'URT souveraine à la suite du conflit russo-ukrainien et

⁶⁷ Rapport d'information du site « Orano Melox », édition 2024

s'inscrit dans le cadre de la relance de filière industrielle de fabrication d'assemblage URE initiée par EDF en 2018 à la suite de laquelle le premier assemblage combustible à base d'URE a été livré sur le site de Cruas en 2023. Par ailleurs, cette filière souveraine sera présentée dans le plan de valorisation de l'URT en réponse à l'action MAT.1 du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (article 5 de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n°2022-1547 du 9 décembre 2022 prévu par l'article L. 542-1-2 du code de l'environnement). Néanmoins, la CRE note que ce choix de changement de combustible pour les tranches 1 300 MW n'est adossé à aucun document stratégique de l'Etat, ni aucune disposition législative ou réglementaire.

L'augmentation du coût unitaire des modes de gestion des réacteurs à partir d'URE (Garance URE et 1300 URE) à partir de 2033 est donc caractérisée par des coûts *pay as service* passés permettant le développement d'une filière URT souveraine, à hauteur de [confidentiel] M₂₄€/an. A ce titre, l'augmentation moyenne pour les modes de gestion à partir d'URE est de [confidentiel] €/MWh, à partir de 2033 par rapport à la moyenne prévue entre 2026 et 2032, et correspond au montant des coûts qui seront payés par EDF au titre de la filière URT réparti sur l'ensemble des tranches étant prévu de fonctionner sous ces modes de gestion à partir de 2033.

Plus généralement, dans la méthode retenue par EDF, il est prévu que les investissements à venir concernant l'amont du cycle combustible sur les installations existantes soient intégralement financés par le parc nucléaire historique d'EDF. Etant donné les incertitudes sur le type de combustible qui sera utilisé par les EPR 2, et notamment leur capacité à utiliser des combustibles à base d'uranium de retraitement, la CRE ne considère pas qu'il soit pertinent d'affecter une partie des investissements relatifs au développement d'une filière URT au nouveau nucléaire à ce stade.

7.2.3. Dotations aux provisions aval

Les dotations aux provisions aval constituent la composante des coûts de combustible affectée à la gestion aval du cycle du combustible nucléaire. Ces coûts intègrent plusieurs composantes :

- les coûts de Gestion du Combustible Usé (GCU), en majeure partie liés au transport, à l'entreposage puis au traitement du combustible usé, notamment à l'usine Orano de La Hague. Les décaissements futurs relatifs à la GCU actualisés induits par la production de l'année considérée sont calculés sur la base de (i) un taux d'actualisation des provisions de 4,5 %, (ii) une durée de 15 ans entre la consommation du combustible et le décaissement de la provision ;
- les coûts d'investissements dans les usines existantes nécessaires à la pérennité du cycle du combustible (densification des piscines la Hague, pérennité de La Hague 1 et Melox 1 notamment) ;
- ainsi que les coûts de la Gestion Long Terme des Déchets radioactifs (GLTD) associés principalement au projet de stockage profond Cigéo mené par l'ANDRA.

En effet, aux termes de l'article L. 594-1 du code de l'environnement, EDF doit constituer des provisions au titre de ses obligations relatives à ses engagements de long terme permettant, à échéance, de couvrir les coûts afférents à la GCU et à la GLTD. Le poste de dotations aux provisions aval présenté par EDF représente une simulation des dotations annuelles aux provisions pour la gestion du combustible consommé chaque année.

Cette méthode de prise en compte des charges liées à l'aval du cycle est appropriée aux spécificités de ce poste de coûts, puisque (i) elle couvre les charges associées au combustible consommé durant la période considérée, et (ii) les charges de désactualisation associées au combustible irradié sont supposées couvertes par le rendement généré par l'utilisation des provisions déjà constituées à cet effet.

La méthode répond également aux modalités du décret méthodologique qui prévoit que les charges d'exploitation prévisionnelles supportées au titre de la période d'évaluation considérée doivent inclure les dotations aux provisions attendues sur la période

Afin de répondre aux besoins à venir de la GCU et la GLTD, EDF estime que les investissements suivants seront nécessaires au cours des différentes périodes triennales :

- la densification des piscines de La Hague 1 entre 2026 et 2031 dont les dépenses s'élèveront à [confidentiel] M€/an en moyenne sur la période 2026-2028 ;

- les investissements pour l'entreposage à sec dont les dépenses s'élèveront à [confidentiel] M€/an en moyenne sur la période 2026-2028 ;
- les investissements de pérennité de La Hague 1 et de Melox 1 de l'ordre de [confidentiel] M€/an sur la période 2026-2028 ;
- des incertitudes normatives sur les coûts du projet Cigéo à hauteur de [confidentiel] Md €24 sur 2028-2045.

Figure 82 – Trajectoire prévisionnelle des dotations aux provisions aval d'EDF au périmètre du parc 56 tranches (M€ courants). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les dotations aux provisions aval du cycle au périmètre du parc historique s'élèvent respectivement à [confidentiel] Md€₂₆ et [confidentiel] Md€₂₆ par an sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031 au périmètre des 56 tranches historiques du parc.

Comme dans le cas des achats consommés de combustible, EDF établit pour chaque mode de gestion du combustible le coût unitaire, en €/MWh, des coûts de combustible aval auxquelles sont appliqués le productible par tranches selon le mode de gestion pour déterminer la chronique finale de dotations aux provisions. La hausse du poste des dotations aux provisions aval en 2028 s'explique par la hausse des provisions réalisées au titre du programme Pérennité-Résilience d'une part (+ [confidentiel] M€), ainsi que par l'ajout dans le modèle d'EDF d'une provision pour incertitude sur le coût du projet de Cigéo à partir de 2028 (+ [confidentiel] M€₂₄).

S'agissant du programme Pérennité résilience

Sur la période du PMT 2025-2027, les investissements de Pérennité-Résilience de La Hague 1 ([confidentiel] M€/an en moyenne) ont été classés en achats de combustible par EDF et ne font pas l'objet de provisions sur cette période (phase d'études préalables).

A compter de 2028, post PMT, les investissements du programme pérennité résilience sont pris en considération au fil de l'eau à la fois en dotations aux provisions aval de l'année N, en dépenses aval de l'année N, et en reprises de provisions de l'année N, ce qui se traduit par une hausse de + [confidentiel] M€/an des dotations aux provisions aval en 2028. Les montants finaux payés par EDF seront déterminés dans le prochain contrat ATR 2027-2032 et sont donc en cours de négociation entre Orano et EDF. La trajectoire prévisionnelle d'investissement liée au programme communiquée par EDF à la CRE est cohérente avec les données communiquées par Orano après 2027.

S'agissant de Cigéo

Cigéo est le projet français de centre de stockage en couche géologique profonde destiné à accueillir les déchets de haute activité (HA) et moyenne activité à vie longue (MA-VL). Dans les années 2000, le parlement a retenu la solution de stockage en couche géologique profonde comme la solution la plus sûre pour ce type de déchets. Le projet est mené par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et s'implantera à proximité du laboratoire actuel en Meuse/Haute Marne. Le projet offre une solution de gestion sûre pour le très long terme conforme au principe de réversibilité tel que consacré à l'article L. 542-1-1 du code de l'environnement et défini à l'article L. 542-10-1 du même code comme « la capacité, pour les générations successives, soit de poursuivre la construction puis l'exploitation des tranches successives d'un stockage, soit de réévaluer les choix définis antérieurement et de faire évoluer les solutions de gestion ».

Dans ce cadre, des provisions financières sont effectuées par les trois principaux producteurs de déchets (EDF, CEA, Orano) régulièrement actualisées et ces derniers abondent des fonds dédiés sous gestion de l'État et l'ASNR. Le coût total est fixé par arrêté à la suite du chiffrage de l'ANDRA. Le chiffrage actuellement en vigueur est celui de l'arrêté du 15 janvier 2016⁶⁸ qui retient un chiffrage de 25 Md€₂₀₁₂ soit 31,6 Md€₂₀₂₆. Ce chiffrage sert de base au calcul des chroniques de provisions des

⁶⁸ Arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité et de moyenne activité à vie longue

producteurs de déchets radioactifs. Les pouvoirs publics approuvent ensuite ces chroniques de provisions.

Ce chiffrage est en cours de révision et un nouvel arrêté sera publié au cours de l'année 2025. En effet, l'ANDRA a publié en 2025 une mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Le chiffrage de Cigéo devrait donc être revu à la hausse au cours de l'année 2025 aboutissant à une réévaluation des montants à provisionner par les producteurs de déchets radioactifs. Le montant de cette réévaluation reste incertain, ainsi que son impact sur les provisions à effectuer qui dépend également de la date de mise en service prévisionnelle du projet, décalée de 2040 à 2050 par l'ANDRA dans son dernier dossier de chiffrage. Les provisions à effectuer sont en effet estimées par les producteurs de déchets eux-mêmes en se basant sur le chiffrage officiel du projet. Elles sont ensuite validées par les pouvoirs publics.

Par ailleurs, d'après le rapport de la Cour des comptes sur l'aval du cycle du combustible nucléaire de juillet 2019, « une clé de répartition entre les producteurs a été établie historiquement à 78 % pour EDF, 17 % pour le CEA et 5 % pour Areva, censée traduire le poids respectif des trois opérateurs dans le projet Cigéo. Cette clé de répartition avait été fixée dans le cadre de la convention HAVL 99-2006 de 2006, sur la base « des clés calculées après réactualisation de l'inventaire de 1997 ». Selon les échanges menés par la CRE avec les différents acteurs concernés par le projet, aucune mise à jour de cette clé de répartition n'a été effectuée depuis 2006.

Figure 83 – Provisions effectuées par EDF au 31/12/2024. Source : EDF.

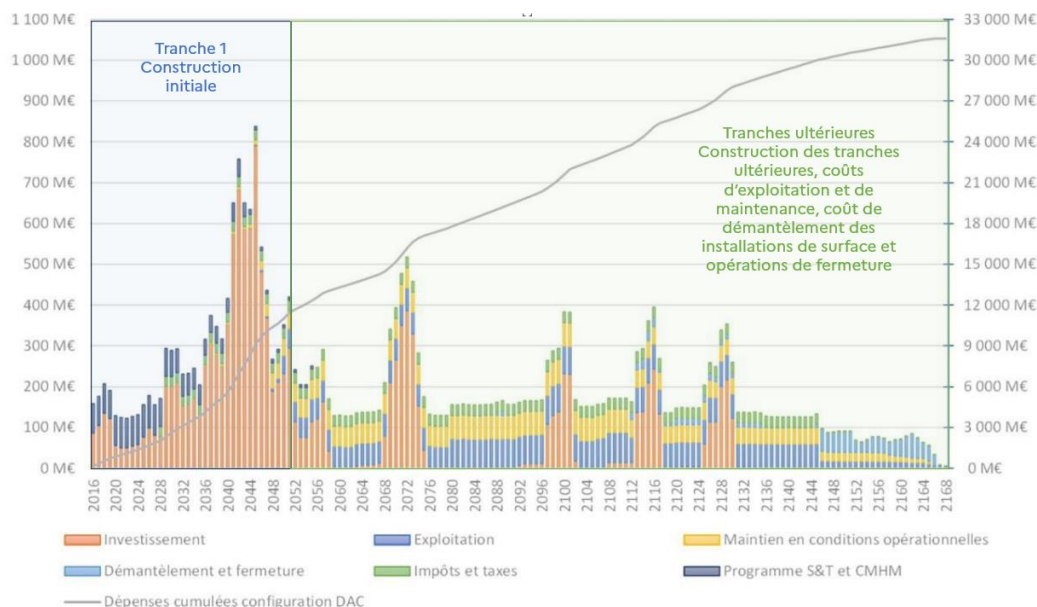
Motif de la provision	Montant provisionné au 31/12/2024 en M€26
Provision pour gestion des combustibles usés	17 959
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 569
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	19 782
Provisions pour derniers cœurs	3 082

EDF a inclus dans sa déclaration une incertitude de 2,1 Md€₂₆ sur le devis de Cigéo sur 2028-2045. Cette incertitude a été incluse sous la forme d'un paiement de manière normative de 119 M€₂₆/an sur la période 2028-2045 sans actualisation des montants. En premier lieu, la CRE propose un retraitement d'ordre méthodologique, fondé sur une méthode qu'elle estime davantage en cohérence avec le mode de financement des coûts de GLTD.

Les coûts associés à la GLTD étant financés par le biais d'une provision, la CRE estime davantage pertinent de matérialiser une révision du devis par une réévaluation à la hausse des dotations à effectuer à compter de 2028 plutôt que de prendre en compte de manière normative le coût des incertitudes sur Cigéo. La dotation supplémentaire est alors calculée comme l'ajout de 2,1 Md€₂₆ à la VAN des dépenses de GLTD futures actualisées au taux d'actualisation des provisions pour GLTD, soit 2,6 %. Ce retraitement implique un ajustement de -25 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de -57,8 M€₂₆ sur la période 2029-2031.

S'agissant du montant de l'incertitude inclus par EDF dans la mise à jour du dossier de chiffrage publié début 2025, l'ANDRA présente plusieurs niveaux d'optimisation des coûts du projet, avec une hausse sans optimisation estimée entre 6,2 et 16,5 Md€₂₆, ce qui représenterait avec les clés de répartition actuelle une hausse des provisions à réaliser par EDF de 4,7 à 12,4 Md€₂₆. Cette hausse aura cependant un impact modéré sur les provisions à effectuer en raison du décalage de mise en service de 10 ans du projet. A date, EDF a déjà provisionné 14,4 Md€₂₆ au titre de la GLTD (voir Figure 77). La rémunération des actifs constitués par EDF au titre de la GLTD étant supérieure de 2,6 % à l'inflation, les 10 années de décalages permettront de couvrir une partie de la hausse des coûts, qui dépendra de l'échéancier des dépenses du projet.

Figure 84 – Echancier des dépenses du projet Cigéo. Source : ANDRA.



Le reste à provisionner est difficile à estimer et n'a qu'un impact très faible sur la période visée. Cependant, les durées d'actualisation des provisions étant longues, (la fin du projet étant fixée à 2150), les incertitudes sur les tranches ultérieures à la construction initiale de Cigéo n'auront qu'un impact très faible sur le montant des provisions à réaliser sur la période 2026-2031.

Ainsi, la CRE retient pour le montant de l'incertitude sur le devis de Cigéo celui communiqué par l'ANDRA sur la tranche 1 du projet, de 1,7 Md€₂₆, soit 1,3 Md€₂₆ rapporté au périmètre de financement d'EDF. La CRE estime en effet que cette incertitude est celle la plus susceptible d'impacter à la hausse les provisions d'EDF, les montants de la tranche 1 étant ceux décaissés le plus tôt dans le projet, limitant ainsi l'impact de l'actualisation des provisions. Le retraitement ainsi effectué a un impact de -31,6 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de -99,7 M€₂₆ sur la période 2029-2031.

S'agissant du projet Cigéo, la CRE effectue deux ajustements sur la chronique de coûts communiqués par EDF : un ajustement d'ordre méthodologique permettant de financer l'incertitude sous la forme d'une provision plutôt que d'un paiement normatif non actualisé sur la période 2028-2045 et une correction sur le montant de la provision pour incertitude du devis de Cigéo.

Le retraitement de l'incertitude sur le devis de Cigéo induit un ajustement de -0,05 €₂₆/MWh sur la période 2026-2028 et de -0,15 €₂₆/MWh sur la période 2029-2031.

Figure 85 – Les principales estimations du dossier de chiffrage de Cigéo 2025. Source : ANDRA.

Coûts de la construction initiale - Tranche 1, en milliards d'euros ²⁰¹² incluent à partir de 2016, l'ensemble des coûts de la tranche 1 depuis la conception jusqu'à la mise en service à l'issue de la phase de construction initiale.				
	Configuration DAC	Configuration 1	Configuration 2	Configuration 3
Borne minimum de la fiscalité	8,2	8	8	7,9
Charge équivalente à l'arrêté 2016	8,5	8,4	8,3	8,2
Borne maximum de la fiscalité	9,6	9,4	9,4	9,3

Coûts des tranches ultérieures, en milliards d'euros ²⁰¹² incluent l'ensemble des coûts liés à l'exploitation, la maintenance, le développement progressif du centre de stockage et sa fermeture.				
	Configuration DAC	Configuration 1	Configuration 2	Configuration 3
Borne minimum de la fiscalité	19,8	18,9	17,2	16,5
Charge équivalente à l'arrêté 2016	21,3	20,4	18,6	18
Borne maximum de la fiscalité	25,9	25	23,2	22,5

Dépenses de recherche et développement, en milliards d'euros ²⁰¹² incluent l'exploitation et la fermeture du laboratoire souterrain et la poursuite du programme scientifique et technologique.				
Scénario A	1,7			
Scénario B	2			

Estimation du coût global de Cigéo, en milliards d'euros ²⁰¹² incluent l'ensemble des coûts ci-dessus à partir de 2016 jusqu'à la fermeture du centre de stockage.				
Configuration DAC	Configuration 1	Configuration 2	Configuration 3	
Entre 29,8 et 37,5	Entre 28,7 et 36,4	Entre 26,9 et 34,6	Entre 26,1 et 33,9	

S'agissant des dotations aux provisions aval, la CRE effectue un retraitement sur la provision pour incertitude sur le devis de Cigéo et retient la trajectoire de coûts d'EDF pour les autres postes de coûts. Le montant final des dotations aux provisions aval du parc historique hors Flamanville 3 s'élève à 2,1 Md€26 sur la période 2026-2028 et à 2,5 Md€26 sur la période 2029-2031.

7.2.4. Aval du futur

Le projet d'Aval du futur concerne la construction des deux nouvelles usines de La Hague 2 et Melox 2 sur le site de l'usine actuelle de La Hague par Orano à l'horizon 2045-2050. En effet, comme décrit en section 3, le prolongement de la durée de vie du parc historique ainsi que la construction des nouvelles centrales nucléaires de technologie EPR requière des investissements importants dans l'aval du cycle afin de pérenniser le traitement et le recyclage des combustibles usés.

Les coûts du nucléaire historique calculés par la CRE dans le présent exercice visent à couvrir les charges de l'aval du cycle liées à l'utilisation du combustible par le nucléaire historique. La CRE veille donc à détourner ces coûts de ceux liés au programme du nouveau nucléaire.

Figure 86 – Zone envisagée pour la construction de la nouvelle usine de La Hague. Source : Orano.



Dans les données transmises par EDF à la CRE, EDF prévoit un financement des CAPEX en *pass through* par EDF, c'est-à-dire payés directement par EDF à Orano l'année de leur décaissement pour ces deux usines. Le mode de financement de l'ensemble du projet est encore en discussion au-delà de 2040 et devrait être porté principalement par EDF avant cette échéance. Ces deux projets sont actuellement au stade d'étude.

Les montants des devis reportés par EDF dans les hypothèses de coûts retenues par EDF sont cohérents avec les données reportées par Orano qui est à l'origine du devis. En revanche, les échéanciers de dépenses présentent de légers décalages temporels n'ayant qu'un faible impact sur les chroniques de coûts intégrés au présent exercice. La CRE n'étant pas en mesure de challenger l'ensemble des éléments et ces décalages n'ayant aucun impact sur les périodes triennales visées, la CRE n'effectue pas de retraitement sur la chronique de décaissement des CAPEX de l'aval du futur.

Les usines de La Hague 2 et Melox 2 ayant vocation à accueillir le combustible utilisé du nouveau nucléaire, EDF fournit à la CRE une clé de répartition permettant d'attribuer les montants de financement nécessaires au traitement du combustible du nucléaire historique jusqu'à la fermeture du parc.

A ce titre, la CRE a audité l'ensemble des hypothèses sous-jacentes au calcul des clés de répartition et observe un décalage entre les dates de mise en service prévisionnelles de Melox 2 et du premier et du deuxième module de traitement de La Hague 2 communiquées par EDF dans sa déclaration et celles communiquées par Orano à la CRE. Orano étant à l'origine des études et de la construction de ces deux usines, la CRE retient les dates de mise en service d'Orano pour chacun de ces éléments.

Selon EDF, ces écarts ne résultent pas d'un désaccord entre EDF et ORANO mais du fait qu'en accord avec les instances de gouvernance du programme ADF, la date visée pour la MSI des modules de traitement de La Hague 2 a été décalée, entre le moment où EDF a transmis ses données à la CRE et le moment où ORANO a transmis ses données.

Figure 87 – Dates de mise en service prévisionnelles de l'aval du futur. Source : EDF.

[confidentiel]

La correction sur les dates de mise en service a un impact sur les clés de répartition du financement entre le nucléaire historique et le nouveau nucléaire. Le financement de Melox 2 est d'avantage porté par le parc historique ([confidentiel] % contre [confidentiel] % dans la déclaration d'EDF) alors que pour La Hague 2, le financement porté par le parc historique diminue au profit d'un financement par le nouveau nucléaire ([confidentiel] % contre [confidentiel] % pour le premier module, [confidentiel] % contre [confidentiel] % pour le second module).

Si les coûts liés à l'aval du futur restent relativement marginaux dans les périodes triennales visées, ils deviendront significatifs avec l'avancement du projet. En effet, un pic de financement des infrastructures d'Orano est attendu entre 2035 et 2045. Ce pic viendra rehausser le montant de la brique combustible

sur les périodes triennales à venir. A des fins de transparence, la CRE précise dans la figure ci-dessous l'estimation des coûts de l'aval du futur qui seront inclus dans les coûts du nucléaire historique lors des exercices suivants. Ces coûts prennent en compte le retraitement sur les dates de mise en service de l'aval du futur retenu par la CRE.

Figure 88 – Projection de l'estimation de la hausse des coûts liée à l'aval du futur dans le coût du nucléaire historique (€₂₆/MWh). Source : EDF, analyse CRE.

Période	2026-2028	2028-2031	2032-2034	2035-2037
Coût de l'aval du futur	[confidentiel] € ₂₆ /MWh (~0,5 € ₂₆ /MWh)	[confidentiel] € ₂₆ /MWh (~1,5 € ₂₆ /MWh)	[confidentiel] € ₂₆ /MWh (~2,5 € ₂₆ /MWh)	[confidentiel] € ₂₆ /MWh (~3,5 € ₂₆ /MWh)

Le décalage de mise en service de l'aval du futur retenu par la CRE implique donc un ajustement de la brique combustible de - 30,1 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de - 61,6 M€₂₄ sur la période 2029-2031. Cet ajustement a un impact de -0,03 €₂₆/MWh sur la première période et de -0,06 €₂₆/MWh sur la seconde période.

7.2.5. Coût du combustible de l'EPR Flamanville 3

Concernant FLA 3, le coût afférent aux charges de combustible est construit de manière identique aux parties *supra* pour le parc nucléaire historique hormis les achats d'énergies qui ne sont pas inclus dans le coût car extrêmement négligeables. EDF retient donc dans sa déclaration une chronique de coût unitaire pour les achats consommés ainsi que pour les dotations aux provisions avales basée sur le mode de gestion de FLA 3 à laquelle est appliquée la production prévisionnelle du réacteur.

Par ailleurs, le combustible utilisé par FLA 3 bénéficiera bien des nouvelles usines de Melox 2 et La Hague 2 à partir de leurs mises en services respectives. EDF tient donc compte dans ses hypothèses d'une quote-part de financement imputable à FLA 3 dans les coûts liés au parc nucléaire historique.

En l'état, la CRE prend acte des données transmises par EDF relatives au combustible de FLA 3 et n'a pas de remarques particulières à ce sujet.

7.2.6. Synthèse

Dans le cadre de cet exercice, EDF a communiqué une trajectoire prévisionnelle concernant les charges de combustibles représentant un niveau moyen annuel de 2 948 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et 3 366 M€₂₆ sur la période 2029-2031. Cette trajectoire correspond à un niveau moyen de charge de combustible de 8,15 €₂₆/MWh sur la période 2026-2028 et 9,40 €₂₆/MWh sur la période 2029-2031.

La CRE retient les deux retraitements mentionnés à l'échelle du parc nucléaire historique concernant la révision de l'incertitude pour les provisions liées à Cigéo ainsi que le décalage des mises en service des usines de Melox 2 et La Hague 2, qui correspondent aux montants suivants :

Figure 89 – Synthèse des retraitements sur la brique combustible. Source : analyse CRE.

Retraitement	2026-2028	2029-2031
Révision incertitude Cigéo	- 0,05 € ₂₆ /MWh	- 0,15 € ₂₆ /MWh
Décalage des mises en services de Melox 2 et La Hague 2	- 0,03 € ₂₆ /MWh	- 0,06 € ₂₆ /MWh
Total retraitement CRE	- 0,08 €₂₆/MWh	- 0,20 €₂₆/MWh

Ainsi, la CRE retient un niveau des charges de combustibles de 8,1 €/MWh sur la période 2026-2028 et 9,2 €/MWh sur la période 2029-2031.

La CRE souligne que les retraitements des coûts d'EDF liés à l'aval du cycle proposés ci-dessus ne remettent en aucun cas le principe de couverture de l'intégralité des coûts d'investissement de l'aval du cycle. Dans le cadre contractuel actuel, cette couverture est assurée par les clients directs d'Orano.

7.3. Appréciation générale des trajectoires d'OPEX hors combustible

Comme expliqué dans le paragraphe 7.1., les charges de combustible sont variables et ne dépendent pas principalement de l'inflation, l'analyse présentée dans les paragraphes suivants excluent donc ces charges.

7.3.1. Analyse des prévisions du PMT 23-25 en regard du réalisé

La comparaison du PMT 23-25, dont les données ont été communiquées par EDF en 2023, aux OPEX finalement réalisées sur cette même période, permet d'évaluer la robustesse des prévisions du PMT.

Les coûts associés au parc nucléaire sont explicitement détournés dans le PMT grâce à l'Outil de Coûts Complets de l'Energie et d'Analyses (OCCEA), un outil de répartition des dépenses et recettes par filière et outil de production. Sur ces recettes et dépenses s'applique un type de répartition : directe si affectées directement à une filière ou indirecte via des clés de répartition figées (nombre de tranches, par exemple) ou calculées. Cette approche permet d'obtenir une vision par filière, donc de l'exploitation nucléaire, et ressort les ordres de grandeur globaux pour les coûts d'une centrale ou d'une tranche grâce à la répartition détaillée permise par l'outil.

Ces coûts sont également répartis parmi les divers groupes de divisions, qui ont chacun une méthode de répartition par filière et par outil de production. Les principales divisions sont les divisions de production (DPN⁶⁹), les divisions d'ingénierie (DISC⁷⁰, DSTID⁷¹, DP2D⁷² déconstruction), les divisions de combustible (DCN⁷³, DP2D déchets) et les divisions support (DTEAM⁷⁴, FSA⁷⁵ EM DPNT⁷⁶).

Ainsi, il est possible de réaliser une analyse comparative selon 6 postes : achats OPEX et fonctions supports, production stockée et immobilisée (PSI), charges de personnel, autres produits et charges opérationnelles (APCO) et tarif agent et impôts et taxes, et de les isoler et les comparer avec les coûts passés.

On observe que les OPEX réalisées (23-24 et estimé 25) sont en moyenne, sur les 3 années étudiées, inférieures de 0,6 % au PMT 23-25, soit une légère surestimation des charges d'OPEX hors combustible de 15 M€/an. Ce résultat global masque néanmoins des différences entre les différents postes. Plus précisément :

- trois postes de coûts se sont avérés sous-évalués par le PMT :
 - les achats directement imputés aux centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) (logistique, maintenance, exploitation et tertiaire), ainsi que les coûts des fonctions support et appui sont cohérents avec le PMT, avec un écart de 1 % en moyenne (- 25 M€₂₆) ;
 - les charges de personnel sont sous-évaluées par le PMT de 3 % en moyenne (- 96 M€₂₆).

⁶⁹ Division production nucléaire

⁷⁰ Division ingénierie Supply Chain

⁷¹ Direction Stratégie Innovation et Développement

⁷² Direction des Projets Déconstruction et Déchets

⁷³ Division Combustible nucléaire

⁷⁴ Division Thermique, Expertise et Appui industriel multi-Métiers

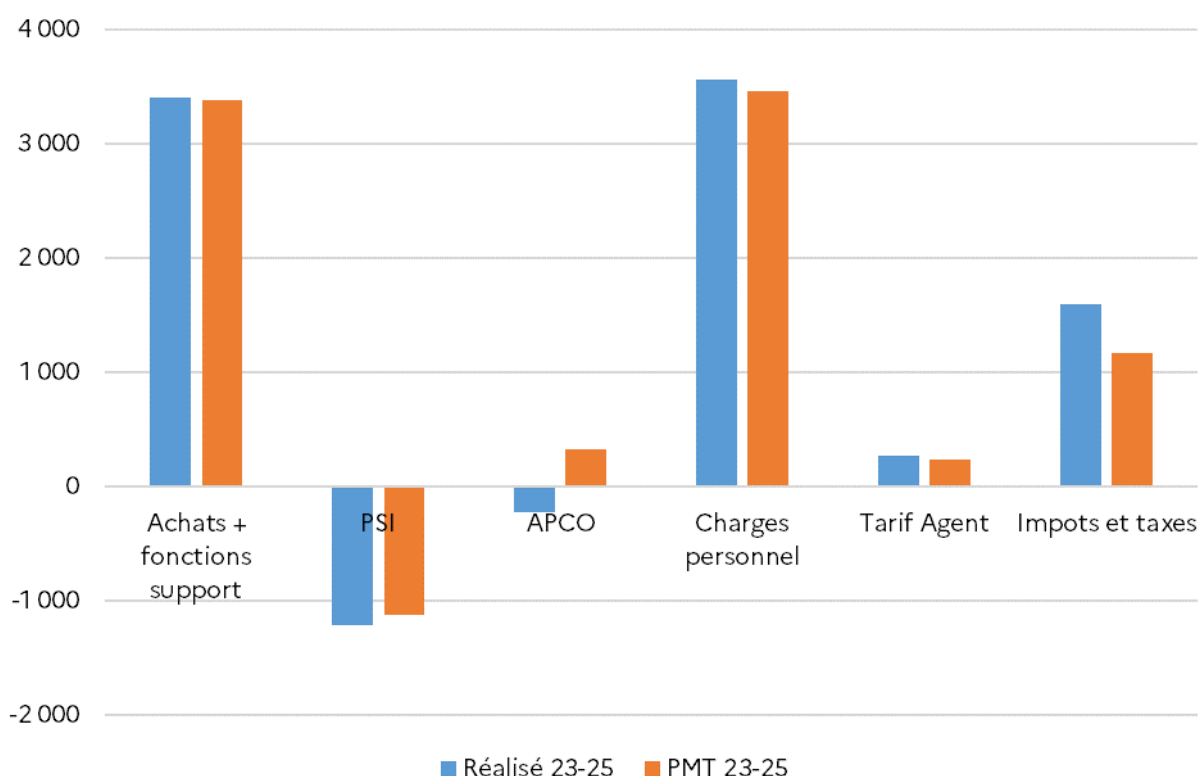
⁷⁵ Fonctions Support et Appui

⁷⁶ Etat-Major Division du Parc Nucléaire et Thermique

- le poste impôts et taxes est sous-évalué par le PMT de 27% en moyenne. Cette augmentation est en raison du caractère fluctuant de ce poste de coûts (détaillé en section 7.5)
- Le tarif agent est sous-évalué par le PMT de 14% (- 37 M€₂₆)
- deux postes de coûts sont surévalués par le PMT :
 - la production stockée et immobilisée est sous-évaluée en valeur absolue par le PMT de 7 % en moyenne (80 M€₂₆), ce qui implique une surestimation des OPEX, ces charges étant des charges négatives.
 - les APCO sont surévaluées par le PMT(+ 547 M€₂₆)⁷⁷

Le graphique ci-dessous illustre les écarts entre les OPEX réalisées et le PMT entre 2023 et 2025.

Figure 90 – Comparaison entre les OPEX réalisés et le PMT 23-25 (en M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.



Les écarts constatés sur chaque poste restent modérés et cohérents avec les marges d'incertitude inhérentes à l'exercice de prévision des coûts.

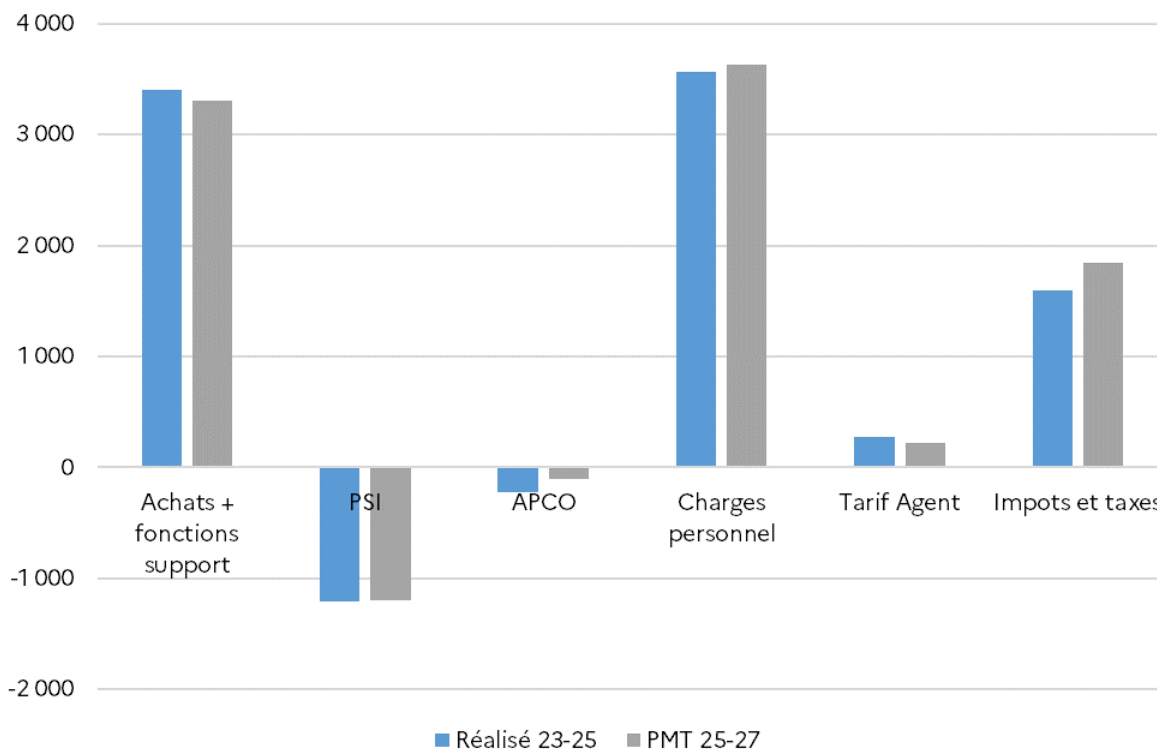
La CRE constate qu'à ce stade (2 années réalisées sur 3) le PMT 23-25 ne présente pas de surestimation ou de prudence susceptible de remettre en cause la pertinence du PMT 25-27 comme référence de coûts pour l'exercice actuel.

⁷⁷ La fluctuation de ce poste de coûts est détaillée dans la partie dédiée

7.3.2. Appréciation de la trajectoire PMT 25-27

Les OPEX hors combustibles moyens réalisées sur la période 2023-2025 sont évaluées à 7,40 Md €₂₆. Le PMT 25-27 fixe comme objectif des OPEX moyens hors combustible sur 2025-2027 de 7,70 Md€₂₆, soit une hausse de 4,1 %.

Figure 91 – écart entre les OPEX réalisés 23-25 et le PMT 25-27 (en M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.



Les OPEX hors combustible s'inscrivent dans la continuité des coûts observés par le passé. La CRE ne peut donc conclure à une surestimation des charges sur la période 2025-2027.

A titre d'exemple, la réduction des fonctions support et appui de - 3,4 %, consécutive à la réorganisation du nucléaire trouvera sa contrepartie en augmentation des charges de personnel (acheteurs sortis du périmètre de la Direction des Achats (comptabilisés en FSA) et repris dans le périmètre de la DISC (comptabilisés en charges de personnel)). Le bilan de cette réorganisation est globalement neutre, et les coûts se stabilisent par rapport au passé. Cependant, il existe des baisses de coût, comme celle qui découle des arbitrages de la tête de Groupe sur les achats du nucléaire historique, et des augmentations, comme l'augmentation d'environ 5% du personnel du nucléaire du fait d'une politique accrue de ré internalisation en raison de besoins croissants de l'ingénierie pour faire face au projet industriel du « grand carénage ». Compte-tenu de ces éléments et de ceux présentés dans les sections 7.4 à 7.10, la CRE considère que le PMT 25-27 constitue un point de départ acceptable pour la modélisation des charges d'exploitation sur la période visée. La CRE note néanmoins que celui-ci n'intègre de fait aucun objectif d'efficacité majeur ou pérenne hors la brique d'achats.

Même si la CRE reconnaît que la nature de l'activité d'exploitation d'un parc nucléaire est, comme le soutient EDF, fondée sur une majorité de coûts fixes, notamment des charges de personnels, ce qui rend difficile la recherche de gains de productivité pérennes, elle regrette toutefois que les efforts budgétaires consentis par le passé sur d'autres postes dans la construction de l'ancien PMT (2023), avec des souhaits clairs de faire des économies sur les coûts de main-d'œuvre ne soient pas réitérés dans le nouveau PMT et au-delà dans les trajectoires de long terme modélisées.

7.3.3. Analyse macro des trajectoires du business plan long-terme (BPLT)

La grande majorité des trajectoires de charges d'exploitation à l'horizon BPLT sont extrapolées à l'inflation à partir de la fin du PMT (2027) sur les années 2028-2038.

La CRE estime que, compte-tenu des incertitudes en termes de contexte macro-économique et d'enjeux industriels qui affectent aujourd'hui l'exploitation du parc nucléaire, l'hypothèse d'une évolution des OPEX au même rythme que l'inflation constitue une base raisonnable. Cette hypothèse n'introduit pas de risque significatif pour EDF tout en intégrant une incitation de maîtrise des coûts.

7.3.4. Analyse globale de la trajectoire hors combustible et APCO

Historiquement les OPEX hors combustible et APCO sont relativement stables et dépendent notamment de l'inflation.

La trajectoire des OPEX déclarée par EDF hors combustible et APCO pour le parc historique entre 2020 et 2031 est présentée à la figure suivante.

Figure 92 – Trajectoire des OPEX hors combustible et APCO pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€ courant. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Sur les années 2026 et 2027, dont les coûts sont détaillés dans le PMT d'EDF et qui font l'objet d'arbitrages de la Direction d'EDF sur les achats, les OPEX sont supérieures en moyenne de 4% à la référence 2024 inflatée, principalement en raison de l'augmentation de la taxe INB (détaillé dans la section 7.5). Hors cette augmentation, les OPEX du PMT sont inférieures en moyenne de -0,2%. Sans arbitrage particulier de performance à partir de 2028, ces OPEX sont supérieures en moyenne de +6,7% à la référence 2024 inflatée. Cet écart s'explique également par des impôts et taxes bien supérieurs, mais aussi par une PSI plus faible que la référence.

7.4. Achats et fonctions support

Le poste des achats OPEX modélise l'ensemble des achats réalisés pour le compte du parc nucléaire. Il s'apparente au poste des consommations externes (achats et services) constaté pour chaque tranche dans la comptabilité analytique de la DPNT.

Les achats constituent une composante importante des OPEX. Les charges d'achats représentent respectivement 9,5 €/MWh sur la période 2026-2028 et 9,9 €/MWh sur la période 2029-2031, soit respectivement 32 % et 31% des OPEX déclarés par EDF.

La trajectoire des achats est présentée dans la figure suivante :

Figure 93 – Trajectoire des achats pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€ courant. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Ils se décomposent en plusieurs rubriques :

- les coûts directement imputés aux centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) et aux entités d'Etat-Major, qui se décomposent en plusieurs Lignes Budgétaires Agrégées (LBA Exploitation HAT⁷⁸, LBA Maintenance HAT, LBA Logistique HAT, LBA Tertiaire et Support HAT), ainsi que les coûts relatifs à la LBA Prestations vendues HAT ;
- les achats OPEX durant les arrêts de tranche ;

⁷⁸ Hors Arrêt de Tranche.

- les achats hors DPN, donc les achats de la Direction ingénierie Supply Chain (DISC), les achats auprès de la Division Thermique, Expertise et Appui industriel multi-Métiers (DTEAM) et les coûts d'achats des autres divisions et directions (DCN, DP2D, EM-DPNT, etc) ;
- la responsabilité civile nucléaire (RCN) ;
- les fonctions supports et appui (FSA), qui se décomposent en fonctions effaçables et non effaçables⁷⁹.

Figure 94 – Chronique €26/MWh du poste de coûts Achats au périmètre du parc historique.

Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Le poste des achats est un coût très majoritairement fixe. Le coût en €/MWh est donc fortement dépendant des hypothèses de productible retenues.

7.4.1. Achats imputés aux CNPE du parc historique hors FLA 3

Les achats et consommations externes de la DPN directement imputés aux centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) se décomposent en cinq LBA :

- LBA Exploitation ;
- LBA Maintenance ;
- LBA Logistique ;
- LBA Tertiaire et Support ;
- LBA Prestations vendues.

Ces coûts représentent 4,7 Md€₂₆ sur la période 2026-2028 et 4,8 Md€₂₆ sur la période 2029-2031.

Le poids de chacune des LBA dans la part totale des achats imputés aux CNPE du parc historique est donné en Figure 95.

Figure 95 – Poids de chacune des LBA dans la part totale des achats imputés aux CNPE (%).

Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les coûts de chacune des LBA en M€₂₆/an sur chacune des périodes sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Figure 96 – Coûts moyens affectés aux différentes lignes budgétaires selon la période étudiée au périmètre du parc historique hors FLA 3 (M€₂₆). Source : EDF.

[confidentiel]

EDF modélise les coûts de ces différentes LBA de la même manière. Les coûts à l'horizon « Last Estimate 3 » (LE3)⁸⁰ PMT (2025-2027) sont définis à partir des hypothèses de la DPN et ensuite suivent

⁷⁹ Les actifs effaçables sont des actifs qui s'effacent au fur et à mesure du déclassement du parc, donc immobilier, les assurances, certains coûts de services, alors que les actifs non effaçables regroupent les coûts des directions, ou des coûts de R&D.

⁸⁰ Cette réprévision de l'année 2024 correspond à celle qui est remontée en même temps que le PMT au début du mois d'octobre.

une chronique proche de l'inflation (y compris les LBA AT) à partir de 2027, la trajectoire ayant été construite en utilisant les meilleures prévisions d'EDF à date.

Figure 97 – Trajectoires des LBA en € courants au périmètre des 56 tranches. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Pour chaque ligne budgétaire (LBA Exploitation HAT, LBA Maintenance HAT, LBA Logistique HAT, LBA Tertiaire et Support HAT, LBA Prestations vendues HAT), les coûts totaux sont affectés, par l'intermédiaire de clés d'affectation, à chaque CNPE ($Clé_{CNPE,LBA}$) et aux entités des Etat-Major, Unité nationale d'ingénierie en Exploitation (UNIE) et Unité technique opérationnelle (UTO) ($Clé_{EM DPN,LBA}$, $Clé_{UNIE,LBA}$, $Clé_{UTO,LBA}$). Les clés d'affectation entre les différents CNPE et les services centraux (EM DPN, UNIE et UTO) ont été calculées pour chaque LBA en moyenne à partir des données historiques retraitées de Fessenheim.

Au sein d'un même site, les coûts de chaque CNPE sont ensuite affectés par tranche à l'aide d'une nouvelle clé de répartition.

Pour une LBA et une tranche donnée, la clé de répartition est définie comme la part de la tranche dans les clés du site (qui pourra avoir une, deux ou trois paires de tranches) et celle dans les clés des services centraux, les dernières étant supposées uniformes sur l'ensemble du parc, donc une part parmi 56 des clés des divers services centraux de la DPN. Certains coûts sont mutualisés au sein d'un même site ou d'une même paire de tranches.

La formule suivante synthétise la méthode de calcul des clés de répartition :

$$Clé_{Tranche,LBA} = \frac{Clé_{CNPE,LBA}}{N_{Tranches,CNPE}} * \frac{Clé_{EM DPN,LBA} + Clé_{UNIE,LBA} + Clé_{UTO,LBA}}{56}$$

Cette clé d'attribution devient nulle au-delà du déclassement de la tranche permettant ainsi de n'affecter au parc en fonctionnement que la part appropriée de la chronique de coûts au périmètre des 56 tranches.

Etant donné (i) la cohérence globale entre le point de départ des trajectoires d'achats et le PMT 2025-2027 et (ii) la légère évolution des coûts des achats imputés aux CNPE (LBA) par rapport aux coûts des achats réalisés, la CRE considère acceptables les trajectoires de coûts proposées par EDF.

7.4.2. Achats de maintenance en arrêt du parc historique hors FLA 3

Les coûts de maintenance en arrêt couvrent le coût des achats liés à la maintenance courante réalisée en arrêt de tranche. A ce titre, ils n'incluent pas les coûts d'investissement liés au changement de gros composants, par exemple les RGV, qui sont des coûts pris en compte dans les CAPEX du projet Grand Carénage (voir section 8.2). Dans les exercices précédents une partie de cette ligne d'achats liés aux maintenances en arrêt de tranche faisait partie d'une capexisation partielle et était incluse dans la BAR à rémunérer, et ainsi enlevée des OPEX (comme la main-d'œuvre DPN immobilisée en arrêt de tranche et les stocks immobilisés détaillée à la partie 7.5). EDF a identifié directement les CAPEX et les OPEX à l'occasion de cet exercice, mais inclut toujours ces coûts dans la partie OPEX-Capexisés de ses coûts, davantage détaillée dans la section 8.2.

Ces coûts représentent 1,03Md€₂₆ sur la période 2026-2028 et 1,12Md€₂₆ sur la période 2029-2031, ou 0,98 €₂₆/MWh et 1,07 €₂₆/MWh

Ces coûts sont modélisés différemment des autres achats. Il ne s'agit en effet pas de coûts récurrents, pour lesquels une chronique peut être définie à l'aide de tendances, mais de coûts ponctuels associés à l'occurrence d'un arrêt de tranche. Pour ces motifs, EDF a défini, pour chaque type d'arrêt et chaque palier, un coût unitaire de maintenance en arrêt en M€₂₆.

Pour chaque tranche, le coût annuel des achats de maintenance en arrêt est alors déterminé par le croisement du planning d'arrêts (voir section 5.3) et du vecteur de coûts unitaires associé à son palier. Les coûts de maintenance en arrêt sont par ailleurs prolongés à l'inflation à partir des hypothèses du PMT.

Ces coûts unitaires sont calibrés sur les données de coûts des arrêts hors aléas et prolongation au-delà des durées publiées. EDF internalise l'impact coût des aléas via une majoration de [confidentiel] % de ces montants en sus de l'effet inflation, qui correspond, selon EDF, à une marge pour aléas issue du retour d'expérience des dernières années, calculée sur les coûts constatés. Lors de l'exercice précédent, EDF avait fixé cette majoration à [confidentiel] %, ce qui a mené à un questionnement de la CRE sur l'augmentation. Sur les chroniques envoyées par EDF, sur les années 2028-2038 ce pourcentage varie entre [confidentiel] % et en moyenne vaut [confidentiel] %. EDF affirme qu'à ce titre, ces marges sont systématiquement consommées et qu'elles s'apparentent en conséquence à un coût. Les coûts unitaires par type de tranche sont présentés en Figure 98, et l'évolution de la trajectoire de coûts Achats OPEX AT (hors marge) sont présentés en Figure 99.

Figure 98 – Coûts unitaires d'achats relatifs à la maintenance en arrêt en VD 3, 4 et 6 (M€₂₆).
Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Figure 99 – Trajectoire de coûts des Achats OPEX AT (hors marge, M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Compte tenu de la relative stabilité des coûts de cette brique par rapport aux coûts des achats réalisés, et de l'augmentation de la marge de [confidentiel] % à [confidentiel] % pour couvrir les aléas, justifiée par le retour d'expérience et les coûts réalisés, la CRE estime recevables les coûts des achats maintenance AT pour cet exercice.

7.4.3. Achats OPEX hors DPN du parc historique hors FLA 3

Ce poste regroupe les coûts d'achats affectés au parc nucléaire des entités de la DPNT autres que la DPN. Ce périmètre inclut :

- les achats d'ingénierie interne d'EDF (DISC) à hauteur de [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2026-2028 et [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2029-2031 ;
- les achats de la DCN, de la DP2D, de l'EM DPNT, etc, à hauteur de [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2026-2028 et [confidentiel] €₂₆ sur la période 2029-2031 ;
- les achats de la DTEAM à hauteur de [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2026-2028 et [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2029-2031.

La somme de ces trois composantes de coût représente 1,3 Md€₂₆ sur la période 2026-2028 et 1,5 Md€₂₆ sur la période triennale suivante, ou respectivement 1,2 €₂₆/MWh et 1,4 €₂₆/MWh.

Ces coûts sont constatés à la maille du parc nucléaire historique et ventilés ensuite uniformément sur chaque tranche avec une quote-part de 1/56e, le volume d'achats de ces entités étant proportionnel au nombre de tranches en activité. En particulier, les coûts associés diminuent proportionnellement au déclassement des tranches (comme Fessenheim, passant de 58 à 56 quotes-parts en 2020).

Le PMT 2025-2027 fixe la trajectoire de ces coûts jusqu'en 2027 au périmètre des 56 tranches. Au-delà, jusqu'en 2034, l'évolution des montants suit une trajectoire très proche de l'inflation, ajustée par la DCN et la DP2D qui construisent leur trajectoire en prenant en compte leurs meilleures prévisions à date. En revanche, pour les achats d'ingénierie « DISC » et les achats « DTEAM », la trajectoire à long terme avant arrêt définitif des tranches est construite en inflatant les montants de la dernière année du PMT (2027).

L'évolution des coûts d'achats du parc historique cités ci-dessous (en M€₂₆) sur la période 2026-2034 est donnée en Figure 100.

Figure 100 – Achats OPEX M€₂₆ hors DPN du parc historique hors FLA 3. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

[confidentiel]

Etant donné la baisse globale justifiée par EDF des coûts d'achats totaux des divisions étudiées dans cette partie, la CRE estime acceptable cette trajectoire de coûts. La CRE note cependant que la mise en œuvre des réductions n'a pas été assurée par le passé et il sera important d'étudier la trajectoire par rapport au réalisé du PMT proposé par EDF dans un exercice ultérieur.

7.4.4. Fonctions supports et appui (FSA) du parc historique hors FLA 3

Ce poste inclut les OPEX des fonctions supports et appui nationales qui sont affectées au parc nucléaire historique hors FLA 3. Il comporte 3 rubriques :

- FSA effaçables, qui concernent (i) des achats externes dédiés directement aux sites et qui, par nature, s'effacent au fur et à mesure du déclassement du parc, et (ii) des coûts de prestations internes facturées sur la base d'unité d'œuvre qui s'effacent après cessation de l'activité. Ce poste représente un total de [confidentiel] ;
- FSA non effaçables, correspondant à des entités groupe qui ne s'adaptent pas au périmètre du parc et sont réaffectées à d'autres activités au fil du déclassement du parc nucléaire (ex : R&D, coûts divers de la direction du groupe). Ce poste représente un total de [confidentiel] ;
- La responsabilité civile nucléaire (RCN) pour un montant de [confidentiel].

Ce poste de coût représente ainsi 2 973 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et de 2 949 M€₂₆ sur la période 2029-2031, ou 2,80 €/MWh et 2,84 €/MWh. Le poids des différentes briques de coût est donné en Figure 101.

Figure 101 – Poids des différentes briques de coût dans les FSA au périmètre du parc historique hors FLA 3. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Le PMT 2025-2027 fixe la trajectoire de ces coûts jusqu'en 2027. Au-delà de 2027 et jusqu'en 2031, l'évolution des montants suit une trajectoire à l'inflation. L'évolution de la brique FSA depuis 2022 est donnée dans la figure ci-dessous.

Figure 102 – Evolution de la brique FSA du parc historique hors FLA 3 2022-2031 (M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

7.4.4.1. Fonctions centrales effaçables affectées au parc historique hors FLA 3

Le périmètre des FSA effaçables inclut la Direction de l'immobilier Groupe, les services partagés, la Direction des Achats et les assurances (hors RCN).

Ces charges représentent 1,9 €/MWh sur la période 2026-2028 et 2,0 €/MWh sur la période 2029-2031.

Jusqu'en 2027, les coûts moyens des FSA effaçables sont issus du PMT 2025-2027. Au-delà de 2027, ces coûts sont prolongés à l'inflation, et s'effacent proportionnellement au fil du déclassement des tranches (au-delà des périodes triennales visées), tandis qu'ils augmentent lors de l'ajout d'une tranche supplémentaire.

Les taux d'évolution moyens des différents postes de coûts des charges effaçables sont donnés à la figure ci-dessous, et mettent en évidence une réduction du poste FSA effaçable dans sa globalité. Cette réduction des coûts est liée à la politique de réinternalisation de certaines activités au sein de la DPNT (soudure, MOA des arrêts de tranche) qui se traduit par une baisse du recours à la sous-traitance et donc une baisse des achats correspondants.

La tendance baissière du coût des FSA ne perdure pas post-PMT (évolution à l'inflation à partir de 2027). En effet, les effectifs de la DISC augmentent jusqu'en 2027 puis restent au niveau de 2027 dans la trajectoire du BPLT. Ce changement de trajectoire peut s'observer dans le graphique ci-dessous.

Figure 103 – Taux d'évolution annuel moyen FSA effaçables du parc historique (PMT, 2025-2027 et 2028). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

La CRE juge acceptable la trajectoire des charges centrales effaçables retenue par EDF. Cette trajectoire est cohérente avec la trajectoire des effectifs post-PMT. Lors du prochain exercice, une évaluation de l'effet d'une éventuelle reprise après 2027 de la politique d'internalisation sur les coûts de ce poste devra être menée.

7.4.4.2. Fonctions centrales non effaçables affectées au parc historique hors FLA 3

Le périmètre des FSA non effaçables inclut les coûts de R&D et les coûts de direction du groupe.

Ces charges représentent 0,7 €/MWh sur la période 2026-2028 et 0,7 €/MWh sur la période 2029-2031.

Tout comme les fonctions centrales effaçables, les taux d'évolution moyens des différents postes de coûts des charges non effaçables mettent en évidence une réduction des coûts sur la période PMT 2025-2027 concernant la direction du groupe en lien avec la réorganisation du nucléaire, notamment la sortie de certains acheteurs de la Direction des Achats, comptabilisée en FSA, repris dans le périmètre de la DISC comptabilisée quant à elle en charge de personnel (voir section 7.5). Cette réduction vient donc en accompagnement d'une hausse des effectifs, observables dans les charges de personnel.

Figure 104 – Taux d'évolution annuel moyen des FSA non effaçables du parc historique en euros courants. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Au regard de ces analyses, de la même façon que pour les FSA effaçables, la CRE juge acceptable la trajectoire de charges centrales non effaçables retenue par EDF.

7.4.4.3. RCN

La responsabilité civile nucléaire (RCN) constitue un poste de coûts d'assurance couvrant le risque d'accident nucléaire.

La convention de Paris sur la RCN⁸¹ impose l'obligation pour tout exploitant nucléaire de couvrir sa responsabilité civile par une assurance ou toute autre garantie financière d'un montant équivalent à sa responsabilité.

[confidentiel]

Ces charges représentent 0,2 €/MWh sur la période 2026-2028 et 0,2 €/MWh sur la période 2029-2031.

7.4.5. Achats de l'EPR de FLA3

L'EPR de Flamanville fait l'objet d'une modélisation distincte et ses OPEX sont traités différemment de ceux des autres tranches, notamment s'agissant des achats.

7.4.5.1. Achats et consommations externes de la DPN

Les achats et consommations externes de la DPN liés à Flamanville 3 font l'objet d'une modélisation propre dans le PMT du groupe. La chronique des achats et consommations externes de la DPN est fournie sous la forme d'un total puis répartie par LBA selon les mêmes proportions que celles observées sur le parc historique.

La CRE a comparé les montants inclus par EDF dans son PMT avec les montants inclus pour chaque tranche du même site dans la Figure 105. L'analyse montre que le montant des achats et consommations de la DPN associés à FLA3 est largement plus élevé que les coûts associés aux tranches du même CNPE (+113% sur la période 2026-2028 et + 32 % sur la période 2029-2031). Selon EDF, ces écarts sont justifiés par les éléments suivants :

- **FLA 3 est une tranche seule et non une paire comme le reste du parc** : FLA 3 est une tranche unique qui ne bénéficie donc pas des économies liées à la mutualisation comme sur le reste du parc. En effet, selon EDF les coûts d'exploitation d'une tranche ne sont pas sensiblement différents des coûts d'exploitation d'une paire de tranches (sur les autres CNPE, la conduite par exemple est mutualisée sur une paire de tranches). Cela explique non seulement un dimensionnement RH proche de deux tranches sur un autre site, mais également des achats corrélatifs plus élevés ;
- **l'EPR nécessite par conception un volume de pièces plus important que les autres paliers** : la volumétrie des matériels est bien plus importante sur l'EPR que sur le N4 (robinetterie, clapets anti-feu, etc), ce qui induit des coûts proportionnellement plus importants que sur le N4 pour les contrôles réglementaires et la maintenance ;
- **l'EPR nécessite des frais d'ingénierie plus conséquents** : les coûts d'ingénierie sont sensiblement plus élevés à la fois parce que FLA3 est un palier à elle seule, et parce que les spécificités de cette tranche nécessitent des prestations particulières.

En l'absence de données historiques disponibles pour estimer la pertinence de ces montants, la CRE retient pour les achats et consommations externes de la DPN relatif à Flamanville 3 l'hypothèse d'EDF et effectuera une comparaison avec l'historique réalisé sur la première période triennale lors du prochain exercice d'évaluation des coûts.

Figure 105 – Comparaison des achats et consommations externes de la DPN pour Flamanville 1 et pour Flamanville 3. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

⁸¹ Convention du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

7.4.5.2. Achats de maintenance en arrêt de FLA3

Les achats de maintenance en arrêt de FLA3 sont également plus élevés que ceux du palier N4 malgré des durées prévisionnelles plus courtes pour les arrêts comparables liés à la possibilité pour FLA3 d'effectuer plus d'opérations de maintenance en fonctionnement grâce à sa conception.

Le niveau de ces montants est justifié par EDF par la conception plus complexe de l'EPR qui requiert une volumétrie de matériel bien plus importante que sur les autres tranches du parc.

Concernant le premier arrêt de FLA3, la CRE estime cohérent le montant communiqué par EDF au vu de la durée et de la complexité du premier arrêt pour VC1 incluant le changement de couvercle. Celui-ci devrait durer [confidentiel]⁸² et coûter au total un montant proche d'un milliard d'euros.

Pour les autres types d'arrêts, EDF n'est pas en mesure à ce stade de fournir à la CRE des documents précis permettant de justifier des montants affichés. Au vu des incertitudes pesant sur la première période de fonctionnement de l'EPR et de l'absence d'historique auquel se référer, la CRE retient les hypothèses d'EDF concernant les arrêts en maintenance de l'EPR de Flamanville. Lors de ses prochains exercices, la CRE procédera à une analyse approfondie des coûts réalisés sur la première VC1 et sur l'estimation précise des coûts de la première visite partielle afin d'ajuster si nécessaire la trajectoire d'achats pour arrêt de maintenance de Flamanville 3.

Figure 106 – Coût des achats de maintenance de Flamanville 3 et des autres réacteurs du palier N4, en M€24. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

7.4.5.3. Achats OPEX hors DPN et FSA

Pour les achats OPEX hors DPN et les FSA, EDF retient comme hypothèse pour FLA3 un coût égal à celui des tranches du parc historique. La CRE retient cette hypothèse pour l'EPR de Flamanville.

7.4.6. Synthèse

L'analyse réalisée par la CRE des coûts d'achats OPEX pour le parc nucléaire historique d'EDF a mis en évidence poste par poste le caractère justifié et raisonnable des trajectoires prévisionnelles présentées par EDF, notamment en regard (i) des coûts passés et (ii) des fondamentaux explicatifs aux évolutions futures sur les 56 tranches du parc.

Concernant les achats de l'EPR Flamanville 3, la CRE observe des montants élevés mais retient les hypothèses d'EDF en l'absence d'historique sur lequel s'appuyer. Lors de ses prochains exercices, la CRE procédera à une analyse approfondie des coûts des achats réalisés sur FLA3 et retient pour la période visée les hypothèses d'EDF.

Pour ces motifs, la CRE retient les trajectoires de coûts proposées par EDF sur le poste de coût des achats OPEX.

7.5. Charges de personnel et tarif agent

7.5.1. Effectifs

Après une trajectoire globale en baisse sur la période 2016-2020 (- 2,2 % soit de 28 071 à 27 477 salariés) en raison de la fin des renouvellements massifs « générationnels », la baisse des pépinières (sureffectif temporaire pour professionnalisation en prévision des départs en retraite programmés) et des optimisations des organisations et fonctions centrales, l'activité industrielle du parc historique demande, depuis 2021, des besoins nouveaux ont émergé en termes de ressources d'ingénierie, de maintenance et d'exploitation pour faire face aux enjeux stratégiques de la période à venir pour la DPNT

⁸² EDF n'a pas encore communiqué au marché de durée prévisionnelle pour la VC1. Ce chiffre est rendu confidentiel dans la version publique du rapport car il correspond selon EDF à une hypothèse de travail interne non validée par les organes habilités.

(Direction Production Nucléaire et Thermique) composée de 4 grands domaines métiers organisés autour de 4 divisions :

- l'exploitation des 19 sites nucléaires historiques, l'ingénierie et l'expertise associées : la Division Production Nucléaire (DPN) ;
- la production thermique et les activités d'appui à la production (activités de maintenance mutualisée, IT pour le Parc, centres de formations pour la production) : la Division Thermique Expertise et Appui industriel Multi Métiers (DTEAM) ;
- l'ingénierie et les projets de déconstruction et de gestion des déchets : la Direction Projet Déconstruction Déchets (DP2D) ;
- le cycle du combustible amont-aval : la Division Combustible Nucléaire (DCN).

La DPNT est également appuyée par d'autres directions dans le cadre de l'activité industrielle du parc historique :

- la Direction Ingénierie et Supply Chain (DISC) mis en place en 2024 afin de délivrer en qualité, coûts et délais les études, équipements et prestations, en harmonisant les méthodes, outils et référentiels produits/process des projets neufs et du parc historique et qui rassemble l'ex- Division Ingénierie du Parc De l'Environnement (DIPDE) et l'ex-Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) ;
- la Division Production et Ingénierie Hydraulique (DPIH) en appui sur le parc nucléaire.

Les trajectoires prévisionnelles des effectifs de ces entités sont définies par EDF à l'horizon 2028 puis supposées constantes au-delà. La trajectoire des effectifs du parc nucléaire est présentée en **Figure 107**.

Figure 107 – Effectifs restreints au périmètre du parc historique de 2015 à 2031. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Figure 108 – Evolution annuelle des effectifs entre 2020 et 2031 (effet de la réinternalisation des compétences). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

L'augmentation sur la période 2022-2028 de + 3 286 agents s'explique par :

- environ [confidentiel] agents du fait du transfert des agents de la Direction des Achats (Fonctions Supports et Appuis) vers la DISC ;
- [confidentiel] agents en raison de la réinternalisation de certains métiers jugés stratégiques pour la maîtrise du programme industriel (soudage, robinetterie, MOA des arrêts...), et d'une augmentation des ressources déployées pour les arrêts de tranche, afin d'en réduire la durée, politique qui a permis de restaurer la maîtrise de la durée des arrêts de tranche ;
- environ [confidentiel] agents des effectifs de l'ingénierie, dans un contexte de densification du programme industriel.

La CRE considère que l'augmentation du nombre d'agents doit être compensée par des contreparties en termes de réduction des coûts externes, d'amélioration de la production ou de la sécurité :

- Le programme START 2025 présenté au paragraphe 3.2, qui explique une partie des hausses d'effectifs, a ainsi permis un redressement significatif de la production en 2024, notamment grâce à une meilleure gestion de la durée des arrêts techniques de chaque tranche.

- le transfert des agents de la direction des achats vers la DISC s'accompagne d'une baisse de la ligne Direction Achats de 51 M€ en 2025.
- La CRE convient que les enjeux industriels du programme de Grand Carénage présentés au paragraphe 3.1 ont nécessité une réinternalisation de certains métiers jugés stratégiques qui devra être conservée pour la période à venir. Les effectifs augmentent en 2028 pour atteindre l'effectif cible de la DPN sur le long terme. Cet effectif doit permettre à EDF de répondre aux enjeux du GK dans de bonnes conditions.

La CRE retient la trajectoire d'effectif d'EDF.

7.5.2. Charges de personnel

Les charges de personnel comprennent essentiellement le salaire des agents, les cotisations sociales ainsi que les dotations nettes aux provisions pour retraites et avantages postérieurs à l'emploi.

Elles représentent respectivement 10,4 €/MWh et 10,6 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

La trajectoire des charges de personnel est présentée dans la figure suivante :

Figure 109 - Trajectoire des charges de personnel pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€_{courant}. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Pour chaque entité, une trajectoire de coûts unitaires par agent en € courants est fixée à l'horizon PMT. Ces coûts unitaires par agent sont déterminés en faisant le rapport des charges de personnel comptables prévisionnelles par les effectifs associés. Au-delà du PMT, ces dernières sont extrapolées en appliquant l'effet du SNB (Salaire National de Base) et du GVT (Glissement Vieillesse Technique). La somme du SNB et du GVT prise en compte par EDF est égale à 2,1% en 2028 et 2029 et à 2,0% en 2030 et 2031. EDF ne précise pas pour cette période la dissociation entre le SNB et le GVT.

Le SNB sert de référence pour calculer les salaires en fonction des niveaux de rémunération et des échelons d'ancienneté de la branche IEG. Le SNB est fixé au niveau national et peut varier d'une année à l'autre en fonction des négociations collectives avec les organisations syndicales. Le SNB est souvent lié à l'inflation puisqu'il s'agit de négociations liées au coût de la vie et ne prend pas en compte la progression sur la grille indiciaire.

Le GVT permet de désigner l'évolution de la masse salariale liée au vieillissement et à l'avancement de carrière des agents. Le GVT se compose d'une part du GVT positif qui prend en compte les changements d'échelons et les changements de fonction et l'acquisition de nouvelles compétences et d'autre part du GVT négatif qui désigne la réduction de la masse salariale liée au renouvellement des effectifs.

L'évolution du GVT dépend dans le temps de l'évolution de la pyramide des âges. S'il y a peu d'embauches, l'effet du GVT est supérieur à celui observé dans une période avec beaucoup d'embauches.

Figure 110 – Pyramide des âges de la DPNT en 2023. Source : EDF.

[confidentiel]

La pyramide des âges ne présente pas de bosse après 39 ans, EDF ne prévoit ainsi pas de départ important à la retraite dans les prochaines années. Le GVT ne devrait donc pas être inférieur à la moyenne observée.

La somme du SNB et du GVT réalisé et prévu par EDF entre 2018 et 2031 est présentée dans la figure suivante.

Figure 111 – Effet conjoint du SNB et du GVT entre 2018 et 2031. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Le saut observé en 2023 s'explique par les mesures mises en place par EDF à la fin de l'année 2022 pour rattraper la moindre hausse des salaires en 2022 par rapport à l'inflation et anticiper l'inflation sur 2023.

Conformément à la méthode qu'elle utilise dans l'établissement des tarifs de réseaux, la CRE a comparé la trajectoire de somme de SNB et GVT déclaré par EDF à la somme d'un SNB égal à la moitié de l'inflation et d'un GVT calculé sur une moyenne historique. Les résultats étant très proches, la CRE conserve la trajectoire d'effet prix des charges de personnel de EDF.

Les coûts unitaires moyens par agent par direction sont représentés dans la figure suivante.

Figure 112 – Coûts unitaires moyens par direction sur les deux périodes 2026-2028 et 2029-2031 (k€courant/pers). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

7.5.3. Tarif Agent

Ce poste couvre le coût du « tarif agent » qui est le tarif préférentiel sur la consommation d'électricité et de gaz dont bénéficient les agents et anciens agents d'EDF au statut des IEG. Comme dans le cas des charges de personnel, EDF fixe en hypothèse des trajectoires de coût unitaire par agent actif.

Ces trajectoires sont définies en rapportant le coût comptable annuel prévisionnel du tarif agent, qui intègre le coût des agents actifs mais également celui des agents inactifs bénéficiant de ce tarif. Sur le PMT, le montant correspond à la prévision de facturation par la Direction Commerce du manque à gagner relatif au tarif agent. A partir de 2028, le coût par agent actif est prolongé à l'inflation.

Le tarif agent déclaré par EDF représente respectivement 0,6 €/MWh et 0,6 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

La trajectoire du tarif agent est présentée dans la figure suivante :

Figure 113 - Trajectoire du tarif agent pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€courant. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

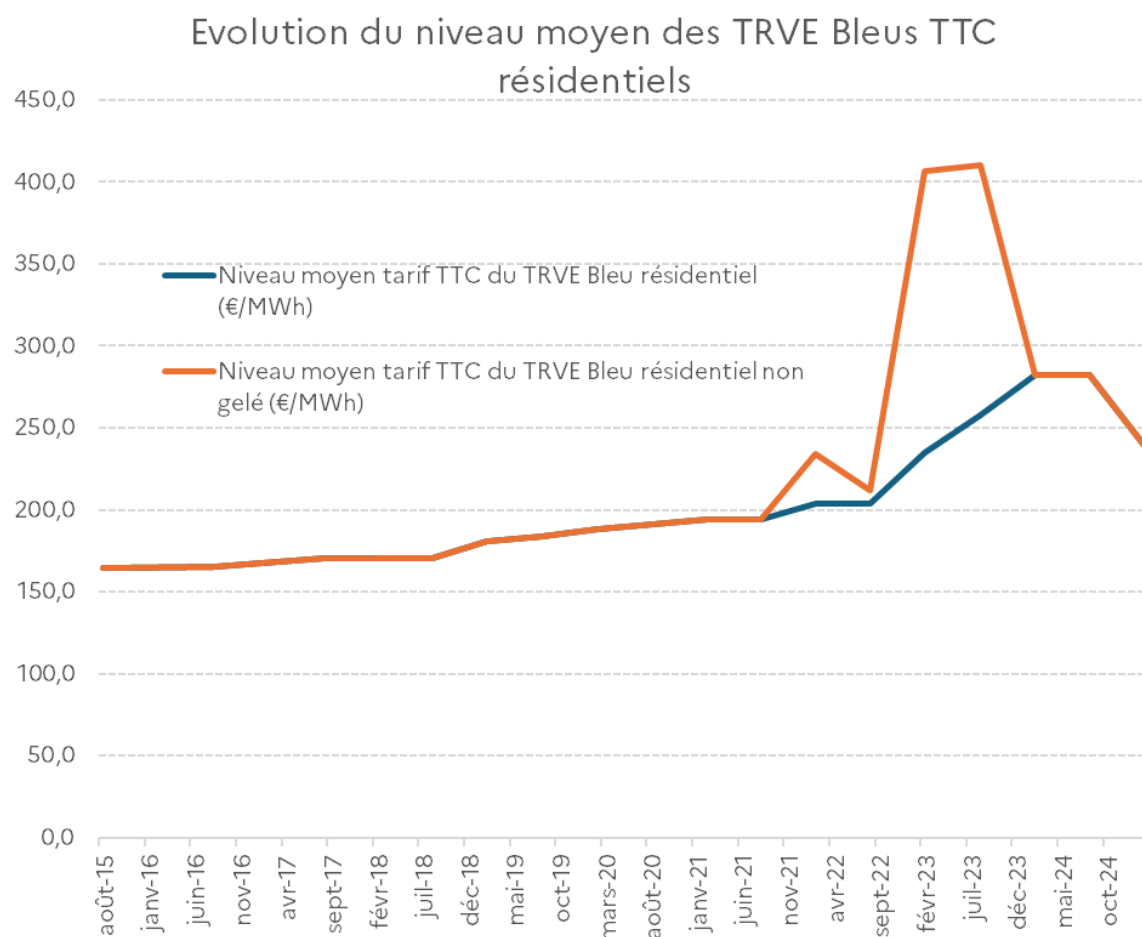
Le coût moyen unitaire par agent du tarif agent dépend des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz⁸³ hors TVA qui sont les références qui permettent de calculer le manque à gagner pour EDF.

⁸³ Les tarifs réglementés de gaz ont été supprimés en 2023 mais une référence de prix a été mis en place par la CRE et est utilisée pour calculer le manque à gagner.

Les boucliers tarifaires mis en place par le gouvernement a permis de limiter la hausse des factures d'électricité et de gaz. Toutefois, le périmètre de ces boucliers n'ayant pas été étendu au tarif agent, le poste dépend donc des TRV non gelés.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des TRVE TTC résidentiels non gelés qui expliquent une partie de la hausse du poste tarif agent en 2023 et une partie de sa baisse en 2024 et 2025.

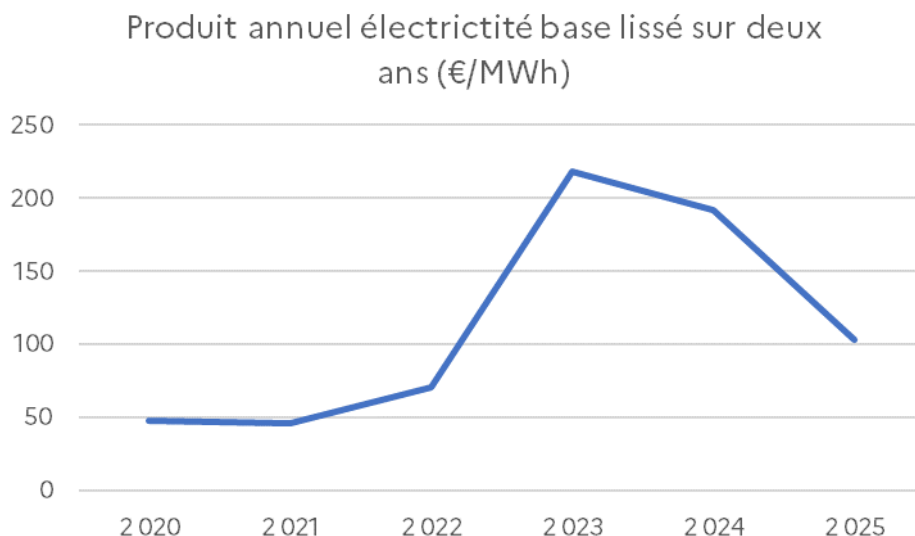
Figure 114 – Niveau du moyen du TRVE TTC. Source : CRE.



e

Cette hausse des TRVE s'explique notamment par la hausse du ruban d'énergie (produits calendaires Base et Peak lissés sur 24 mois). La variation du calendrier Base d'électricité lissé sur 24 mois est présentée dans le graphique ci-dessous :

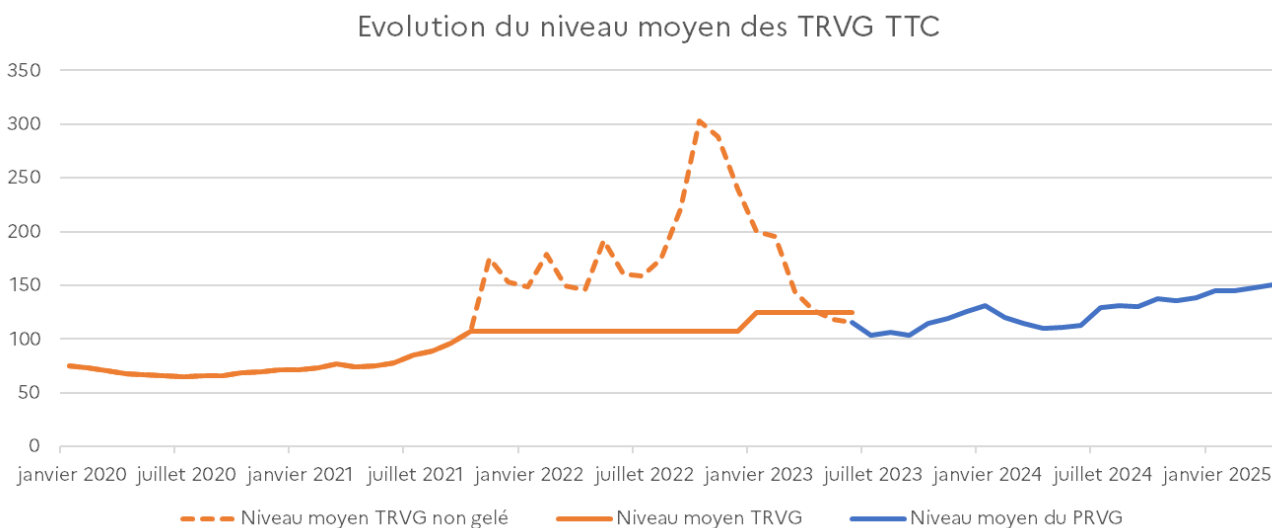
Figure 115 – Prix calendaire baseload électricité lissé sur deux ans. Source : EEX.



En 2023, une partie de la hausse des TRVE s'explique également par le complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écroulement de l'ARENH comme l'explique la CRE dans sa délibération du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

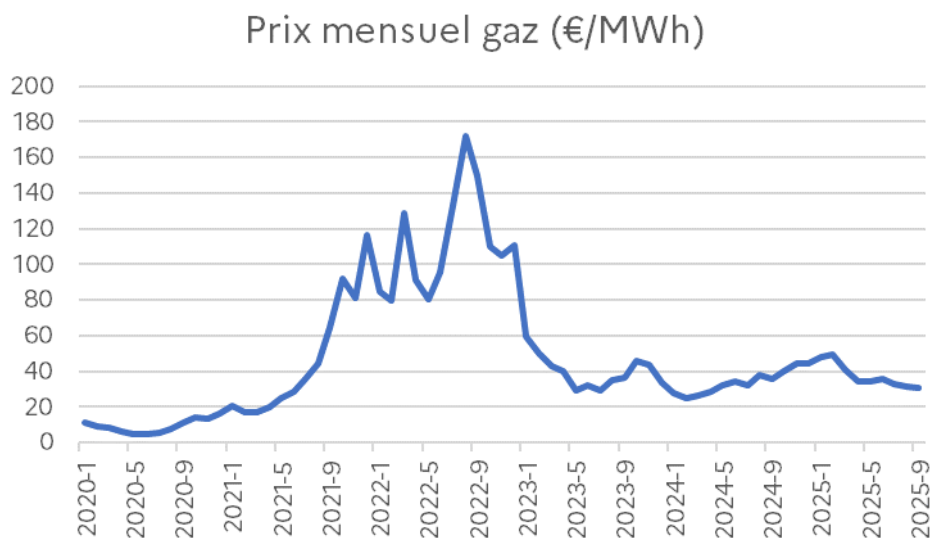
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des TRVG TTC non gelés qui expliquent la hausse du poste tarif agent en 2022 et une partie de la baisse en 2024.

Figure 116 – Evolution des TRVG TTC gelé, non gelé, et du PRVG. Source : CRE.



Cette hausse des TRVG s'explique notamment par la hausse de la part d'énergie (constituée à 80% du produit mensuel lissé sur un mois). La variation du mensuel de gaz lissé sur un mois est présentée dans le graphique ci-dessous :

Figure 117 – Prix mensuel gaz lissé sur un mois (M+1). Source : EEX.



La stabilisation des prix du gaz explique la stabilisation du PRVG à partir de juillet 2023.

Le coût unitaire moyen du tarif agent déclaré par EDF, par agent actif en euros courants est présenté à la figure suivante.

Figure 118 – Coût du tarif agent en € courants/agent actif et coût total (M€courant) entre 2024 et 2031. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

EDF prévoit une baisse du coût du tarif agent en 2025 en raison de la baisse des tarifs réglementés de l'énergie puis une relative stabilité. Pour l'électricité, la baisse du ruban d'énergie des TRVE est compensée par la fin de l'ARENH au 31 décembre 2025. Pour le gaz, le PRVG s'est stabilisé depuis juillet 2023.

Il est délicat d'estimer parfaitement le niveau du tarif agent dans le futur, car il existe toujours une forte incertitude sur les prix de l'énergie dans les années à venir (la crise de 2022 illustre cette volatilité) et la liquidité du marché décroît rapidement à partir de Y+3.

Toutefois, sur la base des cotations actuelles, la CRE a vérifié les estimations d'EDF, tant sur l'électricité que sur le gaz (voir figures ci-après).

Figure 119 – Prix calendaire baseload électricité FR lissé du 1^{er} janvier 2025 au 5 septembre 2025. Source : EEX.

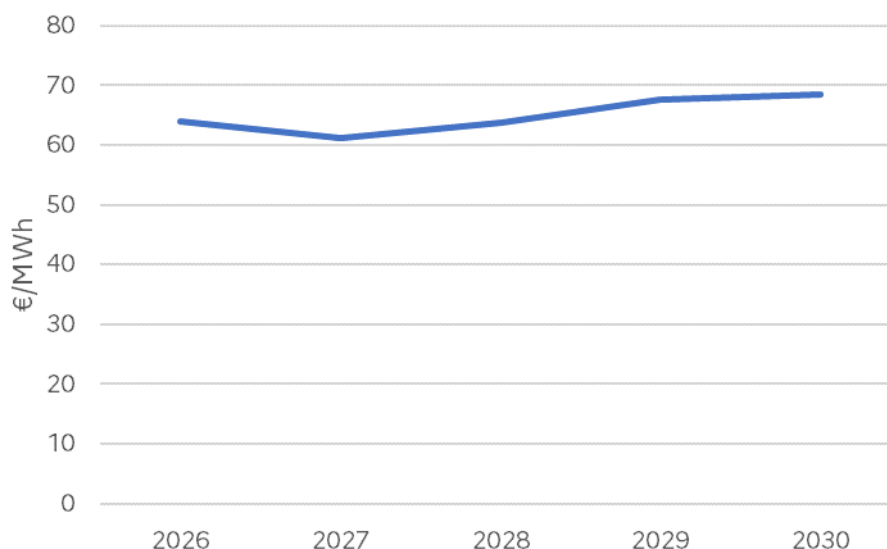
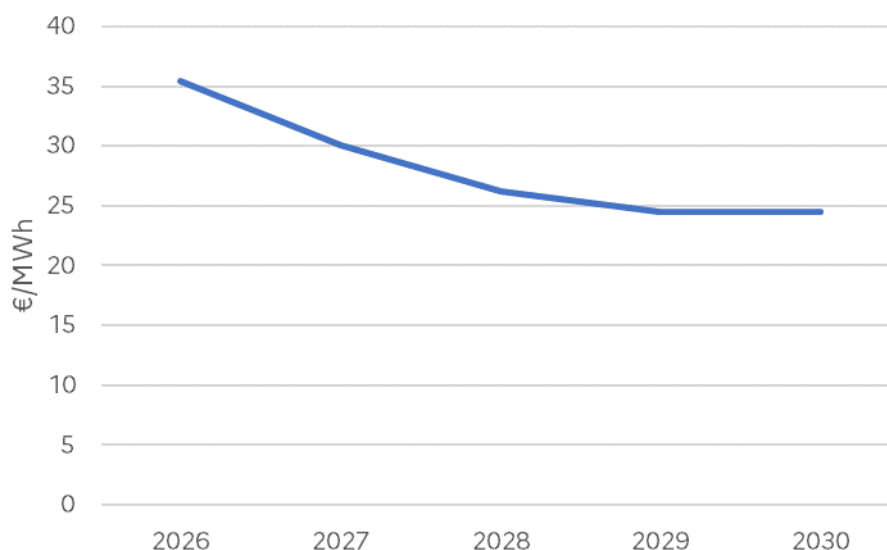


Figure 120 – Prix calendaire gaz TTF lissé du 1^{er} janvier 2025 au 5 septembre 2025. Source : EEX.



La CRE a recalculé une trajectoire de coût unitaire à partir des prix *forward* calendaires d'électricité et de gaz disponibles pour les années 2026 à 2028 et trouve des résultats proches de ceux d'EDF.

La CRE considère que la méthode utilisée par EDF est recevable et conserve la trajectoire d'EDF. De plus, la CRE a réintégré le tarif agent des 200 agents de l'Hydro affectés au nucléaire historique, suite à un oubli d'EDF, ce qui correspond à un ajustement à la hausse de 1,3 M€₂₆/an, soit inférieur à 0,01€₂₆/MWh sur les périodes étudiées.

7.6. Impôts et taxes

Les impôts et taxes représentent respectivement 4,8 €/MWh et 4,9 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

Ce poste intègre dans son périmètre l'ensemble des charges fiscales supportées par le parc nucléaire hormis l'impôt sur les sociétés (pris en compte à travers le coût moyen pondéré du capital détaillé en partie 8.2)

La trajectoire des impôts et taxes est présentée dans la figure suivante :

Figure 121 – Trajectoire des impôts et taxes pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€courant. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les CNPE sont assujettis aux impôts, taxes et contributions suivants :

- la taxe INB⁸⁴, due annuellement au titre de chaque CNPE ;
- la contribution IRSN⁸⁵, servant à financer l'instruction des dossiers de sûreté par cette autorité ;
- la CET⁸⁶, équivalent de l'ancienne taxe professionnelle ;
- la taxe IFR⁸⁷, qui vient compléter la CET pour les entreprises de réseaux ;
- la taxe VNF⁸⁸, ou taxe hydraulique, payée par les CNPE opérant des prises et rejets d'eau sur voies navigables ;
- la taxe foncière ;
- les autres impôts et taxes.

Toutefois, l'article 18 de la loi de finances pour 2025 a modifié le cadre législatif relatif à la fiscalité des INB. En effet, dans le contexte de fusion de l'ASN et de l'IRSN depuis le 1^{er} janvier 2025, la loi de finances a modifié le code d'impositions des biens et des services permettant l'intégration à partir du 1^{er} janvier 2026 de la contribution IRSN au sein de la taxe INB qui était initialement collectée par l'ASN. Par souci de simplicité par rapport au cadre encore en vigueur en 2025 et de la forme de la déclaration d'EDF, ces deux composantes sont toujours dissociées dans le présent rapport.

Le poids respectif des différents impôts et taxes payés par EDF sur les différentes périodes triennales pour le parc historique est donné dans la figure ci-dessous :

⁸⁴ Installation Nucléaire de Base

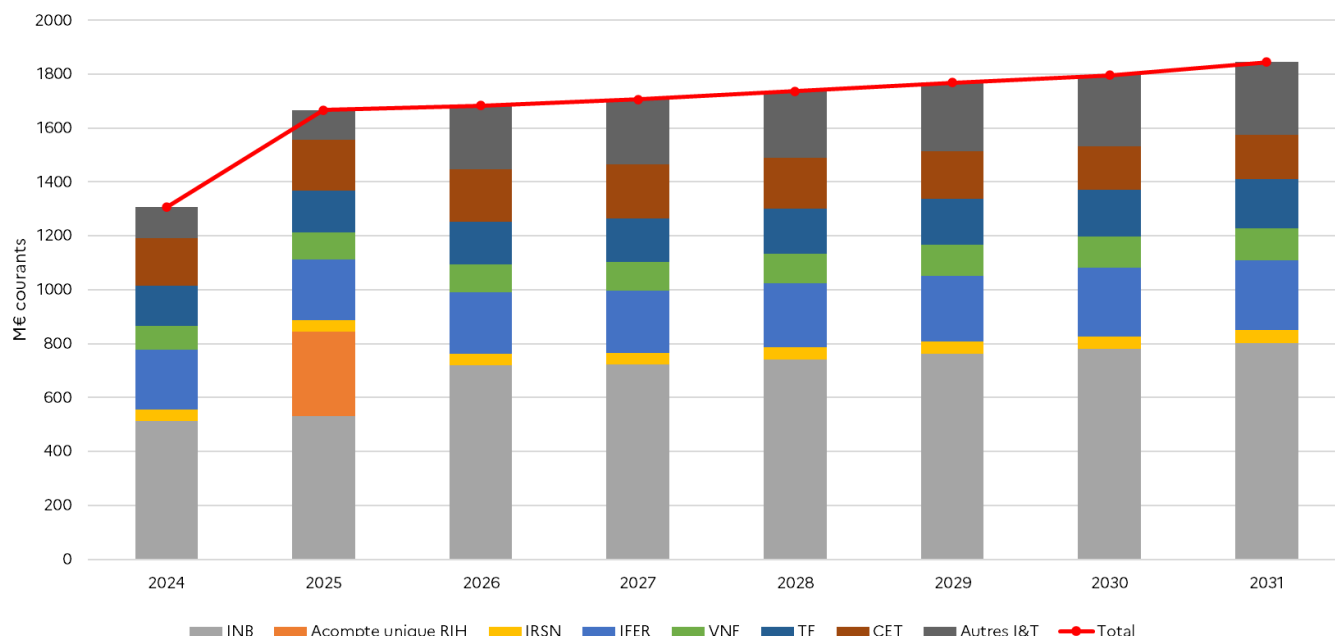
⁸⁵ Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire

⁸⁶ Contribution Economique Territoriale

⁸⁷ Imposition Forfaitaire pour les Entreprises de Réseaux

⁸⁸ Voies Navigables de France

Figure 122 – Répartition du poste Impôts et taxes des hypothèses d'EDF sur la période 2024-2031. Source : EDF, analyse CRE.



Au périmètre du parc historique, la modélisation des impôts et taxes prend comme hypothèse des trajectoires en euros courants pour chaque poste. Ces trajectoires sont déterminées à l'horizon 2027 par la DPN, puis sont extrapolées au-delà selon une croissance à l'inflation à laquelle s'ajoute une augmentation supplémentaire de + 1 % s'appliquant à tous les postes (voir graphique *supra*).

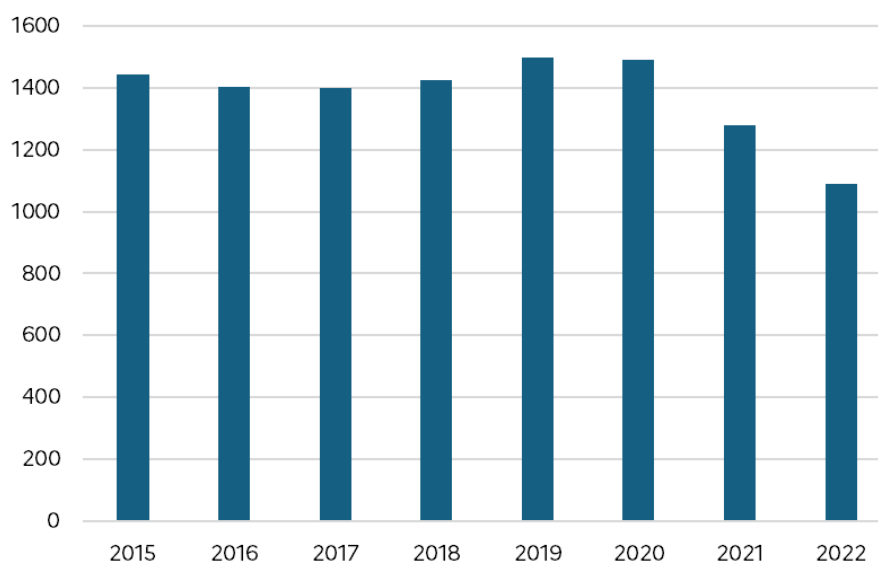
L'augmentation de ce poste pour l'année 2025 correspond à une hausse de la taxe INB dans le cadre de la loi de finances pour 2025 ainsi qu'à une contribution au réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) du CEA à hauteur d'environ 240 M€. Cette contribution se matérialise par le versement d'un acompte unique en 2025 introduit par l'arrêté du 8 septembre 2025⁸⁹ au titre de la taxe INB pour 2026. Ainsi, la vision présentée dans le graphique ci-dessus correspond aux coûts supportés par EDF lors de chaque année comptable, mais l'acompte unique correspond à une hausse de la fiscalité INB pour l'année 2026. Cette augmentation qui traduit la hausse permettant de réaliser un tel acompte est déterminée par l'article 1 de l'arrêté du 8 septembre.

Par ailleurs, l'article 2 de cet arrêté prévoit bien une baisse de cette la fiscalité relative à chaque réacteur et donc que ce poste reviendra à des niveaux correspondant à une trajectoire soumise à l'inflation à partir de 2027.

La Figure 123 ci-dessous présent les valeurs historiques du poste Impôts et Taxes.

⁸⁹ [Arrêté du 8 septembre 2025 relatif à la taxe sur les installations nucléaires de base relevant du secteur énergétique et assimilées et à la taxe sur les installations nucléaires de base concourant à la gestion des substances radioactives](#)

Figure 123 – Impôts et taxes historiques du parc nucléaire historique (M€ courants). Source : EDF, analyse CRE.



La baisse observée depuis 2021 s'explique par :

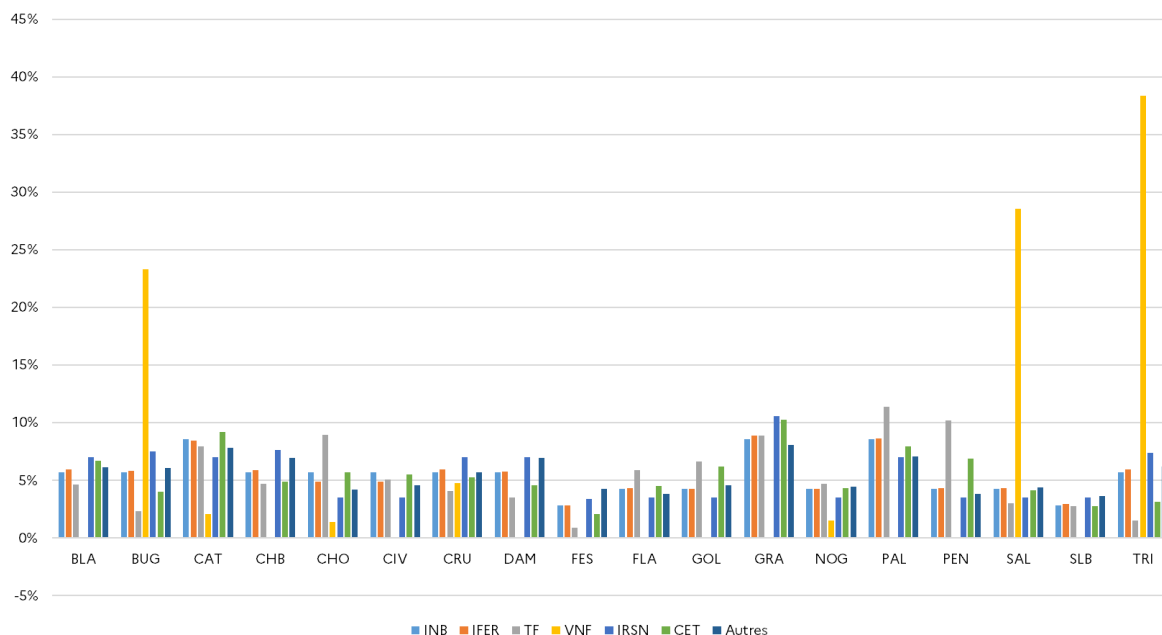
- la réduction des impôts de production (taxe foncière et CET) instaurée par la loi de finances 2021 à compter de l'année 2021 (avec un impact d'environ – 240 M€ sur la seule année 2021) ;
- la forte réduction en 2022 du fait d'une valeur ajoutée négative sur cet exercice conduisant à un montant nul de CET.

Si le réalisé sur la période 2015-2020 (avant la loi de finances 2021 et l'exercice négatif sur 2022) a varié d'une année à l'autre de façon importante, son taux de croissance moyen en euros courants sur la période est de + 3,2 %.

Cela justifie l'hypothèse normative d'évolution ultérieure des trajectoires proposées par EDF basée sur l'inflation + 1%.

Les coûts annuels définis à la maille du parc historique pour chaque poste sont ensuite affectés aux différents CNPE par des clés de répartition par site. Ces dernières sont définies pour chaque impôt ou taxe, et sont calculées sur les données historiques. Leurs valeurs, assez hétérogènes entre les différents CNPE, sont données en Figure 124.

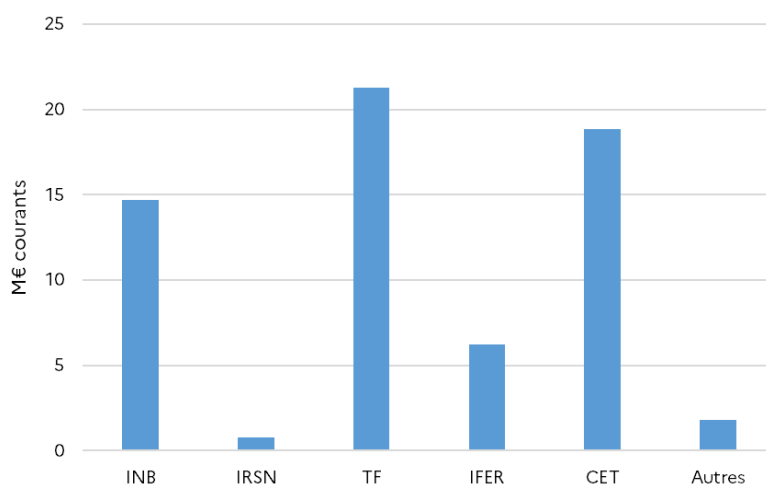
Figure 124 – Clés de répartition impôts et taxes par CNPE. Source : EDF, analyse CRE.



Les coûts annuels par CNPE et par poste sont alors répartis uniformément sur les différentes tranches du site en activité, en rapportant ce coût au nombre de tranches du site (en activité ou arrêtées définitivement).

Dans le cas de l'EPR de Flamanville, un montant annuel est défini pour chacun des postes d'impôts et taxes, et évolue ensuite à l'inflation +1%, à l'instar du parc historique. Ces montants sont donnés en M€ courants en Figure 125 ; ils sont sensiblement équivalents à ceux d'une tranche N4 pour l'INB et l'IRSN.

Figure 125 – Montants des impôts et taxes pour Flamanville 3 en 2026 (M€ courants). Source : EDF, analyse CRE.



La taxe foncière de FLA3 est en revanche significativement plus élevée que pour celle des autres tranches de Flamanville. Ces niveaux s'expliquent par le montant particulièrement important de la valeur brute comptable des coûts de génie civil de cette tranche qui sont soumis à imposition.

La CRE considère recevable la trajectoire du post Impôts et Taxes dans la mesure où les hypothèses normatives de trajectoire proposées par EDF sont cohérentes avec la croissance historique des valeurs constatées sur ce poste.

7.7. Autres produits et charges opérationnels (APCO)

Les autres produits et charges opérationnels (APCO) représentent respectivement 0,5 €/MWh et 0,5 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

Ce poste intègre à son périmètre les autres produits et charges opérationnels⁹⁰ des différentes entités d'EDF (DPN, DTEAM, DCN et DISC), dont le poids respectif sur la période 2026-2031 est donné en Figure 127.

La trajectoire des APCO est présentée dans la figure suivante :

Figure 126 – Trajectoire des APCO pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€_{courant}.

Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

La trajectoire réalisée des APCO a historiquement été constante en M€ courant jusqu'à la crise sur les marchés de l'électricité.

En effet, les APCO de la DPN intègrent le coût de la convention CNR⁹¹. Cette dernière impose à EDF d'indemniser la CNR de son manque à gagner pour la production non optimisée sur le Rhône du fait des besoins en eau de la production nucléaire d'EDF. Une prime rémunère la CNR pour mettre en permanence à disposition d'EDF un certain débit prévisionnel en amont des centrales de Bugey, de Tricastin et de Saint-Alban en estimant l'impact financier de l'impossibilité pour la CNR d'optimiser pleinement sa production d'énergie de ce fait.

Le niveau très élevé des prix de marché a notamment provoqué une augmentation importante sur 2022 et 2023 de l'indemnisation du manque à gagner de la CNR du fait de prix de marché élevés sur cette période.

Par ailleurs sur l'année 2023, les APCO de la DCN ont provoqué une baisse importante de ce poste par rapport à la période historique correspondant notamment à une reprise nette de provision de 854 M€ lié au reclassement en provision GCU de la provision pour autres risques et charges comptabilisée fin 2022 au titre de la renégociation du contrat ATR.

Pour la modélisation des années ultérieures, EDF a repris dans ses hypothèses une trajectoire similaire à l'historique qui est modélisée comme décrit ci-dessous.

Figure 127 – Décomposition de la prévision du poste APCO (M€ courants). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Pour l'ensemble du parc historique, les trajectoires d'APCO de chaque entité d'EDF sont définies à l'horizon 2027 par le PMT, puis extrapolées à l'inflation après 2027. Celles de la DTEAM, de la DCN et de la DISC sont définies à l'horizon 2038, puis extrapolées à l'inflation.

⁹⁰ C'est-à-dire les OPEX ne relevant pas des autres postes identifiés dans ce chapitre.

⁹¹ Compagnie Nationale du Rhône

Pour le parc historique, ces coûts sont ensuite répartis uniformément sur l'ensemble des tranches du parc en activité par une quote-part de 1/56.

Les APCO DCN correspondent à l'étalement jusqu'en 2040 de la partie de la soulte Areva payée en 2008 au titre de la quote-part d'EDF dans le démantèlement de l'usine de la Hague. L'étalement de ce coût passé étant constaté comptablement dans les coûts d'EDF, il est intégré au coût de production. Par ailleurs, EDF a transmis à la CRE les montants des reprises de charges constatées d'avance liées à la reprise et au conditionnement des déchets nucléaires permettant d'apprécier la trajectoire des APCO DCN représentant la majeure partie de ce poste.

Les APCO de la DPN intègrent le coût de la convention CNR⁹². Cette dernière impose à EDF d'indemniser la CNR de son manque à gagner pour la production non optimisée sur le Rhône du fait des besoins en eau de la production nucléaire d'EDF. Une prime rémunère la CNR pour mettre en permanence à disposition d'EDF un certain débit prévisionnel en amont des centrales de Bugey, de Tricastin et de Saint-Alban en estimant l'impact financier de l'impossibilité pour la CNR d'optimiser pleinement sa production d'énergie de ce fait.

La méthodologie retenue pour déterminer le montant du manque à gagner pour la CNR se base sur une valorisation au différentiel des prix spots à la pointe en semaine et les prix spots du week-end, sur une période de référence de janvier à mars et de septembre à décembre. Avant la crise, cette prime était de l'ordre de 5 M€, puis a largement augmenté avec l'augmentation des prix de l'électricité pendant la crise. Depuis la baisse observée des prix de gros sur les marchés de l'électricité, le montant de cette prime est revenu à un niveau historiquement constaté de l'ordre de 5,1 M€ pour 2026 dans le PMT.

La CRE considère que les éléments transmis par EDF s'agissant des APCO de la DCN, notamment portés par l'augmentation de la soulte Areva sur la période 2026-2031 permettent de justifier la trajectoire retenue.

7.8. Recettes externes et contrats RTE

Le poste recettes externes et contrats RTE regroupe les revenus et coûts du parc nucléaire issus des postes suivants :

- les contrats RTE ;
- les recettes externes DPN ;
- les recettes externes Autres directions.

Comme détaillé au paragraphe 5.4.1, la CRE ne prend pas en compte la diminution des coûts liés aux recettes système dans les coûts déclarés par EDF en cohérence avec la loi. EDF a intégré cet ajustement, de l'ordre de + 0,4 €/MWh sur la période 2026-2028 et de + 0,4 €/MWh sur la période 2029-2031, à sa déclaration finale présentée en partie 5.1.

Le poste lié aux recettes externes et aux contrats RTE s'élève respectivement à 0,2 €/MWh et 0,2 €/MWh pour les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

La trajectoire de ce poste est présentée dans la figure suivante :

Figure 128 - Trajectoire du poste de recettes externes et contrats RTE pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€_{courant}. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

7.8.1. Contrats RTE

Ce poste comprend les coûts des contrats avec RTE, c'est à dire la somme des postes suivants :

⁹² Compagnie Nationale du Rhône

- recettes issues des services système (et retirées dans le cadre de la présente évaluation) ;
- les coûts d'injection d'électricité dans le réseau de transport ;
- les frais de souscription au réseau.

Pour construire les chroniques de coûts, la trajectoire prévisionnelle prend comme point de départ la donnée de 2025, qui évolue ensuite à l'inflation. Le point de départ de 2025 est de [confidentiel] M€₂₆ par tranche, y compris pour Fla 3, soit un montant total de [confidentiel] M€₂₆.

Ce montant est déterminé sur la base des 3 composantes précitées :

- les recettes issues des services systèmes qui font l'objet d'un retraitement ad hoc détaillé en partie 5.2.1. ;
- les coûts d'injection d'électricité dans le réseau de transport d'environ [confidentiel] M€ pour l'ensemble du parc historique. Au regard du niveau des niveaux constatés du TURPE HTB concernant la composante d'injection, la CRE estime que le montant retenu dans les hypothèses d'EDF correspond à l'application de la composante du TURPE 7 au productible retenu par EDF. Le passage du TURPE 6 au TURPE 7, pris en compte dans la déclaration d'EDF comme précisé en partie 5.4.5, justifie le niveau d'augmentation observée à partir de 2025. En effet, la composante d'injection était fixée à 0,23 €/MWh pour le TURPE 6 et 0,37 €/MWh pour le TURPE 7 ;
- Les frais de souscription au réseau.

Au regard de ces éléments, la CRE considère que la déclaration d'EDF concernant le contrat RTE est recevable.

7.8.2. Recettes externes

Le périmètre du CA externe inclut deux postes (DPN et Autres Directions) et comprend les revenus autres des CNPE, principalement constitués des loyers facturés aux agents logés. Les trajectoires de recettes sont fixées jusqu'à 2027 par le PMT et évoluent à l'inflation au-delà pour le parc historique et pour Fla 3. Pour le parc historique, les recettes de ces entités sont ensuite réparties sur les différents CNPE grâce à une clé de répartition par tranche.

Les montants retenus par EDF pour l'ensemble des recettes externes dans le PMT sont très proches des valeurs historiques (ce poste est comptabilisé négativement étant donné que ce sont des gains pour EDF) :

Figure 129 – Historique et projection des recettes externes d'EDF sur la période 2020 – 2031 (M€ courants). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Par ailleurs, la répartition des différents CA externes est présentée dans la figure ci-dessous.

Figure 130 - Poids moyen des différents postes de recettes sur la période 2026-2031. Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Les valeurs issues du PMT étant déterminées sur la base des valeurs historiquement observées, la CRE considère que la déclaration d'EDF concernant le CA externe d'EDF est recevable.

7.9. Production stockée et immobilisée (PSI)

La PSI représente l'immobilisation (c'est-à-dire : la capexisation) par EDF d'une partie de ses coûts d'exploitation supplémentaires de main-d'œuvre dus aux arrêts de tranches, ainsi que la main-d'œuvre immobilisée de l'ingénierie nucléaire sur les projets Grand Carénage. L'intégration de ces coûts aux

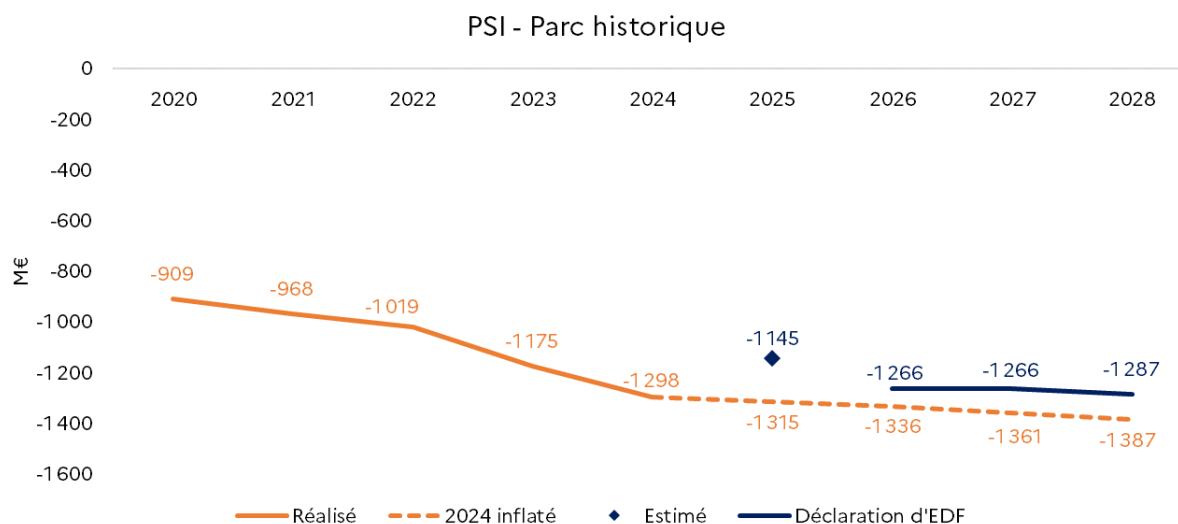
CAPEX vient en déduction de leur comptabilisation dans les OPEX au titre des autres postes (achats ou charges de personnel).

Ce poste est donc négatif et représente respectivement - 3,5 €/MWh et - 3,6 €/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

La trajectoire de la PSI est présentée dans la figure suivante :

Figure 131 – Trajectoire de la PSI pour le parc historique entre 2020 et 2031 en M€_{courant}.

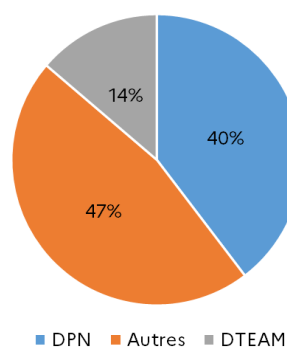
Source : EDF, analyse CRE.



Le périmètre de la PSI intègre les postes suivants :

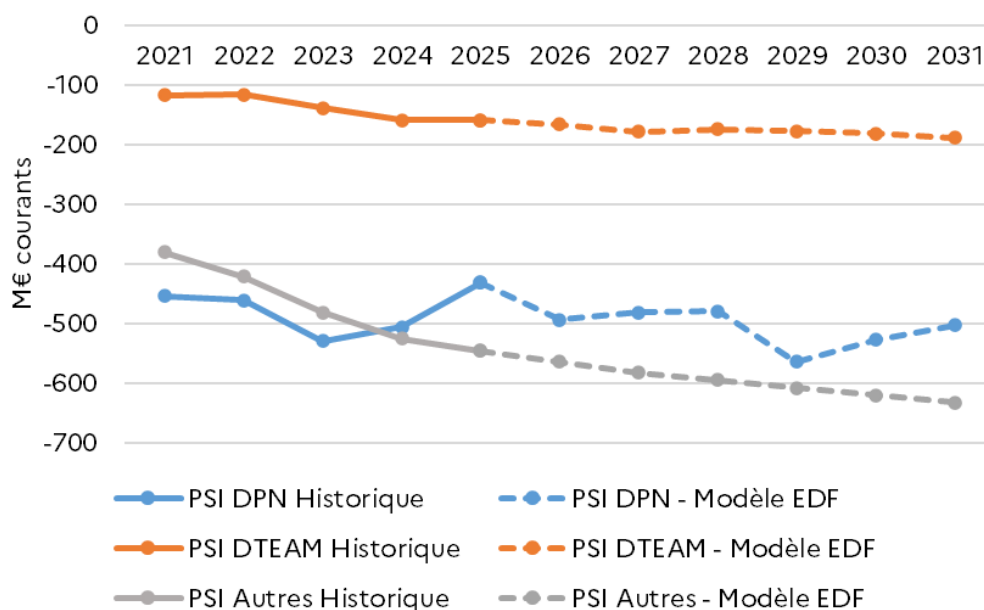
- la PSI de la DPN liée aux arrêts de tranches nucléaires (AT) ;
- la PSI de la DTEAM liée aux immobilisations lors des arrêts de tranches nucléaires ;
- la trajectoire PSI de la DTEAM liée aux projets nucléaires ;
- la PSI de l'ingénierie d'EDF (ex-DIN) et des autres entités.

Figure 132 - Poids de la PSI de chaque entité. Source : EDF, analyse CRE.



La Figure 133 compare la PSI réalisée sur la période 2020-2024 par rapport aux provisions d'EDF sur les prochaines périodes triennales.

Figure 133 – Comparaison entre la PSI réalisée sur la période 2020-2024 et les hypothèses de projection retenues par EDF. Source : EDF, analyse CRE.



7.9.1. OPEX Capexisées

La norme comptable internationale IAS 16, point 14, relative aux immobilisations corporelles permet à EDF de comptabiliser en CAPEX certaines opérations des grandes visites. Cette norme prévoit notamment que, lorsque la poursuite de l'exploitation d'une immobilisation corporelle est soumise à la condition de la réalisation régulière d'inspections majeures destinées à identifier d'éventuelles défaillances, avec ou sans remplacement de pièces, le coût de l'inspection majeure constitue un composant de l'immobilisation corporelle principale.

Ainsi, les charges d'exploitation présentée dans cette partie font aujourd'hui l'objet d'une capexisation dans la partie 8.3.4.

La partie de la PSI relative à la DPN est explicitement identifiée par EDF dans la partie CAPEX et coïncident exactement avec les valeurs constatées. Par ailleurs, les CAPEX issus de la PSI « autres », se retrouvent sur tous les projets sur lesquels l'ingénierie a imputé les heures d'études. Ils sont donc pour l'essentiel inclus dans les CAPEX des projets Grand carénage.

Il est à noter que l'ensemble de la PSI du modèle tel que présenté dans cette partie reboucle avec le total de la PSI du PMT et du PMLT (seuls certains écarts négligeables demeurent et correspondent seulement à des valeurs arrêtées à différentes périodes de l'année).

7.9.2. PSI DPN AT

Le poste PSI DPN AT couvre la capexisation d'une partie de la main-d'œuvre DPN mobilisée lors des arrêts de tranches (PI MO) et d'une partie des pièces de rechange de catégorie 3 relatives aux arrêts de tranches⁹³.

L'année précédant l'arrêt, des travaux sont réalisés en anticipation des travaux de préparation (PI MO AT préparation). L'année de l'arrêt, le solde des travaux est réalisé (PI MO AT réalisation). La PSI intègre

⁹³ Les pièces de rechanges relèvent davantage d'OPEX capexisées mais ont été intégrées dans la PSI à des fins de simplification de la modélisation.

également les PdR Cat3. Les montants de PSI incluent toute la main-d'œuvre immobilisée (y compris les épreuves hydrauliques).

Pour chaque palier et type d'arrêt, un montant normatif des coûts de PSI (PI MO AT préparation, PI MO AT réalisation, PdR Cat3) est estimé en €_{24} sur la base de données historiques. Ces coûts par arrêt évoluent selon la même indexation que les charges de personnel (SNB+GVT) pour la production immobilisée de main-d'œuvre, et à l'inflation pour les pièces de rechange.

Pour une tranche donnée, les montants de PSI DPN sont par conséquent déterminés en croisant le calendrier d'arrêts avec les coûts de PSI propres à chacun des arrêts.

Figure 134 – PSI de la DPN : PI MO AT réalisation par type d'arrêt (M€_{24}). Source : EDF, analyse CRE.

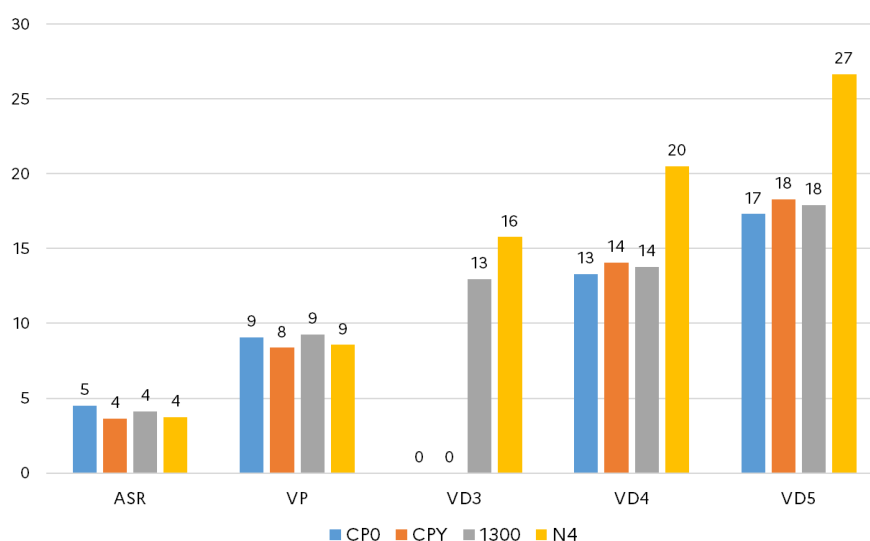


Figure 135 – PSI de la DPN : PI MO AT préparation par type d'arrêt (M€_{24}). Source : EDF, analyse CRE.

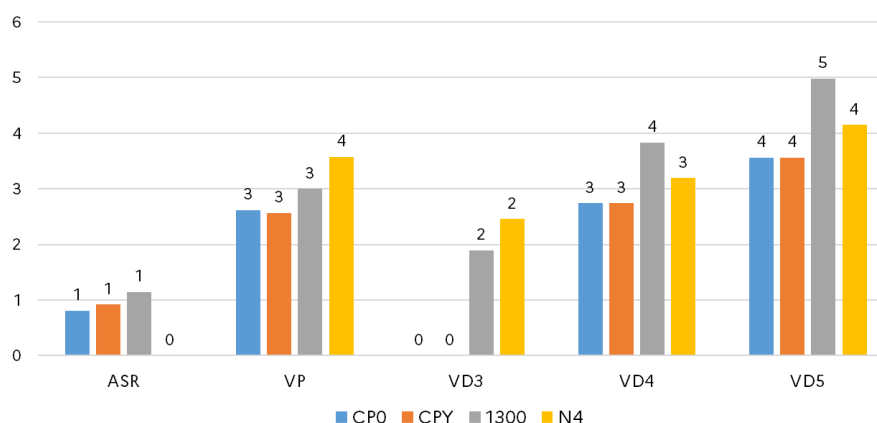
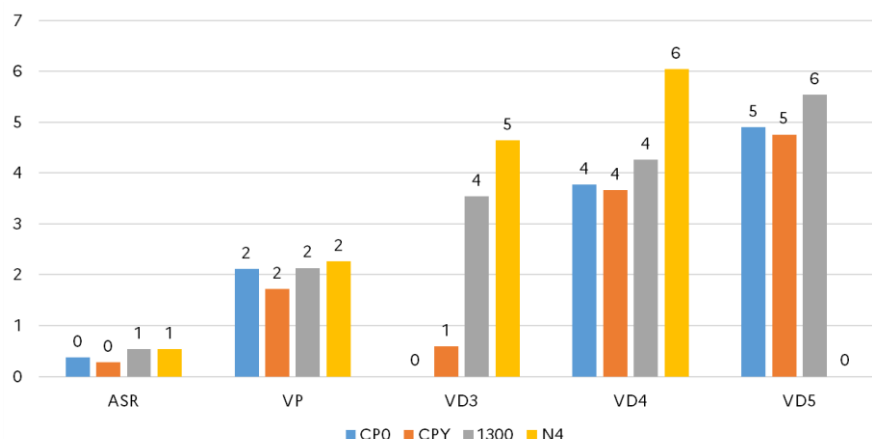


Figure 136 – PSI de la DNP : PdR cat.3 AT par type d'arrêt (M€₂₄). Source : EDF, analyse CRE.



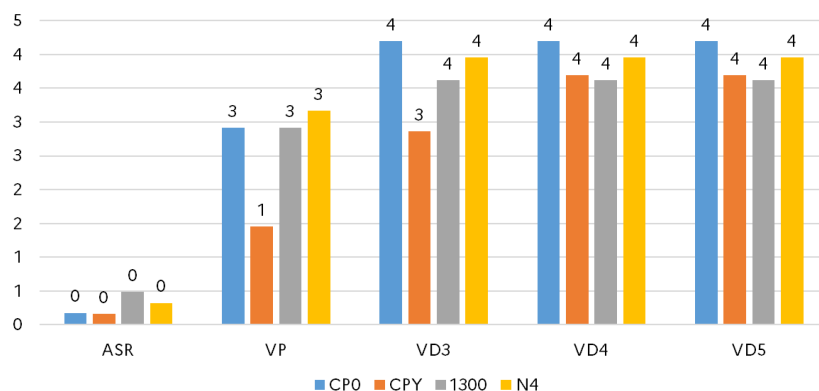
7.9.3. PSI de DTEAM

7.9.3.1. Coûts d'achats et de main-d'œuvre immobilisés par la DTEAM

Le poste PSI DTEAM « arrêt de tranche » représente les coûts d'achats et de main-d'œuvre immobilisés par la DTEAM lors de chaque arrêt. Pour chaque palier et type d'arrêt, un montant normatif de coûts immobilisés par la DTEAM, est fixé par EDF, calibré à partir de coûts historiques.

Ce poste de coût concernant Flamanville 3 est modélisé comme étant identique à une tranche du palier N4.

Figure 137 – OPEX Achats et Main-d'œuvre immobilisées lors des AT par la DTEAM (M€₂₄). Source : EDF, analyse CRE.



7.9.3.2. PSI DTEAM Projets

Ce poste intègre, autant pour le parc historique que pour Fla 3, la trajectoire de charges d'exploitation de la DTEAM relatives à des projets Grand Carénage et pouvant être comptabilisés en CAPEX. Une chronique de coûts est définie à l'horizon 2028 par le PMT de la DTEAM, et est ensuite affectée uniformément par une quote-part de 1/56e à la PSI des différentes tranches du parc historique. Au-delà de 2028, ces montants évoluent à l'inflation.

7.9.4. PSI Ingénierie et autres entités

Ce poste intègre, autant pour le parc historique que pour Flamanville 3, la PSI de l'ingénierie d'EDF (DIPDE, DIPNN, CIDEN, DP2D) ainsi que celle des autres entités (DCN, DPIT, MC). Les PMT de ces entités fournissent une trajectoire à l'horizon 2027, extrapolée au-delà par une évolution à l'inflation.

La CRE considère donc que les trajectoires présentées par EDF sont cohérentes dans la mesure où les valeurs de PSI retenues sont basées sur la réalisation des OPEX historiques et a vérifié la cohérence entre les valeurs retenues dans la PSI avec les valeurs présentes dans les CAPEX.

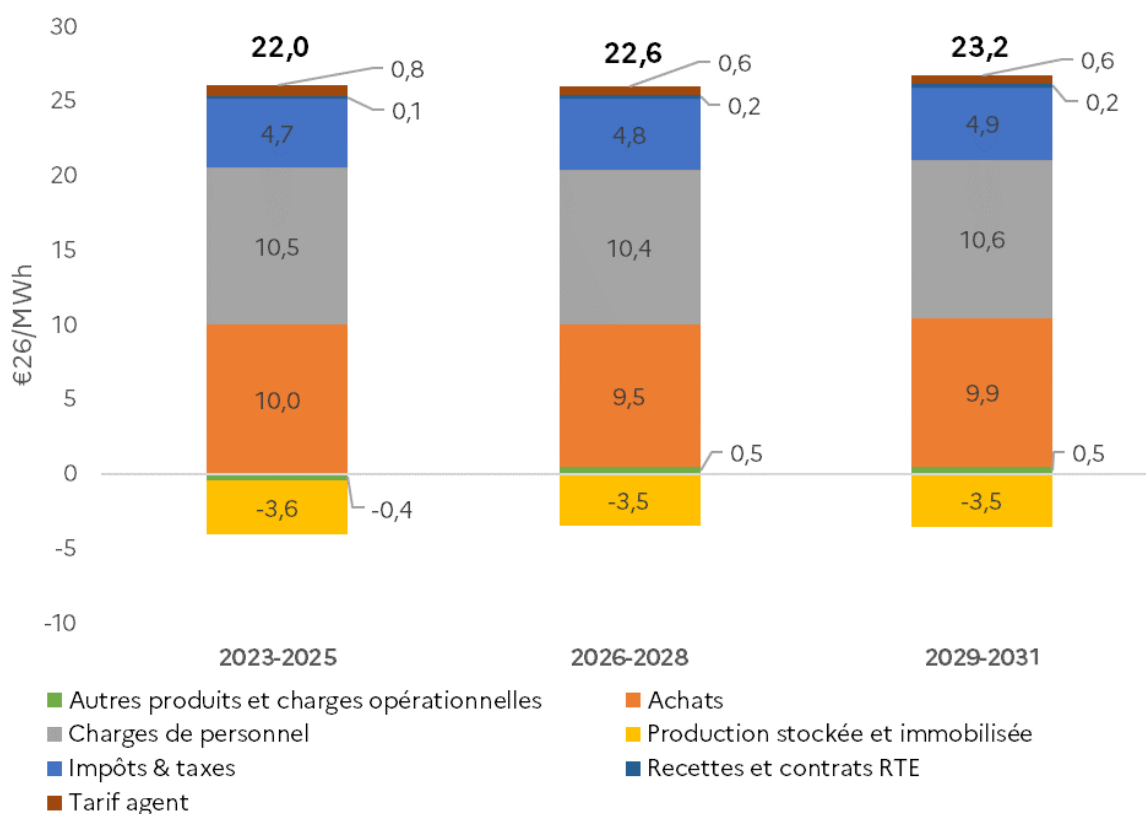
7.10. Synthèse des OPEX hors combustible

Dans le cadre de cet exercice, EDF a communiqué une trajectoire d'OPEX hors combustible représentant un niveau moyen annuel de 8,17 Md €26 sur la période 2026-2028 et 8,34 Md €26 sur la période 2029-2031. Cette trajectoire correspond à un niveau moyen de charges hors combustible de 22,6 €26/MWh sur la période 2026-2028 et 23,3 €26/MWh sur la période 2029-2031.

La CRE retient uniquement le retraitement positif concernant le tarif agent des agents de la direction Hydro affectés dans la direction nucléaire (1,3 M€26 par an, soit un impact en dessous de 0,01€26/MWh sur les périodes triennales).

Ainsi, la CRE retient un niveau des charges hors combustible de 22,6 €26/MWh sur la période 2026-2028 et 23,3 €26/MWh sur la période 2029-2031.

Figure 138 – Charges hors combustible sur les périodes triennales (€26/MWh). Source : EDF, analyse CRE.



8. Charges comptables d'investissement et rémunération du capital

L'article R. 336-8 du code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 dispose :

« Les charges d'investissement prévisionnelles comprennent, au titre de la période d'évaluation considérée :

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

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

« Le montant des capitaux de la base d'actifs est amorti sur l'hypothèse de durée de fonctionnement 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 couru par l'opérateur au regard des spécificités du cadre législatif et réglementaire français et de l'organisation du marché de l'électricité français. »

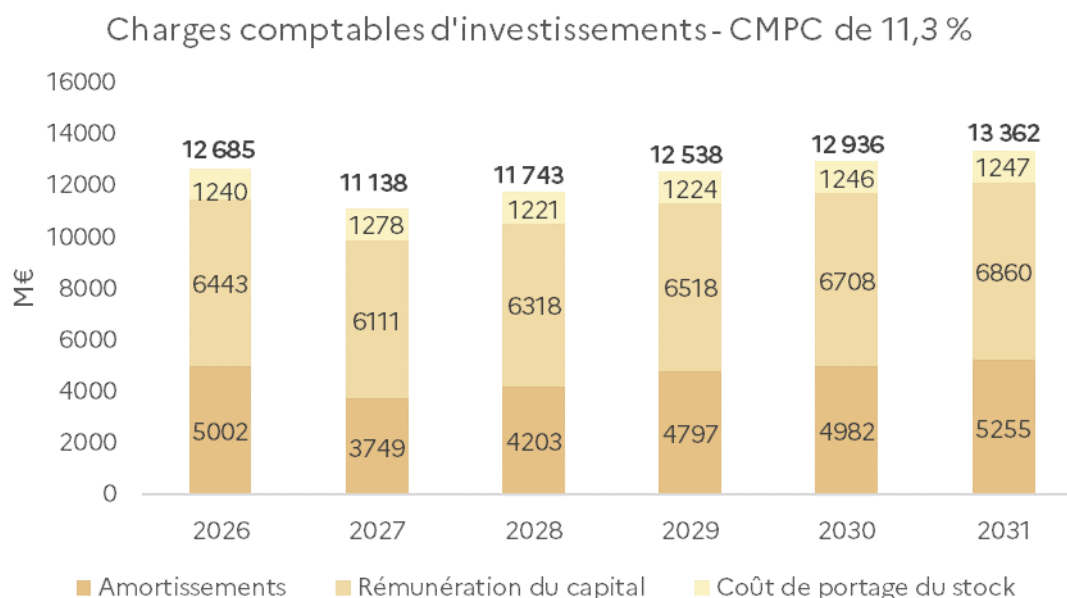
8.1. Présentation de la déclaration d'EDF

Conformément à l'article R. 336-8 du code de l'énergie, les charges d'investissement sont prises en compte à travers la rémunération de la valeur nette comptable (VNC) qui comprend les immobilisations en cours (IEC) et la couverture des amortissements des actifs immobilisés. Les charges d'investissement comprennent également le coût de portage financier du stock de combustible et de pièces de rechange.

Dans la déclaration d'EDF après application de la loi (cf. partie 5.5), la VNC et la valeur des stocks sont rémunérés à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal avant IS de 11,3 %. Les charges d'investissements représentent 50 % de la déclaration finale d'EDF sur la période 2026-2028.

La trajectoire des charges comptables d'investissements déclarée par EDF de 2026 à 2031 est présentée à la figure suivante :

Figure 139 – Chronique des charges d'investissement déclaré par EDF du parc historique (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



Les charges d'investissement représentent, dans les coûts déclarés par EDF, 32,2 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 33,5 €/MWh sur la période 2029-2031.

8.2. Coût du capital

8.2.1. Présentation

Le coût du capital d'un actif est le coût d'opportunité pour un investisseur de détenir l'actif considéré, plutôt qu'un actif financier coté sur un marché possédant les mêmes caractéristiques de risque.

Le coût du capital correspond au résultat d'exploitation de l'activité, tel qu'il est attendu par les investisseurs.

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) se détermine à partir du coût de la dette et du coût des fonds propres, pondérés par la proportion de chacune de ces deux sources de financement dans le passif.

Le taux qui permet de pondérer la somme du coût de la dette et du coût des fonds propres correspond au taux d'endettement. Ainsi, un taux d'endettement de 60% signifie que le passif est constitué à 60% de dette financière et de 40% de fonds propres.

Le coût de la dette et le coût des fonds propres peuvent être chacun décomposés en deux coûts fondamentaux :

- un coût du temps, qui correspond à l'écart de valorisation entre un flux de trésorerie immédiat et un flux de trésorerie futur de même montant ;
- un coût du risque, qui correspond à l'écart de valorisation entre un flux de trésorerie certain et un flux de trésorerie incertain de même espérance.

Le coût du temps est évalué en fonction du rendement d'un actif sans risque, tel que les OAT (Obligations assimilables du Trésor). Pour un actif particulier, le coût du temps correspond à celui d'une OAT ayant la même duration.

Le coût du risque est mesuré par l'écart de rendement entre l'actif sans risque et les actifs présentant un risque, évalués à travers un indice comme le CAC 40. Pour un actif particulier, ce coût est proportionnel à la sensibilité de son prix de marché par rapport aux variations de prix de l'indice.

8.2.2. Méthode de calcul retenue

La méthode retenue par la CRE pour calculer le coût du capital du nucléaire historique repose sur deux modèles :

- le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), qui permet l'évaluation de la rentabilité qu'attendent les investisseurs au regard de la durée et du risque de l'actif ;
- le modèle de Modigliani-Miller, qui permet de déterminer le coût des fonds propres et de la dette en fonction de la structure financière du passif.

Ces deux modèles autorisent l'évaluation du coût du capital au travers d'une équation générale :

$$CMPC = K_D \times L + K_{FP} \times (1-L) = K_D \times L + [TSR + \beta \times (1 + L / (1 - L) \times (1 - IS)) \times PRM] / (1 - IS) \times (1 - L)$$

Avec :

- $CMPC$: coût moyen pondéré du capital avant impôt sur les sociétés
- K_D : coût de la dette
- L : levier (taux d'endettement)
- K_{FP} : coût des fonds propres
- TSR : taux sans risque
- β : bêta de l'actif, ou sensibilité de la valeur d'un actif à la valeur du marché dans son ensemble
- IS : taux d'impôt sur les sociétés
- PRM : prime de risque du marché des actions

8.2.3. Déclaration d'EDF

EDF a soumis une déclaration initiale de CMPC le 31 mars 2025. Après échanges avec la CRE, EDF a fait parvenir des éléments complémentaires le 25 juillet 2025. La méthode proposée par EDF s'appuie sur les mêmes modèles (MEDAF et Modigliani-Miller), mais utilise des valeurs différentes pour les paramètres.

8.2.4. Approche paramètre par paramètre

8.2.4.1. Taux sans risque

Le taux sans risque (TSR) correspond au coût du décalage dans le temps des flux de trésorerie, en l'absence de tout risque.

Déclaration d'EDF

EDF a initialement déclaré un taux sans risque de 3,6% :

« Compte tenu de la normalisation des taux d'intérêt à l'œuvre depuis 2022, en conséquence de différents facteurs dont un environnement inflationniste plus fort, un changement de politique des banques centrales, une situation de la dette publique française dégradée et un contexte international plus risqué, une estimation du taux sans risque basée sur une moyenne courte (un an) paraît plus représentative des taux futurs qu'une moyenne longue (environ 15 ans) comme par le passé. Ainsi, le taux sans risque est estimé sur la base de l'OAT France de maturité trente ans moyenné sur 12 mois, soit 3,6% (moyenne du 01/03/2024 au 28/02/2025). »

EDF a par la suite ajusté sa déclaration de taux sans risque à 3,52%, représentatif de la moyenne 1 an des OAT à 25 ans en juillet 2025.

Analyse de la CRE

Le taux sans risque est généralement estimé à partir du rendement des obligations souveraines émises par des États et entités publiques considérés comme peu risqués, tels que les États-Unis ou l'Allemagne. En France, les régulateurs utilisent le rendement à l'échéance des Obligations Assimilables du Trésor (OAT) ou un indice dérivé, comme le Taux à Échéance Constante (TEC), pour évaluer le taux sans risque. Les deux principaux facteurs influençant le niveau du taux sans risque sont la maturité des OAT prises en compte et la période d'observation.

La CRE estime le taux sans risque à un horizon de temps cohérent avec les durées de vie des actifs et la maturité de la dette qui les financent. Elle retient ainsi le rendement à l'échéance des OAT de maturités longues. Elle veille également, par cohérence avec la valeur comptable de l'assiette d'actifs à laquelle il s'applique et pour éviter les à-coups, à moyenner ces observations sur une période significative.

Dans la méthodologie retenue pour le coût du capital du nucléaire historique, le taux sans risque intervient pour déterminer le coût des fonds propres. Le coût de la dette étant déterminé à partir du coût de la dette observé d'EDF, sans distinguer taux sans risque et spread de dette.

Maturité

Compte tenu de la durée de vie résiduelle des actifs nucléaires historiques, la CRE retient, comme EDF, l'OAT d'une maturité de 25 ans.

Période d'observation

La période d'observation doit être déterminée en cohérence avec la valorisation des actifs :

- si les actifs sont valorisés en valeur de marché actuelle, alors il convient de leur appliquer le taux de marché actuel. Dans ce cadre, une hausse des taux s'accompagne d'une baisse de la valeur de marché et inversement ;
- si les actifs sont valorisés en valeur comptable historique et non en valeur de marché, il convient de leur appliquer un taux moyenné sur une période longue de façon à refléter les coûts de financement historiques.

Les deux méthodes conduisent au même niveau de rémunération en euros mais il est important de s'assurer de la cohérence de la méthode retenue.

Dans la méthode retenue dans le présent rapport, les actifs sont valorisés en valeur comptable. La CRE considère que la moyenne sur 1 an proposée par EDF fait porter un poids trop important sur la période récente alors qu'une part significative de la valeur des actifs a été immobilisée à une période antérieure.

La période d'observation des taux doit refléter les conditions de financement des actifs auxquels s'applique le dispositif juridique, à due proportion des immobilisations historiques à fin 2025 et des nouveaux investissements sur la période 2026-2028.

La CRE retient ainsi une moyenne entre :

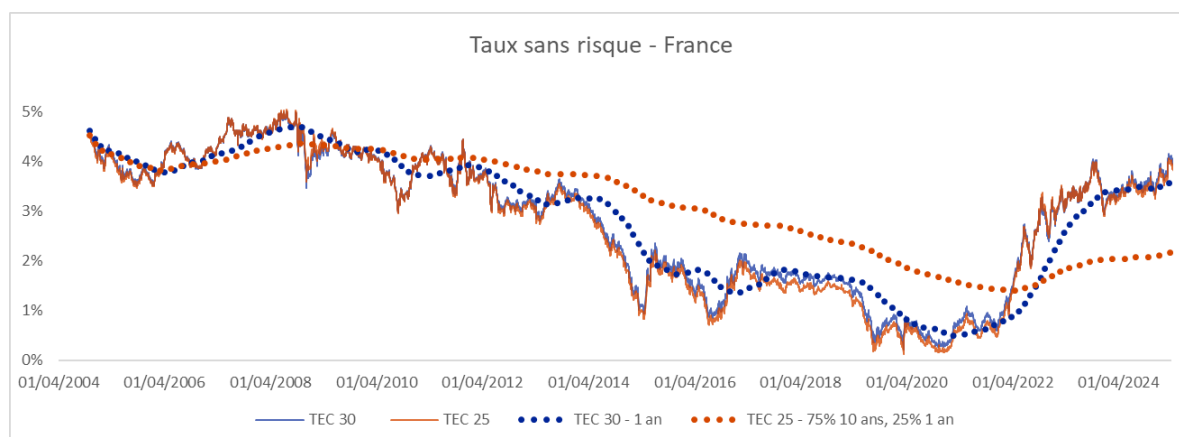
- une période d'observation des taux de l'OAT 25 ans de 10 ans (1^{er} avril 2015 – 31 mars 2025) pondérée à 75%, correspondant à la part des immobilisations à fin 2025,
- et une période d'observation de 1 an (1^{er} avril 2024 – 31 mars 2025) pondérée à 25%, correspondant à la part des nouveaux investissements pendant la période triennale.

Cette approche est intermédiaire entre la moyenne longue préconisée par le passé par EDF et la moyenne courte déclarée actuellement par EDF.

Taux sans risque	Moyenne 10 ans	Moyenne 1 an	75% Moy. 10 ans 25% Moy. 1 an
TEC 25	1,73%	3,52%	2,18%

La comparaison entre la méthode EDF et la méthode CRE montre une plus grande stabilité de la méthode retenue par la CRE.

Figure 140 – Taux sans risque (France). Taux d'échéance Constante à 30 ans (TEC 30), TEC 25, moyenne sur 1 an du TEC 30 ; moyenne pondérée sur 10 ans (75%) et sur 1 an (25%) du TEC 25.



Valeur retenue

La CRE retient une valeur de **2,18%** pour le taux sans risque applicable au coût des fonds propres, au lieu de 3,52% déclaré par EDF.

8.2.4.2. Coût de la dette

Le coût de la dette (K_D) correspond aux charges d'intérêt que l'entreprise doit verser à ses créanciers. Le taux d'intérêt sur la dette d'EDF exigé par ses créanciers est supérieur au taux sans risque en raison des risques supplémentaires qu'ils supportent par rapport à une obligation souveraine.

Déclaration d'EDF

EDF a initialement déclaré un spread de dette de 1,5%, conduisant à un coût de la dette de 5,1%, basé sur le rendement à maturité à date :

« Le spread de financement est estimé sur la base de la moyenne un an à fin février 2025 des spreads des en-cours de dette obligataire émise par EDF de maturité centrée sur 15 ans ce qui est cohérent avec la duration moyenne des émissions d'EDF. Il intègre par ailleurs une prime d'émission de 10 bps. L'estimation obtenue est de 1,5%.

Au titre de la sensibilité, une estimation sur une moyenne 5 ans comme retenu précédemment concomitamment à un taux sans risque calculé sur une moyenne longue, conduirait à un spread de 1,8%. »

EDF a par la suite ajusté sa déclaration de coût de la dette à 4,34%, basé sur une approche de coût observé historique.

Analyse de la CRE

Afin d'estimer le coût de la dette d'EDF, différentes méthodes sont possibles :

- une méthode normative, basée sur une moyenne historique d'indices obligataires ;
- une méthode semi-normative, basée sur une moyenne historique des spreads de financement d'EDF ;
- une méthode non normative, basée sur le coût observé de la dette long terme d'EDF.

Le coût de la dette est estimé comme la moyenne pondérée du coût effectif observé de la dette long terme à date et d'une estimation du coût de la dette long terme à refinancer sur la période.

Coût de la dette existante

Plusieurs retraitements doivent être effectués pour refléter le coût effectif de la dette d'EDF :

- les dettes hybrides et convertibles sont exclues du périmètre, au titre qu'elles combinent à la fois des caractéristiques propres aux obligations et aux actions ;
- concernant les instruments de couverture, sont pris en compte les swaps de devises visant à couvrir le risque de taux de change (environ la moitié de la dette d'EDF étant émise en devises) et les swaps de taux visant à variabiliser les taux d'intérêt, au titre qu'ils permettent à EDF d'optimiser le couple coût / risque de sa dette.

EDF a indiqué que le coupon moyen de sa dette long terme, hors obligations hybrides, était de 4,40% au 31/12/2024. Après couverture de devises et de taux d'intérêt, le coupon moyen passe de 4,40% à 4,10%.

La CRE retient un coût de la dette existante de 4,10%.

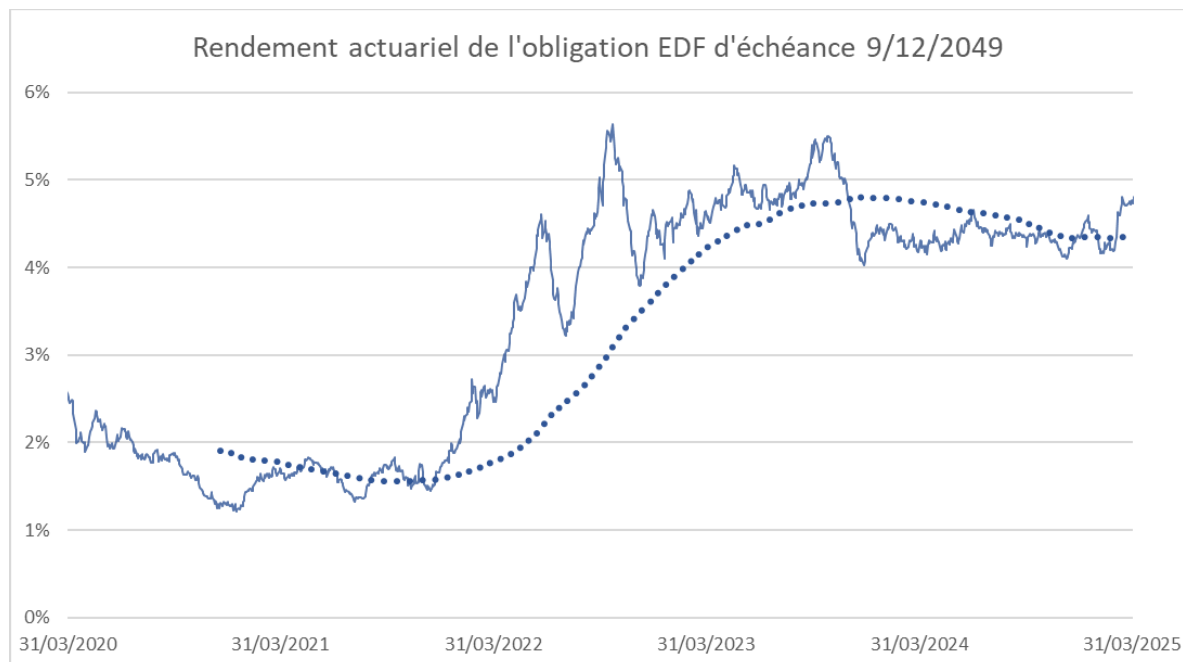
Coût de la dette refinancée

Pour estimer le coût de la dette refinancée, la méthode en ligne avec les pratiques de la DG COMP consiste à sélectionner une obligation d'EDF représentant une bonne approximation des conditions de financement qu'obtiendrait EDF pendant la période.

La CRE retient l'obligation émise en décembre 2019 et arrivant à échéance en 2049, dont la maturité résiduelle est proche de 25 ans. Le taux d'intérêt moyen applicable est obtenu en observant la moyenne

sur un an du taux de rendement actuariel (*yield to maturity*). Au 31/03/2025, la moyenne un an de ce taux est de 4,32%.

Figure 141 – Coût de la dette spot d'EDF. Rendement actuariel de l'obligation EDF d'échéance 9 décembre 2049, et moyenne mobile sur 1 an.



Source : Reuters Refinitiv, EDF 09-dec-2049 MTN (FR0013465424). Calculs : CRE.

A ce taux il convient d'ajouter une prime de nouvelle émission dite NIP (*New Issuance Premium*) qui correspond à l'écart observé sur les taux entre le marché primaire des obligations et le marché secondaire. Le montant de cette prime varie en fonction de l'émetteur et de la dynamique de l'offre et de la demande du marché au moment de l'émission. Certaines émissions d'EDF, dans un contexte de marché compliqué, se sont faites avec des primes allant jusqu'à 40-45 points de base (bp)⁹⁴. Avant cela les primes d'émissions *corporates* étaient plus proches de 0 bp. Compte tenu du caractère cyclique de ces primes, la CRE retient une hypothèse conservatrice de 15 bp.

Prime d'émission incluse, le coupon moyen de la dette refinancée est estimé à 4,47%.

Pondération de la dette existante et de la dette refinancée

Le calcul pour estimer la pondération de chaque dette dans le coût de la dette total se fait sur la base de l'échéancier de la dette d'EDF à mars 2025, en tenant compte à la fois de la dette obligataire et de la dette bancaire. L'hypothèse faite est qu'en moyenne sur la période 2026-2028, le coût de la dette d'EDF correspondra à un refinancement de 100% de la dette arrivant à échéance en 2025 et 2026, et de 50% de la dette arrivant à échéance en 2027.

Sur la base de cette hypothèse, la part de la dette refinancée est de 13%, et la part de la dette non échue est de 87%.

Coût de la dette

⁹⁴ Un point de base correspond à 0,01%

La moyenne pondérée du coût de la dette existante et refinancée conduit à un coût de la dette de 4,15% hors frais.

Des frais financiers, correspondant notamment aux commissions versées aux banques pour leur rôle d'intermédiation, ou encore les conseils juridiques pour la mise en place de la documentation financière, doivent être pris en compte pour refléter le coût complet de la dette d'EDF. Ces frais sont amortis sur la durée de l'emprunt. La CRE retient des frais de 10 bp.

En intégrant les frais financiers, le coût de la dette d'EDF est estimé à 4,25%.

Par rapport au taux sans risque de 2,18% retenu par la CRE, le spread de crédit ressort implicitement à 2,07%.

Valeur retenue

Au total, la CRE retient un coût de la dette, frais inclus, de **4,25%**, au lieu de 4,34% déclaré par EDF.

8.2.4.3. Prime de risque marché

La prime de risque marché (PRM) est le surplus de rendement des fonds propres escompté au-delà du taux sans risque, c'est-à-dire le rendement supplémentaire exigé pour un investissement en fonds propres par rapport à un investissement dans un actif sans risque.

Déclaration d'EDF

EDF a initialement déclaré une prime de risque marché de [confidentiel] % :

« En cohérence avec l'utilisation d'un taux sans risque établi à partir d'une moyenne courte et s'appliquant au coût de la dette comme au coût des fonds propres, nous retenons pour la prime de risque marché une moyenne un an du dernier consensus publié par P. Fernandez de la prime de risque marché France, soit [confidentiel] % »

EDF a revu sa déclaration initiale et considère une prime de risque marché de 5,26% comme acceptable, mais souligne que la méthode devrait reposer sur une indépendance totale ou large de la PRM par rapport au niveau du taux sans risque retenu pour le calcul des fonds propres.

Analyse de la CRE

La CRE a évalué l'approche par sondage retenue par EDF pour estimer la prime de risque marché. La CRE estime que les sondages représentent une source d'information complémentaire mais qu'ils ne peuvent pas remplacer une approche quantitative d'observation directe de la prime de risque attendue par les investisseurs.

D'une part, si des sondages sont régulièrement effectués auprès d'investisseurs et d'experts en marchés financiers pour déterminer leurs rendements espérés sur les marchés d'actions, ces enquêtes demeurent moins robustes que les estimations quantitatives. Même un très large échantillon d'investisseurs interrogés ne permet pas d'éliminer entièrement la subjectivité inhérente à ce type d'approche.

D'autre part, il est crucial de distinguer la prime de risque requise de la prime de risque attendue. Comme l'a souligné le professeur Pablo Fernandez (2025) : « *Le rendement attendu et le rendement requis sont deux concepts très différents. [...] Une grande confusion résulte du fait que l'on ne fait pas la distinction entre les différents concepts désignés par l'expression "prime de risque de marché".* »

Approche de la CRE

La CRE estime la prime de risque marché en se basant sur des données objectives issues d'études historiques de référence, telles que celles menées par Dimson, Marsh et Staunton (DMS) dans le *Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook*. La CRE utilise deux méthodes pour consolider le calcul de la prime de risque marché :

- une méthode indirecte consistant à déduire du rendement total de marché historique le taux sans risque retenu par la CRE ;
- une méthode directe consistant à retenir la prime de risque historique telle que fournie par DMS.

La méthode indirecte se déroule en trois étapes :

- observation du rendement total réel des actions sur le marché ;
- conversion de ce rendement en termes nominaux ;
- ajustement en soustrayant le taux sans risque pour obtenir la prime de risque marché.

Méthode indirecte

Observation du rendement total de marché des actions en termes réels

Les observations des données de marché font apparaître que le rendement réel des actions demeure relativement stable, malgré les variations du taux d'inflation et des taux d'intérêt. Les indices des marchés matures tendent à produire des rendements réels stables sur le très long terme, en cohérence avec la durée élevée liée à la nature perpétuelle de la maturité des actions.

Pour obtenir une estimation précise, il est nécessaire de considérer les rendements réels sur une période d'observation aussi étendue que possible. Cette approche permet de capturer les tendances à long terme et d'atténuer l'impact des fortes fluctuations à court terme de la valeur des actions.

L'estimation du bêta applicable repose sur des indices de marché domestiques, conformément aux pratiques usuelles (cf. paragraphe 8.2.4.4). Étant donné que le bêta agit comme un multiplicateur de la prime de risque du marché, il est pertinent de lui associer une estimation du rendement du marché des actions au périmètre national.

L'étude menée par Dimson, Marsh et Staunton, publiée dans le Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2025, évalue les rendements réels des actions françaises sur la période de 1900 à 2024. Sur cette période de 125 ans, le rendement réel annuel moyen est estimé à 3,4 % avec la moyenne géométrique et à 5,8 % avec la moyenne arithmétique.

Le choix entre la moyenne géométrique et arithmétique pour estimer les rendements futurs n'est pas anodin. Chaque moyenne présente des biais d'estimation, influencés par la durée de la période d'observation et l'horizon de prévision :

- moyenne géométrique : estimation non biaisée si l'horizon de prévision correspond à la période d'observation.
- moyenne arithmétique : estimation non biaisée si l'horizon de prévision correspond à l'intervalle d'échantillonnage (ici, une année).

Pour des horizons d'investissement intermédiaires, Blume⁹⁵ préconise de calculer une moyenne pondérée des deux moyennes :

- pondération de la moyenne géométrique : proportionnelle à l'horizon de l'investissement par rapport à la durée de l'observation ;
- pondération de la moyenne arithmétique : complétant celle de la moyenne géométrique (1 - pondération de la moyenne géométrique).

La CRE retient un horizon d'investissement de 25 ans, cohérente avec la durée de vie résiduelle des actifs nucléaires historiques, et avec l'échéance de l'OAT retenue pour déterminer le taux sans risque. Le rendement total de marché réel ajusté est ainsi estimé comme suit :

- moyenne géométrique (3,40%), pondérée à 25/125,

⁹⁵ Blume, M., 1974, Unbiased estimators of long-run expected rates of return, Journal of the American Statistical Association. Vol. 69, pp. 634-638

- moyenne arithmétique (5,80%), pondérée à 100/125,

Ainsi, la CRE retient un rendement total de marché réel ajusté de 5,32%.

Transformation du rendement total réel en rendement total nominal

Pour obtenir le rendement total attendu sur le marché en termes nominaux, on ajoute les anticipations d'inflation au rendement réel. Il s'agit d'anticiper l'inflation à une maturité de 25 ans qui est un exercice différent de la prévision d'inflation à court terme présentée au paragraphe 4.2.5.3. Il existe plusieurs méthodes pour mesurer ces anticipations en se basant sur les cotations des marchés financiers :

- Point mort d'inflation : cette méthode implique de calculer l'écart de rendement à l'échéance entre une Obligation Assimilable du Trésor (OAT) nominale et une OAT indexée sur l'inflation de maturité équivalente. Ce différentiel est appelé "point mort d'inflation".
- Swaps d'inflation : ces instruments permettent d'échanger un taux d'inflation fixé à l'avance contre le taux d'inflation réellement observé dans le futur. Les cotations de ces produits sont directement exprimées en taux d'inflation anticipé à l'échéance considérée.

Sur le long terme, les deux approches sont censées fournir des résultats similaires. Toutefois, l'utilisation du point mort d'inflation nécessite des précautions pour les raisons suivantes :

- Maturités disponibles : une OATi de maturité 25 ans n'est actuellement pas disponible, la plus longue étant l'OATi 2039 d'une maturité résiduelle de 14 ans.
- Correspondance OATi/OAT : les OAT indexées sur l'inflation à long terme sont relativement rares (avec seulement cinq échéances). Cela complique la correspondance avec la maturité des OAT, et impose souvent une interpolation de plusieurs titres, une méthode complexe et risquée.
- Moindre liquidité : les OAT indexées sont moins liquides que les OAT, ce qui les rend plus sensibles aux événements de liquidité. Cela peut entraîner des erreurs d'estimation du point mort d'inflation.

Utiliser les swaps d'inflation permet éviter ces biais d'estimation.

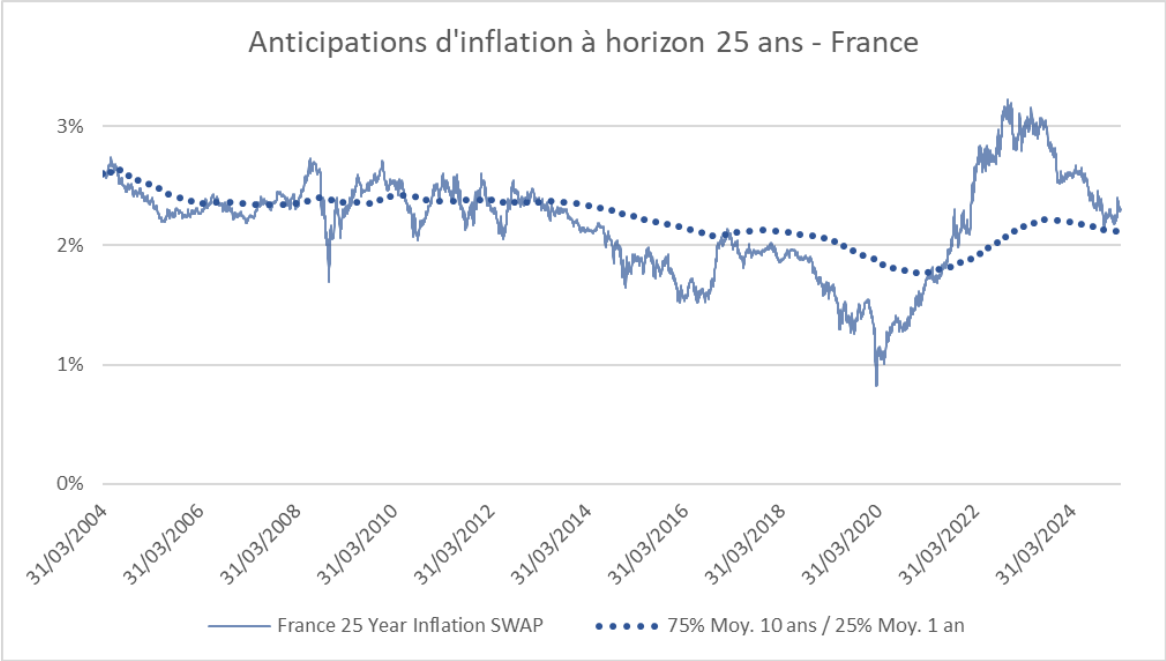
Pour correspondre à la méthode retenue pour le taux sans risque, la CRE adopte une moyenne pondérée des anticipations d'inflation : 75 % de la moyenne sur 10 ans et 25 % de la moyenne sur 1 an.

Au 31 mars 2025, la moyenne 1 an des cotations des swaps d'inflation de maturité 25 ans s'établit à 2,02 %, et la moyenne 10 ans à 2,40 %.

Figure 142 – Anticipations d'inflation. Zero-coupon inflation swap PCI (France).

Anticipation d'inflation	Moyenne 10 ans	Moyenne 1 an	75% Moy. 10 ans 25% Moy. 1 an
Swap IPC	2,02%	2,40%	2,12%

Figure 143 – Anticipations d'inflation. Zero-coupon inflation swap PCI (France) ; moyenne pondérée de la moyenne mobile sur 10 ans (75%) et de la moyenne mobile sur 1 an (25%).



Source : Reuters Refinitiv, France Euro 25 Year Inflation Linked Swap. Calculs : CRE.

Valeur retenue pour le rendement total nominal du marché des actions

La CRE retient une valeur de rendement nominal total de marché de 7,43% (5,32% + 2,12%⁹⁶).

Prime de risque marché – méthode indirecte

La prime de risque obtenue en retirant le taux sans risque du rendement total nominal de marché ressort à 5,26% :

Figure 144 – Prime de risque marché à horizon 25 ans (France) – méthode indirecte.

Détermination de la prime de risque marché – méthode indirecte	Calcul	Valeur
Rendement total de marché réel, moyenne arithmétique	A	5,80%
Rendement total de marché réel, moyenne géométrique	B	3,40%
Rendement total de marché réel à horizon 25 ans	$C = A \times 100/125 + B \times 25/125$	5,32%
Inflation anticipée (swap d'inflation 25 ans)	D	2,12%
Rendement total de marché nominal à horizon 25 ans	$E = C + D$	7,44%
OAT 25 ans	F	2,18%

⁹⁶ La prise en compte de la composition des intérêts produit un résultat intermédiaire différent pour le rendement total de marché nominal, mais conduit au même résultat arrondi en ce qui concerne la prime de risque marché.

Prime de risque marché	$G = E - F$	5,26%
------------------------	-------------	-------

Méthode directe

En complément de la méthode indirecte, la CRE s'appuie sur une méthode directe consistant à déduire le rendement total de marché historique des obligations souveraines du rendement total de marché historique des actions.

L'étude DMS évalue la prime de risque entre les rendements réels des actions françaises et les rendements réels des obligations souveraines françaises sur la période de 1900 à 2024. Sur cette période de 125 ans, la prime de risque réelle annuelle moyenne est estimée à 3,5 % avec la moyenne géométrique et à 5,7 % avec la moyenne arithmétique.

Comme pour la méthode indirecte, la CRE utilise la méthode de Blume avec un horizon d'investissement de 25 ans pour pondérer la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique. La prime de risque est ainsi estimée comme suit dans la méthode directe :

- moyenne géométrique (3,5%), pondérée à 25/125,
- moyenne arithmétique (5,7%), pondérée à 100/125,

Ainsi, avec la méthode directe, la prime de risque ajustée ressort à 5,26%.

Détermination de la prime de risque marché – méthode directe	Calcul	Valeur
Prime de risque, moyenne arithmétique	A	5,70%
Prime de risque, moyenne géométrique	B	3,50%
Prime de risque à horizon 25 ans – méthode directe	$C = A \times 100/125 + B \times 25/125$	5,26%

Valeur retenue

La CRE retient une prime de risque marché de **5,26%**, soit la même valeur que EDF.

8.2.4.4. Bêta

Le coût des fonds propres d'une entreprise correspond au rendement total que les actionnaires attendent de leur investissement en fonds propres. Il se compose de deux éléments : le taux sans risque, et une prime de risque, qui est spécifique à l'activité de l'entreprise ainsi qu'à son taux d'endettement.

La prime de risque de marché représente la rémunération supplémentaire qu'un investisseur peut espérer obtenir en investissant dans des actions plutôt que dans des placements sans risque, et elle reflète ainsi le risque moyen associé à l'ensemble des actions cotées sur un marché donné.

Pour évaluer la prime de risque de risque spécifique d'une activité, on multiplie la prime de risque de marché par un coefficient, le bêta des fonds propres. Ce coefficient mesure la sensibilité du risque de l'activité par rapport au risque global du marché. Le coût des fonds propres après impôt sur les sociétés se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$K_{FP} = TSR + \beta_{FP} \times PRM$$

Avec :

- K_{FP} : coût des fonds propres
- TSR : taux sans risque
- β_{FP} : bêta des fonds propres

- *PRM* : prime de risque de marché

Pour évaluer le risque intrinsèque d'une activité, il ne suffit pas d'utiliser directement le bêta des fonds propres de l'entreprise considérée. Celui-ci doit être ajusté pour prendre en considération le taux d'endettement spécifique à l'entreprise. Ceci permet d'obtenir le bêta désendetté, ou bêta de l'actif, qui reflète le risque inhérent à l'activité de l'entreprise, indépendamment du risque supplémentaire lié à son endettement.

Pour déterminer le bêta de l'actif, il convient de convertir le bêta des fonds propres en termes non endettés. La méthode employée pour cette conversion repose sur l'approche élaborée par Modigliani et Miller, qui a été adaptée par Hamada. Cette formule prend en compte l'effet de la déductibilité fiscale des charges financières sur l'évaluation du coût des fonds propres :

$$\beta = \beta_{FP} / [1 + L / (1 - IS) \times (1 - IS)]$$

Avec :

- β : bêta de l'actif
- β_{FP} : bêta des fonds propres
- L : taux d'endettement : dette nette / (dette nette + fonds propres)
- IS : taux d'impôt sur les sociétés

Déclaration d'EDF

EDF a présenté une estimation initiale de bêta de l'actif fondée sur une approche en deux composantes :

« Le bêta pour l'activité Nucléaire Merchant d'un actif de production nucléaire historique est estimé à 1,15. Il est estimé comme la résultante de deux termes :

(i) [confidentiel] : le bêta des risques associés à une activité merchant standard du secteur de la production électrique, toutes technologies confondues [...] ;

(ii) [confidentiel] : en prime de risque liée à l'activité d'exploitant nucléaire placé en environnement merchant ; cette prime, estimée à partir d'analyses de benchmarks comparant les producteurs d'électricité nucléaire et non nucléaire paraît justifiée au regard des spécificités du nucléaire (politique, temps long, sûreté) qui amplifient la sensibilité aux risques liés à l'environnement. Cette prime est estimée sur la base des bêtas de producteurs qui détiennent des actifs nucléaires existants et n'ont pas ou peu de risques de construction, et reflète donc bien le risque d'exploitation et de maintenance [...].

⇒ Ainsi, $\beta_{\text{Parc-Nucleaire-historique_Merchant}} = 1,15$. »

EDF intègre au bêta de l'actif une compensation de la perte de revenu en espérance liée à la taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire :

« En termes de méthodologie, EDF souligne qu'il est pertinent de tenir compte de l'effet d'asymétrie au travers d'une augmentation du bêta, c'est-à-dire du paramètre de risque de l'activité pris en compte dans le calcul du CMPC, s'agissant d'un dispositif qui augmente le risque pour EDF, ce qui se traduit par un coût supplémentaire en espérance.

Le bêta global de l'activité estimé par EDF ressort ainsi à 1,4 [...] :

- 1,15 de bêta pour l'activité de production nucléaire en milieu concurrentiel (0,75 hors spécificités nucléaires et 0,4 de prime de bêta liée aux spécificités nucléaires)
- +0,25 (a minima) de prime de bêta liée à l'effet d'asymétrie de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire »

EDF a également exprimé une déclaration « a minima » de bêta de l'actif :

« A titre d'estimation a minima, un bêta de 1,2 peut être considéré (1,0 pour l'activité de production nucléaire en milieu concurrentiel + 0,2 de prime de bêta liée à l'asymétrie). »

Dans sa déclaration finale, EDF a présenté un bêta de l'actif de 1,0 sans prime liée à l'asymétrie.

Analyse de la CRE

En application de la loi, la CRE a retraité la déclaration d'EDF, qui comprenait initialement une compensation de la perte de revenu en espérance due à la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire par une majoration de 0,2 du bêta de l'actif (cf. paragraphe 5.3).

Pour estimer le bêta du nucléaire marchand, la CRE suit un processus en trois étapes :

- Evaluation du bêta des fonds propres des comparables : estimation du bêta des actions cotées d'un ensemble d'entreprises comparables. La sensibilité de la valeur de chaque action est mesurée par rapport aux fluctuations du marché des actions dans son ensemble. Le modèle utilisé pour cette estimation est le modèle MEDAF.
- Détermination du bêta désendetté des comparables : on procède ensuite à la conversion du bêta des fonds propres en bêta désendetté (ou bêta de l'actif économique) pour ces entreprises. Cela permet d'évaluer le risque systématique indépendamment de la structure de financement.
- Extraction du bêta du nucléaire marchand : enfin, on estime le bêta spécifique à l'activité concernée, basé sur les évaluations des étapes précédentes.

Estimation des bêta des fonds propres d'un panel d'entreprises comparables :

Le modèle MEDAF utilisé est le suivant :

$$R_i^t = \alpha_i + \beta_{FPI} \times R_M^t + \varepsilon_t$$

Avec :

- R_i^t : rendement de l'action i au pas de temps t
- α_i : alpha de l'action i
- β_{FPI} : bêta des fonds propres de l'action i
- R_M^t : rendement de l'indice de marché au pas de temps t
- ε_t : résidu

Les entreprises cotées comparables ont été sélectionnées selon trois critères :

- leur appartenance au secteur de l'électricité ;
- la diversification de leur parc de production ;
- leur localisation dans un pays développé.

Pour estimer le bêta des fonds propres selon le modèle MEDAF, la CRE retient :

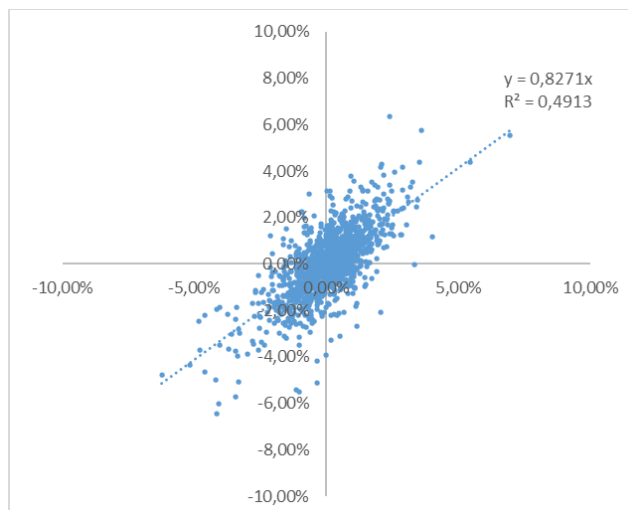
- comme indices de marché associés à chaque action, les indices boursiers locaux les plus représentatifs des grandes capitalisations ;
- une observation des cotations quotidiennes sur une période de 5 ans (1^{er} avril 2020 – 31 mars 2025).

Il existe cependant deux exceptions :

- la cotation d'EDF n'étant plus significative depuis le 19 juillet 2022, date d'annonce par l'Etat de son intention de lancer une offre publique d'achat, la période d'observation du titre EDF est réduite à un peu plus de 2 ans (avril 2020 - juillet 2022) ;
- Constellation Energy, spin-off d'Exelon, n'est coté que depuis le 20 janvier 2022. La période d'observation du titre Constellation est donc limitée à environ 3 ans (janvier 2022 - mars 2025) ;

A titre illustratif, le modèle peut être représenté graphiquement de la façon suivante s'agissant du titre Enel (ordonnées) et de l'indice FTSE MIB (abscisses) :

Figure 145 – Illustration du MEDAF. Représentation en nuage de points du rendement quotidien du titre Enel en fonction du rendement quotidien de l'indice FTSE MIB, 2020-2025.



Source : Reuters Refinitiv. Calculs : CRE.

Les bêtas des fonds propres obtenus sont les suivants :

Figure 146 – Bêtas des fonds propres des entreprises du panel

Entreprise	β des fonds propres
AMERICAN ELECTRIC	0,58
CEZ	0,81
CONSTELLATION	1,12
DOMINION	0,56
DUKE	0,55
E ON	0,54
EDF	0,77
EDP	0,50
ENDESA	0,60
ENEL	0,83
ENGIE	0,75
ENTERGY	0,76
EVN	0,59
EXELON	0,81
FORTUM	1,07
IBERDROLA	0,62
NEXTERA	0,76
PG&E	0,97
RWE	0,62
SOUTHERN	0,62

SSE	0,78
UNIPER	0,89
VERBUND	0,75
XCEL	0,56

En moyenne, ces entreprises présentent un bêta des fonds propres de 0,73.

Détermination des bêtas de l'actif économique des entreprises du panel :

Les entreprises du panel présentent des structures financières différentes, ce qui introduit un biais dans l'évaluation du risque de leur activité. Pour neutraliser cette amplification du risque provenant de l'endettement, on utilise le bêta désendetté, ou bêta de l'actif, qui permet d'évaluer le risque inhérent à l'activité de l'entreprise. Pour convertir le bêta des fonds propres en bêta de l'actif, on utilise la formule de Hamada, qui a été décrite précédemment.

En moyenne, les entreprises du panel présentent un bêta de l'actif de 0,54.

Estimation du bêta de l'actif du nucléaire marchand :

Dans le dispositif juridique post-ARENH, EDF vend la totalité de sa production nucléaire sur le marché de gros et de détail. Ce risque de marché de l'activité nucléaire nécessite d'identifier un bêta « nucléaire marchand » spécifique, distinct du bêta « nucléaire régulé » :

- nucléaire régulé : dans ce cadre, les coûts de production nucléaire sont couverts par un revenu comportant une garantie de revenu ;
- nucléaire marchand : le producteur commercialise sa production sur les marchés à un prix non-régulé.

Aux Etats-Unis, les deux cadres existent, tandis qu'en Europe, tous les électriciens du panel sont exposés au risque de marché.

Pour estimer le « bêta nucléaire marchand » et le « bêta nucléaire régulé », la CRE identifie, au sein de l'activité de production nucléaire du panel des électriciens comparables à EDF, l'activité « nucléaire marchand », en la distinguant de l'activité « nucléaire régulé ». Cette identification a été réalisée à la maille la plus fine disponible, notamment en reconstituant le taux de participation réacteur par réacteur dans le cas des producteurs américains.

Figure 147 – Part de la production nucléaire dans un cadre régulé et dans un cadre marchand des entreprises du panel.

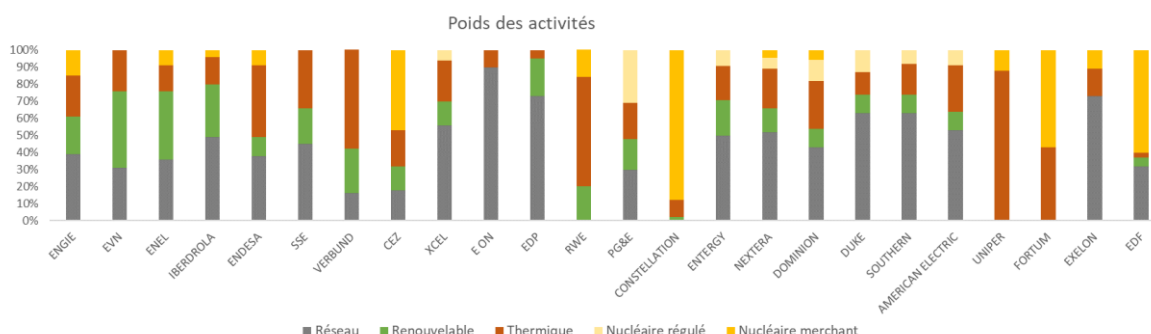
Part de la production nucléaire		
Entreprises du panel	Cadre régulé	Cadre marchand
ENGIE	0%	100%
ENEL	0%	100%
IBERDROLA	0%	100%
ENDESA	0%	100%
CEZ	0%	100%
XCEL	100%	0%
RWE	0%	100%
PG&E	100%	0%
CONSTELLATION	0%	100%
ENTERGY	100%	0%

NEXTERA	60%	40%
DOMINION	66%	34%
DUKE	100%	0%
SOUTHERN	100%	0%
AMERICAN ELECTRIC	100%	0%
UNIPER	100%	0%
FORTUM	100%	0%
EDF	0%	100%

Ainsi, à partir des publications financières des entreprises du panel, il est possible d'estimer la part que représente la production nucléaire marchande au sein des différentes activités des entreprises du panel, regroupées en cinq grandes catégories :

- réseaux ;
- renouvelable ;
- fossile ;
- nucléaire régulé : dans ce cadre, les coûts de production nucléaire sont couverts par un revenu comportant une garantie de revenu ;
- nucléaire marchand : le producteur commercialise sa production sur les marchés à un prix non-régulé.

Figure 148 – Poids des cinq catégories d'activités des entreprises du panel.



Source : calculs CRE sur la base des publications financières.

Le bêta intégré de chaque entreprise du panel est considéré comme la combinaison des bêtas de chacune de ces activités.

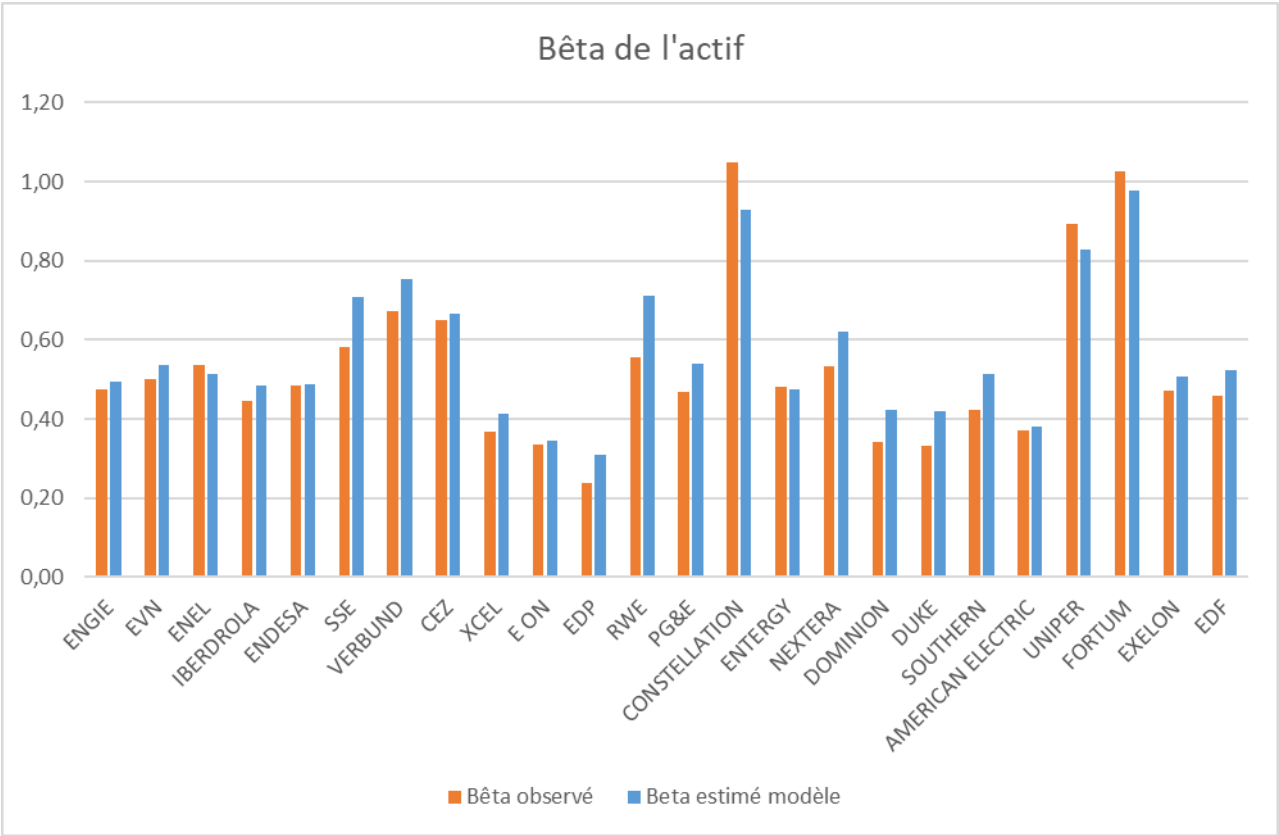
A partir d'un modèle de régression linéaire multiple, il est possible de déterminer les bêtas par activité qui conduisent à la meilleure estimation conjointe des bêtas intégrés de chacune des entreprises du panel, dont la moyenne est 0,54 :

Figure 149 – Bêtas de l'actif par activité.

Activité	β de l'actif
Réseau	0,37
Renouvelable	0,50
Thermique	0,70
Nucléaire régulé	0,50

Nucléaire marchand	0,90
Entreprise intégrée	0,54

Figure 150 – Bêtas de l'actif, observés et estimés par le modèle, des entreprises du panel.



Source : Calculs CRE

Les résultats obtenus par les modèles confortent l'approche retenue. Pour la plupart des entreprises du panel, le bêta de l'actif modélisé est proche du bêta de l'actif observé. Le bêta de certaines entreprises du panel est marqué par des facteurs spécifiques :

- Constellation : le bêta observé, le plus élevé du panel (1,05), peut s'expliquer sa récente introduction en bourse :
 - l'ouverture de la cotation précède d'un mois seulement l'invasion de l'Ukraine par la Russie. La quasi-totalité de la période d'observation du titre est donc affectée par la crise de l'énergie, qui a augmenté la volatilité moyenne des valeurs du secteur d'environ 20%, y compris aux États-Unis ;
 - le bêta observé de Constellation est statistiquement moins robuste que celui des autres entreprises du panel en raison d'une période d'observation environ 40% plus courte (janvier 2022 - mars 2025) ;
 - la cotation récente du titre contribue à le rendre relativement volatile, même si l'activité elle-même est établie.
- Uniper : le bêta observé (0,89) plus élevé que le bêta modélisé (0,83) peut s'expliquer par les pertes très importantes qu'il a subies au cours de la crise énergétique due à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, à la suite desquelles il a été secouru par le gouvernement allemand. Son bêta observé sur la période précédant le 20 février 2022 (0,54) est inférieur au bêta modélisé sur la même période (0,66) ;

- Fortum : le fait qu'il contrôlait la majorité du capital d'Uniper lors de l'essentiel de la période d'observation, a eu un effet similaire bien qu'atténué sur sa volatilité.

Valeur retenue

En cohérence avec la moyenne du bêta marchand des comparables, la CRE retient un bêta de l'actif de **0,90** pour le nucléaire historique, au lieu d'un bêta de 1,00 déclaré par EDF (hors asymétrie).

8.2.4.5. Taux d'endettement

L'endettement concentre le risque sur une assiette réduite de fonds propres, ce qui accroît la rémunération attendue par les actionnaires. Par ailleurs, l'endettement réduit le résultat fiscal. L'effet de l'endettement diffère suivant que l'on considère le CMPC avant ou après impôt.

Le coût du capital après impôt ne dépend pas du taux d'endettement car le surcroît de coût des fonds propres neutralise la moindre pondération des fonds propres⁹⁷,

Le coût du capital avant impôt est en revanche sensible au taux d'endettement. Les charges financières étant déductibles de l'impôt sur les sociétés, l'endettement diminue le coût moyen pondéré du capital avant impôt, et ce d'autant plus que le taux de l'impôt sur les sociétés est élevé.

Déclaration d'EDF

EDF a initialement déclaré un taux d'endettement de [confidentiel] :

« Le taux d'endettement retenu est de [confidentiel], correspondant au taux d'endettement cible estimé pour la production d'électricité marchand sur la base du benchmark [...]. »

EDF a finalement révisé sa déclaration de taux d'endettement à 23,9% sur la base du taux d'endettement d'EDF observé fin 2024 retraité du projet Hinkley Point C.

Analyse de la CRE

Le taux d'endettement proposé par EDF correspond à un taux d'endettement cible estimé d'un producteur d'électricité marchand.

La pratique de la CRE consiste à retenir une structure de capital normative, tout en comparant cette vision normative au taux d'endettement effectif de l'entreprise concernée. Il s'agit de la méthode privilégiée par les régulateurs en Europe pour les activités régulées.

Taux d'endettement normatif d'un producteur nucléaire marchand

Pour apprécier le taux d'endettement normatif adapté au niveau de risque d'un cadre marchand, la CRE considère le taux d'endettement normatif d'une entreprise de même niveau de risque. La valeur de 0,90 du bêta de l'actif dans un cadre 100% marchand doit s'accompagner d'une structure financière permettant à l'entreprise de faire face à des aléas liés aux variations de prix de marché.

La CRE a observé les taux d'endettement des producteurs nucléaires marchands du panel des électriciens intégrés. Les électriciens du panel de comparables qui possèdent une activité nucléaire marchande présentent un taux d'endettement net comptable moyen de 52%.

Taux d'endettement effectif d'EDF

⁹⁷ Le levier accroît également la rémunération attendue par les investisseurs en dette, mais de façon moins sensible et généralement négligée.

Bien que la structure financière du groupe EDF dépende d'autres activités que le nucléaire historique, l'évolution de l'endettement effectif fournit une information pertinente quant à l'adaptation de l'entreprise au cadre juridique post-ARENH.

La CRE constate que la structure financière d'EDF s'est améliorée en 2024, désormais à un niveau compris entre 42% (taux d'endettement en endettement financier net) et 56% (taux d'endettement en dette économique ajustée) selon la méthode employée.

Taux d'endettement retenu

La CRE retient un taux d'endettement de **50%**, au lieu de 23,9% déclaré par EDF.

8.2.4.6. Taux d'imposition

Déclaration d'EDF

« Le taux d'imposition retenue est le taux en France à compter de 2022, soit 25,8%. »

Analyse de la CRE

L'approche de la CRE consiste à retenir un taux normatif d'impôt sur les sociétés, applicable pour la période visée. La CRE retient un taux d'impôt sur les sociétés de 25% auquel s'ajoute une contribution sociale de 3,3% de l'impôt sur les sociétés, pour un taux total de 25,8%.

Taux d'impôts sur les sociétés retenu

La CRE retient un taux d'impôts sur les sociétés de **25,8%**, comme EDF.

8.2.5. Synthèse

Niveau de CMPC retenu

Au terme de son examen, la CRE retient pour l'activité nucléaire historique d'EDF en France un coût moyen pondéré du capital de **9,1%** nominal avant impôt sur les sociétés, au lieu de 11,3% déclaré par EDF.

Figure 151 – Paramètres du CMPC (valeurs arrondies)

	EDF Evaluation initiale <i>a minima</i>	EDF Evaluation révisée ⁹⁸	CRE
Taux sans risque nominal	3,6%	3,5%	2,2%
Spread de dette	1,5%	0,8%	Na
Bêta de l'actif	1,2 ⁹⁹	1,0	0,90
Bêta des fonds propres	1,79	1,23	1,57
Prime de risque marché	[confidentiel]	5,26%	5,26%
Levier	[confidentiel]	23,9%	50%
Impôt sur les sociétés	25,8%	25,8%	25,8%
Coût de la dette	5,1%	4,3%	4,2%
Coût des fonds propres après IS	13,5%	10,0%	10,4%
Coût des fonds propres avant IS	18,1%	13,5%	14,0%
CMPC nominal avant IS	12,9%	11,3%	9,1%

⁹⁸ Fondée sur la vision CRE révisée par EDF en juillet 2025.

⁹⁹ Beta de l'actif *a minima*, avant retraitement de la compensation de la perte de revenu en espérance due à la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire. Le CMPC déclaré par EDF, après retraitement (bêta = 1,0), ressort à 11,6%.

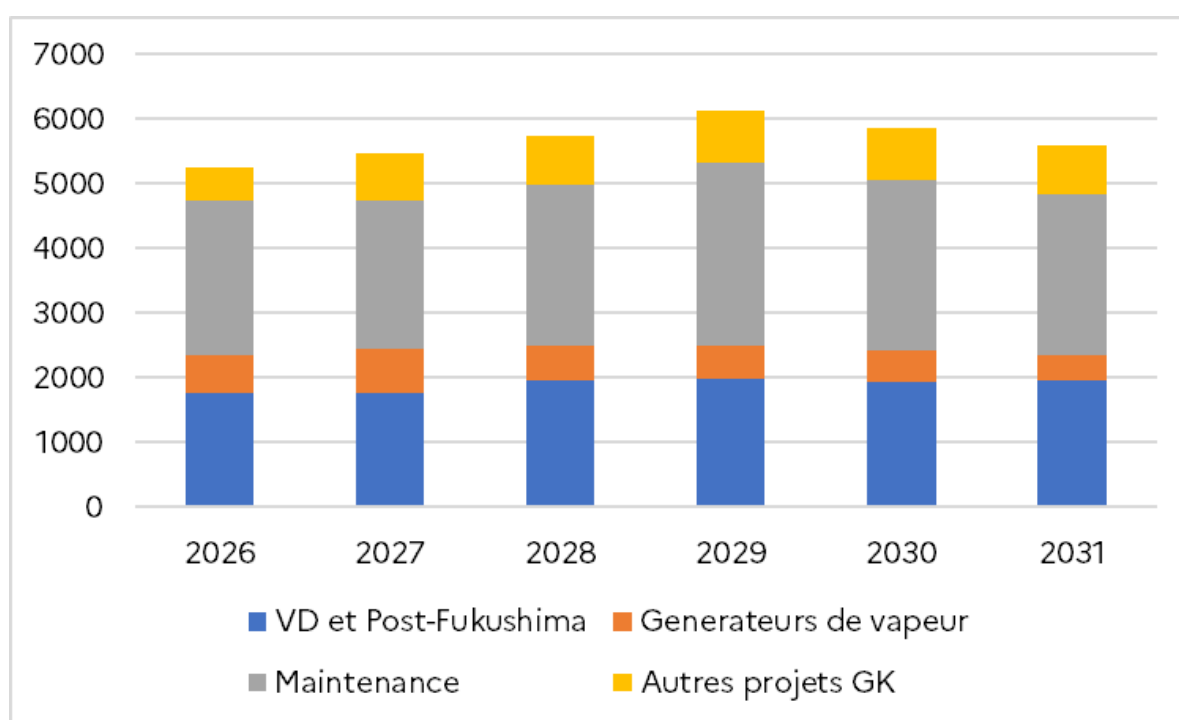
8.3. Coûts d'investissement relatifs au programme industriel d'EDF

8.3.1. Présentation générale des trajectoires de CAPEX du parc nucléaire historique

Cette partie détaille l'ensemble des investissements réalisés par EDF au titre du parc nucléaire historique : les projets du programme Grand Carénage (GK), y compris les projets actuellement en émergence, les CAPEX de maintenance courante et les investissements hors du périmètre GK. Sa décomposition selon les principales familles de projets est donnée en Figure 152. Les sections suivantes présentent une analyse plus détaillée des principaux projets, et une trajectoire financière sur la période étudiée.

Sur toute la durée de vie du parc historique, les CAPEX futurs représentent 105,7 Mds€₂₆ de 2026 à 2061 dont 50,9 Md€₂₆ de maintenance courante (y compris OPEX Capexisés), et 6,2 Mds€₂₆ de FLA 3.

Figure 152 – CAPEX du parc historique sur 2026-2031 (M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.



Cela représente 16,5 Md€₂₆ sur 2026-2028 et 17,6 Md€₂₆ sur 2029-2031. Il est important de noter que ce ne sont pas les CAPEX qui sont intégrés dans le calcul du coût du nucléaire, mais les amortissements et la rémunération de la VNC.

8.3.2. CAPEX futurs du parc nucléaire historique hors FLA 3

Les CAPEX réalisés dans le cadre du projet Grand Carénage (GK) sont modélisés par EDF à partir du croisement entre un registre de coûts unitaires par projet, un calendrier d'exécution par projet et par tranche et une matrice de profils de décaissement autour de la date de mise en service industrielle (MSI) de chaque projet.

Les coûts unitaires du modèle sont calés pour que les CAPEX totaux du modèle correspondent aux chroniques du bilan prévisionnel du GK à date de septembre 2024 (sauf pour les augmentations de puissance 1300 qui ne sont pas prises en compte).

Les trajectoires issues de la modélisation ne correspondent pas exactement, projet par projet et année par année, à celles du BP de septembre 2024. Malgré ces limites, la modélisation permet de reconstruire la trajectoire de décaissement des CAPEX à partir d'une méthode simple et qui est robuste à l'échelle du GK.

La démarche de la CRE consiste à auditer la modélisation financière et les résultats qui en découlent, en termes de chroniques d'investissements et d'amortissements.

Cette partie a pour objet d'analyser les dépenses d'investissement à venir au titre du projet GK déclarées par EDF, et d'y apporter un regard critique.

Les coûts unitaires déclarés par EDF pour chacun des projets du Grand Carénage sont en €₂₄, et le registre de ces coûts communiqué par EDF fait état de 150 projets, qui font chacun l'objet d'un chiffrage propre.

Comme décrit en section 3.2, EDF catégorise les projets du GK au sein de quatre familles :

- réexamens périodiques de sûreté (autrement appelés « visites décennales ») ;
- remplacement et rénovation de gros composants, composé essentiellement de projets associés aux générateurs de vapeur, et un grand nombre de rénovations des divers composants de l'îlot conventionnel et de l'îlot nucléaire, mais aussi des projets d'évacuation d'énergie et de génie civil ;
- projets « portefeuille » ;
- agressions.

Afin de disposer d'un niveau de détail suffisant pour procéder à un audit des coûts déclarés, tout en réduisant le nombre de projets à étudier afin de permettre une vue d'ensemble, la CRE a focalisé son analyse sur un nombre restreint de macro-projets qui regroupent les projets en ensembles cohérents du point de vue industriel. En particulier, la CRE détaille les quatre macro-projets les plus importants, représentant environ deux tiers des dépenses prévisionnelles d'EDF sur la période 2026-2028.

Figure 153 – Catégorisation CAPEX selon la méthode EDF (2026-2028, M€26). Source : EDF.

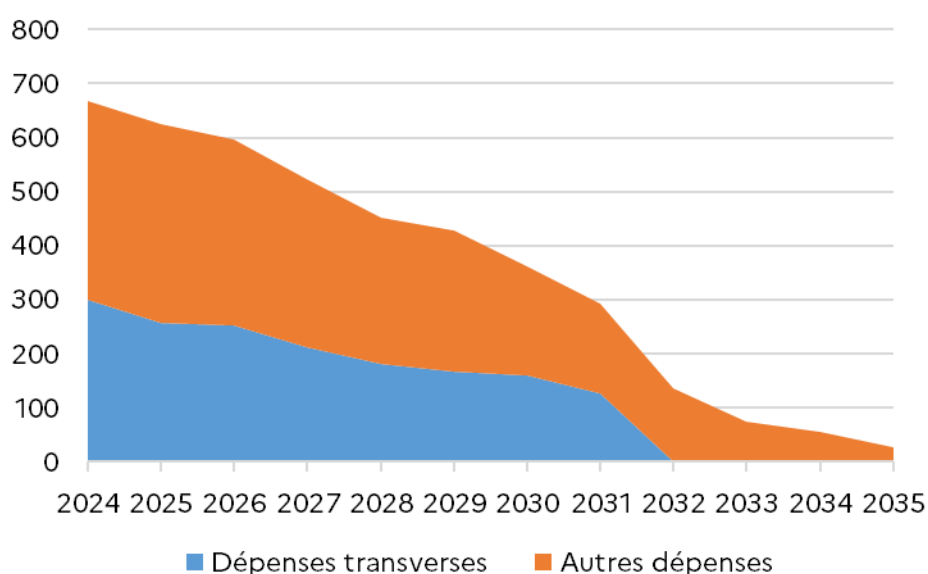
[confidentiel]

VD4 900

Ce projet rassemble l'ensemble des opérations à réaliser dans le cadre du quatrième réexamen périodique de sûreté (VD4) des 32 tranches du palier de 900 MW, en vue d'une prolongation de l'exploitation jusqu'à 50 ans.

Le projet VD4 900 représente 4,4 Md€₂₆ de dépenses d'investissement sur la période 2024-2035, comme l'illustre la figure suivante qui représente la courbe de décaissement prévue par EDF pour ce projet sur la période 2024-2035 :

Figure 154 – Chronique de décaissement du projet VD4 900 (EDF). Source : EDF, analyse CRE.



Le projet est structuré autour de quatre thématiques :

- Sûreté : tendre vers les objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération (type EPR) ;

- Amélioration de la performance : accroître les performances de l'installation ;
- Maintien de la qualification : vérification de la capacité des matériels à réaliser leur fonction de sûreté jusqu'au réexamen de sûreté suivant ;
- Traitement de l'obsolescence du contrôle-commande : vérification de la capacité des matériels à être exploités jusqu'au réexamen suivant, densifier l'installation électrique.

Afin d'obtenir l'autorisation d'exploiter ses réacteurs de 900 MW au-delà d'une durée de 40 ans, EDF a proposé dès 2013 son dossier d'orientation générique à l'ASNR, qui a donné lieu à une phase d'instruction entre EDF et l'autorité de sûreté à l'issue de laquelle l'ASNR a publié le 23 février 2021 son avis générique sur le projet¹⁰⁰. Celui-ci porte un avis favorable sur un ensemble de dispositions prévues par EDF et réalisées en deux ou trois temps.

Une partie des opérations est en effet réalisée à l'occasion de la quatrième visite décennale, entre 2019 et 2030 (lot A) tandis que le restant peut avoir lieu jusqu'à entre 4 et 8 ans après (lot B). L'ASNR a également formulé des prescriptions complémentaires (par exemple, des essais complémentaires sur le système d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur en conditions accidentelles ou encore le renforcement de certains murs en béton dans les locaux dans lesquels le corium serait étalé en cas de fusion du cœur).

Les opérations du lot A couvrent la majeure partie des contrôles de la conformité avec le référentiel de sûreté (épreuve hydraulique du circuit primaire, épreuve de l'enceinte de confinement, etc.) ainsi que la majeure partie des améliorations de sûreté, dont les cinq modifications complexes suivantes :

- mise en place d'une troisième voie diversifiée de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible usé ;
- déploiement d'un dispositif de stabilisation du corium dans l'enceinte du bâtiment réacteur afin d'éviter les rejets dans l'environnement qui pourraient faire suite à un accident grave avec fusion de cœur ;
- renforcement du pont polaire dans le bâtiment réacteur afin d'en améliorer la résistance aux séismes ;
- ajout d'une troisième voie électrique et de contrôle-commande robuste aux agressions externes ;
- installation d'une troisième voie de sauvegarde indépendante pour la chaudière.

Le lot B couvre les autres opérations dont la nature, au regard des enjeux de sûreté, peut permettre une réalisation ultérieure. C'est ce que confirment les profils de décaissements employés par EDF dans sa modélisation de la trajectoire de coûts du projet VD4 900, qui présentent des dépenses à partir de 3 ans avant la réalisation de la visite décennale, et jusqu'à 8 ans après.

Le coût unitaire du projet VD4 900 s'élève à 272 M€₂₆ par tranche, dont 134 M€₂₆ par tranche au titre des dépenses transverses. Appliqué à un palier de 32 tranches, le montant total du projet s'élève donc à 8,7 Md€₂₆ sur la période complète du projet, c'est-à-dire de 2013 à 2035.

A l'occasion du Comité des engagements du Comex (CECEG) de juillet 2024, EDF a déclaré un reste à faire s'élevant à 4,6 Md€, ce qui correspond à 4,2 Md€₂₆. Le coût unitaire du projet VD4 900 pris en compte dans la modélisation financière d'EDF est cohérent avec le coût à terminaison global du projet, déclaré par EDF au CECEG, ramené au nombre de tranches concernées.

La prévision pour risques est de 319 M€ (8,3% du reste à faire), et est suffisante pour couvrir l'ensemble des risques du projet, étant donné que les risques associés à la phase A sont sécurisés et les autres risques liés à la phase B ont été évalués par une recherche systématique des événements et leur impact financier (non-convergence possible avec l'ASNR et difficultés de mise en œuvre principalement).

La démarche d'optimisation se poursuit et EDF précise que depuis le premier passage en CECEG du projet en 2015, le coût à terminaison du projet a diminué de 1,1 Md€, et 370 M€ d'optimisations technico-

¹⁰⁰ Décision n°2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021.

économiques ont été obtenues entre 2022 et 2024 (qui compensent des effets volume et prix en REX de la phase A).

En conclusion :

- le projet VD4 900 a fait l'objet d'un chiffrage détaillé et d'une instruction technique avec l'ASNR qui a formulé des exigences techniques supplémentaires déjà intégrées dans le budget du projet ;
- EDF a mis en place un suivi de projet, avec validation régulière, par le Comité exécutif, des nouveaux engagements financiers, appelant des équipes en charge du projet de mettre à jour les chiffrages de coûts et l'avancement technique et financier du projet ;
- les risques du projet font l'objet d'un pilotage par l'équipe projet, qui a quantifié l'impact financier de ces risques et mis en place des parades efficaces ;
- les coûts retenus sont établis en tenant compte du retour d'expérience des premières réalisations terminées ou en cours. Au regard de ce retour d'expérience, la cohérence entre l'état d'avancement financier et l'état d'avancement technique offre un bon niveau de confiance s'agissant de la capacité d'EDF à maîtriser les coûts et calendriers d'exécution du projet VD4 900, d'autant plus que la plupart du montant global a déjà fait l'objet d'autorisations d'engagements, de processus d'achat, voire de commandes notifiées ;
- la trajectoire financière modélisée pour le projet est cohérente avec la trajectoire financière déclarée au CECEG de juillet 2024.

A ce titre, la CRE retient la trajectoire de dépenses du projet VD4 900 telle que modélisée par EDF.

VD5 900

Ce projet rassemble l'ensemble des opérations à réaliser en vue du cinquième réexamen périodique de sûreté (VD5) des 32 tranches du palier de 900 MW.

En effet, le 10 décembre 2024, l'ASNR a pris position sur ces orientations et considère que les orientations générales retenues par EDF sont pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce cinquième réexamen périodique devrait permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur quatrième réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

Les enjeux centraux sont donc l'adaptation au changement climatique, la conformité, le vieillissement et le maintien de la qualification.

A noter que la réalisation de ce projet est conditionnée à la décision d'une prolongation de l'exploitation des réacteurs concernés jusqu'à une durée de 60 ans et à sa faisabilité au regard des exigences de sûreté.

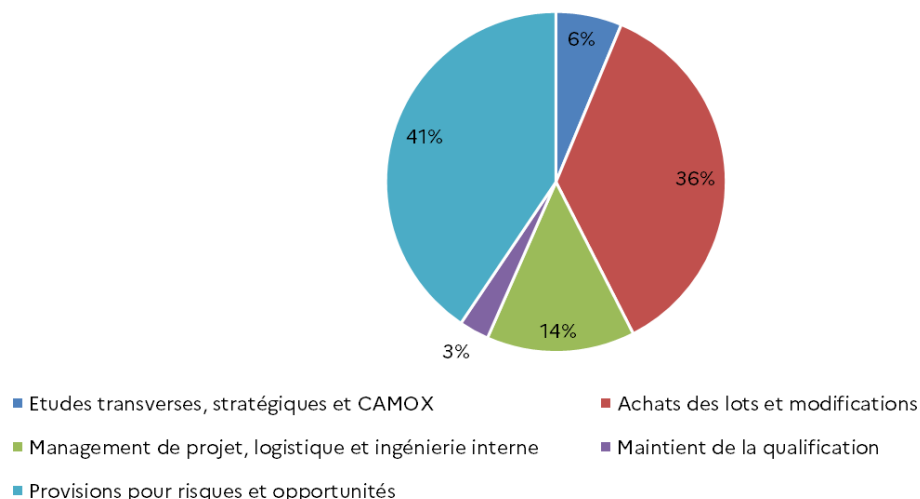
Le projet VD5 900 représente, dans la modélisation transmise par EDF, 3,1 Md€₂₆ de dépenses d'investissement entièrement réalisées dans la période 2026-2031, pour 8,8 Md€ de coûts totaux, soit 7,8 Md€₂₆, qui comprennent des provisions pour risques et opportunités à hauteur de 68% des coûts hors provisions, d'après le CECEG VD5 900 de juillet 2024.

Bien que le premier des réexamens périodiques de sûreté à 50 ans n'ait lieu qu'en 2029 (la première tranche concernée est Tricastin 1, mise en service industriel en décembre 1980), le profil de décaissement pris en compte par EDF dans son modèle prévoit des dépenses dès 5 ans avant le cinquième réexamen de sûreté. Les premiers décaissements ont donc lieu dès l'année 2024.

Le coût unitaire du projet VD5 900, tel que modélisé par EDF, s'élève à 225 M€₂₆ par tranche, auxquels s'ajoutent 612 M€₂₆ de dépenses transverses (19 M€₂₆ par tranche), soit un total unitaire de 244 M€₂₆ par tranche.

EDF indique que le coût déclaré pour les VD5 900 a été calibré sur la base de celui des VD4 900. Dans le modèle financier d'EDF, la trajectoire financière du projet VD5 900 est environ 12% inférieure que l'enveloppe globale du projet VD4 900.

Figure 155 – Décomposition des coûts du projet VD5 900, CECEG 2024. Source : EDF, analyse CRE.



Une part significative du coût prévisionnel du projet VD5 900 est liée aux provisions importantes retenues pour risques et opportunités. Compte-tenu de la nature émergente du projet VD5 900, l'intégration de marges destinées à couvrir l'incertitude réglementaire apparaît raisonnable. Toutefois, compte-tenu de leur montant considérable, celles-ci ont fait l'objet d'une attention particulière de la CRE.

EDF justifie le maintien des coûts unitaires au niveau élevé proche des VD4 900 (282 M€₂₆) par trois facteurs :

1. de nouvelles exigences qui pourraient apparaître d'ici la réalisation des cinquièmes réexamens périodiques de sûreté, s'agissant notamment de l'adaptation au changement climatique. Les coûts associés ne sont pas explicités dans les coûts unitaires communiqués par EDF, mais sont intégrés dans les provisions pour marge importantes retenues par EDF dans son coût déclaré ;
2. l'intégration des coûts liés à l'allongement de la durée de la campagne des tranches utilisant du Mox ;
3. l'identification au cours de la VD4 900 de certains composants à remplacer lors de la VD5 900, ou du report du remplacement de certains composants de la VD4 900 vers la VD5 900, qui induisent des transferts de périmètre vers la VD5 900.

L'ASNR a été consultée par la CRE par le passé, à l'occasion de l'exercice précédent, avant sa prise de position sur les orientations de la phase générique du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MW, et lui a indiqué que la démonstration de sûreté et le nombre d'opérations physiques à réaliser au cours des VD5 900 devraient être d'ampleur significativement moindre qu'au cours des VD4 900. Elle s'appuyait pour cela sur le fait que la quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MW a été l'occasion d'une évolution significative en matière de sûreté, compte-tenu des mesures décidées dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience de l'accident nucléaire de Fukushima et du nouveau standard de sûreté désormais fixé par le référentiel de l'EPR. L'ASNR précisait donc que, nonobstant la conformité des installations qui auront déjà été largement renouvelées à l'occasion du quatrième réexamen périodique de sûreté, le projet VD5 900 ne devrait en effet pas donner lieu à des coûts de l'ordre de ceux constatés sur le projet VD4 900. Ce point est confirmé par un document adressé au CECEG d'EDF en juillet 2022, et transmis à la CRE dans le cadre des présents travaux, qui indique, s'agissant du projet VD4 900, que les objectifs de sûreté à atteindre nécessitent la mise en œuvre de travaux « hors norme » (volume 5 fois supérieur à la VD3 900 ou 2 fois supérieur à la VD3 1300). En dehors d'éventuelles modifications à apporter en lien avec le changement climatique, cela ne sera pas

le cas pour les VD5 900 dont le volume d'activité, hors essais de sûreté, sera, selon l'ASNR, principalement lié à la requalification des matériels.

Lors de l'exercice précédent, EDF n'a pas communiqué d'éléments probants permettant de répondre à cet argumentaire, et ainsi le projet VD5 900 a fait l'objet d'un retraitement de la CRE.

Toutefois, EDF confirme dans un document plus récent, adressé au CECEG de juillet 2024, deux ans plus tard, que le projet VD5 900 engagera une démarche de re-questionnement des besoins et exigences, cherchant systématiquement à optimiser les solutions techniques, principalement sur la maîtrise du périmètre et la recherche d'opportunités, pour maîtriser *in fine* le coût à terminaison du projet, étant donné qu'il s'agit de la première poursuite au-delà de 50 ans de réacteurs nucléaires en France.

Pour justifier la valeur des provisions, EDF a communiqué à la CRE des éléments d'un chiffrage plus récent, réalisé au troisième trimestre de 2025, en prévision du CECEG de début 2026. En effet, le niveau de provisions a fortement évolué entre 2024 et 2025, et le niveau retenu baisse de 3,6 Md€ à 2,6 Md€, en raison de la consommation de certains risques avec l'avancement du projet. Cela n'impacte pas le sous-total du projet, mais permet d'avoir un pourcentage de niveau de provisions proche de 40% des coûts hors provisions ou 29% du coût total, plus cohérent avec la pratique d'EDF pour le chiffrage des provisions pour un projet de faible maturité et dont le périmètre n'est pas à ce jour encore précisément connu.

A ces titres, la CRE retient la trajectoire de dépenses du projet VD5 900 telle que modélisée par EDF, mais analysera plus en détail cette chronique lors de la prochaine réévaluation lorsque le périmètre sera mieux défini.

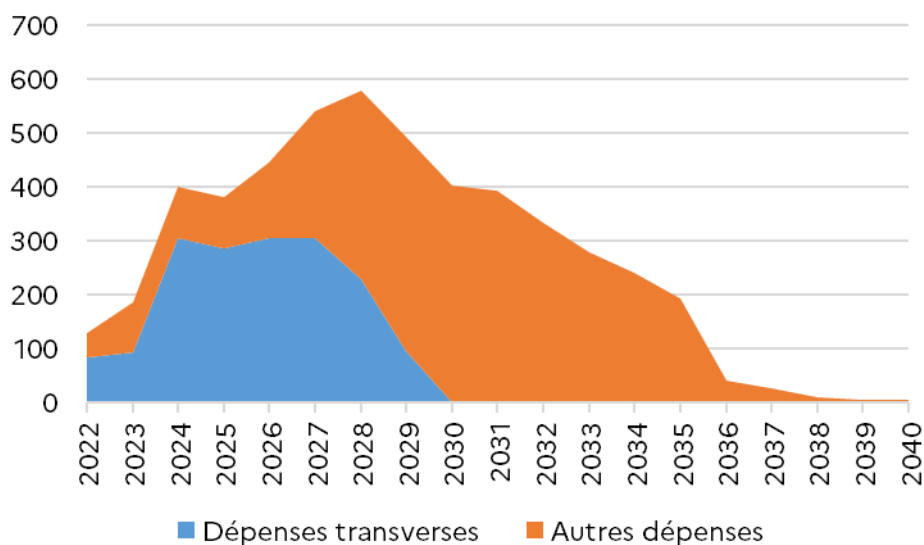
VD4 1300

Le projet VD4 1300 partage de nombreux objectifs avec le projet VD4 900. Il consiste en la réalisation de l'ensemble des opérations rendues nécessaires par le quatrième réexamen période de sûreté des réacteurs de 1300 MW, en vue d'une prolongation de leur exploitation au-delà de 40 ans. Il intègre également les études et la réalisation des modifications post-Fukushima.

En plus des évolutions de sûreté, dont une bonne partie est issue des exigences formulées par l'ASNR dans le cadre de son avis générique sur le quatrième réexamen périodique de sûreté des réacteurs de 900 MW, le projet intègre le « moxage » des tranches de 1300 MW, visant à permettre l'utilisation de combustible MOx par les tranches du palier 1300, conformément aux objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie en matière de poursuite de la stratégie de gestion du cycle du combustible nucléaire.

D'après la modélisation transmise par EDF, le projet représente 4,9 Md€₂₆ sur la période 2024-2035, selon le profil de décaissement illustré sur la figure suivante :

Figure 156 – Chronique de décaissement du projet VD4 1300 (EDF). Source : EDF, analyse CRE.



Le poste de dépenses transverses est plus élevé en proportion sur la période considérée, par rapport au projet VD4 900. EDF précise que lorsque le coût unitaire des VD est calculé principalement sur des trajectoires du BPLT, il n'y a pas la distinction entre les coûts « tranche » et les coûts « transverse ». Il convient donc de comparer les coûts unitaires totaux entre les projets pour en tirer des conclusions cohérentes.

Par ailleurs, bien que le premier des réexamens périodiques de sûreté à 40 ans du palier de 1300 MW n'ait lieu qu'en 2026 avec la tranche Paluel 1, les premières dépenses d'une visite décennale VD4 1300, hors dépenses transverses, interviennent 7 ans avant l'année de la visite concernée.

Il est donc parfaitement cohérent d'observer des dépenses avant le début de la période modélisée en 2026.

Le projet VD4 1300 est décomposé en plusieurs lots, dont la définition est éclairante s'agissant des opérations que recouvre le projet :

- lot 1 (transverse) – Etudes stratégiques et transverses, qui recouvre notamment :
 - démonstrations et études de sûreté (études probabilistes, études de gestion combustible, études d'accidents graves, etc.) ;
 - élaboration de la documentation du réexamen ;
 - démonstration de la prolongation de la qualification des matériels requis en situation accidentelle jusqu'à 50 ans ;
- lot 2 – Modifications de l'îlot nucléaire mécanique et génie civil (MIN MGC) : conception et réalisation de l'ensemble des modifications à mettre en œuvre sur l'îlot nucléaire s'agissant des matériels mécaniques et du génie civil (mitigation des accidents graves dont prévention percée du radier et modifications des têtes de soupapes SEBIM, noyau dur et robustesse aux agressions externes, bâtiment combustible dont PTR bis¹⁰¹, modifications matérielles nécessaires au « moxage », etc.) ;
- lot 3 – Modifications de l'îlot nucléaire contrôle-commande, électricité, ventilation (MIN CCE) : conception et réalisation de l'ensemble des modifications à mettre en œuvre sur l'îlot nucléaire

¹⁰¹ Troisième voie diversifiée de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible usé.

s'agissant des matériels de contrôle-commande, électriques, et de la ventilation (modifications du contrôle-commande du cœur, refroidissement de l'espace inter-enceintes, robustesse des équipements du noyau dur et robustesse aux agressions externes, etc.) ;

- lot 4 – Modifications de l'îlot conventionnel (MIC) : conception et réalisation de l'ensemble des modifications à mettre en œuvre sur l'îlot conventionnel (refroidissement en circuit fermé des piscines, modifications sécuritaires pour le MOX) ;
- autres : produits combustibles (conception, fabrication et *licensing* du nouveau combustible MOX 1300, conception et *licensing* des emballages de transport associés, conception et *licensing* de la gestion aval du cycle du combustible MOX 1300), management de projet et appui à la réalisation (logistique, assistance technique).

Le projet fait l'objet d'échanges avec l'ASNR et l'IRSN depuis le dépôt du dossier d'orientation du réexamen en 2019. En juillet 2025, l'ASNR a pris position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 1300 MW au-delà de 40 ans, mais demande à EDF de rendre compte annuellement des actions mises en œuvre pour respecter les prescriptions et leurs échéances, ainsi que de sa capacité industrielle et de celle de ses sous-traitants à réaliser dans les délais les modifications des installations. L'ASNR demande que ce bilan annuel soit rendu public. En outre, EDF, ASN et IRSN partagent le constat d'une charge de travail forte sur le parc historique liée aux instructions concomitantes sur les paliers 900, 1300 et N4, et un groupe de travail sur la « maîtrise de la charge » s'est tenu début 2023 pour renforcer la maîtrise des études.

Le coût restant du projet déclaré par EDF dans sa modélisation depuis 2023 est de 5,2 Md€₂₆. Le reste à faire à partir du 1^{er} décembre 2023, présenté au CECEG, est de 5,4 Md €_{courants}, soit environ 5,2 Md€₂₆. La modélisation est cohérente avec les trajectoires financières plus récentes. Le coût total sur la période 2026-2031, le coût est de 2,9 Md€₂₆, soit 490 M€₂₆ par an en moyenne.

Le chiffrage du projet intègre, sur la base des coûts secs, des provisions pour risques et opportunités d'environ 10%. Cette marge est cohérente avec la marge retenue pour le projet VD4 900, relativement plus élevée, compte tenu du niveau de maturité et d'avancement plus faible sur ce projet. Le coût unitaire de ce projet s'élève à 290 M€₂₆.

Le chiffrage du coût du projet VD4 1300, bien qu'il soit moins robuste que celui du projet VD4 900, est donc cohérent avec le niveau de maturité et d'avancement du projet. Il est établi sur (i) un périmètre relativement bien connu du fait du retour d'expérience des VD4 900, et (ii) des chiffrages pour partie basés sur des engagements déjà réalisés, et pour partie sur une provision pour risque établie selon une méthode robuste. Les données de coûts et de calendrier utilisés par EDF dans sa modélisation sont cohérentes avec ce que l'entreprise déclare en interne lors de son CECEG.

Ainsi, la CRE retient la trajectoire de dépenses du projet VD4 1300 telle que modélisée par EDF.

Générateur de vapeur : NPGV, RGV 900 et 1300 et RCCP

Le projet « Générateur de Vapeur » regroupe l'ensemble des opérations de maintenance exceptionnelle et de remplacement des générateurs de vapeur et des « produits moulés » du circuit primaire principal sur le parc nucléaire en exploitation. Il intègre également les études et travaux permettant de reporter le remplacement des équipements. Le palier N4 n'est pas concerné du fait d'une conception différente de ses générateurs de vapeur garantissant une durée de vie de 60 ans.

Pour les autres paliers, deux types d'opérations constituent ce projet :

- les opérations de nettoyage préventif des générateurs de vapeur (NPGV) : ces derniers sont sujets à des phénomènes d'encrassement, de colmatage et de corrosion sous contrainte pouvant entraîner jusqu'à la rupture de tube (ce qui constituerait la perte de l'une des trois enveloppes de confinement de la matière radioactive). Leur dégradation fait à ce titre l'objet d'une surveillance pouvant appeler un nettoyage préventif visant à prolonger la durée d'exploitation du générateur de vapeur ;
- les remplacements de générateurs de vapeur (« RGV 900 » pour le palier de 900 MW, « RGV 1300 » pour le palier de 1300 MW) : lorsque les opérations de maintenance préventives, notamment les NPGV, ne sont pas suffisantes pour permettre la poursuite de l'exploitation d'un générateur de vapeur, EDF procède au remplacement de l'équipement.

A ces trois projets s'ajoute le remplacement des composants du circuit primaire (RCCP), qui recouvre le remplacement d'autres composants que les générateurs de vapeur (tels que des coudes, piquages, tronçons). Enfin, d'autres coûts relatifs à la prolongation d'exploitation des générateurs de vapeur (sous la dénomination « Autres ») sont déclarés par EDF mais représentent une enveloppe négligeable par rapport aux autres montants en jeu sur le projet.

Figure 157 – Répartition des coûts "générateur de vapeur" par sous-projet (EDF). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

EDF déclare dans sa modélisation financière un coût total du projet de [confidentiel] M€₂₆ sur la période 2024-2035. La date moyenne de réalisation des RGV 900 se situe en 2018, alors que pour les RGV 1300 elle se situe en 2035 (fin 2023, 8 RGV du palier 900 MW ont été effectués, pour seulement 2 RGV 1300). La chronique de décaissement est la suivante :

Figure 158 – Décaissements annuels du projet GV (M€26). Source : EDF, analyse CRE.

[confidentiel]

Cette chronique est construite sur la base d'un calendrier de placement des achats et opérations par tranche qui est lui-même déterminé non seulement en fonction de l'âge de chacune des tranches, mais aussi de la situation spécifique de celles-ci en matière de vieillissement des générateurs de vapeur et composants associés. Par exemple :

- la tranche de Paluel 2, mise en service en décembre 1985, fait l'objet dans la modélisation d'EDF d'un remplacement de ses générateurs vapeurs en 2017, soit au bout de 32 ans d'exploitation, tandis que la tranche de Paluel 3 mise en service deux mois plus tard, en février 1986, voit ses générateurs de vapeur être remplacés en 2027, donc après un peu plus de 40 ans d'exploitation ;
- les tranches de Paluel 1 et Paluel 2 font l'objet d'un remplacement des coudes du circuit primaire respectivement en 2026 et 2027, alors que cette opération n'est pas prévue pour les tranches de Paluel 3 et Paluel 4, la nécessité de remplacement des coudes étant déterminée sur des critères de vieillissement thermique des matériaux.

Compte-tenu des spécificités propres à chaque tranche, la chronique de décaissement de ce projet est particulièrement compliquée à analyser, les opérations n'étant ni systématiques ni à échéance fixée.

Plusieurs opérations et têtes de série se sont déroulées entre le CECEG 2021 et le CECEG 2023. En effet, le RGV de Gravelines 6 et de FLA 1 ont été effectués, et 8 opérations NPGV ont été réalisées sur la période. Cela dit, ce sont des projets qui demandent des études amont complexes, à fortes contraintes d'intégration et fort impact sur la production du parc. Cela entraîne des évolutions de programmation importantes, qu'il faut couvrir d'un point de vue financier et contractuel.

Par exemple, l'allongement de l'arrêt de FLA2 en 2022 pour le traitement de la CSC a entraîné un repositionnement des arrêts du site décalant le RGV de FLA2 en 2025. Ce décalage a entraîné la superposition de 2 RGV 1300 et a mené ainsi à d'autres décalages également.

De plus, compte tenu de l'évolution du référentiel de sûreté en VD4 1300 accordant un taux de bouchage des GV supérieur, la programmation des RGV 1300 à partir de 2030 a été révisée en profondeur suivant trois paramètres : optimiser la production, les investissements et garantir la capacité à faire des agents. De nombreux RGV ont été reportés, la difficulté sera donc de maintenir les compétences durant les longues périodes sans opération.

Le coût unitaire des projets RGV s'élève à [confidentiel] M€₂₆ par tranche pour les RGV 900, et [confidentiel] M€₂₆ pour les tranches 1300 MW. En effet, les RGV 1300 sont plus chers à réaliser puisqu'il y a quatre boucles dans un générateur de vapeur 1300 contre trois boucles dans un palier 900. Les coûts de logistique sont également plus importants car l'opération nécessite un portique extérieur pour acheminer les GV à l'intérieur pour le palier 1300 MW.

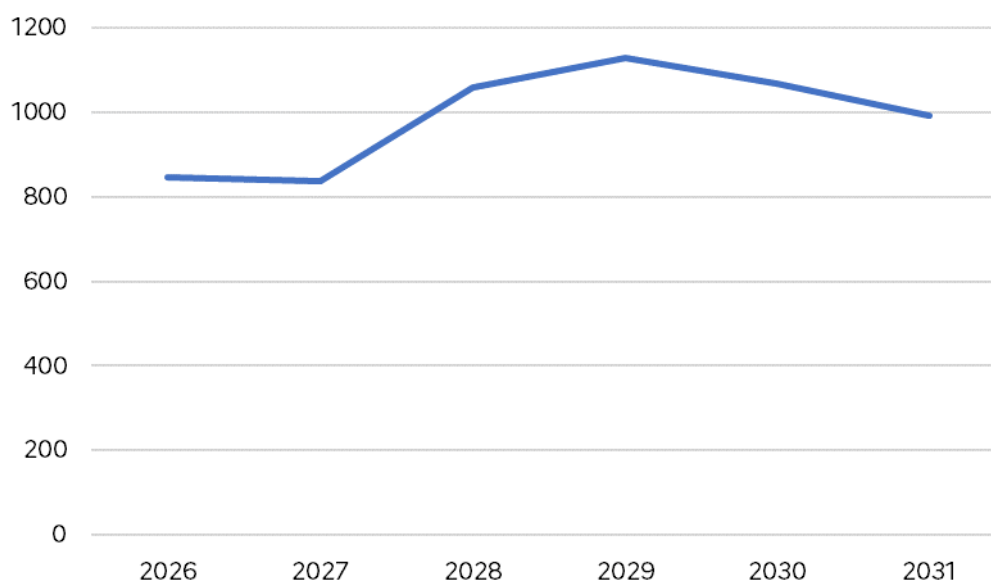
La CRE a interrogé EDF sur le montant élevé de l'augmentation des coûts entre les RGV 1300 et les RGV 900, étant donné qu'EDF avait par le passé communiqué une estimation plus basse pour ces coûts. La CRE estimait également que le retour d'expérience des opérations sur les GV 900 MW pourrait contribuer à une réduction proportionnée de coûts, malgré l'ajout d'une boucle supplémentaire à installer et les coûts de logistiques accrus. EDF a fourni les devis et le dossier CECEG plus récent relatif aux RGV, lesquels se sont avérés cohérents avec les coûts communiqués par EDF.

Compte-tenu de ces éléments, la CRE juge recevables les coûts déclarés par EDF au titre des GV, présentés et validés par le comité exécutif d'EDF.

8.3.3. Maintenance courante hors OPEX capexisées

Les CAPEX de maintenance courante représentent 17 % des CAPEX sur la période 2026-2028, avec en moyenne 914 M€₂₆ de dépenses annuelles (hors OPEX capexisées). Sur 2024-2035, l'enveloppe de dépenses de maintenance courante atteint 12 058 M€₂₆ (hors OPEX capexisées).

Figure 159 – Chronique de maintenance 2026-2031 (hors OPEX capexisées). Source : EDF, analyse CRE.

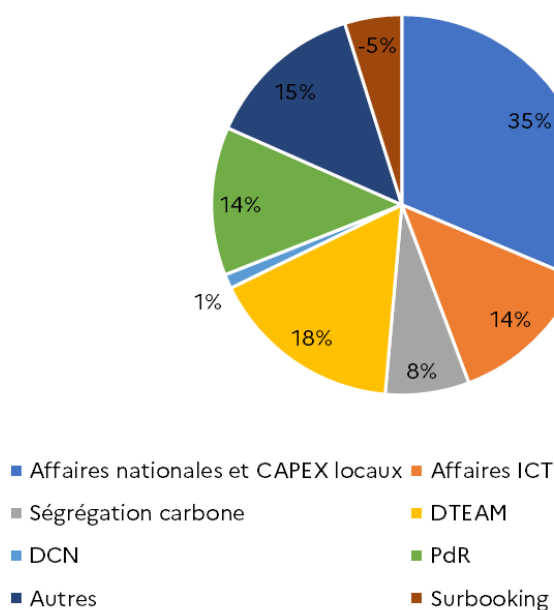


Les coûts de maintenance courante hors OPEX capexisées sont regroupés en 7 projets :

- CAPEX locaux et Affaires Nationales : correspond aux CAPEX propres aux centres nucléaires de production d'électricité (CNPE), les pièces de rechange de catégorie 1, les investissements SI et télécom de la DPN. Ce poste représente 2,1 Md€₂₆ sur 2026-2031. A noter qu'EDF a modifié le périmètre du poste affaires nationales et du poste CAPEX locaux, requalifiant certains coûts d'un poste vers l'autre, à effet net nul sur le niveau global de la brique. Cette double brique est le reflet de transferts à somme nulle entre le poste d'affaires nationales et le poste capex locaux en fonction du périmètre et des requalifications des affaires ;

- affaires de l'Instance Commandité Technique (ICT)¹⁰², Hors GK : représentent 0,8 Md€₂₆ sur 2026-2031 ;
- ségrégation carbone : représente 0,5 Md€₂₆ sur 2026-2031
- DTEAM : correspondent aux dépenses de contrôles réglementaires exposées en arrêt de tranche, pour la partie de la DTEAM (ex DAIP) qui assure notamment les dépenses de logistique. Ce poste représente 1,1 Md€₂₆ sur 2026-2031 ;
- DCN (combustible) : représente 0,1 Md€₂₆ sur 2026-2031 ;
- Pièces de rechange : représentent 0,8 Md€₂₆ sur 2026-2031 ;
- autres : cette brique est principalement composée des projets de SI Télécom. Ce poste représente 0,9 Md€₂₆ sur 2026-2031 ;
- surbooking : correspond, lorsque son coût est négatif, au fait que tous les travaux prévus ne pourront être réalisés pour des raisons de faisabilité (capacité des prestataires, des fournisseurs, densité des travaux etc.), et qu'une partie des coûts doivent être reportés. Un montant de surbooking positif correspond à cet effet report, ou à des prudences (par exemple les marges pour risques non affectées aux projets). Ce poste représente - 0,3 Md€₂₆ sur 2026-2031.

Figure 160 – Répartition des coûts de maintenance courante 2026-2028 (hors OPEX capexisées) par projet. Source : EDF, analyse CRE.



Pour les années 2024 et 2025, le poste de maintenance courante prenait pour valeurs respectivement 1 187 et 1 004 M€₂₆. Cette valeur est en baisse pour les années 2026 et 2027, avant de revenir à sa valeur historique en 2028. Cela est due à une augmentation du coût négatif du poste de surbooking pour les années 2026 et 2027, correspondant à un report des coûts de certains travaux ne pouvant pas être réalisés ces années et le planning est plus précis en raison de leur appartenance au PMT (-248 et -179 M€₂₆ qui devient 2 M€₂₆ en 2028).

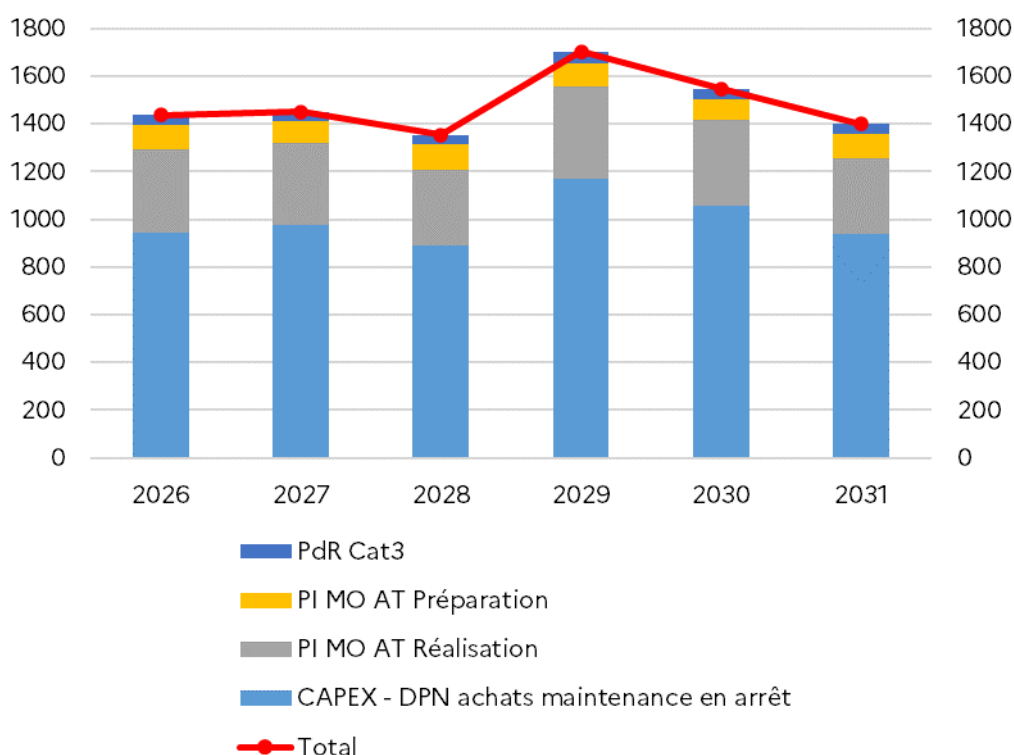
Ainsi, sur la période considérée, l'enveloppe des coûts de maintenance courante hors surbooking est stable, et la CRE estime recevables les CAPEX de maintenance courante présentés par EDF.

¹⁰² L'instance de commandité technique coordonne et arbitre les projets selon les ressources humaines et financières disponibles, en particulier les projets du GK. Cela dit, cette instance a également des projets associés à la maintenance des centrales, dont les coûts sont explicités ici.

8.3.4. OPEX Capexisées

Les OPEX capexisées sont les opérations des grandes visites que EDF comptabilise en CAPEX, comptabilisation permise par la norme comptable IAS 16 (section 7.10). Ils représentent 8 828M€₂₆ sur la période 2026-2031 pour la main-d'œuvre immobilisée en arrêt de tranche et les stocks immobilisés au périmètre de la DPN (voir la partie 7.9.4.), plus les achats associés à la maintenance en arrêt, anciennement des OPEX capexisés (59% du total des OPEX achats arrêt de tranche pour l'exercice 2023). Pour les achats, EDF transmet à la CRE directement la part capexisable des achats de maintenance en arrêt, et n'intègre donc pas une partie dans les OPEX qui doit être retranchée des OPEX puis affectée aux CAPEX.

Figure 161 – Montants totaux des OPEX Capexisées sur la période 2026-2031 (M€₂₆)¹⁰³. Source : EDF, analyse CRE.



La CRE estime recevables les coûts d'OPEX capexisées présentés par EDF et en cohérence avec la partie correspondant à la PSI analysée dans les OPEX qui constitue la capexisation, à laquelle nous ajoutons la partie des OPEX achats intégrée directement dans les CAPEX pour cet exercice par EDF, au contraire d'un des exercices précédents.

8.3.5. CAPEX futurs de FLA 3

L'EPR FLA 3 étant hors périmètre du GK, aucun des coûts des projets spécifiques du programme ne lui est imputé. Les CAPEX de FLA 3 se décomposent en trois catégories :

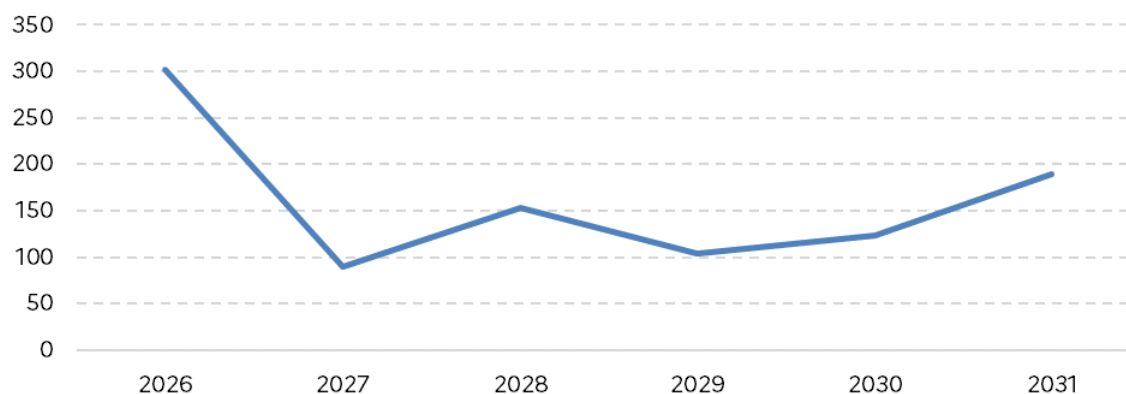
- Les VD, incluant la part capexisée des épreuves hydrauliques ainsi que la 1^{ère} visite de contrôle (VC1) ;
- les remplacements et rénovations de gros composants ;

- la maintenance récurrente, incluant les OPEX en arrêt de tranche capexisées.

Les CAPEX relatifs aux deux premières catégories sont modélisés de manière analogue aux CAPEX des projets de type 2 du GK, par le croisement d'un planning de réalisation, de profils normatifs de décaissement et de coûts unitaires des opérations. Ces derniers sont supposés évoluer à l'inflation : dans le cas de FLA3, aucune dérive additionnelle des coûts n'est intégrée à la modélisation. Compte-tenu de l'absence de référence sur le contenu précis de chaque projet lié au caractère tête de série de FLA3, les projets modélisés sont composés d'opérations agrégées par rapport au modèle relatif au parc historique, et l'ensemble de la modélisation est traitée de façon beaucoup plus normative.

Le montant total des CAPEX en fonctionnement de FLA 3 est estimé à 2 467 M€₂₆ pendant la période 2026-2040 dans la modélisation d'EDF, soit 545 M€₂₆ sur la période 2026-2028 et 417 M€₂₆ sur la période 2029-2031. La figure suivante illustre ces chroniques de dépenses de CAPEX.

Figure 162 – Chronique de CAPEX en fonctionnement de FLA 3 (M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.

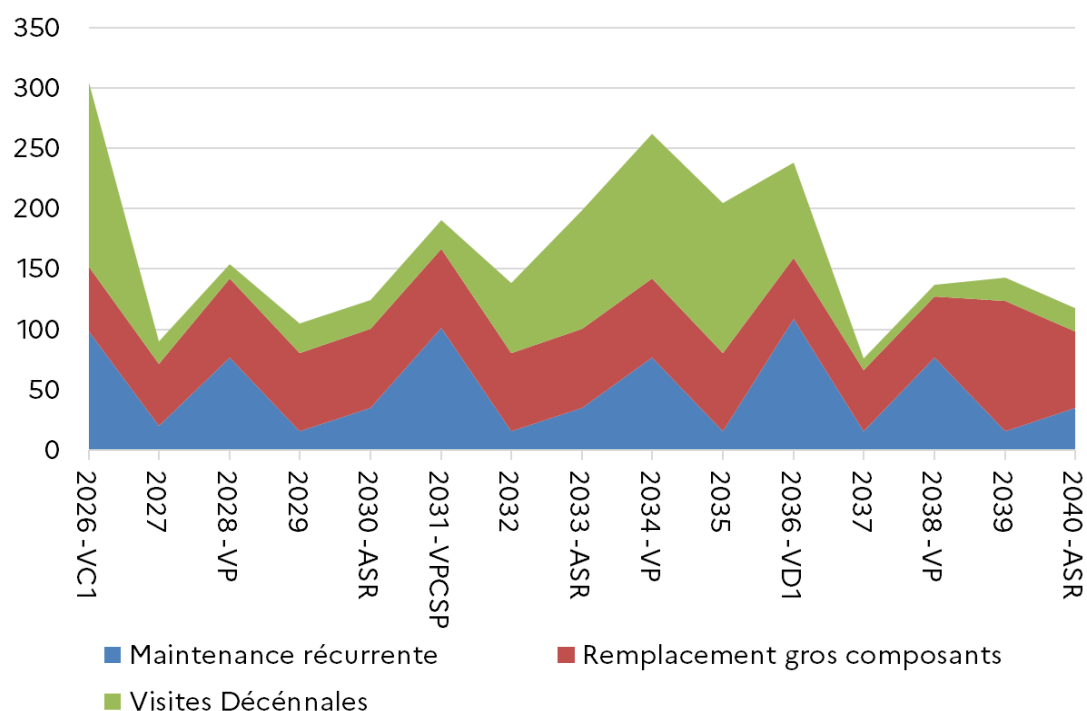


Les dépenses totales selon les briques composant les CAPEX en fonctionnement de FLA 3 sont les suivantes :

- la maintenance récurrente (y compris la part capexisée) coûte 735 M€₂₆ de 2026 à 2040 ;
- le remplacement des gros composants coûte 941 M€₂₆ de 2026 à 2040 ;
- les visites décennales pour 788 M€₂₆ de 2026 à 2040.

Le modèle FLA3 ne tient pas compte de provisions pour incertitudes, aléas et risques. Les chroniques des sous-briques CAPEX FLA 3 sont illustrées ci-dessous.

Figure 163 – Chroniques CAPEX en fonctionnement FLA 3 (M€₂₆). Source : EDF, analyse CRE.



La CRE estime recevables les montants de CAPEX futurs de FLA 3 déclarés par EDF.

8.4. Amortissements

Les amortissements de la VNC du parc nucléaire historique représentent, dans les coûts déclarés par EDF, 11,7 €₂₆/MWh sur la période 2026-2028 et 13,1 €₂₆/MWh sur la période 2029-2031.

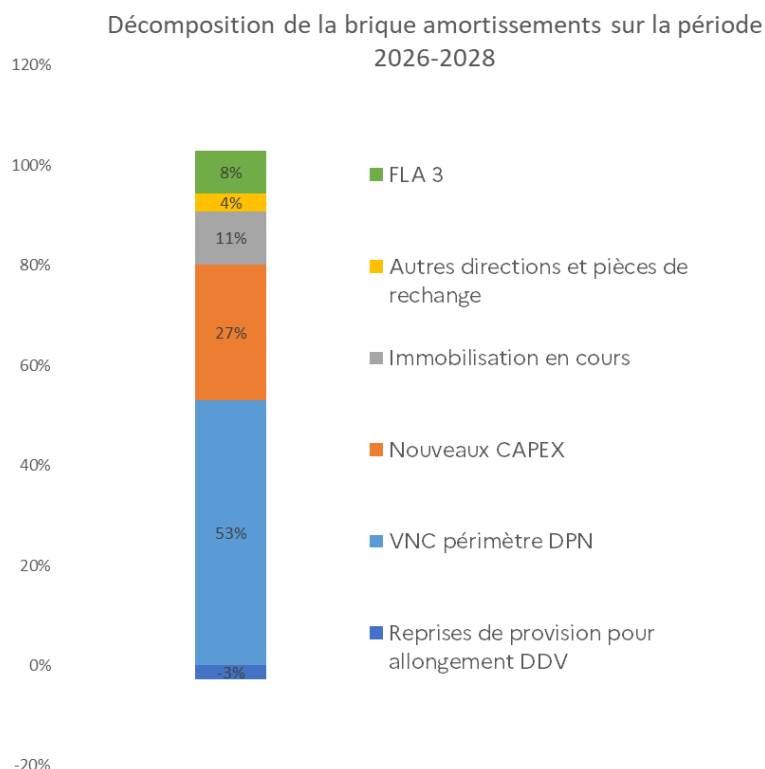
Pour les années 2026 et 2027, les amortissements transmis à la CRE correspondent à ceux déterminés dans le cadre du PMT qui sont issus d'une analyse fine des fiches d'immobilisation. Cet exercice étant uniquement réalisé dans le cadre du PMT, les amortissements calculés par EDF à partir de 2028 sont issus d'une modélisation simplifiée. Dans le cadre du présent rapport, EDF a pu apporter des améliorations méthodologiques par rapport à la méthode proposée en 2023.

La CRE comprend la plupart des choix normatifs effectués par EDF, nécessaires pour modéliser des amortissements sur la période post PMT. La CRE a néanmoins décidé de corriger la mise en service des CAPEX d'arrêts de tranches telle que modélisée initialement par EDF. Cette correction a été intégrée par EDF dans sa déclaration et est détaillée au paragraphe 8.4.4.

La figure suivante illustre la décomposition précise de cette brique sur la période 2026-2028.

Cette section présente les modalités de modélisation de ce poste de coût et les montants associés à chacune de ses composantes.

Figure 164 – Décomposition de la brique amortissements sur la période 2026-2028 pour le parc historique. Source : EDF, analyse CRE.



8.4.1. Amortissement de la VNC fin 2024 du parc nucléaire historique hors FLA 3 au périmètre DPN

La VNC fin 2024 des actifs du parc nucléaire hors FLA 3 au périmètre DPN s'élève à 27 070 M€. Elle intègre des actifs de deux types¹⁰⁴, qui diffèrent suivant leurs modalités d'amortissement :

- les actifs allongeables sont amortis sur la durée de vie de la tranche associée. En particulier, leur durée d'amortissement est allongée de 10 ans lorsque la durée de vie de la tranche est prolongée de 10 ans. Ces actifs représentent fin 2024 une VNC de 19,7 Mds €, dont - 0,7 Md € pour les actifs de contrepartie¹⁰⁵ (hors effet de dépréciation pour allongement de durée de vie) ;
- les actifs non allongeables, qui sont amortis sur une durée fixée indépendante de la durée de vie du parc nucléaire. Ces actifs représentent fin 2024 une VNC de 7,3 Mds €.

Pour chaque type d'actif, la décomposition tranche par tranche de la VNC associée est identifiée dans la comptabilité IFRS d'EDF, permettant de calculer les charges d'amortissement associées. La méthode est identique à celle utilisée dans le rapport de la CRE de 2023, à l'exception d'une amélioration apportée sur le calcul des actifs allongeables (passage d'une date de fin d'amortissement égale à la

¹⁰⁴ Il existe également une catégorie d'actifs non amortis qui sont les terrains et qui représentent environ 30 M€.

¹⁰⁵ Le règlement comptable dénommé « règlement sur les passifs » entré en vigueur en 2002 a introduit l'obligation aux provisions de refléter l'intégralité des obligations futures. Cette mesure renforce la transparence des comptes d'un exploitant nucléaire puisqu'elle impose d'afficher une information plus complète concernant les charges futures qui pèsent sur l'entreprise. Elle conduit un opérateur comme EDF à devoir provisionner l'intégralité de la dépense future notamment pour la déconstruction des centrales nucléaires et pour les derniers cœurs en raison du caractère immédiat des dégradations engendrées et du caractère certain des dépenses futures. Afin de ne pas avoir d'impact considérable sur le résultat de l'entreprise (qui est ensuite comptabilisé au bilan en tant que passif), cette mesure s'est accompagnée de la possibilité de mettre en place des actifs de contrepartie dont la valeur est égale au montant restant à provisionner et est ajouté à la valeur nette comptable de l'actif corporel constitué par l'installation nucléaire de base (INB). L'augmentation des provisions au passif est ainsi compensée par la création d'un actif de contrepartie d'une valeur égale au montant restant à provisionner. Afin de reproduire le principe du rattachement des charges aux produits de l'exercice, l'actif de contrepartie peut être amorti chaque année linéairement jusqu'à l'arrêt de l'installation concernée. Ainsi, la totalité des charges futures aura été imputée sur le résultat de l'exploitant par la dotation aux amortissements réalisée annuellement.

vision comptable de la date de mise à l'arrêt définitif des tranches à une date inscrite dans la base de données d'EDF spécifique à chaque actif), et est présentée ci-dessous.

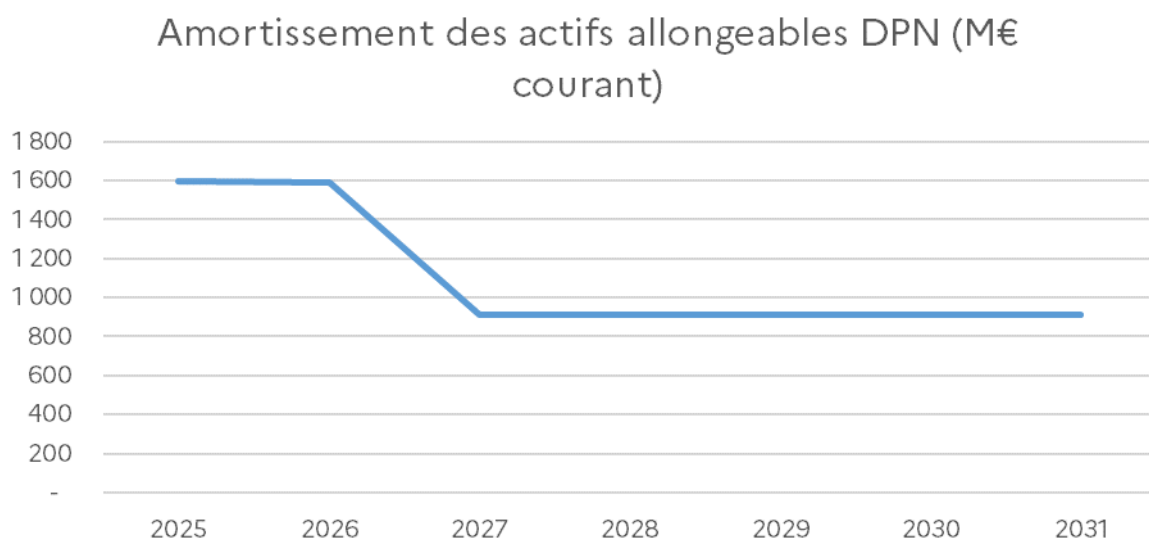
Actifs allongeables

Les actifs allongeables incluent la plupart des actifs directement liés à l'exploitation des tranches elles-mêmes, les actifs communs de site et annexes également amortis sur la durée de vie des tranches associées, ainsi que les actifs de contrepartie associés aux provisions pour démantèlement et derniers cœurs.

Pour chaque tranche, la VNC fin 2024 des actifs allongeables associés est amortie linéairement à partir de 2025 sur la durée de vie résiduelle de l'actif inscrite dans la base de données d'EDF.

L'allongement comptable de la durée de vie des paliers 900 et 1300 fin 2026 induit une inflexion des trajectoires d'amortissement pour les actifs allongeables à la date d'allongement. Les actifs des paliers 900 et 1300 sont amortis sous l'hypothèse d'une durée de vie de 50 ans jusqu'à 2026. Au-delà de la date d'allongement, le solde de la VNC est ensuite amorti sur la durée de vie résiduelle sous l'hypothèse d'une durée de vie totale à 60 ans. La trajectoire d'amortissement des actifs allongeables du parc historique hors FLA 3 est reproduite dans la figure suivante.

Figure 165 – Chronique d'amortissement des actifs allongeables du parc historique hors FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



L'amortissement des actifs DPN allongeables représente 3,1 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 2,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

Actifs non allongeables

Les actifs non allongeables incluent les actifs dont l'amortissement comptable est décorrélé de celui de la tranche à laquelle ils sont rattachés. Cela inclut par exemple les actifs associés aux services centraux de la DPN, les GV initiaux des centrales et des ateliers de maintenance hors site.

Pour chaque tranche, la comptabilité d'EDF détaille les actifs non allongeables qui lui sont rattachés et leur date de fin d'amortissement. La VNC fin 2024 de chacun d'entre eux est amortie linéairement sur la durée de vie indiquée dans la base de données d'EDF.

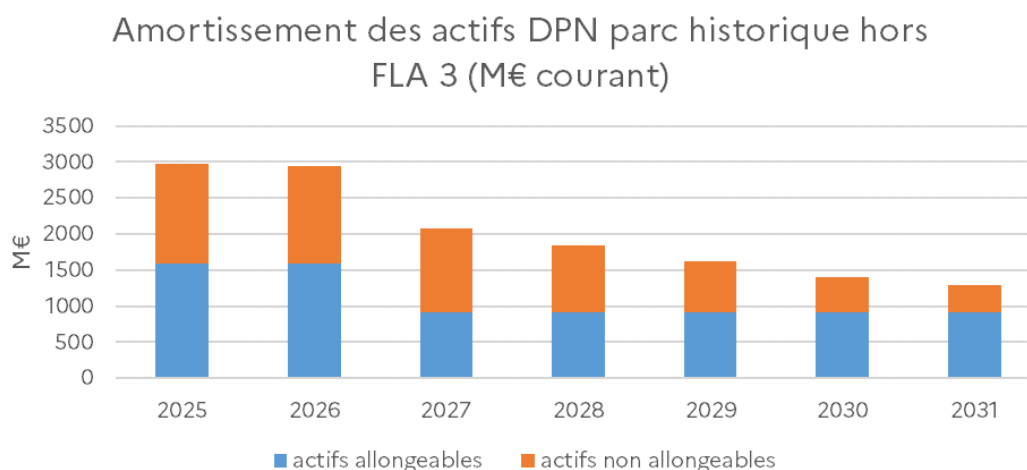
L'amortissement des actifs DPN non allongeables représente 3,1 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 1,3 €/MWh sur la période 2029-2031.

Synthèse

La méthode de calcul retenue étant de nature comptable, la CRE estime que la prise en compte des amortissements telle que proposée par EDF est légitime.

La trajectoire d'amortissement associée sur la durée de vie du parc historique est donnée dans la figure suivante.

Figure 166 – Chronique d'amortissement des actifs DPN du parc historique hors FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.

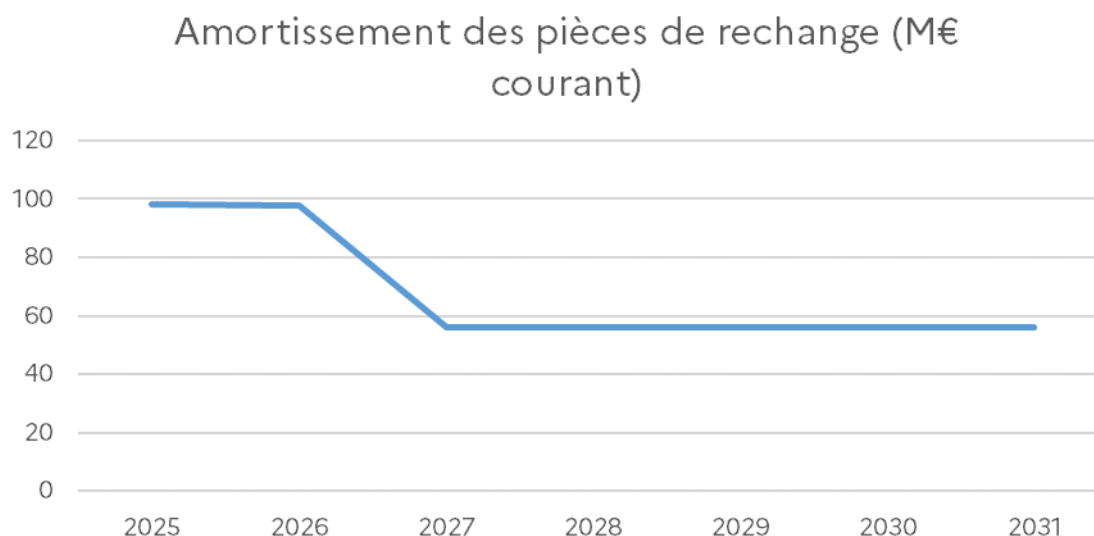


L'amortissement de l'ensemble des actifs DPN du parc historique représente 6,2 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 3,7 €/MWh sur la période 2029-2031.

8.4.2. Amortissement du stock de pièces de rechange immobilisées

La VNC fin 2024 du stock de pièces de rechange immobilisées s'élève à 1 223 M€. La chronique d'amortissement du stock de pièces de rechange est construite par homothétie de la chronique d'amortissement des actifs allongeables.

Figure 167 – Trajectoire d'amortissement du stock de pièces de rechange immobilisées du parc nucléaire historique hors FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



La trajectoire d'amortissement retenue par EDF est normative et diffère de la réalité comptable qui sera constatée sur la période. L'erreur de modélisation est toutefois faible au regard des montants en jeu.

L'amortissement du stock de pièces de rechange du parc historique représente 0,2 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, soit 2 % des coûts d'amortissement du parc nucléaire sur la période et 0,1 €/MWh sur la période 2029-2031.

La CRE estime qu'il aurait été préférable de fonder le calcul de ce paramètre sur une méthode strictement comptable, à partir des chroniques d'amortissement actualisées par la comptabilité d'EDF. Toutefois, compte-tenu des enjeux associés en termes de prix, la CRE considère recevable la trajectoire présentée par EDF.

8.4.3. Amortissement des actifs des entités hors DPN

La VNC fin 2024 associée aux entités hors DPN s'élève à 1 527 M€. Elle est composée de deux sous catégories :

- 326 M € rattachés à l'état-major DPNT, à la DCN, à la DP2D ainsi qu'une entité externe à la DPNT (la DISC – Direction Ingénierie et Supply Chain).
- 1 201 M€ correspondant aux actifs en location à fin 2024¹⁰⁶.

La VNC fin 2024 associée aux entités hors DPN est calculée par EDF comme le solde du bilan IFRS après retraitement des actifs DPN, et n'est donc pas directement rattachée à des actifs explicitement identifiés. Sa chronique d'amortissement est par conséquent définie de façon normative, par homothétie à partir de la chronique d'amortissement des actifs allongeables de la DPN. Cette méthode diffère un peu de celle utilisée en 2023 où la chronique était calculée en homothétie à partir de la chronique d'amortissement de la totalité des actifs de la DPN.

Compte-tenu de l'impossibilité d'affecter des actifs spécifiques à ce montant à amortir et des montants en jeu, la CRE estime que la méthode retenue par EDF est recevable. L'amortissement des actifs des entités hors DPN représente 0,2 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, soit 2 % des coûts d'amortissement du parc nucléaire sur la période et 0,2 €/MWh sur la période 2029-2031.

¹⁰⁶ Conformément à la norme IFRS 16, les actifs loués par EDF sont comptabilisés comme des actifs.

8.4.4. Amortissement des nouveaux CAPEX

La modélisation des coûts d'investissements post 2024 du parc nucléaire exposée dans le paragraphe 8.2. fournit, pour chaque tranche, une chronique annuelle de CAPEX en M€ courants à amortir. La modélisation des amortissements nécessite de déterminer une date de mise en service à partir de laquelle les dépenses d'investissements vont être intégrées à la VNC, ce qui déclenche leur amortissement.

Modélisation proposée par EDF

EDF a modélisé les amortissements des nouveaux CAPEX projet par projet, sur la base des projets identifiés dans sa modélisation des mises en service du parc nucléaire transmise à la CRE et de leurs durées d'amortissement respectives.

Des hypothèses normatives ont été considérées en fonction de 3 types de CAPEX :

- les CAPEX d'arrêt de tranche consistant principalement en des contrôles règlementaires réalisés en arrêt de tranche (anciennement nommés OPEX Capexisés) ;
- les CAPEX génériques du parc : CAPEX de maintenance courante (constitués principalement des coûts des pièces de rechange de catégorie 1 et de dépenses pilotées par les CNPE) et les CAPEX Grand Carénage de type « ruban de coût » ou non significatifs post 2026 (CAPEX de type « Projet 1 ») ;
- les autres CAPEX Grand Carénage (constitués principalement des visites décennales, des remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants).

Les CAPEX d'arrêt de tranche sont mis en service directement l'année de la dépense, puis amortis sur une durée moyenne de 5 ans.

Les CAPEX de maintenance courante et les CAPEX de type « Projet 1 », qui sont par nature des dépenses assez rapidement mises en service, sont mis en service normativement une année après la dépense. Ils sont ensuite amortis sur la durée de vie résiduelle de la tranche (en tenant compte d'un possible allongement de durée de vie de la tranche). Dans le rapport de 2023, ces CAPEX étaient mis en service l'année de la dépense.

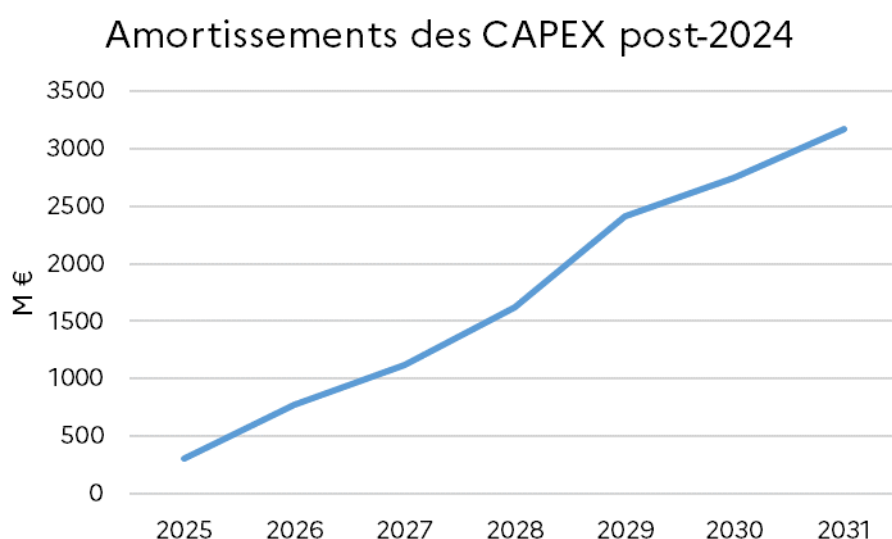
Les autres CAPEX Grand Carénage sont distingués par projet et par tranche. Pour une tranche et un projet, la date de mise en service des CAPEX correspond à la date de MSI (mise en service industrielle) du projet indiquée dans le modèle, modifiée afin de tenir compte du profil de dépense moyen du projet (c'est-à-dire des décaissements ultérieurs à la MSI). Ils sont ensuite amortis sur 10 ans (pour les visites décennales) ou sur la durée de vie résiduelle de la tranche pour les autres projets (en tenant compte d'un possible allongement de durée de vie de la tranche). Dans le rapport de 2023, ces CAPEX étaient mis en service l'année de MSI sans prise en compte du profil de dépense. Cette évolution représente un effort indéniable d'EDF pour affiner la modélisation simplifiée des amortissements.

Méthode retenue par la CRE

La CRE a décidé de corriger la mise en service des CAPEX d'arrêts de tranche. Afin de prendre en compte le fait que les mises en service ont lieu toute l'année, la CRE a décalé cette mise en service normative au milieu de l'année de la dépense d'investissement.

Cette correction a un impact moyen de - 140 M€ sur la simulation des amortissements de la période 2026-2028. En 2026 et en 2027, les valeurs du PMT sont utilisées et cette correction n'a pas d'impact dans l'évaluation des coûts. Cette correction a un impact de - 146 M€ en 2028 qu'EDF a intégré dans la mise à jour de sa déclaration. Cet impact représente - 0,13 €/MWh sur la période 2026-2028.

Figure 168 – Trajectoire d'amortissement du stock de pièces de rechange immobilisées du parc nucléaire historique hors FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



L'amortissement des nouveaux CAPEX représente 3,2 €/MWh sur la période 2026-2028 et 7,2 €/MWh sur la période 2029-2031.

8.4.5. Amortissement des immobilisations en cours du parc historique

Le présent paragraphe détaille les amortissements des actifs qui sont comptabilisés comme des immobilisations en cours (IEC) du parc historique nucléaire à fin 2024. Il s'agit donc d'un suivi spécifique de ces actifs qui sont immobilisés en cours de période, et qui cessent donc d'être des IEC au moment de leur immobilisation. Ces actifs seront réintégrés à la VNC comme les autres actifs en fin de période.

Les IEC du parc historique nucléaire à fin 2024 peuvent être décomposées de la façon suivante :

Figure 169 – Répartition des IEC selon les directions dans lesquelles elles sont comptabilisées.

Source : EDF, analyse CRE.

IEC à fin 2024 (M€)	
État-major DPNT	7 656
DPN	1 558
Autres	106
Total	9 320

EDF détermine une chronique prévisionnelle de mise en service et d'amortissement en utilisant une méthode comptable pour les actifs de la DPN et de l'état-major DPNT et un calcul normatif concernant les autres directions. Cette méthode est différente de celle utilisée lors du rapport de 2023 qui utilisait un calcul normatif pour l'ensemble des immobilisations en cours.

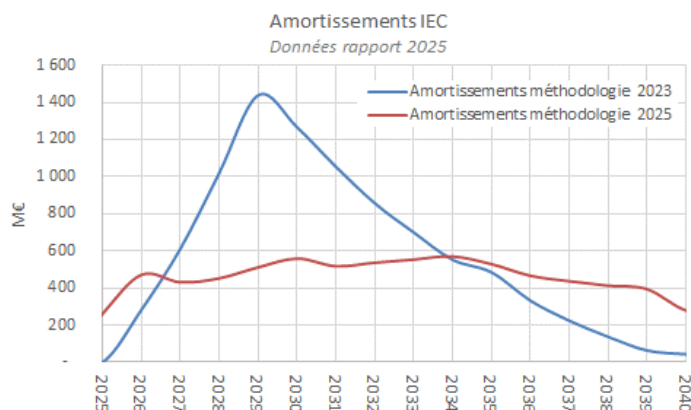
Pour les IEC de l'état-major DPNT, certaines hypothèses normatives sont prises pour la MSI des projets transverses (dont la date renseignée dans la base de données utilisée est celle de la dernière MSI) et de certains actifs dont la durée d'amortissement n'est pas renseignée.

Les autres IEC sont mises en service linéairement sur les 4 premières années et amorties à 5 % sur 5 ans, à 35 % sur 10 ans et à 60% sur la durée de vie résiduelle de chaque tranche.

Dans le rapport 2023, toutes les immobilisations en cours étaient mises en service linéairement sur les 4 années suivantes et amorties à 25 % sur 5 ans, à 25 % sur 10 ans, les 50 % restant sur la durée de vie résiduelle de chaque tranche.

Ceci induit des écarts importants sur les calculs des amortissements. Le graphique ci-dessous explicite l'impact du changement de méthodologie sur le calcul des amortissements des IEC.

Figure 170 – Chroniques d'amortissements des IEC pour le rapport 2025 sur le long terme selon la méthode appliquée en 2023 et la méthode appliquée pour ce rapport. Source : EDF.



Analyse de la CRE

La CRE salut l'effort d'EDF pour préciser la modélisation simplifiée des IEC afin de s'approcher le plus possible de la vision fine du PMT. La CRE estime ainsi recevable la méthodologie proposée par EDF et les trajectoires d'amortissement des IEC du parc nucléaire historique hors FLA 3 associées.

L'amortissement des immobilisations en cours à fin 2024 du parc historique hors FLA 3 représente en moyenne 1,2 €/MWh sur la période 2026-2028 et 1,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

8.4.6. Amortissement des dépréciations pour allongement des actifs de contrepartie

L'allongement comptable de la durée de vie des différentes tranches du parc à 60 ans induit une dépréciation de l'actif de contrepartie associé. La prolongation du fonctionnement des tranches repousse en effet d'autant la date de décaissement des coûts de démantèlement, ce qui par l'effet d'actualisation diminue la valeur de la provision à constituer pour couvrir ces charges. Cela induit au passif une reprise de provision, et entraîne en conséquence à l'actif une dépréciation de l'actif de contrepartie à hauteur de la reprise de provision. Dans le cas où la valeur des actifs de contrepartie est inférieure à la valeur de la dépréciation, l'actif sous-jacent est déprécié en complément afin d'assurer l'équilibre actif-passif.

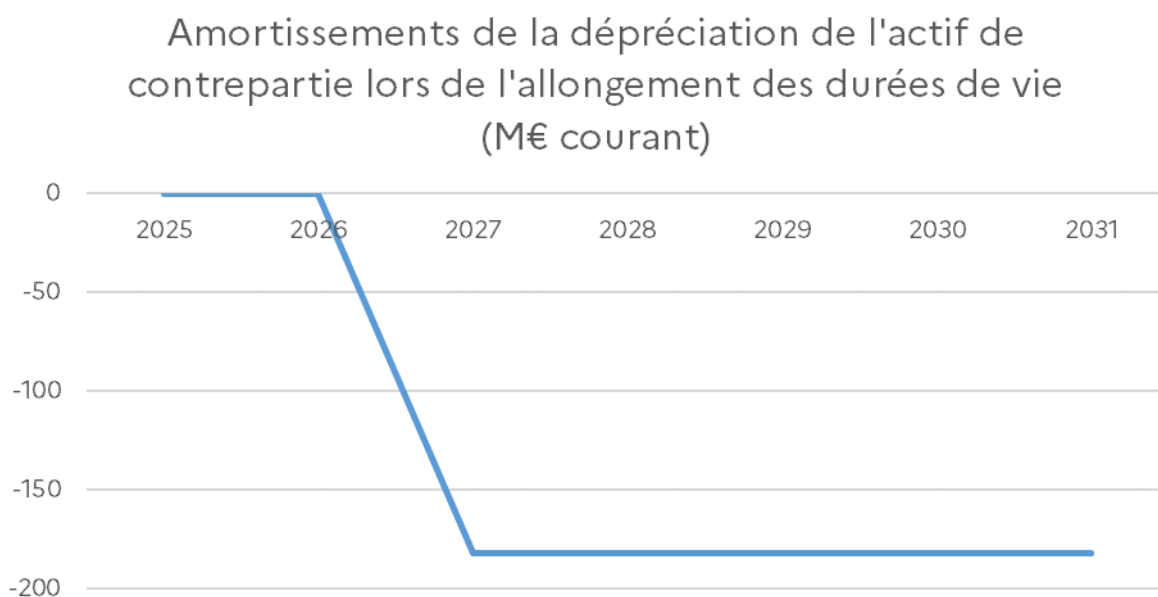
Pour chaque tranche des paliers 900, 1300 et N4, les dépréciations de l'actif de contrepartie ou de la VNC de l'actif sous-jacent, constatées l'année de l'allongement comptable à 50 ans ou 60 ans, sont amorties sur la durée de vie résiduelle de la tranche concernée.

A fin 2026, une dépréciation de - 3 373 M€ est intégrée à la BAR au titre de l'allongement de la durée de vie des centrales de 900 MW (- 1 814 M€) et des centrales de 1 300 MW (- 1 559 M€) et amortie sur la durée de vie résiduelle des tranches concernées.

L'allongement de durée de vie à 50 ans des centrales N4 est prévu pour fin 2033 et n'a donc pas d'impact pour les périodes présentées dans ce rapport.

La chronique d'amortissement résultante est donnée à la figure suivante.

Figure 171 – Trajectoire d'amortissement des reprises de provision lors de l'allongement des durées de vie du parc nucléaire historique hors FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



La méthode de calcul de cette chronique d'amortissement étant fondée sur une approche comptable tranche par tranche, la CRE valide la trajectoire proposée par EDF.

L'amortissement des reprises de provision lors de l'allongement des durées de vie du parc historique hors FLA 3 représente en moyenne - 0,3 €/MWh sur la période 2026-2028 (soit - 3 % du coût total d'amortissement du parc nucléaire) et - 0,5 €/MWh sur la période 2029-2031.

8.4.7. Amortissements de FLA 3

FLA 3 commence à être amortie à partir de sa mise en service industrielle, fixée par EDF à septembre 2025.

Sur la période 2026-2028, les amortissements de FLA 3 représentent un montant moyen de 1,0 €/MWh et de 0,9 €/MWh sur la période 2029-2031, dont la décomposition par poste est explicitée ci-après.

Amortissement de la VNC à terminaison

La VNC et les immobilisations en cours de FLA 3 fin 2024 sont données à la section 8.5.1 et s'élèvent à 16 909 M€. Cette VNC intègre notamment les coûts de dette pendant le chantier de construction intégrés comptablement (3 492 M€) et le montant des actifs de contrepartie associés aux provisions pour démantèlement et dernier cœur de FLA 3 (366 M€). Elle est amortie linéairement sur la durée de vie de la centrale, fixée à 60 ans, à partir de sa mise en service industrielle en 2025.

L'amortissement comptable de la VNC à terminaison de FLA 3 représente un amortissement annuel constant de 282 M€ à partir de 2026, soit un coût moyen sur la période 2026-2028 de 0,9 €/MWh.

Amortissement des nouveaux CAPEX

Contrairement au cas des nouveaux CAPEX du parc historique, EDF a conservé pour le calcul de l'amortissement des nouveaux CAPEX de FLA 3 une approche normative plutôt qu'une méthode comptable projet par projet. La méthode normative utilisée par EDF est fondée sur des principes suivants :

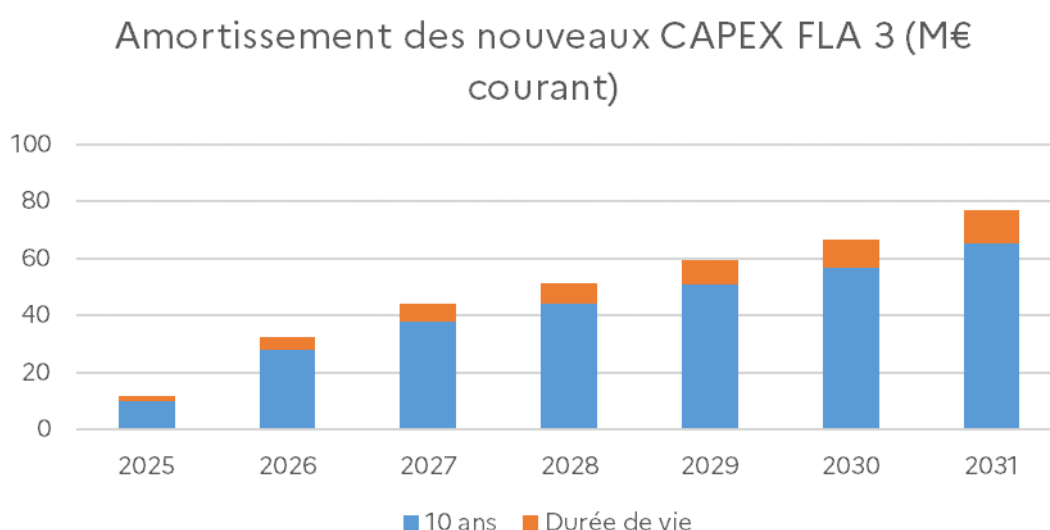
- les CAPEX sont amortis immédiatement après leur décaissement ;

- chaque année, les CAPEX réalisés sont amortis à 50 % sur 10 ans et à 50 % sur la durée de vie résiduelle de la centrale.

Comme pour les CAPEX d'arrêt de tranche, afin de prendre en compte le fait que les mises en service ont lieu toute l'année, la CRE a décalé cette mise en service normative au milieu de l'année de la dépense d'investissement. Les impacts de cette correction sont de - 8 M€ en 2028.

La chronique d'amortissement résultant de cette méthode est représentée dans la figure suivante. Sur la période 2026-2028, ce poste représente en moyenne 0,1 €/MWh.

Figure 172 – Trajectoire d'amortissement des nouveaux CAPEX de FLA 3 (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



La CRE estime qu'une approche comptable fondée sur un amortissement projet par projet aurait été préférable. Toutefois, la CRE estime que la méthode normative proposée par EDF qui est comparable à celle utilisée pour les IEC est recevable. Lors du calcul de la prochaine période où l'actif de FLA 3 sera immobilisé, la CRE s'attend à ce que EDF lui transmette une approche comptable projet par projet.

8.5. Base d'actifs

8.5.1. VNC de référence fin 2024

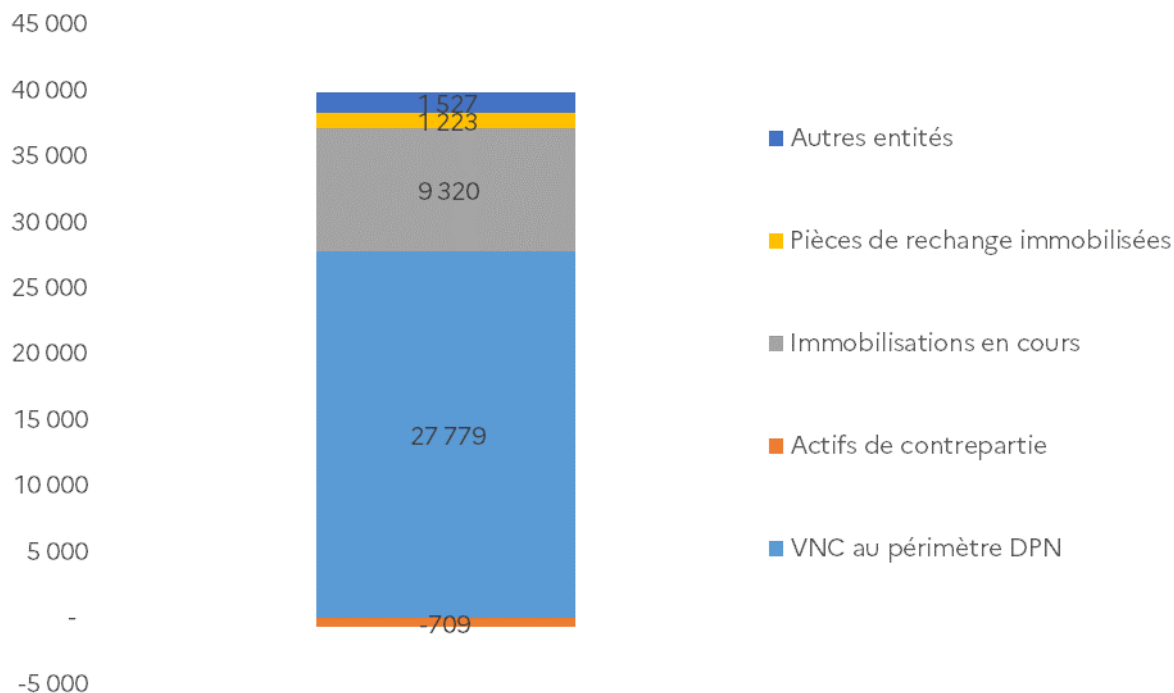
VNC fin 2024 parc historique hors FLA 3

La VNC IFRS du parc historique hors FLA 3, au périmètre 56 tranches, s'élève fin 2024 à 39 140 M€, et est constituée des actifs suivants :

- les actifs au périmètre DPN, principalement les CNPE pour 27 779 M€ ;
- les actifs de contrepartie et leur dépréciation associée pour - 709 M€ ;
- les immobilisations en cours du parc nucléaire historique pour 9 320 M€ ;
- les pièces de rechange immobilisées pour 1 223 M€ ;
- les actifs relatifs aux entités hors DPN pour 1 527 M€.

Figure 173 – Valeur nette comptable fin 2024 du parc nucléaire historique (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.

VNC du parc historique hors FLA 3 (M€ courant)

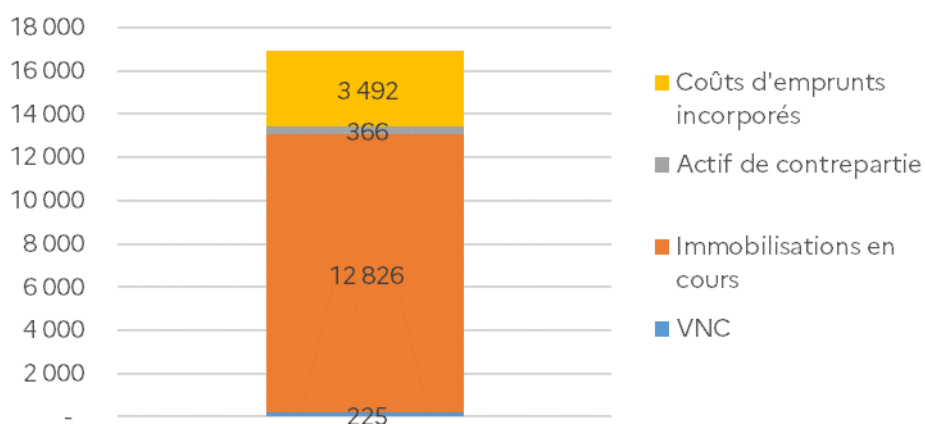


VNC et immobilisations en cours fin 2024 de FLA 3 et VNC à terminaison en 2025

La VNC et les immobilisations en cours de FLA 3 fin 2024 s'élèvent à 16 909 M€. Cette VNC intègre notamment les coûts d'emprunt pendant le chantier de construction intégrés comptablement (3 492 M€) et le montant des actifs de contrepartie associés aux provisions pour démantèlement et dernier cœur de FLA 3 (366 M€).

Figure 174 – Valeur nette comptable et immobilisation en cours fin 2024 de FLA 3 (M€ courant).
Source : EDF, analyse CRE.

VNC et immobilisations en cours à fin 2024 (M€ courant)



EDF prend comme hypothèse une mise en service industrielle de FLA 3 en septembre 2025. La VNC à terminaison en 2025 s'élève à 17 159 M € et le passage de la VNC 2024 à la VNC à terminaison s'explique de la manière suivante :

- des dépenses de CAPEX en 2025 de 513 M€ comprenant notamment le changement de couvercle et des dépenses de construction et d'ingénierie et de maintien en condition opérationnelle. EDF a retraité 106 M € de dépenses comptabilisées en OPEX qui concernent le surcoût des soudures du circuit secondaire principal et plus largement les pénalités liées au retard du chantier ;
- des amortissements de 157 M€ en 2025.

Comparaison coût total d'investissement à terminaison de FLA 3 présenté par la Cour des comptes

EDF avait transmis à la Cour des comptes dans le cadre de son rapport « *La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants* » publié en janvier 2025, une estimation du coût total d'investissement à terminaison de FLA 3 qui s'élevait à 22,6 Mds€₂₀₂₃.

La VNC à terminaison du présent rapport correspond en valeur brute, c'est-à-dire sans prise en compte des amortissements, à 17,6 Mds € (13,7 Mds € d'immobilisation, 3,5 M€ de coût d'emprunt et 0,3 Mds € d'actif de contrepartie).

La différence de 5,0 Mds € entre ces deux coûts à terminaison s'explique pour :

- 2,6 Mds € par l'effet de l'inflation, la VNC comptable utilisée par la CRE étant exprimée en €_{courant} dépensés entre 2007 et 2025 alors que celle calculée par la cour des comptes est exprimée en €₂₀₂₃¹⁰⁷ ;
- 2,8 Mds € par la différence de périmètre, la valeur brute du présent rapport ne prenant pas en compte certains coûts comptabilisés par EDF en OPEX et qui sont néanmoins intégrés dans le coût présenté par la Cour des comptes : 2,1 Mds de dépenses à partir de 2020 qui couvrent le surcoût des soudures du circuit secondaire principal et plus largement les pénalités liées au retard du chantier, 0,4 Mds € de fiscalité avant la MSI et 0,2 Mds € de combustible pour le premier cœur ;
- - 0,4 Mds € de CAPEX dépensés en 2025.

8.5.2. Evolution de la VNC

Facteurs d'évolution de la VNC

L'évolution annuelle de la VNC du parc nucléaire historique est déterminée par les trois facteurs suivants :

- l'amortissement des actifs immobilisés et des actifs de contrepartie associés (voir section 8.4) ;
- l'immobilisation de nouveaux CAPEX dans la VNC du parc (voir section 8.3) ;
- la dépréciation des actifs de contrepartie lors de l'allongement de la durée de vie des centrales.

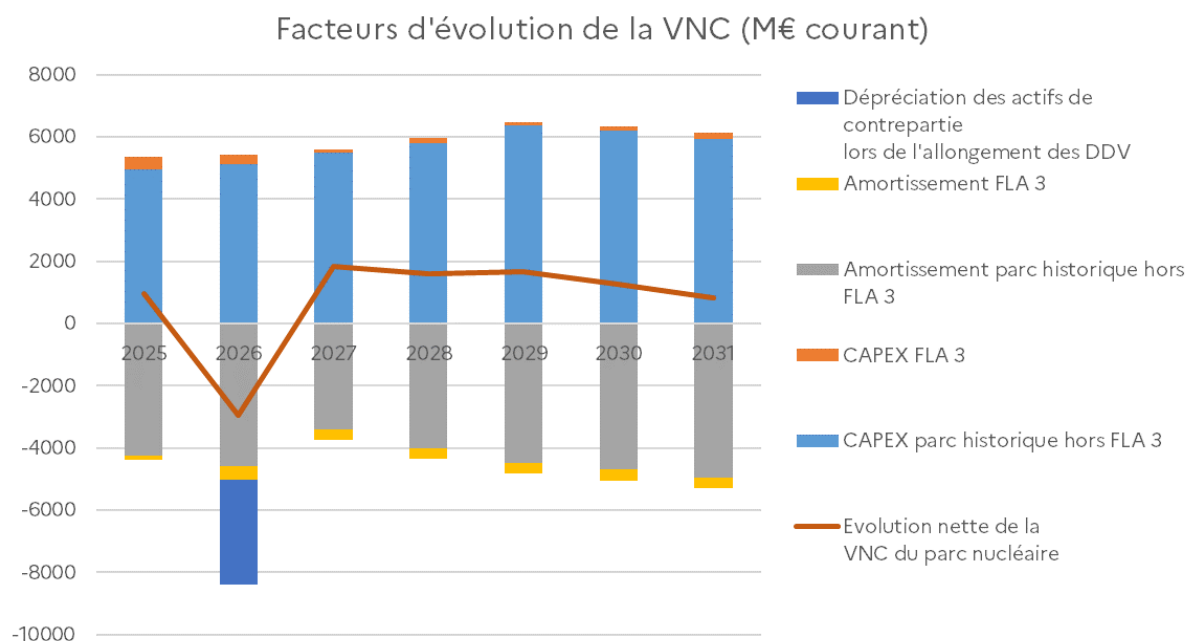
Comme expliqué au paragraphe 8.3.6, l'allongement comptable de la durée de vie des différentes tranches du parc à 60 ans induit une dépréciation de l'actif de contrepartie associé. A fin 2026, une dépréciation de - 3 373 M € est intégrée à la BAR au titre de l'allongement de la durée de vie des centrales de 900 MW (- 1 814 M €). L'allongement de durée de vie à 50 ans des centrales N4 est prévue pour fin 2033 et n'a donc pas d'impact pour les périodes présentées dans ce rapport.

Evolution de la VNC du parc nucléaire historique

La VNC prévisionnelle du parc nucléaire historique est extrapolée de la VNC fin 2024 issue de la comptabilité IFRS d'EDF à partir des trois facteurs d'évolution cités plus haut qui sont illustrés à la figure suivante.

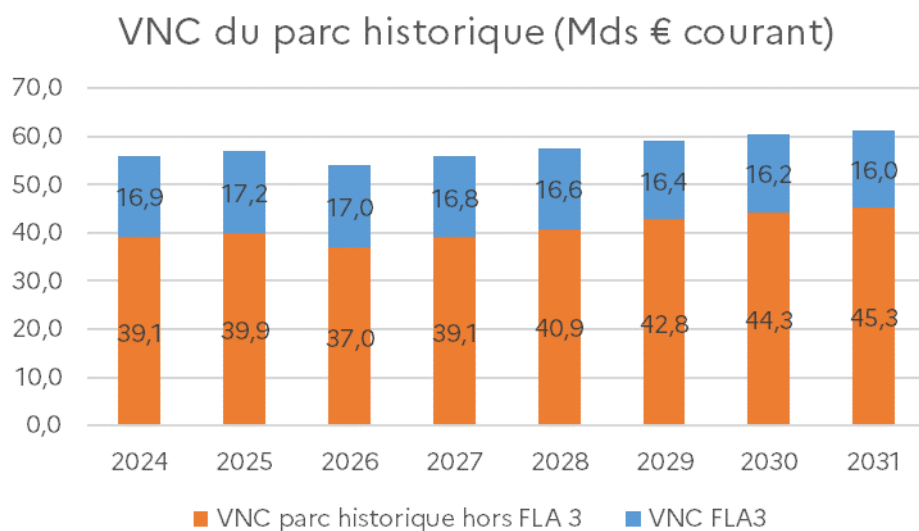
¹⁰⁷ Par exemple, l'inflation moyenne en utilisant le déflateur du PIB entre 2007 et 2023 par rapport à des €₂₀₂₃ est de 16 %.

Figure 175 – Facteurs d'évolution de la valeur nette comptable du parc nucléaire (M€ courant).
Source : EDF, analyse CRE.



La trajectoire résultante de la VNC du parc nucléaire sur cette période est donnée dans la figure suivante.

Figure 176 – Valeur nette comptable du parc historique entre 2024 et 2031 (Mds € courant).
Source : EDF, analyse CRE.



8.6. Rémunération du capital

Pour une année N donnée, le coût de rémunération du capital immobilisé dans le parc nucléaire est calculé en rémunérant au CMPC de l'entreprise la VNC de l'année N-1.

Compte-tenu de l'hypothèse d'un CMPC nominal avant IS de 11,3% retenue par EDF (hors prise en compte des effets de la taxe), la rémunération au CMPC de la VNC du parc nucléaire historique retenue par EDF représente 17,1 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, qui se décompose en 11,9

€/MWh au titre de la rémunération de la VNC du parc historique hors FLA 3 et 5,2 €/MWh au titre de la rémunération de la VNC de FLA 3.

Compte-tenu de l'hypothèse d'un CMPC nominal avant IS de 9,1 % retenue par la CRE, la rémunération au CMPC de la VNC du parc nucléaire historique retenue par la CRE représente 13,8 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028, qui se décomposent en 9,6 €/MWh au titre de la rémunération de la VNC du parc historique hors FLA 3 et 4,2 €/MWh au titre de la rémunération de la VNC de FLA 3, et 14,0 €/MWh en moyenne sur la période 2029-2031.

8.7. Coût de portage du stock

8.7.1. Présentation du poste et de la déclaration d'EDF

Les stocks de combustible et de pièces de rechange de catégorie 3 du parc nucléaire historique ne sont pas immobilisés comptablement par EDF et ne sont donc pas intégrés à la VNC amortie et rémunérée au CMPC du parc nucléaire. Les acquisitions de pièces de rechange de catégorie 1 sont quant à elles comptabilisées en immobilisations (investissements).

Concernant les pièces de rechange de catégorie 3, la durée moyenne passée dans le stock est de l'ordre de 7 ans. Par ailleurs, le stock de combustible représente environ 4,5 années de consommation. Cette durée s'explique d'une part par la nécessité de disposer d'un stock de sécurité, et d'autre part par le délai entre l'acquisition de la matière et la livraison des assemblages lié aux opérations d'enrichissement, de conversion, de fluoration et de fabrication des assemblages, et enfin par le délai entre le moment où le stock est engagé en réacteur et le moment où il est effectivement consommé.

Les stocks de combustible et de pièces de rechange de catégorie 3 induisent donc au vu de leur durée d'immobilisation un coût de portage proportionnel à leur valeur, lié aux coûts de stockage et aux frais financiers qu'ils génèrent pour l'entreprise. Ce coût n'est pas présent dans le compte de résultat d'EDF, mais le stock correspondant apparaît bien au bilan comptable dans le besoin en fonds de roulement.

Les montants intégrés sont décomposés selon deux postes pour les 56 tranches du parc historique :

- en 2025, le stock de pièces de rechange représente 857 M€, puis les valeurs entre 2026 et 2027 sont issues du BPLT de la DPN et enfin, à partir de 2028, le montant évolue au rythme de l'inflation et décroît à proportion du nombre de tranches toujours en fonctionnement ;
- le stock de combustible net représente 9 180 M€ en 2025. La donnée est issue du BPLT de la DPN puis évolue en fonction de la variation du stock de combustible par tranche qui est modélisé par EDF.

Pour FLA 3, les montants de ces mêmes postes sont issus du BPLT de la DPNT pour l'ensemble de la période 2026-2031. Les figures suivantes représentent l'évolution des montants de ces deux postes pour le parc historique et FLA 3.

Figure 177 – Trajectoire de stock de pièces de rechange de catégorie 3 et de combustible pour le parc historique (M€). Source : EDF, analyse CRE.

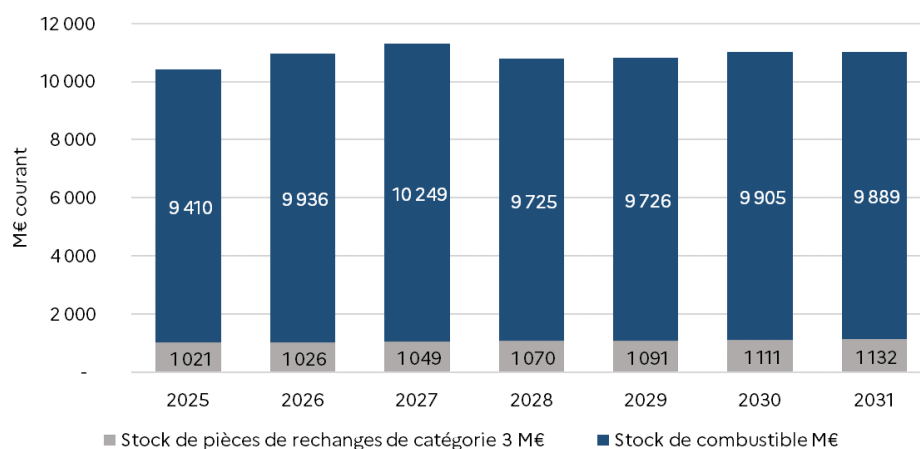
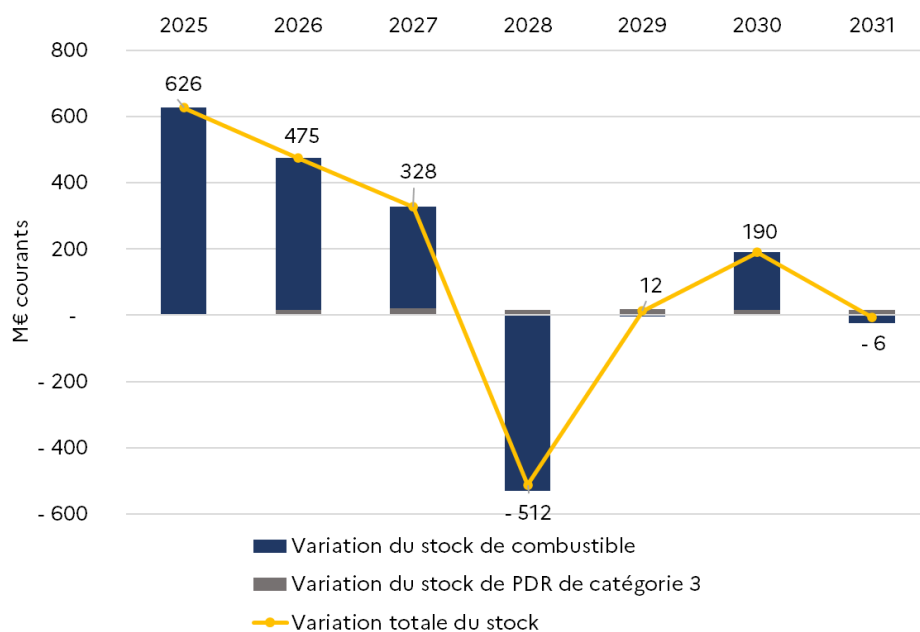
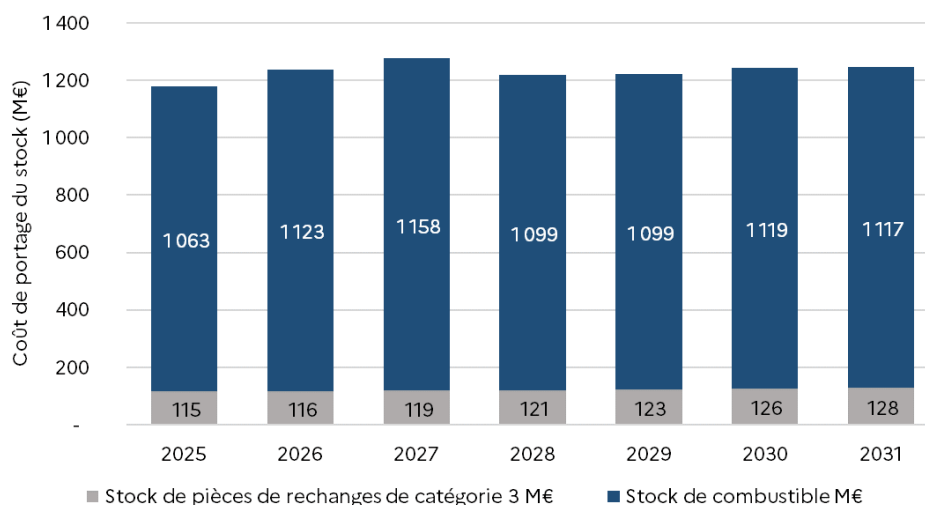


Figure 178 – Variation du stock de pièces de rechange de catégorie 3 et de combustible pour le parc historique (M€). Source : EDF, analyse CRE.



La trajectoire des coûts de portage des stocks, donnée en figure suivante, est calculée en rémunérant au CMPC d'EDF de 11,3 % de valeur des stocks du parc nucléaire déclarée dans les hypothèses d'EDF.

Figure 179 – Trajectoire de coût de portage du stock de pièces de rechanges et de combustible d'EDF pour le parc historique, en M€, avec un CMPC de 11,3 %. Source : EDF, analyse CRE.



Les coûts de portage des stocks de combustible et de pièces de rechange déclarés par EDF représentent 1 255 M€₂₆ par an soit 3,4 €₂₆/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 avec le WACC et le productible d'EDF.

8.7.2. Analyse de la CRE

Les stocks mentionnés ci-dessus sont nécessaires au bon fonctionnement du parc électronucléaire historique. Leur durée d'immobilisation implique une charge financière importante pour EDF. Par ailleurs, le décret n°2025-910, précise aux termes du nouvel article R. 336-8 que les stocks sont considérés comme une charge d'investissement et doivent être rémunérés dans ce cadre au CMPC. Ainsi, un taux de 9,1% est appliqué à la valeur annuelle du stock.

En revanche, au vu de la couverture de ces frais de portage financier, la CRE estime qu'il est nécessaire d'exclure de ces charges la variation du besoin en fonds de roulement (BFR) correspondante. La CRE a donc exclu la couverture de la variation de BFR qui intégrait le stock de pièces de rechange de catégorie 3 de la DPN et le stock de combustible de la DCN des charges d'exploitation d'EDF. Cette correction a été intégrée par EDF à sa déclaration à la suite des échanges avec la CRE, induisant une baisse de la déclaration de coûts de -0,3 €₂₆/MWh sur la période 2026-2028 (cf. *partie 8*).

Sur les montants déclarés par EDF, la CRE a pu vérifier la cohérence des hypothèses d'EDF avec le BPLT de la DPN ainsi qu'avec les niveaux déclarés par EDF lors des précédents exercices de la CRE. La CRE n'effectue donc pas de retraitement sur ces montants.

En appliquant le CMPC retenu par la CRE, la brique s'élève à 2,7 €₂₆/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 2,6 €₂₆/MWh en moyenne sur la période 2029-2031.

8.8. Synthèse

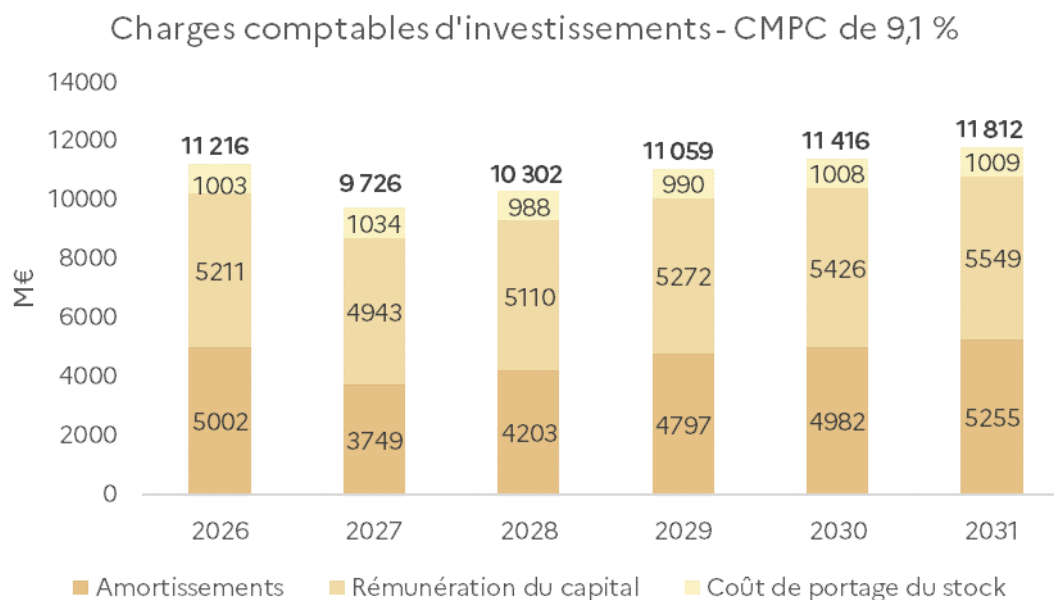
S'agissant des retraitements de la CRE sur les charges comptables d'investissements :

- EDF a intégré à sa déclaration finale le retraitement retenu par la CRE sur les amortissements qui avait un impact de - 154 M€ en 2028. En conséquence, la CRE n'ajuste pas la trajectoire d'amortissements d'EDF.

- La CRE retient un CMPC nominal avant IS de 9,1 %, ce qui a un effet à la baisse sur les trajectoires de rémunération du capital et de coût du portage des stocks déclarées par EDF.

La trajectoire des charges comptables d'investissements retenue par la CRE de 2026 à 2031 est présentée à la figure suivante :

Figure 180 – Chronique des charges d'investissement retenue par EDF du parc historique (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



Les charges d'investissement représentent, dans les coûts retenus par la CRE, 28,3 €/MWh en moyenne sur la période 2026-2028 et 29,6 €/MWh sur la période 2029-2031.

9. Analyse des composantes spécifiques

9.1. Rattrapage retraites

9.1.1. Présentation du poste de coûts

Depuis 1946, les agents relevant du statut national des IEG bénéficient d'un système spécifique de protection sociale comprenant un régime spécial de retraite. Jusqu'en 2004, le système de retraite spécifique aux IEG était entièrement administré par le service « IEG pension » d'EDF.

En effet, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a réformé le financement du régime des retraites des IEG en l'adossant aux régimes de retraite du droit commun. Cette réforme est notamment basée sur les objectifs suivants :

- maintenir le régime spécial des retraites pour tous les agents IEG ;
- créer une caisse autonome de sécurité sociale gérant l'équilibre financier du système de pension ;
- assurer une stricte neutralité économique pour les consommateurs, contribuables, salariés au régime de droit commun et le personnel IEG en adossant le régime IEG au régime de droit commun et en créant la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécifique est donc assuré par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG), créée par la loi de 2004.

Dans le cadre de la mise en œuvre de cette 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 du groupe, ils n'ont pas été pris en compte dans ses coûts de production et n'ont donc pas été couverts en 2004 par les tarifs réglementés de vente d'électricité.

Dans son Rapport 2023, la CRE a validé le principe de la prise en compte d'une 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 entièrement couverts par le passé. La brique extracomptable de rattrapage retraites vise à compenser la part de ces coûts non couverts imputable aux effectifs du parc nucléaire historique d'EDF.

En application du décret relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation des coûts complets de production, la brique de rattrapage retraites est la seule brique extracomptable intégrée aux coûts complets. Le décret dispose que les charges d'exploitation prévisionnelles à prendre en compte comprennent : « Les charges attendues sur la période relatives aux droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières applicables aux activités non régulées mentionnés au 2° du II de l'article 17 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, sans déduction des reprises sur provisions afférentes à ces charges. »

9.1.2. Méthode proposée par EDF

La brique de rattrapage des retraites comporte deux postes de compensation :

- le remboursement du paiement des soultes versées au moment de la mise en œuvre de la réforme aux caisses¹⁰⁸ CNAVTS, AGIRC et ARRCO, à savoir 3 008 M€, via une annuité constante en euros courants à partir de 2005 sur 20 années, au taux de rémunération de 4,5 % ;
- le remboursement des provisions constituées contre capitaux propres en 2004, à travers la compensation des montants comptabilisés à l'avenir au compte de résultat en tant que reprise de provisions pour les montants pouvant être affectés aux droits et avantages concernés par la réforme des retraites de 2004, qui rematérialisent la charge afférente.

¹⁰⁸ La structure démographique des IEG (nombre de cotisants par retraité) est défavorable par rapport à celle du régime de droit commun, la réforme de 2004 conduit donc à un déséquilibre financier défavorable pour les caisses des régimes de retraite du droit commun et fait dont l'objet de soultes à destination des caisses du régime de droit commun visant à la neutraliser.

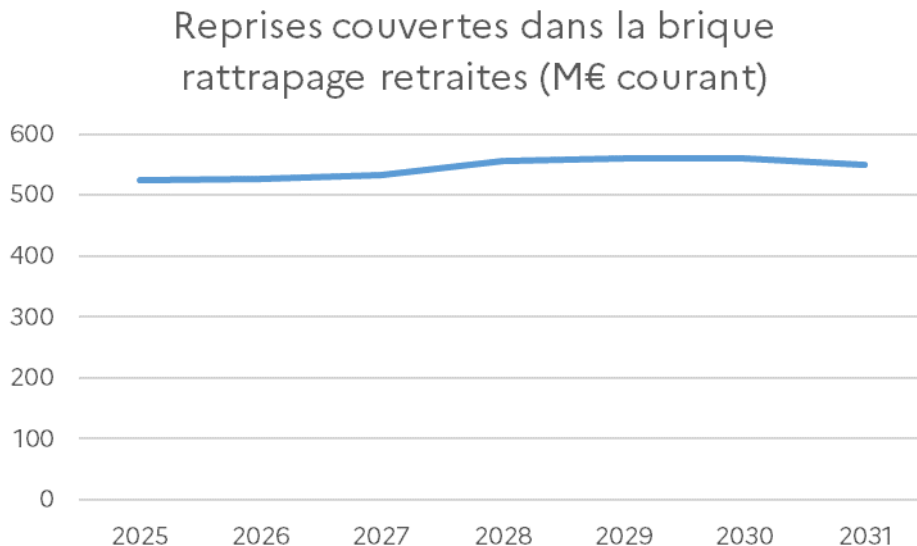
S'agissant du remboursement des soultes, celui-ci est par construction apuré en 2024, et n'impacte en conséquence pas le coût de production du parc nucléaire sur la période d'observation qui débute en 2026.

Le remboursement des provisions constituées contre capitaux propres en 2004 s'effectue en ne prenant pas en compte les reprises de provisions qui compensent les décaissements effectués par EDF à ce titre. EDF a fourni une chronique actualisée représentant sa meilleure prévision à date des décaissements relatifs à la quote-part de la provision constituée sur fonds propres.

Plus précisément, la composante de remboursement des provisions constituées contre capitaux propres comporte deux composantes :

- la provision principale est la provision « retraites DSP » (droits spécifiques passés), d'un montant de 9 Mds € en 2004 et qui fait l'objet d'un suivi spécifique dans la comptabilité d'EDF. EDF applique aux reprises effectuées un taux d'environ 83 % pour restreindre le périmètre à la production et à l'ingénierie puis un taux d'environ 80 % pour restreindre le périmètre au parc nucléaire historique ;
- les autres provisions concernées sont les provisions AAPE (autres avantages postérieurs à l'emploi), d'un montant de 2,3 Mds € en 2004 qui ne fait pas l'objet d'un suivi spécifique dans la comptabilité d'EDF, les provisions rassemblant à la fois des droits acquis antérieurement et postérieurement à la réforme de 2004. EDF applique aux reprises effectuées un taux d'environ 81 % pour restreindre le périmètre à la production et à l'ingénierie puis un taux d'environ 80 % pour restreindre le périmètre au parc nucléaire historique. EDF réalise ensuite un suivi de la quote-part de la provision initiale constituée en 2004 de sorte que les montants rematérialisés intégrés à la brique ne couvrent pas davantage que cette quote-part.

Figure 181 – Chronique prévisionnelle de reprises de provisions du rattrapage retraite du parc nucléaire historique (M€ courant). Source : EDF, analyse CRE.



9.1.3. Analyse de la CRE

La méthode proposée par EDF permet d'exclure tout double compte des charges de rattrapage des retraites lorsque les reprises prévisionnelles correspondent aux reprises réalisées sur les périodes concernées par le rapport. Néanmoins, l'estimation des reprises de provision par EDF nécessite de faire certaines hypothèses dépendantes de la CNIEG. Si les reprises réalisées venaient à s'écarter significativement des reprises prévisionnelles sur la période 2026-2028, la CRE pourrait envisager de calculer cette brique extracomptable en prenant en compte les reprises intégrées dans le calcul du coût complet de production pour déterminer le reste de la provision à compenser.

A ce titre, la CRE valide la composante de rattrapage déclarée par EDF. Celle-ci s'élève à 1,5 €/MWh sur la période 2026-2028 et 1,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

9.2. Charges de post-exploitation

9.2.1. Présentation du poste de coûts

Du point de vue réglementaire, la phase de démantèlement d'une installation nucléaire de base (INB) débute à l'entrée en vigueur du décret de démantèlement, soit en moyenne 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'ASN.

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. La phase de post exploitation n'est pas incluse dans le périmètre du démantèlement et les charges d'exploitation encourues par EDF lors de celle-ci ne sont pas intégrées aux provisions liées aux engagements de long terme pour démantèlement au titre de l'article L. 594-2 du code de l'environnement.

La question de la couverture de ces OPEX durant la période de fonctionnement du parc constitue une problématique méthodologique, dans la mesure où les charges de post exploitation d'une INB interviennent alors que celle-ci ne produit plus d'électricité et que, dès lors, elle ne dégage plus de flux financiers permettant de les couvrir.

Après la MAD, la partie du personnel restant sur l'INB est affectée à deux types d'opérations :

- des opérations de préparation au démantèlement dont le périmètre est précisé par le guide N°6 de l'ASN¹⁰⁹ et dont les coûts sont intégrés au périmètre des charges de démantèlement car directement liées à ce dernier ;
- des opérations de fin d'exploitation, qui ne sont pas provisionnées par EDF. Il s'agit d'opérations d'exploitation, non directement liées au démantèlement, dont les coûts seraient encourus même s'il n'était pas ensuite procédé au démantèlement. Elles correspondent à des activités qui relèvent d'opérations d'exploitation classiques (maintenance, sûreté de l'installation, plan d'urgence interne) ou de fonctions supports.

Les charges de post exploitation, dans le cadre du calcul par la CRE du coût du nucléaire historique, concernent le second périmètre, et incluent les postes d'achats, de charges de personnel, la variation des stocks et les impôts et taxes¹¹⁰.

9.2.2. Présentation de la déclaration d'EDF : évolution du poste de coûts

9.2.2.1. Niveau de la brique proposé

La méthode proposée par EDF pour couvrir les charges de post exploitation est fondée sur une brique extra-comptable calculée comme un loyer constant en euros constants versé annuellement, tranche par tranche, sur la durée de fonctionnement restante de chacune d'entre elles.

Dans l'hypothèse d'EDF, le loyer est calculé pour chaque tranche de sorte à annuler la VAN (après IS) attachée à ce poste. Plus précisément, après prise en compte de l'impôt sur les sociétés, les revenus associés (en euros constants), actualisés au CMPC réel après IS d'EDF, couvrent les coûts de post exploitation (en euros courants) actualisés au CMPC nominal après IS d'EDF.

En 2023, la CRE avait intégré une brique permettant une prise en compte anticipée de ces coûts à travers ce loyer économique annuel proposé par EDF. Toutefois, la CRE avait exprimé des réserves sur

¹⁰⁹ [Guide de l'ASN n°6 - Arrêt définitif, démantèlement et déclassé des installations nucléaires de base.pdf](#).

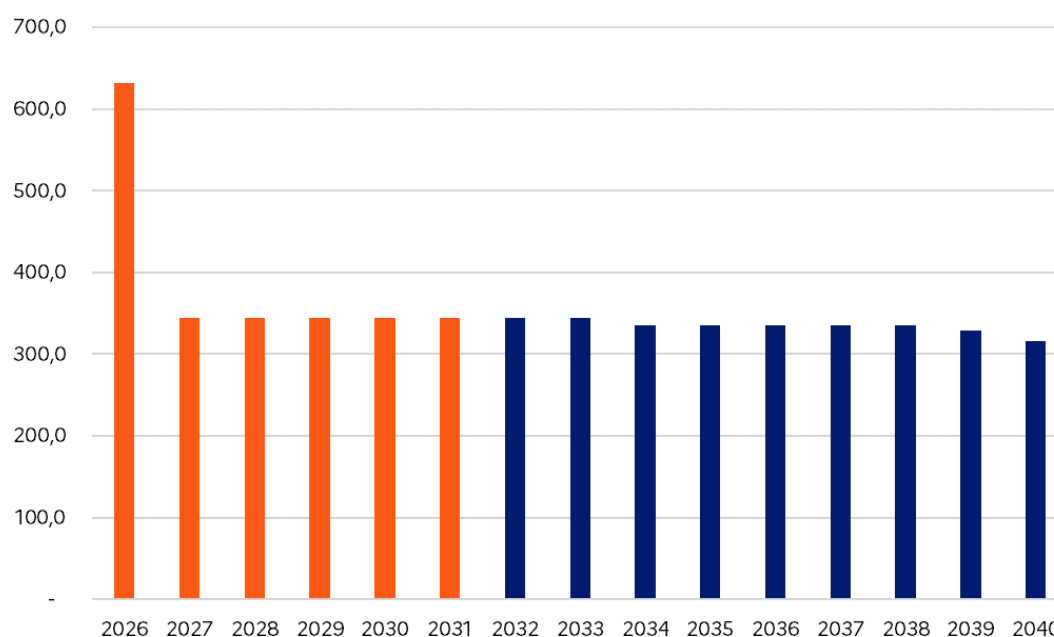
¹¹⁰ Les impôts et taxes sont également dépensés pendant la phase de déconstruction, mais ne sont pas inclus dans les provisions de démantèlement.

le versement ex ante et sans contrepartie à EDF des charges de post-exploitation. En effet, cette méthode soulève des réserves sur l'attribution à EDF de revenus extra-comptables sans charges concomitantes, notamment en termes de disponibilité effective des fonds au moment de la constatation des charges et de traçabilité de ces revenus dans le bilan d'EDF.

L'article R. 336-9 du code de l'énergie tel qu'il résulte du décret du 5 septembre 2025 prévoit que les charges d'exploitation peuvent comprendre les variations de provisions relatives aux charges postérieures à l'arrêt définitif des centrales, mais ne prévoit pas une prise en compte des charges de post-exploitation 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 de ces dispositions que les coûts de post-exploitation seront intégrés au calcul du coût dans les périodes à venir si EDF provisionne ces sommes, mais qu'elles ne feront l'objet d'aucun décompte lors de leur décaissement.

Pour ces périodes triennales, étant donné que les charges n'ont pas été provisionnées, elles ne seront pas prises en compte dans le calcul du coût du nucléaire. La CRE a tout de même analysé pour information le niveau de la brique si EDF avait provisionné ces charges, et le niveau de loyer résultant est donné dans la figure ci-dessous.

Figure 182 – Déclaration d'EDF : Loyer de post exploitation du parc historique (M€26). Source : EDF.



Avec un CMPC réel avant IS de 9,2 % retenu par EDF, correspondant au CMPC nominal avant IS de 11,3%, la brique relative au loyer de post exploitation s'élève à respectivement 1,2 €/MWh et 1,0€/MWh sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031.

Dans le calcul des loyers de post-exploitation, les allongements de durée de vie des tranches du parc historique sont pris en compte au fur et à mesure (tout comme pour le calcul des amortissements du parc). Or, dans les hypothèses d'EDF, les dates d'allongement de durée de vie du parc sont fixées à fin 2026 pour les paliers 900 et 1300. Cela explique le coût du loyer plus important en 2026, qui est calculé de manière à assurer le financement de ces coûts dans une trajectoire de non-allongement de durée de vie.

9.2.2.2. Détail des charges sous-jacentes

Dans le scénario d'une prolongation de la durée de vie des tranches à 60 ans, les charges totales de post exploitation du parc historique sont évaluées à 14,1 Md€26.

Les sous-jacents des charges d'exploitation sont détaillées ci-dessous :

- achats OPEX :
 - achats liés aux opérations de fin d'exploitation : jusqu'à 11 ans après la mise à l'arrêt d'une INB, EDF encourt des coûts d'achat liés aux opérations de fin d'exploitation de celle-ci. La période sur laquelle ces charges sont constatées ainsi que leur montant dépendent de chaque tranche ;
 - charges centrales effaçables, qui diminuent au prorata du dégréement des effectifs sur le site ;
 - responsabilité civile nucléaire (RCN) encourue par EDF pour chaque tranche et couvrant le risque d'accident nucléaire ;
- charges de personnel :
 - charges de personnel, qui diminuent au prorata de l'effectif restant sur site ;
 - indemnités de redéploiement : elles sont forfaitaires et constatées au fur et à mesure du dégréement des effectifs sur site ;
- tarif agent : à l'instar des charges de personnel, ce poste décroît au prorata de l'effectif restant sur site ;
- variation des stocks :
 - pièces de rechange : après déclassement d'une tranche, un tiers du stock de pièces de rechange est réutilisé sur d'autres sites et s'accompagne d'une baisse des coûts de BFR ;
 - combustible : le pourcentage des réserves de gestion du combustible supposées perdues à la fermeture d'une tranche et qui s'accompagnent de coûts de BFR supplémentaires.
- impôts et taxes : ce poste inclut l'IFER ainsi que les taxes INB, IRSN, VNF et foncière dont les taux résiduels après fermeture décroissent à des rythmes divers.

9.2.3. Analyse de la CRE

Actuellement, EDF ne provisionne pas ces charges, ce qui signifie qu'elles ne peuvent pas être comptabilisées comme une charge comptable. A ce titre, elles ne doivent pas être intégrées aux coûts complets.

Si EDF venait à provisionner ces charges et qu'elles étaient donc incluses dans le coût, il est important de noter que ce coût serait entièrement réparti sur les années qui suivent le début du provisionnement. Néanmoins, la CRE souligne qu'il n'est pas évident que ces charges doivent exclusivement reposer sur les générations futures, car le provisionnement aurait dû démarrer dès la mise en service de chaque tranche du parc historique.¹¹¹

La CRE 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.

En conséquence et sous les réserves susmentionnées, la CRE valide la méthode de calcul des charges de post exploitation retenue par EDF. Pour donner de la visibilité, la CRE publie pour information le montant de la brique de compensation des charges de post-exploitation : Avec le CMPC nominal avant IS de 9,1 % retenu par la CRE, cette brique s'élève respectivement à 1,5 €/MWh et 1,2 €/MWh sur les deux périodes.

¹¹¹ Une approche alternative pourrait supposer que des dotations aux provisions auraient dû être effectuées dès la mise en service des tranches, et donc que le montant à provisionner à partir de la période visée devrait uniquement couvrir les charges totales moins les provisions qui auraient dû être faites par le passé, ce qui ferait diminuer de manière significative la brique.

10. Coûts complets de production

10.1. Coûts complets de production pour la période 2026-2028 et la période 2029-2031

Le coût complet de production du nucléaire historique calculé par la CRE est fondé sur la méthode définie dans le décret du 5 septembre 2025.

Au terme de son analyse, la CRE retient un coût complet du nucléaire de 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028, et 63,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

En fonction des modalités d'indexation des tarifs de taxation et d'écrêtement prévues par le décret au cours de la période, la fixation des tarifs pourrait nécessiter le recours à un coût complet retenu par la CRE exprimé en euros courant. Ce dernier s'élève à 61,5 €/courants/MWh sur la période 2026-2028, 68,4 €/courants/MWh sur 2029-2031.

Les charges de post-exploitation ne sont pas provisionnées par EDF actuellement et, ainsi, elles ne constituent pas une charge comptable. A ce titre, elles ne doivent pas être intégrées aux coûts complets. Pour donner de la visibilité, la CRE publie pour information le montant d'une brique de compensation anticipée des charges de post-exploitation dans le cas où EDF viendrait à provisionner ces charges dans le futur. Cette brique s'élève à 1,5 €/MWh pour la période 2026-2028, 1,2 €/MWh pour la période 2029-2031.

La décomposition par poste du coût complet du nucléaire historique calculé par la CRE pour les périodes 2026-2028 et 2029-2031 est donnée au graphe ci-dessous :

Figure 183 – Décomposition par brique du coût complet évaluée par la CRE sur les périodes 2026-2028 et 2029-2031, en euros constants

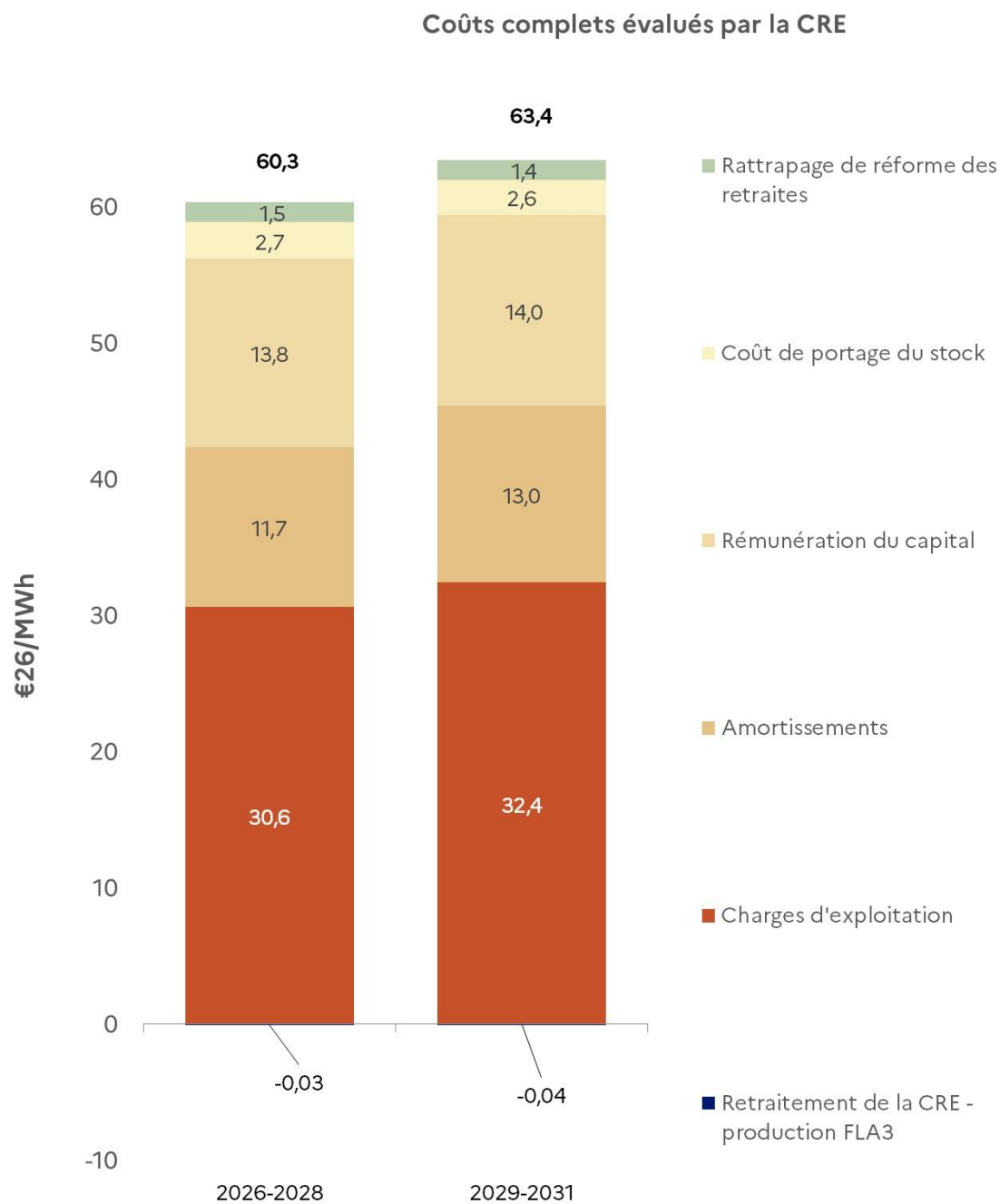


Figure 184 – Décomposition par brique du coût complet annuel évaluée par la CRE entre 2026 et 2031, en euros constants

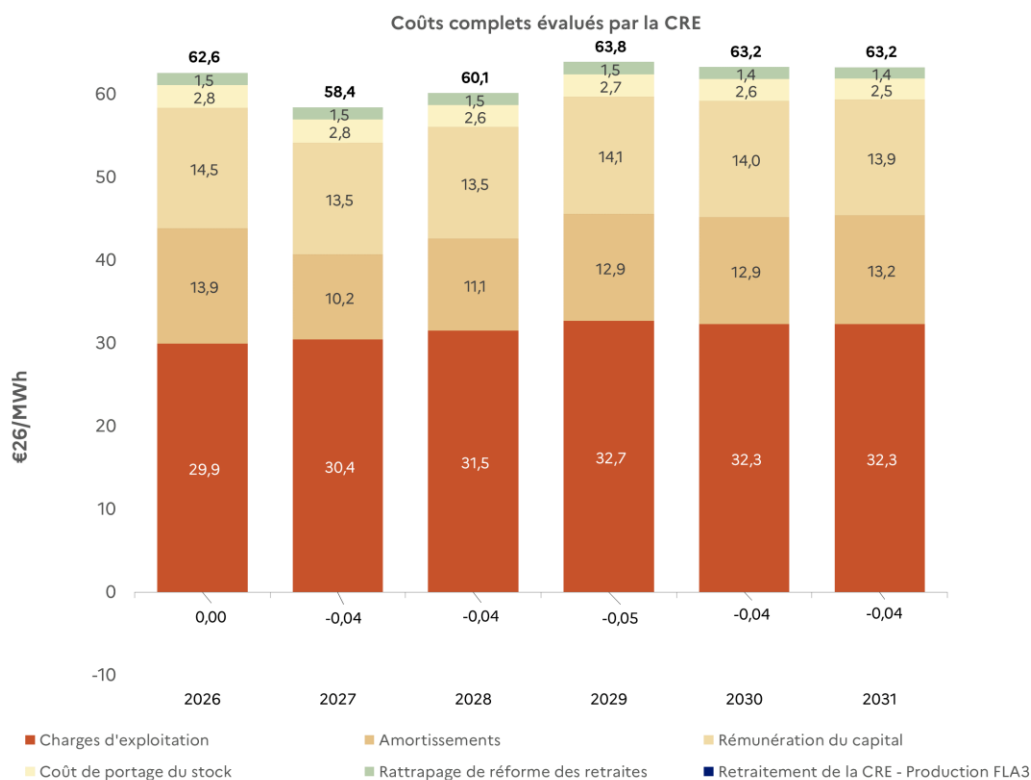
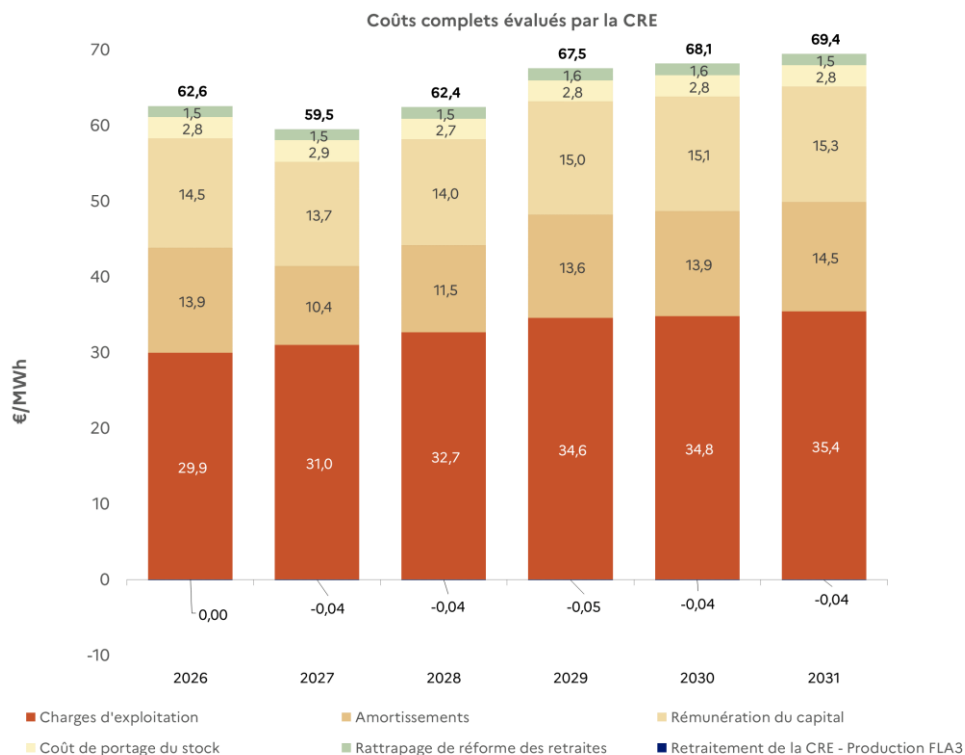


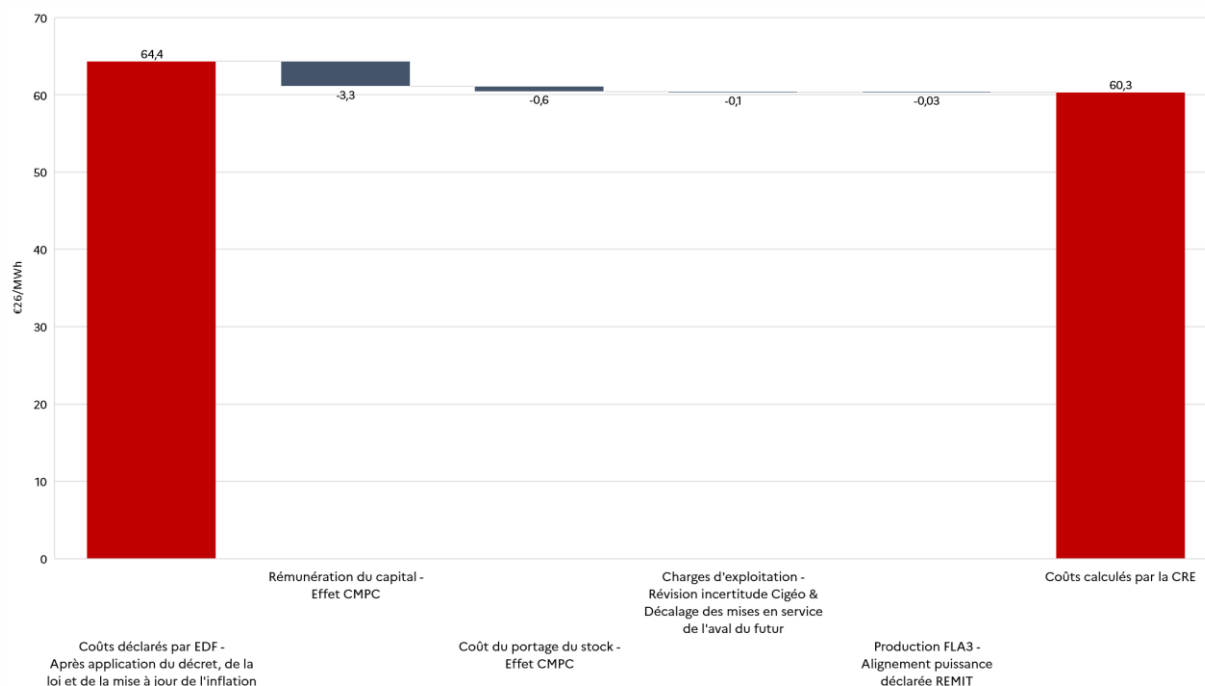
Figure 185 – Décomposition par brique du coût complet annuel évaluée par la CRE entre 2026 et 2031, en euros courants



En dehors des retraitements intégrés par EDF dans sa déclaration, l'analyse par la CRE des coûts déclarés par EDF a conduit à un retraitement total de respectivement - 4,1 €/MWh sur la période 2026-2028 et - 4,3 €/MWh sur 2029-2031.

Le graphe ci-dessous détaille les retraitements poste par poste pour la période 2026-2028 :

Figure 186 – Décomposition des retraitements de la CRE, moyenne sur 2026-2028 (€/MWh)



Le CMPC constitue le principal facteur d'écart entre le coût déclaré par EDF et celui retenu par la CRE. Le CMPC de 9,1 % retenu par la CRE est calculé selon une méthode reflétant la rentabilité attendue par un opérateur similaire à EDF, qui diffère de celle retenue par EDF. Cette méthode a été élaborée à la suite des échanges avec la Commission européenne dans le cadre du Rapport 2023. Le niveau de risque retenu par la CRE dans le calcul du CMPC est également inférieur à celui argumenté par EDF (cf. partie 8.2).

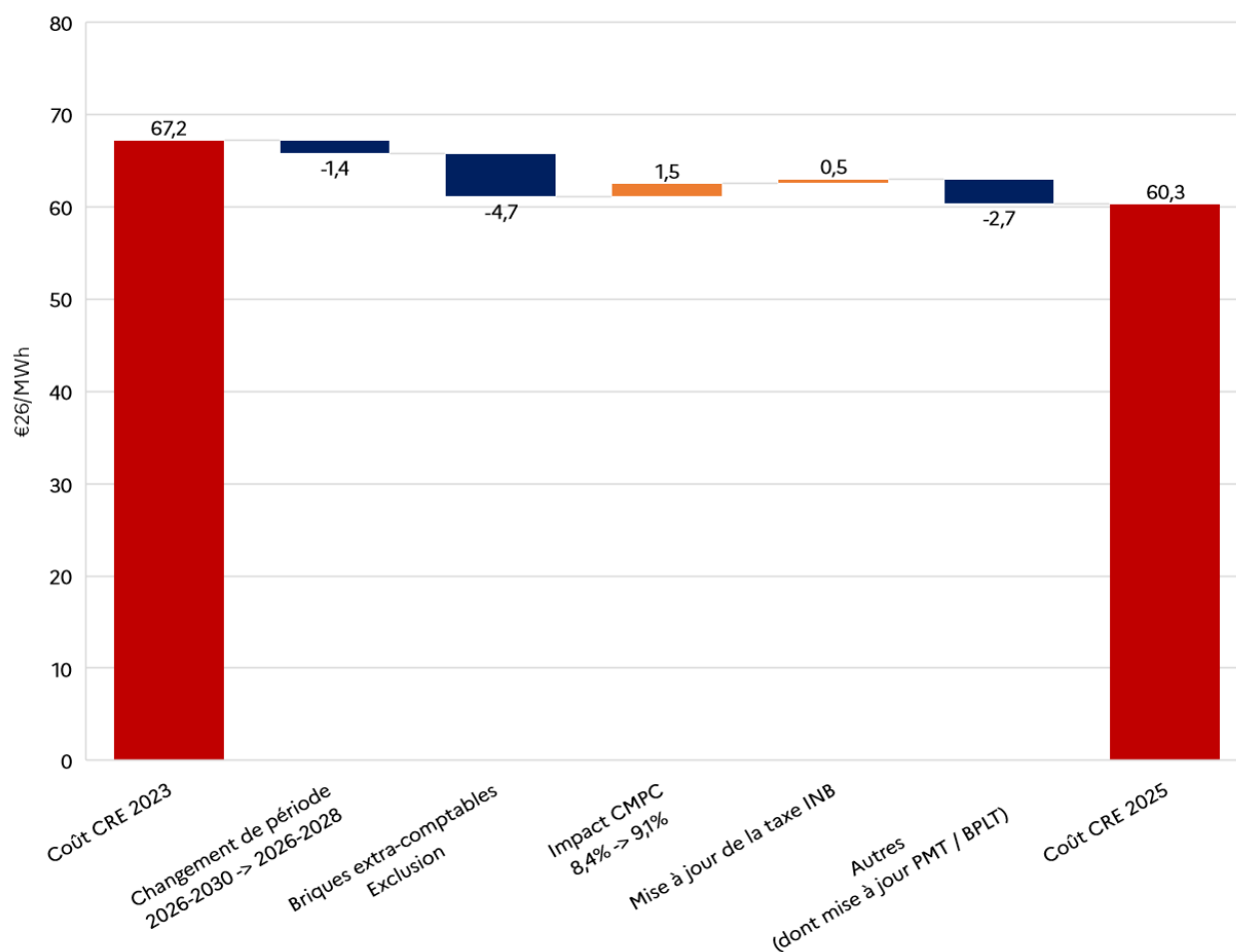
10.2. Evolution du coût entre le rapport 2023 et le rapport 2025

Le coût complet du nucléaire historique calculé par la CRE en 2023 s'élevait à 60,7 €/2022/MWh sur la période 2026-2030, soit 67,2 €/2026/MWh. Le présent rapport, établi sur le fondement de l'article L. 336-3 du code de l'énergie, évalue les coûts complets du nucléaire historique pour la période de 2026-2028 à 60,4 €/2026/MWh. De nombreux facteurs expliquent l'évolution du coût entre les rapports de 2023 et de 2025, notamment :

- la réduction de la période d'évaluation à 2026-2028 ;
- l'adaptation du CMPC au nouveau dispositif juridique.
- l'exclusion réglementaire des briques extracomptables prises en compte en 2023 ;
- une révision de la taxe sur les installations nucléaires de base (« INB ») pour tenir compte d'une contribution pour le réacteur Jules Horowitz (« RJH ») ainsi que d'une augmentation du niveau de la taxe ;
- la mise à jour des hypothèses de coûts par EDF, notamment la prise en compte du Plan Moyen Terme (« PMT ») sur 2026 et 2027, et la révision de certaines hypothèses structurantes concernant l'aval du futur pour les usines de la Hague 2 et de Melox 2 (révision du devis à la hausse, décalage de mise en service, allongement de la durée de vie des anciennes usines) ;
- la mise à jour de la trajectoire du Business Plan Long Terme (« BPLT ») sur 2028-2038, évoluant essentiellement à l'inflation à partir de la valeur fixée en 2027.

La Figure 187 ci-dessous donne un ordre de grandeur de ces différents facteurs sur la différence entre le coût calculé en 2023 et le coût calculé dans ce présent rapport.

Figure 187 – Décomposition des facteurs explicatifs de la différence entre le coût du Rapport 2023 et le coût calculé dans le présent rapport



11. Éléments pouvant être pris en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement

11.1. Description du fonctionnement de la taxe

Comme détaillé en partie 2.1, le calcul des coûts du nucléaire présenté dans ce rapport s'inscrit dans le dispositif juridique de versement nucléaire universel, introduit à travers l'article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025. Ce dispositif comprend une taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire, assise sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF, dont les montants doivent être redistribués à travers une minoration des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs finaux, selon des paramètres qui seront précisés par voie réglementaire. À ce stade, la CRE souligne qu'elle veillera à ce que les modalités soient aussi simples que possible.

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 les consommateurs français de la compétitivité du parc nucléaire. 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].

Les tarifs sont fixés pour une période de trois ans avant le début de chaque période compte tenu :

- des coûts complets du nucléaire historique ;
- des coûts encourus pour la réalisation des centrales électronucléaires autres qu'historiques qui sont mentionnées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (ci-après les coûts du nouveau nucléaire) ;
- de la situation financière d'EDF.

Les tarifs de taxation et d'écrêtement peuvent être modifiés au cours de la période d'évaluation de trois ans. Un décret déterminera les situations dans lesquelles ces tarifs peuvent être modifiés au cours de chaque période (article L. 322-77 du CIBS). La CRE sera consultée pour avis sur ce décret (article L. 322-69 du CIBS).

Tandis que les coûts complets du nucléaire historique constituent l'objet du présent rapport, les sections suivantes précisent certains éléments pouvant être pris en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement au titre de la situation financière d'EDF ou des coûts du nouveau nucléaire. Cette liste n'est pas exhaustive, d'autres éléments peuvent également être pris en considération, à l'instar de la perte d'opportunité due à la constitution d'un portefeuille d'actifs dédiés ou les intérêts intercalaires.

11.2. Effet de la taxation sur la couverture des coûts d'EDF

Comme expliqué en partie 5, EDF a intégré dans sa déclaration de coût la perte de revenu en espérance issue de la taxation, et son effet sur la couverture de ses coûts, via une majoration de 0,2 du bêta de l'actif pour déterminer le CMPC. L'article L. 336-3 du code de l'énergie exclut toutefois explicitement la prise en compte de la taxe dans les coûts constatés, lesquels comprennent l'ensemble des coûts, y compris les charges de capital et notamment le niveau du CMPC.

La CRE n'a donc pas, conformément à la loi, inclus la perte de revenu en espérance dans l'évaluation du coût complet de production du parc nucléaire. Toutefois la perte de revenu en espérance pour EDF est réelle et pourrait être prise en compte dans la fixation des tarifs de taxation et d'écrêtement.

La taxe se traduit par un manque à gagner pour le producteur nucléaire dans les scénarios de revenus élevés, mais sans compensation dans les scénarios de revenus faibles. Du fait de ce caractère

asymétrique, le producteur supporte le risque de ne pas couvrir ses coûts de production en moyenne sur une période longue :

- si les revenus passent durablement en-dessous des coûts d'EDF, car aucun mécanisme de soutien, tel un plancher de prix, n'est intégré à ce dispositif. Ce risque est rémunéré par le bêta marchand.
- si les revenus sur cette période sont en moyenne supérieurs aux coûts de production sur l'ensemble de la période, mais proches des coûts d'EDF et avec une certaine volatilité. En effet, du fait du prélèvement, les années de prix élevés pourraient ne pas compenser intégralement les pertes lors des années de prix faibles.

Le dispositif a été négocié dans un environnement de prix élevés, en sortie de crise. Les prix à terme sont désormais revenus à des niveaux proches des coûts d'EDF. Aussi, dans certaines configurations où les prix de gros seraient proches du seuil de prélèvement, EDF pourrait ne pas couvrir ses coûts en espérance.

Dans cette optique, en particulier en environnement de prix bas, **le tarif de taxation minimal doit s'écarter suffisamment des coûts complets de production afin de permettre à EDF de recouvrer ses coûts**, pour tenir compte de la perte d'espérance de gain engendrée par le caractère asymétrique¹¹².

11.3. Les recettes du marché de capacité et des services systèmes

La taxe sur le combustible nucléaire est assise sur les revenus issus de la vente d'électricité. Les revenus capacitaires, qu'ils proviennent de transactions sur le mécanisme de capacité ou de la fourniture de services système, ne sont donc pas pris en compte dans l'assiette de taxation : « *Pour les contrats conclus avec un gestionnaire de réseau électrique dans le cadre de ses actions pour prévenir la congestion ou pour assurer la sécurité du système électrique, seules sont prises en compte les sommes directement déterminées à partir d'une quantité d'électricité* » (article L. 336-6 du code de l'énergie).

Dans la mesure où les revenus capacitaires contribuent à la santé financière d'EDF, et dans une logique de taxation des revenus d'EDF issus de la vente d'électricité nucléaire, nets des revenus capacitaires, ces revenus pourraient indirectement être pris en compte par le Gouvernement dans la fixation des tarifs de taxation et d'écêtement.

¹¹² L'intégration dans les seuils de l'effet de l'asymétrie renvoie à un calcul plus compliqué qu'une simple majoration du seuil à hauteur de la valeur en espérance du prélèvement.

Annexe – Éléments de comparaison aux opérateurs internationaux

La France est le pays dont la part d'électricité d'origine nucléaire est la plus importante au monde avec 67,4 % de la production d'électricité réalisée par le nucléaire en 2024. Cette particularité occasionne un mode de gestion du parc unique en comparaison à des pays où le nucléaire fonctionne en base constamment.

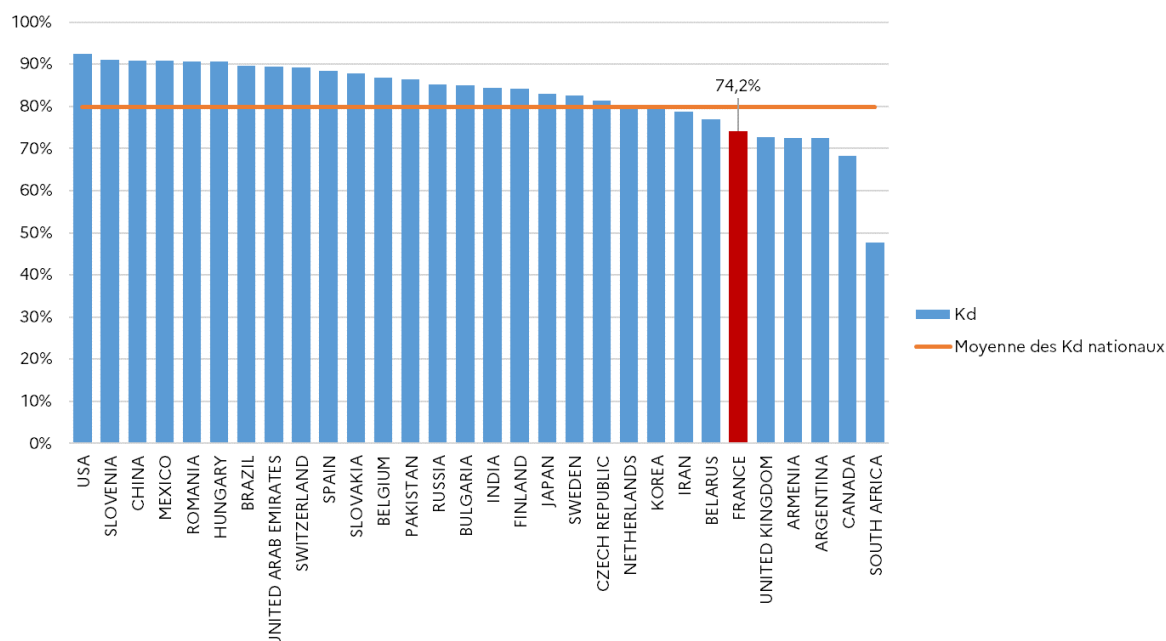
Dans cette section, la CRE propose de revenir sur les résultats des comparaisons internationales, issues notamment des travaux de l'Agence internationale de l'énergie atomique (IAEA), de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence de l'énergie atomique (NEA) afin de souligner les spécificités du parc français, ainsi que les spécificités de l'analyse réalisée par la CRE par rapport au reste de la littérature.

Éléments de comparaison sur la disponibilité

La production prévisionnelle du parc constitue un élément structurant de l'étude. La CRE calcule en effet à partir d'une logique comptable un coût complet de production du parc historique en €/MWh. La plupart des charges d'exploitation du parc nucléaire étant fixe, le niveau de production retenu impacte sensiblement les coûts calculés par la CRE.

Comme expliqué en partie 6, la disponibilité du parc est un élément central dans son niveau de production. La disponibilité du parc électronucléaire d'EDF en France se trouve dans la fourchette basse des opérateurs nucléaires internationaux. En 2024, le coefficient de disponibilité¹¹³ du parc nucléaire s'élève à 74,2% en France contre 79,8% en moyenne dans le monde selon l'AIEA¹¹⁴, comme indiqué en Figure 188.

Figure 188 – Comparaison internationale des coefficients de disponibilité du parc nucléaire en 2024. Source : IAEA.

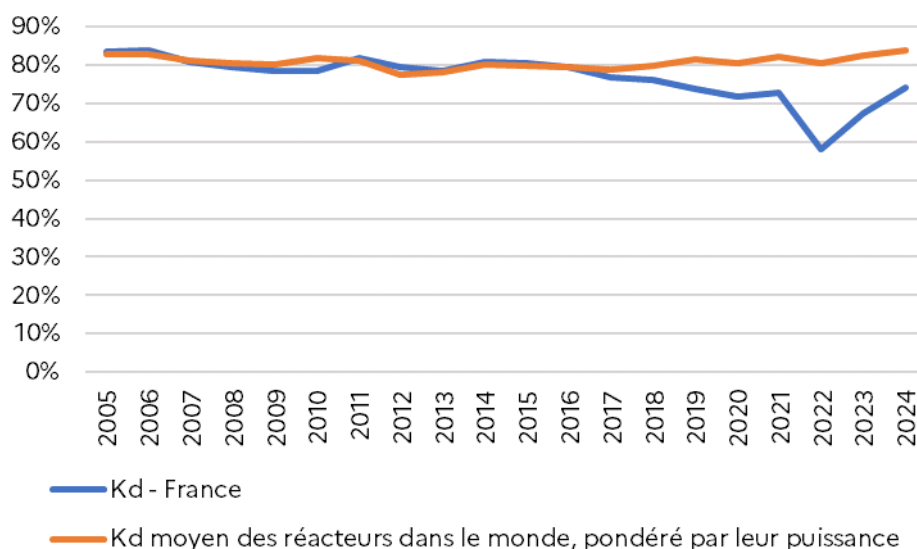


De plus, tandis que la disponibilité des réacteurs nucléaires en France semblait historiquement en ligne avec les standards internationaux, un décrochage semble s'amorcer au cours des 5 dernières années, comme indiqué en Figure 189 ci-dessous. Malgré une hausse de la disponibilité entre 2022 et 2024, cette dernière reste inférieure à la moyenne dans le monde en 2024.

¹¹³ Défini comme le ratio entre l'énergie théoriquement disponible après prise en compte des indisponibilités du parc dues aux arrêts techniques, aux essais et aux arrêts fortuits, et l'énergie produite si le parc produisait à puissance maximale toutes les heures de l'année. Pour plus de détail, voir partie 5.

¹¹⁴ Moyenne des coefficients de disponibilité publiés par l'AIEA pour chaque pays.

Figure 189 – Comparaison des Kd en France et dans le monde entre 2005 et 2024. Source : AIEA.



EDF justifie ces différences par des exigences de sûreté de l'ASNR se situant dans les plus hauts standards mondiaux :

- les réexamens périodiques de sûreté en France, réalisés tous les 10 ans, améliorent la sûreté mais réduisent la disponibilité des réacteurs. Ces réexamens ne sont pas systématiques à l'international selon EDF ;
- selon EDF, le référentiel international de sûreté reste celui conçu aux Etats-Unis alors que le référentiel de sûreté a évolué en France (en particulier à la suite au retour d'expérience de l'accident de Fukushima et également avec le step sûreté GEN3). Toutes les centrales nucléaires françaises doivent se mettre à niveau avec ce nouveau référentiel ;
- de plus, les cycles de production en France durent 12 ou 18 mois, contre 18 ou 24 mois aux États-Unis par exemple, augmentant structurellement la disponibilité des réacteurs américains (les réacteurs français doivent être rechargés plus régulièrement ce qui demande des arrêts supplémentaires de l'ordre de 45 jours).

Ces arguments doivent toutefois être nuancés :

- L'ASN met en évidence que le cadre de sûreté a également évolué au niveau international, avec par exemple la publication dès 2011 d'un plan d'action en 12 points par l'AIEA.¹¹⁵ Le cadre a également évolué au niveau national en dehors de France, avec par exemple aux Etats-Unis la publication en mars 2012 par la commission de régulation de l'énergie nucléaire (*US Nuclear Regulatory Commission*, U.S.NRC) d'objectifs à destination des opérateurs de centrales pour améliorer la sûreté des actifs.¹¹⁶
- La durée des cycles résulte plus d'un choix historique de la part d'EDF qui a volontairement augmenté la fréquence de rechargement des cœurs pour maximiser l'énergie produite par un stock de combustible, avec un passage d'un rechargement par tiers de cœur à un rechargement par quarts dans les années 1990. Ce choix technico-économique a eu lieu à une époque où le

¹¹⁵ ASN (2021) [Les cahiers de l'ASN n°3 – 10 ans après Fukushima : Quelles améliorations pour la sûreté des installations nucléaires en France ?](#)

¹¹⁶ U.S.NRC (2024) [Backgrounder on NRC response to Lessons Learned from Fukushima](#)

parc français était surcapacitaire et que l'importance du critère de disponibilité était moindre.^{117,118}

- Par ailleurs, le faible taux de disponibilité du parc français au cours des dernières années par rapport aux autres pays ne saurait être expliqué uniquement par les critères de sûreté et la stratégie de rechargement. Comme mentionné en partie 6, la tendance baissière de la disponibilité du parc au cours des dernières années est également due à la perte de compétence dans le domaine de la gestion et du pilotage des arrêts de tranche liée au renouvellement générationnel ainsi qu'aux difficultés de recrutement.

Limites associées à la comparaison du coût calculé par la CRE avec les estimations disponibles dans la littérature

Les estimations de coût de l'électricité produite par des centrales nucléaires disponibles dans la littérature ne peuvent pas être comparées au coût complet calculé par la CRE en raison de différences fondamentales en termes de méthodologie, de périmètre de coût et d'hypothèses de calcul.

La suite de cette section présente les estimations de coût du nucléaire issues de la littérature¹¹⁹, et les différences fondamentales avec les chiffres calculés par la CRE.

Limites associées à la comparaison du coût calculé par la CRE avec les estimations de l'AIE et de la NEA

L'AIE et la NEA ont publié en 2020 un benchmark des coûts actualisés du MWh nucléaire dans chaque pays¹²⁰. Dans cette section, la CRE revient sur les résultats de ce benchmark et les différences méthodologiques fondamentales par rapport au coût calculé dans ce rapport.

La Figure 190 établit une comparaison des LCOE (*Levelized cost of energy*) des centrales nucléaires pour plusieurs pays, issus de ce rapport, en fonction de scénarios de prolongation de la durée de vie des centrales par rapport à leur conception initiale. Le LCOE est une mesure du coût complet de production d'énergie qui prend en compte l'ensemble des coûts et production d'un actif sur sa durée de vie.

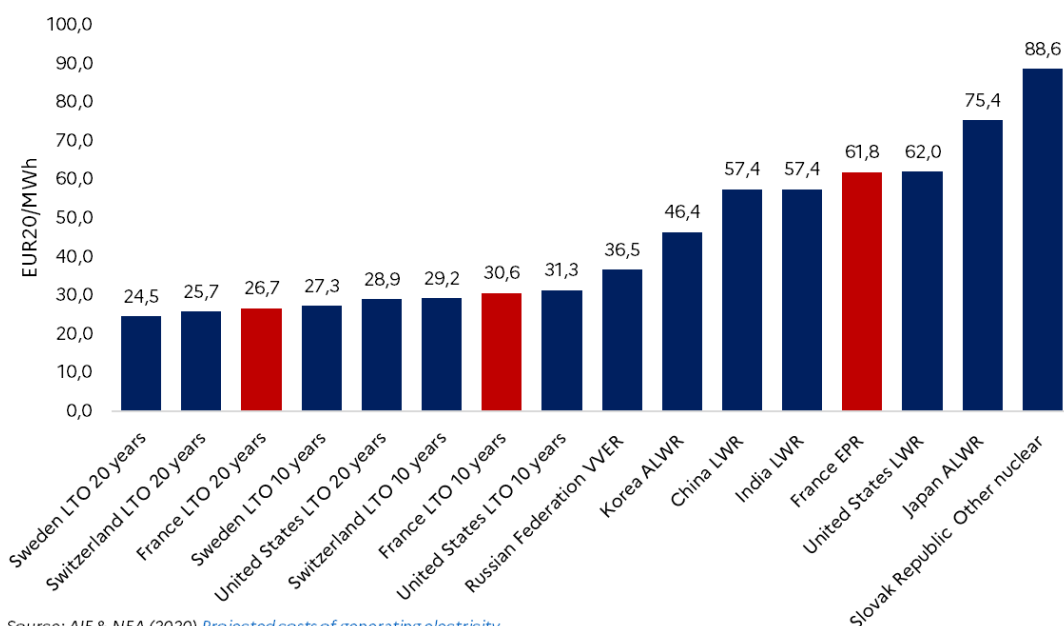
¹¹⁷ Kerkar et Paulin (2008) Exploitation des cœurs REP

¹¹⁸ A ce titre, EDF a néanmoins lancé en 2022 le programme Camox, visant à augmenter progressivement de 12 à 16 mois la durée des cycles du combustible des réacteurs de 900 MW ; SFEN (2025) [Décryptage : augmenter la disponibilité du parc nucléaire français](#)

¹¹⁹ Notamment de la littérature transmise par la CLCV

¹²⁰ AIE & NEA (2020) [Projected costs of generating electricity](#)

Figure 190 – Comparaison internationale des LCOE du nucléaire, avec un taux d'actualisation de 7%, un facteur de charge de 85% et un taux de conversion EUR/USD de 1,15. Source : IEA & NEA.



Source: AIE & NEA (2020) [Projected costs of generating electricity](#)

Remarque : Dans le graphique ci-dessus, les scénarios LTO ne représentent pas les coûts des centrales existantes sur toute leur durée de vie, mais uniquement les coûts associés à leur prolongation de 10 ou de 20 ans. Ainsi, dans ces scénarios, les coûts de construction ne sont pas pris en compte dans les CAPEX.

Les niveaux estimés par l'IEA et le NEA du LCOE des centrales nucléaires françaises dépendent de la prolongation de leur durée de vie par rapport à leur durée initiale de fonctionnement :

- Coût d'un nouveau réacteur EPR (réacteur de 3^{ème} génération), d'une durée de vie de 40 ans : 61,8 €/MWh
- Coût spécifique à la prolongation de la durée de vie d'une tranche nucléaire existante de 10 années supplémentaires par rapport à la durée initiale de 40 ans - « France LTO 10 years » (les coûts initiaux de construction sont exclus de cette estimation) : 30,6 €/MWh.
- Coût spécifique à la prolongation de la durée de vie d'une tranche nucléaire existante de 20 années supplémentaires par rapport à la durée initiale de 40 ans - « France LTO 20 years » (les coûts initiaux de construction sont exclus de cette estimation) : 26,7 €/MWh.

Cette étude met ainsi en évidence que la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires françaises permet une réduction importante du coût unitaire de production par rapport à la construction d'un nouveau réacteur EPR, ainsi que la conservation d'un niveau de compétitivité proche de celui des autres pays exploitants des centrales nucléaires, notamment la Suède et les Etats-Unis.

Toutefois, ces estimations de LCOE ne peuvent pas être directement comparées aux coûts du nucléaire calculés par la CRE, en raison de différences structurantes en termes de (i) méthodologie de calcul, (ii) périmètre des coûts, (iii) hypothèses de productible, (iv) date de l'évaluation, (v) hypothèses d'inflation :

- **Méthodologie de calcul :** Une estimation de LCOE repose sur une approche « économique », tandis que l'évaluation de coût du nucléaire présentée dans ce rapport se base sur une méthode de calcul de coûts comptables. Le LCOE calculé par l'AIE correspond à un loyer constant représentatif des coûts actualisés sur toute la durée de vie du projet, tandis que les coûts comptables utilisés pour le calcul du coût nucléaire calculé par la CRE ne sont pas constants, et dépendent par exemple de la vitesse d'amortissement des actifs.

- Périmètre des coûts :

- Ces LCOE sont calculés à l'échelle d'une tranche isolée, tandis que le calcul de la CRE est réalisé à l'échelle du parc nucléaire français historique, dans son ensemble. En particulier, le coût calculé par la CRE prend en compte la tranche Flamanville 3, alors que le coût d'un EPR est modélisé à travers un scénario séparé.
- Les coûts pris en compte dans le calcul du LCOE sont définis comme la somme des coûts en capital (les coûts d'extension de durée de vie au-delà de 40 ans pour les scénarios « *France LTO 10 years* » et « *France LTO 20 years* »), les coûts d'opération et de maintenance, les coûts de combustible, les coûts des émissions carbone, les coûts de déconstruction et de gestion des déchets. Ce périmètre de coût n'est pas homogène avec le périmètre considéré par la CRE. Les taxes sont par exemple exclues de l'estimation de l'AIE¹²¹. De plus, les coûts des scénarios LTO pour le nucléaire existant excluent les coûts initiaux de construction, alors que l'amortissement de ces coûts est pris en compte dans le coût de la CRE. De même, les coûts initiaux de démantèlement sont considérés avoir déjà été provisionnés dans les scénarios LTO, et donc non pris en compte¹²².

- Hypothèses de productible : Ces estimations de LCOE sont de plus largement dépendantes des hypothèses retenues et notamment du niveau de production. Sur ce point, le facteur de charge¹²³ de 85% retenu par l'AIE ne reflète en aucun cas les récentes évolutions du parc français, pour lequel le facteur de charge en 2024 était de 67,2%.
- Date de l'estimation : Les estimations ont été réalisées à des dates différentes : tandis que l'étude de la CRE se base sur les données les plus à jour d'EDF en 2025, le rapport de l'AIE a été publié en 2020 et se base sur des données transmises par les autorités françaises lors d'années antérieures. Tant le périmètre des coûts que les niveaux ont pu évoluer depuis. Certaines données peuvent ainsi avoir une dizaine d'années d'écart. En particulier, les estimations de coûts de l'EPR ne prennent pas en compte le retour d'expérience du projet Flamanville 3, et les augmentations de coûts subies par les projets EPR.
- Hypothèses d'inflation : Par ailleurs, les chiffres publiés par l'AIE sont en €₂₀₂₀, tandis que les chiffres publiés par la CRE dans le présent rapport sont en €₂₀₂₆. En appliquant la chronique d'inflation retenue dans ce présent rapport, les trois scénarios français sont respectivement de 71,5 €₂₀₂₆/MWh, 30,8 €₂₀₂₆/MWh et 35,3 €₂₀₂₆/MWh.

Limites associées à la comparaison du coût calculé par la CRE avec les estimations du NEI et de TVO

Le Nuclear energy institute (NEI), association sectorielle de l'énergie atomique aux Etats-Unis, publie pour sa part des estimations de coûts relatifs aux centrales nucléaires en opération dans ce pays. La dernière estimation, publiée en 2025¹²⁴, rapporte des coûts de 31,8 USD₂₀₂₃/MWh en 2023, soit environ 27,6 €₂₀₂₃/MWh¹²⁵. Les coûts estimés par le NEI pour la période 2002-2023 sont présentés en Figure 191 ci-dessous.

¹²¹ AIE & NEA (2020) [Projected costs of generating electricity](#), page 35 : "this report considers social resource costs: the cost to society to build and operate a given plant, independent of all taxes, subsidies and transfers"

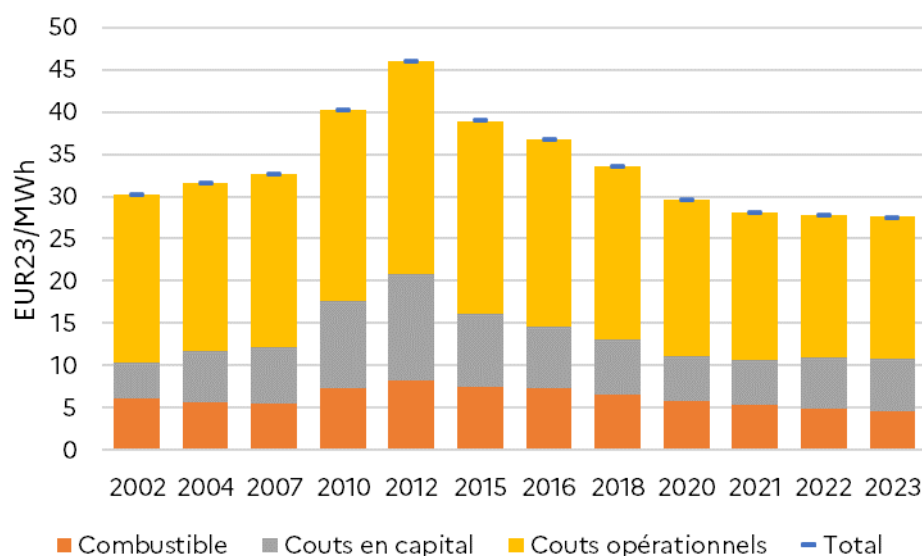
¹²² AIE & NEA (2020) [Projected costs of generating electricity](#), page 149 : « Decommissioning costs have been assumed as completely provisioned during the initial design lifetime ».

¹²³ Le facteur de charge correspond à la production par rapport à la production maximale théorique, si l'actif produisait à puissance maximale tout au long de l'année. A ce titre, le facteur de charge intègre à la fois le taux de disponibilité et le taux d'utilisation.

¹²⁴ NEI (2025) Nuclear costs in context

¹²⁵ Hypothèse de taux de conversion USD/EUR de 1,15

Figure 191 – Coûts des centrales nucléaires aux Etats-Unis (hypothèse de taux de conversion USD/EUR de 1,15). Source : NEI.



Source : NEI (2025) Nuclear costs in context

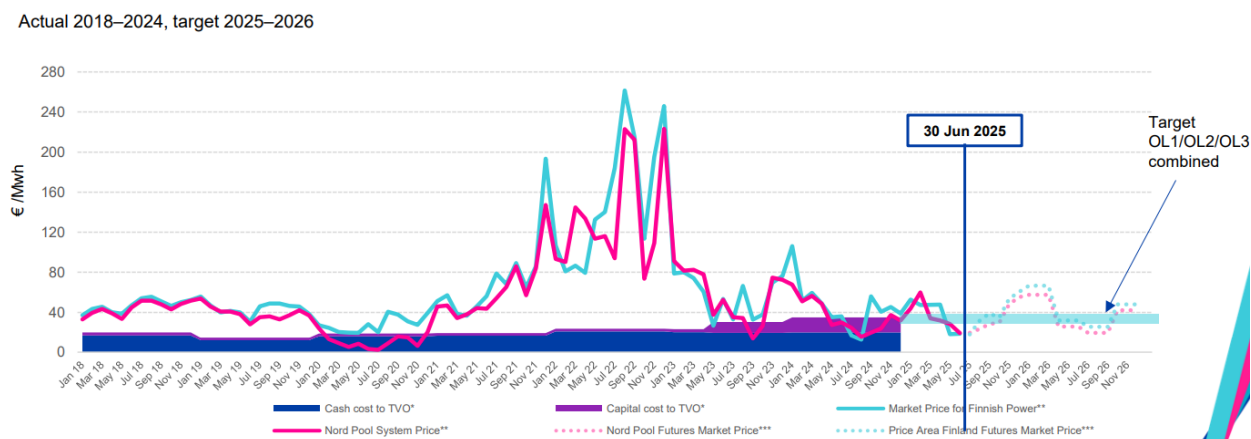
Ces coûts ne sont toutefois pas homogènes au coût du nucléaire calculé par la CRE dans le présent rapport. Le NEI rappelle en effet que le coût présenté en Figure 191 ne représente pas le coût complet associé aux opérations d'une centrale nucléaire, dans la mesure où une part significative des briques de coûts ne sont pas prises en compte. Le NEI ne prend par exemple pas en compte l'amortissement, la rémunération du capital et les coûts de stockage du combustible usés – briques de coûts au contraire prises en compte par la CRE dans son calcul de coût.

Cette estimation de coût correspond ainsi davantage à une estimation des flux de trésorerie d'OPEX et de CAPEX (coût cash), plutôt qu'une estimation du coût complet sur la base d'une méthode comptable.

Enfin, TVO, entreprise finlandaise opérant les réacteurs d'Olkiluoto, publie également des estimations de coût pour son parc. La Figure 192 ci-dessous présente l'évolution des coûts du parc, issue du rapport trimestriel Q2 2025 de TVO¹²⁶, et le coût du parc affiché par TVO se situe autour de 35-40 €/MWh.

¹²⁶ TVO (2025) [Credit Investor Presentation – 30 juin 2025](#)

Figure 192 – Coût unitaire du parc nucléaire de TVO. Source : TVO.



Toutefois, ce coût est également inhomogène au coût calculé par la CRE dans le présent rapport. Cette estimation prend en effet uniquement en compte les décaissements et les coûts en capital dépensés (coût cash). Dès lors, certaines charges dont le poids est significatif dans le calcul de la CRE sont exclues du périmètre, comme les amortissements, le provisionnement pour charges de long-terme, ou bien la rémunération du capital immobilisé.

Le coût cash du parc nucléaire historique français hors FLA 3 se situerait lui autour de 45 €/MWh d'après les éléments transmis à la CRE. Le périmètre des postes de coûts associés aux flux de trésorerie pris en compte dans cette évaluation n'est de plus pas nécessairement homogène aux postes de coûts pris en compte par le NEI et par TVO.

Glossaire

AAPE	Autres avantages postérieurs à l'emploi
AGIRC	Association Générale des Institutions de Retraite des Cadres
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
APCO	Autres produits et charges opérationnels
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ARRCO	Association pour le Régime de Retraite Complémentaire des Salariés
Article 17	Article 17 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025
ASNR	Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection
ASR	Arrêt pour simple rechargement
AT	Arrêt de tranche
ATR	Accord de traitement-recyclage
BAR	Base d'actifs régulée
BFR	Besoin de Fonds de Roulement
BP	Bilan prévisionnel
bp	Point de base
BPLT	Business Plan Long-Terme 2028-2038
CA	Chiffre d'affaires
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Dépenses d'investissements)
CEA	Centre de l'énergie atomique
CECEG	Comité des engagements du Comex
CET	Contribution Economique Territoriale
CfD	<i>Contract for difference</i>
CIBS	Code des impositions sur les biens et services
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CNAVTS	Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse des Travailleurs Salariés
CNDP	Commission nationale du débat public
CNIEG	Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières
CNPE	Centres nucléaires de production d'électricité
CPN	Conseil de politique nucléaire
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSC	Corrosion sous contraintes
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
DAAE	Département amont-aval électricité
DCN	Division du combustible nucléaire
Déchets HA	Déchets de haute-activité
Déchets MA-VL	Déchets de moyenne-activité à vie longue
DIN	Division Ingénierie Nucléaire

DISC	Division ingénierie supply chain
DMS	Dimson, Marsh et Staunton
DP2D	Direction des projets déconstruction
DPN	Division de production nucléaire
DPNT	Direction du parc nucléaire thermique
DSP	Droits spécifiques passés
DSTID	Direction stratégie innovation et développement
DTEAM	Division Thermique, Expertise et Appui industriel multi-Métiers
EDF	Electricité de France
EM DPNT	Etat-Major Division du Parc Nucléaire et Thermique
EOD	Equilibre offre-demande
EPR	Réacteur pressurisé européen de 3 ^{ème} génération
EPR 2	Futures tranches EPR
ERAA	<i>European resource adequacy assessment</i>
FLA 3	Réacteur EPR Flamanville 3
FMI	Fonds Monétaire International
FSA	Fonctions Support et Appui
GCU	Gestion du combustible utilisé
GK	Programme Grand Carénage
GLTD	Gestion de long-terme des déchets radioactifs
GV	Générateur de vapeur
GVT	Glissement vieillesse technicité
I&T	Impôts et taxes
IAS	<i>International accounting standard</i>
ICT	Instance Commandité Technique
IEC	Immobilisations en cours
IEG	Industries électriques et gazières
IFER	Imposition Forfaitaire pour les Entreprise de Réseaux
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
IPCH	Indice des prix à la consommation harmonisée
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
IS	Impôt sur les sociétés
Kd	Coefficient de disponibilité
Kie	Coefficient d'indisponibilité pour essais programmés
Kif	Coefficient d'indisponibilité pour fortuit
Kipr	Coefficient d'indisponibilité pour prolongement des visites et travaux
Kivt	Coefficient d'indisponibilité pour visites et travaux
Ku	Coefficient d'utilisation
LBA	Lignes Budgétaires Agrégées
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i> (coût actualisé de l'énergie)
LTO	<i>Long-term operation</i>
MAD	Mise à l'arrêt définitif
MEDAF	Modèle d'évaluation des actifs financiers

Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028 – Version non-confidentielle

22/09/2025

MIC	Modification de l'îlot conventionnel
MIN CCE	Modifications de l'îlot nucléaire contrôle-commande, électricité, ventilation
MIN MGC	Modifications de l'îlot nucléaire mécanique et génie civil
MOA	Maitrise d'ouvrage
MOx	Mixed Oxyde
MSI	Mise en service industrielle
NEA	<i>Nuclear energy agency</i> (Agence de l'énergie atomique)
NIP	<i>New Issuance Premium</i>
NPGV	Nettoyage préventif des générateurs de vapeurs
OAT	Obligations assimilables du trésor
OCCEA	Outil de Coûts Complets de l'Energie et d'Analyses
OPEX	<i>Operational expenditure</i> (Charges d'exploitations)
PDR	Pièce de rechange
PI MO AT	Production immobilisée main d'œuvre arrêt de tranche (partie de la main-d'œuvre DPN mobilisée lors des arrêts de tranches)
PMT	Plan Moyen Terme 2025-2027
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PRM	Prime de risque marché
PRVG	Prix repère de vente de gaz
PSI	Production stockée et immobilisée
Rapport 2023	Rapport de la CRE du 19 septembre 2023 portant sur le calcul du coût de production du parc nucléaire
RCCP	Remplacement de coudes du circuit primaire
RCN	Responsabilité civile nucléaire
REMIT	Règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
REP	Réacteurs à eau pressurisée
REX	Retour d'expérience
RGV	Remplacement des générateurs de vapeur
RJH	Réacteur Jules Horowitz
RTE	Réseau de transport d'électricité
SNB	Salaire national de base
Taxe INB	Taxe additionnelle sur les installations nucléaires de base
TEC	Taux d'échéance constante
TRVE	Tarif réglementé de vente d'électricité
TRVG	Tarif réglementé de vente de gaz
TSR	Taux sans risque
TTC	Toutes taxes comprises
TVO	<i>Teollisuuden Voima Oyj</i>
URT	Filière uranium de retraitement
VAN	Valeur actualisée nette
VC	Visite complète
VD	Visites décennales
VNC	Valeur nette comptable

VNF	Voies navigables de France
VP	Visite partielle