

# La mise sous cocon temporaire et sélective de réacteurs nucléaires en France

Note de décryptage n°7

## Clément Bayard et Energies renouvelables pour tous – Janvier 2026

La France fait face à une situation électrique transitoire caractérisée par un décalage entre, d'une part, une capacité de production historiquement élevée portée par la remontée de disponibilité du parc nucléaire et le développement rapide des énergies renouvelables et, d'autre part, une demande d'électricité encore inférieure à son niveau d'avant-Covid. Ce désajustement intervient alors même que l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 suppose, à moyen et long terme, une augmentation significative de la consommation électrique nationale, même si son ampleur dépendra des efforts en faveur de l'efficacité et de la sobriété énergétiques.

Dans ce contexte, cette note a pour objectif d'appeler les pouvoirs publics et les acteurs du système électrique à expertiser une option aujourd'hui absente du débat public français : la possibilité d'une mise sous cocon temporaire et sélective de certaines tranches du parc nucléaire existant, entendue comme un arrêt prolongé mais réversible, dans l'optique d'un redémarrage ultérieur.

L'enjeu principal n'est pas la gestion fine des tensions de court terme du système électrique, ni la résolution ponctuelle des épisodes de prix négatifs pour lesquels d'autres leviers existent (développement du stockage, pilotage de la demande, flexibilités diffuses, tarification dynamique).

Le cœur du sujet est structurel et de long terme : la gestion patrimoniale d'un parc nucléaire construit massivement dans les années 1980, dont une part significative (52 tranches sur 57) atteindra simultanément 50 à 60 ans entre 2035 et 2045.

L'intérêt potentiel d'une mise sous cocon repose avant tout sur sa capacité à "incliner la falaise nucléaire" :

- En suspendant temporairement le vieillissement des unités mises en arrêt prolongé (la fluence neutronique, ou flux radioactif, du combustible nucléaire use de manière continue et irréversible les cuves des réacteurs nucléaires, qui sont un élément non remplaçable) ;
- En étalant dans le temps les décisions complexes de prolongation ou d'arrêt définitif ;
- En réduisant à court terme et lissant les besoins d'investissements massifs dans de nouvelles capacités nucléaires, dont les coûts et les délais restent très élevés et incertains ;
- Et en conservant une option de souveraineté énergétique mobilisable ultérieurement, lorsque la demande électrique aura effectivement redémarré.

Les autres effets souvent associés à cette option doivent être abordés avec prudence et méthode. La modulation du parc nucléaire existant, c'est-à-dire le fait de faire varier la puissance des réacteurs nucléaires en fonction des variations journalières de la demande, est aujourd'hui avant tout un problème économique : dans un système où les coûts fixes dominent, une production fréquemment bridée dégrade mécaniquement le coût du MWh nucléaire. Les effets de la modulation sur l'usure des installations, la corrosion sous contrainte ou la fatigue thermomécanique demeurent, en revanche, des sujets d'expertise ouverts, qui ne sauraient à ce stade constituer le socle principal de l'argumentaire.

La mise sous cocon apparaît ainsi comme une option stratégique d'optimisation de la gestion des réacteurs en fin de vie, tout en permettant de maintenir un certain niveau d'activité pour le secteur des énergies renouvelables. Cette option mérite d'être instruite sans a priori. Elle soulève de nombreuses questions qui appellent des analyses approfondies et contradictoires :

- De faisabilité technique et de sûreté.
- D'analyse des effets réels sur le vieillissement des installations.
- De compréhension des impacts économiques globaux pour EDF.
- De l'articulation avec les trajectoires de développement de la demande, des énergies renouvelables et des moyens de flexibilités associés (stockage et ajustement de la consommation).
- De définition du cadre juridique et réglementaire applicable.

L'association *Énergies renouvelables pour tous* appelle ainsi à une expertise collective et transparente, associant RTE, EDF, l'ASNR, le CEA et la CRE. Dans un débat énergétique souvent polarisé, l'enjeu est de gérer de manière rationnelle, progressive et réversible un patrimoine industriel unique, dans l'intérêt économique de long terme du système électrique français, de ses usagers et des finances publiques.

## **Le parc nucléaire historique : un patrimoine national à gérer dans le temps long**

Le parc nucléaire français a été construit comme l'un des piliers, bien qu'imparfait<sup>1</sup>, de la souveraineté énergétique nationale. Il est le produit d'un choix stratégique collectif, financé sur plusieurs décennies par la collectivité, et peut à ce titre être considéré comme un patrimoine industriel commun. Sa valeur ne réside pas uniquement dans l'électricité qu'il produit aujourd'hui, mais également dans le fait que cette électricité est à la fois décarbonée et bon marché, en raison de l'amortissement des installations.

La libéralisation et la réorganisation en Europe de ce qui c'est un temps appelé les « monopoles naturels » ont conduit à une dissociation des métiers de production, de transport, de distribution et de fourniture de l'électricité. Cette évolution institutionnelle n'a toutefois pas modifié la nature fondamentale des actifs nucléaires et hydrauliques historiques, qui demeurent des infrastructures d'intérêt général héritées d'investissements publics massifs. Leur exploitation pose donc une question de gestion patrimoniale dans le temps long, et non de simple optimisation de flux de production à court terme.

Or, ces actifs ont une durée de vie finie. Leur exploitation doit donc être pensée comme la gestion d'un patrimoine national, et non comme l'optimisation d'un flux de production à court terme. Dans un contexte de déséquilibre entre capacités installées et demande effective, la production d'électricité sans débouché économique réel (écrêtement, exportations à prix négatifs, valorisation dégradée) constitue une destruction de valeur collective.

La mise sous cocon temporaire et sélective de certaines tranches nucléaires apparaît comme un levier de bonne gestion patrimoniale. Elle permet de préserver un capital industriel déjà financé, d'éviter son usure prématurée, et d'en reporter l'usage à un moment où la demande électrique nationale, portée par l'électrification des usages et la réindustrialisation, justifiera pleinement sa mobilisation.

Cette approche implique en conséquence de distinguer clairement l'intérêt général des Français de l'intérêt économique, industriel et social de l'exploitant.

Cette note vise à approfondir et objectiver la proposition de mise sous cocon temporaire d'une partie du parc nucléaire existant. Elle s'inscrit dans la continuité des travaux de l'association *Énergies renouvelables pour tous*<sup>2</sup> et de la tribune publiée par plusieurs de

---

<sup>1</sup> Les dernières mines d'uranium en France ayant fermé en 2001, la filière de l'atome importe donc 100 % du minerai nécessaire à ses opérations : uranium naturel en provenance majoritairement du Kazakhstan, du Niger et d'Ouzbékistan, uranium enrichi principalement depuis la Russie ([Les dépendances étrangères du nucléaire français](#))

<sup>2</sup> [www.enrpourtous.fr](http://www.enrpourtous.fr)

ses membres dans Les Échos le 13 octobre 2025<sup>3</sup>. Mobilisant des éléments techniques, économiques et systémiques, elle étaye par des références chiffrées les avantages potentiels de cette proposition étonnamment absente du débat public français jusqu'à présent.

Ces éléments ont donc vocation à alimenter la discussion avec RTE, les autres parties prenantes au sein de l'Etat, et EDF dans l'optique de 1) valider ou non, avant la décision finale d'investissement dans un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, la pertinence de ce concept et, 2) le cas échéant, si l'écart actuel entre consommation et capacité de production perdure, le mettre en œuvre.

## **1. Les enjeux actuels de la gestion du parc nucléaire**

### **1.1 Un système électrique temporairement déséquilibré**

Depuis 2022, le système électrique français connaît une situation marquée par des épisodes de surproduction, matérialisés par une augmentation du nombre d'heures à prix nuls ou négatifs sur les marchés de gros. En 2024, plus de 360 heures de prix négatifs ont été observées sur EPEX Spot, et ce chiffre pourrait avoir atteint environ 500 heures en 2025.

Ces épisodes, bien que spectaculaires, restent toutefois marginaux à l'échelle annuelle, tant en volume d'énergie qu'en coût systémique. Ils résultent principalement de la conjonction du retour à une forte disponibilité du parc nucléaire, de la progression rapide des capacités renouvelables, d'une demande nationale encore inférieure à son niveau d'avant-Covid, et d'un déficit de flexibilités, notamment de stockage stationnaire.

Cette situation devrait être néanmoins transitoire principalement en raison de l'augmentation de la consommation électrique à venir résultant :

- De l'électrification des transports routiers.
- De l'électrification de la production de chaleur, notamment industrielle.
- Du développement de nouvelles filières industrielles électro-intensives (datacenters, électrolyseurs).
- D'une éventuelle réindustrialisation de certaines filières de production

### **1.2 Incertitudes structurelles sur la demande future**

Les scénarios de RTE à l'horizon 2050 montrent un écart de l'ordre de 200 TWh entre les trajectoires de consommation « basse » (650 GWh, soit + 200 GWh par rapport à 2024) et haute (850 GWh) permettant d'atteindre la neutralité carbone en France. Cet écart reflète

---

<sup>3</sup> <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/mettre-les-reacteurs-nucleaires-sous-cocon-cette-option-meconnue-a-explorer-durgence-2191672>

les incertitudes sur le rythme réel de l'électrification des usages : mobilité électrique, pompes à chaleur, hydrogène, réindustrialisation et data centers.

Par ailleurs, la stagnation voire la légère baisse de la demande de ces dernières années amène à constater factuellement un excédent de capacité de production, dont la résorption par des mécanismes tels que l'écrêtement a un coût important pour l'Etat. Les compensations pour écrêtement de la production renouvelable ont ainsi atteint 15 millions d'euros selon la CRE rien qu'au premier semestre 2024<sup>4</sup>.

S'il est primordial de soutenir par tous les mécanismes pertinents une électrification des usages afin d'atteindre nos objectifs de décarbonation, il convient, dans un contexte de contraintes budgétaires fortes de l'Etat, d'envisager des mécanismes permettant de limiter l'impact sur le coût du système électrique de l'inertie observée dans la croissance de la demande électrique.

Or, à date, ce sont uniquement des solutions consistant en un bridage de la croissance du renouvelable qui sont étudiées par RTE<sup>5</sup>/les services de l'Etat, et qui sont d'ailleurs omniprésentes dans le débat public : le raisonnement sur le parc nucléaire historique se fait toujours à capacité constante (et même en augmentation avec la lente mise en service de l'EPR de Flamanville).

### **1.3 Les limites économiques de la modulation du parc nucléaire**

Face à la surproduction, la réponse actuelle repose largement sur la modulation quotidienne des réacteurs. En 2024, EDF a ainsi modulé à la baisse l'équivalent de 4 GW par jour en moyenne, selon une étude du cabinet de conseil Kepler. Cette modulation du parc nucléaire constitue une pratique ancienne, intégrée dans la conception et l'exploitation des réacteurs français. Selon l'exploitant, les amplitudes de modulation pratiquées aujourd'hui ne posent pas de problème démontré en matière de sûreté ou de durée de vie des installations. Cette analyse demeure néanmoins sujet à controverse scientifique, faute de suffisamment de données publiques étayées revues par des experts indépendants.

Ces variations fréquentes de charge pourraient ainsi être défavorables à la durée de vie des installations, a minima sur leurs circuits secondaires comme reconnu par EDF en commission sénatoriale sur le rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2024.

Deux phénomènes physiques induisant une corrosion sous contrainte et/ou de la fatigue thermique sur certains circuits pourrait être liés à la modulation des tranches :

- L'oxygénation des circuits : la modulation de puissance pourrait favoriser l'introduction ou la concentration d'oxygène dans certains circuits auxiliaires

---

<sup>4</sup> [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports\\_et\\_etudes/2024/241126\\_Note\\_Prix\\_negatifs.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/241126_Note_Prix_negatifs.pdf)

<sup>5</sup> Bilan Prévisionnel RTE . Edition 2025

(comme le système d'injection de sécurité). L'oxygène est un agent chimique connu pour catalyser la corrosion des aciers inoxydables sous contrainte ;

- Les stratifications thermiques : les variations fréquentes de charge entraînent des fluctuations de température. Ces cycles génèrent des contraintes mécaniques répétées sur les tuyauteries, ce qui, combiné à la présence d'oxygène, accélère potentiellement leur fissuration.

La modulation pourrait également affecter le combustible, les différences de dilatation entre combustible et gaine fracturant des pastilles, accélérant les relâchements de gaz de fission corrosifs dans l'espace pastille-gaine. Un autre effet est lié à la concentration de Xénon-135. Toute réduction de puissance provoque un pic transitionnel de Xénon, et il faut environ 48 heures pour que la concentration atteigne son nouvel équilibre si la puissance reste constante. La modulation suscite donc des oscillations de Xénon qui peuvent engendrer une instabilité dans le cœur du réacteur nucléaire.

Si l'impact de la modulation des tranches nucléaires du parc EDF sur leur durée de vie, reste incertain, son impact économique est avéré. Le nucléaire historique est caractérisé par une structure de coûts dominée par les charges fixes. Une production fréquemment bridée, avec des épisodes répétés de charge partielle, conduit mécaniquement à une augmentation du coût du MWh effectivement produit et à une dégradation de la performance économique globale du parc.

Ces impacts éventuels sur la durée de vie et certains sur la performance économique du parc existant de centrales nucléaires sont d'autant plus problématiques que les nouvelles tranches EPR2 amenées à les remplacer à horizon 2040 auront un coût réel (hors subventions) de l'électricité a minima deux fois plus élevé que l'actuel.

La modulation du parc nucléaire historique, bien qu'ancienne, constitue donc une réponse atteignant ses limites dans un contexte de plus grande part de renouvelables variables dans le mix électrique. Imaginer la faire perdurer voire l'accentuer, alors que le phénomène de la corrosion sous contrainte qui n'est pas apparu sur les réacteurs nucléaires à eau pressurisé ou REP hors de France opérant en base n'est pas totalement compris ni maîtrisé<sup>6</sup>, présenterait le risque de précipiter la fin de vie de ces tranches ou d'être confronté à un nouvel épisode d'indisponibilité majeure due à un défaut générique.

---

<sup>6</sup> En juin 2025, de nouvelles indications de corrosion ont été confirmées sur des réacteurs (notamment à Civaux), y compris sur des zones déjà réparées, renforçant la nécessité d'élucider ces causes opérationnelles.

## **2. La mise sous cocon : définition et retours d'expérience**

### **2.1 Définition et principes généraux**

La mise sous cocon consiste à arrêter temporairement une centrale pour plusieurs années. Une grande majorité des fluides présents dans les différents systèmes est alors vidangée, et une passivation de ceux-ci (typiquement via des mises sous azote empêchant la corrosion) est mise en œuvre, afin de réduire au minimum le vieillissement de l'appareil industriel de la centrale de production d'électricité. Dans le cas d'un réacteur nucléaire, un déchargement complet du combustible est effectué tout en préservant les fonctions essentielles de sûreté et d'intégrité des équipements (notamment au niveau des piscines stockant le combustible usagé).

Cette configuration stoppe le vieillissement par fluence neutronique. Affectant notamment la cuve, qui n'est pas remplaçable, celui-ci définit largement la durée de fonctionnement d'un réacteur nucléaire.

Ainsi la mise sous cocon permet-elle de conserver pour un usage ultérieur le potentiel de production du réacteur, sous condition d'une remise en service en un à deux ans. La mise sous cocon se distingue d'un arrêt définitif ou d'un démantèlement, et constitue une réserve stratégique de capacité.

### **2.2 Retours d'expérience internationaux**

La mise sous cocon est relativement répandue sur les tranches thermiques à flamme (gaz, fuel, charbon) dont les coûts variables élevés peuvent induire rapidement un faible nombre d'heures de fonctionnement annuel et ainsi un manque de rentabilité en cas de surcapacité de production nationale.

C'est ainsi qu'EDF a mis sous cocon via la procédure « Arrêts Garantis Pluriannuels » ou AGP à la fin des années 90 une petite dizaine de tranches fonctionnant au fuel, chacune construites dans les années 70 et qui ne trouvaient plus leur place économique après la mise en service des dernières tranches nucléaires du parc historique (paliers N4 à Chooz et Civeaux) à la fin des années 90. Cinq d'entre elles<sup>7</sup> ont ensuite été remises en service (« sorties d'AGP ») dans les années 2005-2008 lorsque la marge entre pointe hivernale et productible était redevenue insuffisante, et ont été exploitées de nouveau jusqu'en 2017-2018.

Aux États-Unis, plusieurs réacteurs de même technologie que le parc français ont été placés sous cocon via le régime SAFESTOR par manque de compétitivité ou de demande il y a quelques années. Certains, comme Palissades, Three Mile Island et Duane Arnold, font aujourd'hui l'objet de remises en service face à l'essor des besoins électriques liés aux data centers.

---

<sup>7</sup> Porcheville 1 & 2 (2x600 MW), Aramon 1 (700 MW) et Cordemais 3&4 (2x700 MW)

En France, à la suite de la chute accidentelle en 2016 d'un générateur de vapeur lors d'une opération de remplacement sur la tranche 2 de Paluel (1300 MW), les travaux de réparation ont nécessité la mise à l'arrêt du réacteur pendant un total de trois ans avant un redémarrage en 2018 et un fonctionnement relativement nominal depuis lors.

Au Japon, à la suite des accidents nucléaires de Fukushima-Daïchi en 2011, l'intégralité du parc nucléaire en opération a été par précaution mis à l'arrêt. Après la mise en œuvre d'un certain nombre de modifications, une douzaine de réacteurs (pour la plupart de technologie REP) ont progressivement été remis en service, certains uniquement en 2025, donc après une quinzaine d'année de mise sous cocon.

Ces exemples montrent le caractère réversible rendant envisageable une mise en œuvre stratégique de cette option de mise sous cocon/arrêt prolongé, éprouvée pour un grand nombre de réacteurs différents dans le monde.

### **3. Impacts potentiels et limites de la mise sous cocon**

#### **3.1 Éléments d'analyse économique exploratoire**

Le coût de maintien annuel d'un réacteur sous cocon est faible comparé aux charges d'exploitation en fonctionnement.

Sur la base de l'estimation de la CRE du coût complet du parc nucléaire historique pour la période 2029-2031, en raisonnant sur une tranche 1300 MW avec un facteur de charge annuel de 67%, les économies suivantes seraient en toute première approche potentiellement atteignables par l'exploitant EDF :

- 70 M€/an en charges d'exploitation - combustible évité (-100% par rapport à une tranche en fonctionnement)
- 53 M€/an en charges d'exploitation – achats évité (hypothèse de -70% par rapport à une tranche en fonctionnement)
- 40 M€/an en charges d'exploitation – charges de personnel (hypothèse -50% par rapport à une tranche en fonctionnement)
- 10 M€/an en charges d'exploitation – autres (hypothèse -50% par rapport à une tranche en fonctionnement).

Soit un total de 173 millions d'euros par an pour une tranche nucléaire.

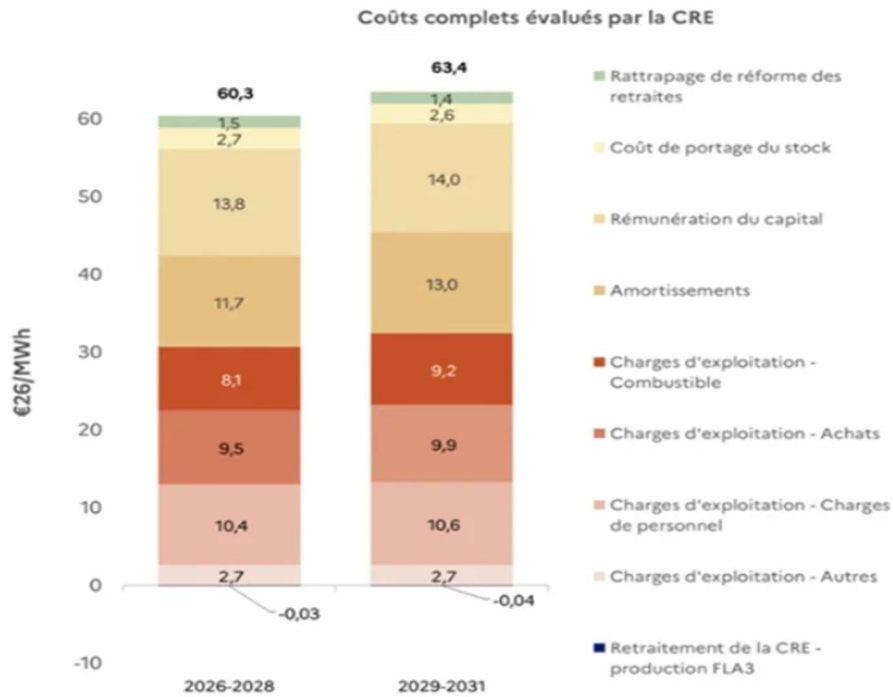


Figure 2 : Coûts complets du nucléaire évalués par la CRE. Source : CRE<sup>8</sup>

Le coût de remise en service est estimé pour les tranches américaines de Three Miles Island<sup>9</sup> et Palissades<sup>10</sup> **autour de 2 000 €<sub>2025</sub>/kW, contre plus de 10 000 €<sub>2025</sub>/kW avec financement pour un réacteur neuf de type EPR2<sup>11</sup>.**

Enfin, les délais sont également sans commune mesure : 1 à 2 ans contre 10 à 20 ans pour une construction neuve.

### 3.2 Le lissage de la falaise nucléaire : l'argument central

La majorité du parc atteindra 50 à 60 ans entre 2035 et 2045 en cas de mode d'exploitation continu. Mettre certains réacteurs sous cocon est bénéfique pour le parc existant car cela limite à la fois les risques techniques et l'impact sur leur durée de vie et permet pour le parc restant en fonctionnement un rapprochement du mode d'exploitation le plus optimum d'un point de vue technico-économique. Cela permet également, et surtout, d'étaler dans le temps les décisions de prolongation ou d'arrêt, limitant ainsi la falaise nucléaire symétrique de la construction massive des années 1980, et de différer dans le temps les prises de décision relatives au lancement de la construction de nouvelles

<sup>8</sup> <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-commission-de-regulation-de-lenergie-publie-son-evaluation-des-couts-complets-de-production-de-lelectricite-au-moyen-des-centrales-electronucleaires-historiques-pour-la-periode-2026-2028.html>

<sup>9</sup> <https://www.sfen.org/rgn/constellation-energy-et-microsoft-vont-relancer-le-reacteur-de-three-mile-island/>

<sup>10</sup> <https://www.sfen.org/rgn/holtec-redemarrer-palisades/>

<sup>11</sup> Mise à jour 2025 par EDF du coût des 6 premiers EPR2 : 72,8 millions d'euros de 2020, soit environ 85 milliards d'euros de 2025 hors financement (celui-ci faisant franchir aisément la barre des 100 milliards d'euros au coût total du projet).

tranches nucléaires, en fonction de l'augmentation effective de la demande et des évolutions technico-économiques des différentes filières de production et de flexibilité dans le temps.

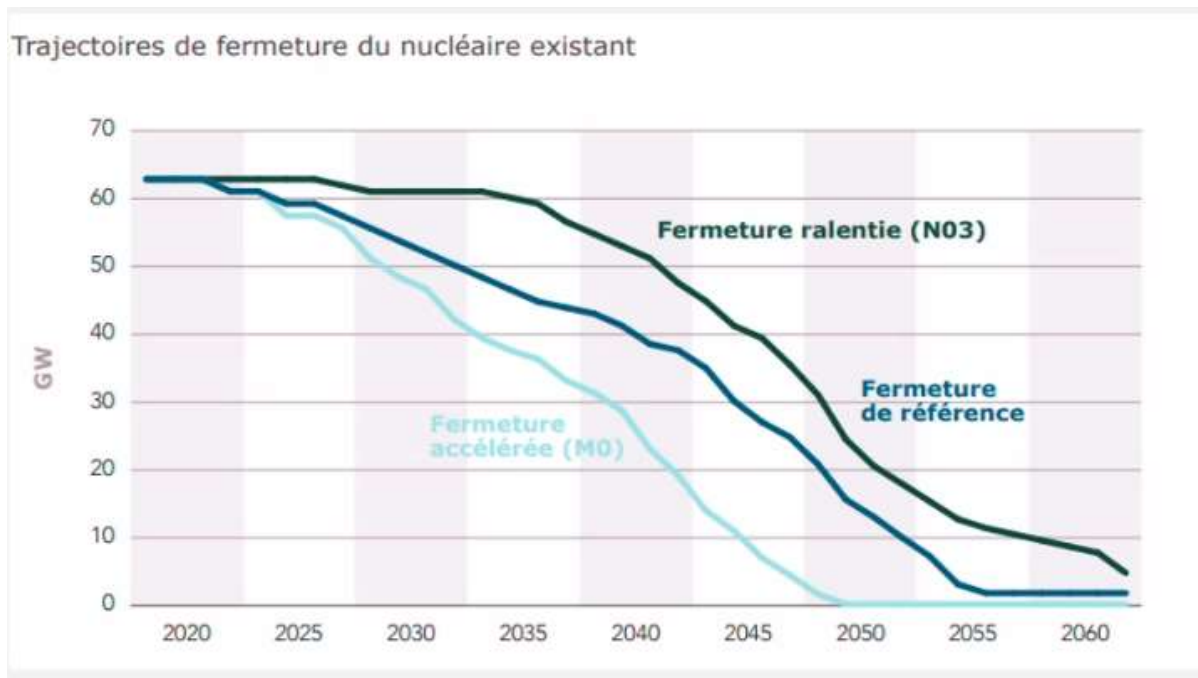


Figure 3: Trajectoires de fermeture du nucléaire existant. Source: Futurs Énergétiques 2050 (RTE, 2021)

Cette mise sous cocon de certains réacteurs nucléaires permet aussi d'étaler dans le temps les travaux de maintenance du parc, notamment ceux liés aux quatrièmes visites décennales qui conditionnent le prolongement de l'exploitation au-delà de quarante ans. Le rapport de la Cour des Comptes sur la maintenance du parc nucléaire<sup>12</sup> souligne l'alourdissement du calendrier de maintenance entre 2026 et 2034, et il semble clair qu'une mise sous cocon demande bien moins de travaux de maintenance que les quatrièmes visites décennales.

<sup>12</sup> <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-maintenance-du-parc-electronucleaire-dedf-en-france>

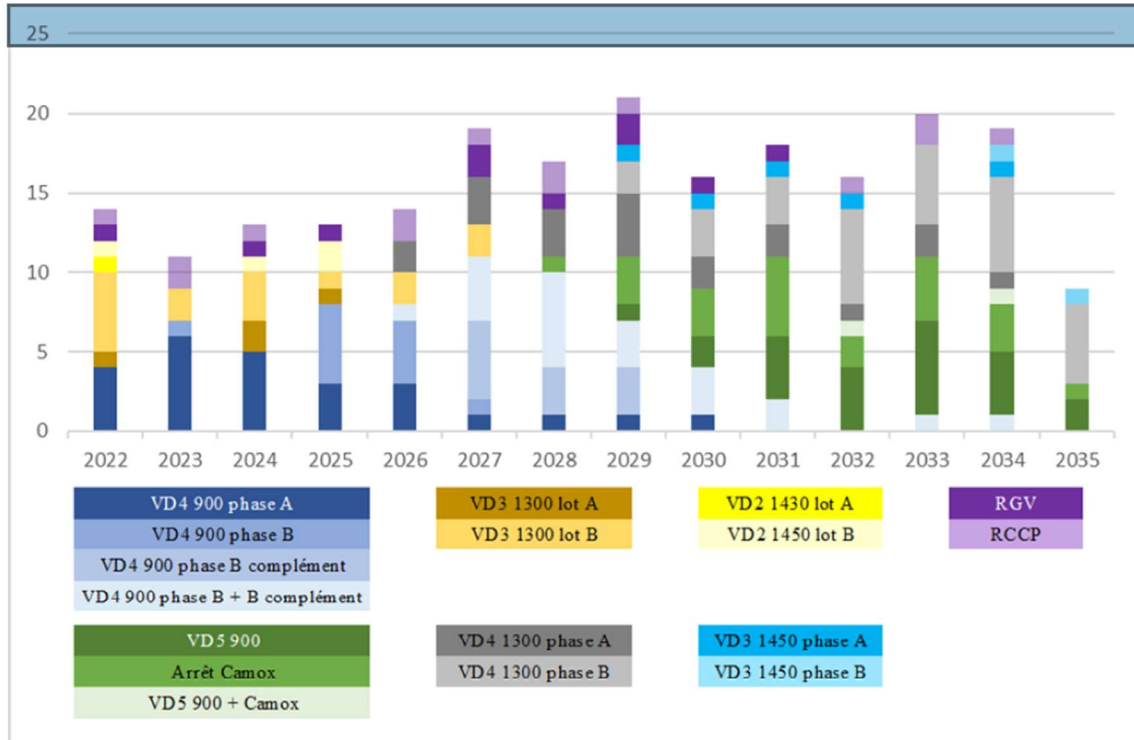


Figure 4 : Planning de visite décennales du parc nucléaire français. Source : Cour des comptes, 2025

Cela génèrerait, de plus, une moindre tension sur l'utilisation du combustible, sachant la pression croissante sur l'uranium (dont les cours ont été quadruplé en 5 ans) et la perte récente pour la France de l'accès privilégié à l'uranium nigérien. Enfin, cette mise sous cocon de certains réacteurs nucléaires apporte le bénéfice d'un ralentissement de la production de combustibles usés, au moment où l'ASNR alerte sur la saturation de l'entreposage à La Hague et où les décisions pour de nouveaux sites (piscine, etc.) sont régulièrement reportées.

Par ailleurs, en cas de décision de mise sous cocon, il pourrait être envisagé de privilégier les centrales où des EPR2 seraient construits, afin de limiter (ou au minimum retarder) les renforcements de réseau nécessaires côté RTE, ainsi que les prélèvements d'eau de refroidissement (cas de Bugey).

### 3.3 Articulation avec les énergies renouvelables et les flexibilités

Depuis début 2025, la situation de surcapacité se traduit en France par des épisodes récurrents d'écêtement de la production renouvelable, en particulier photovoltaïque, lors des périodes de prix négatifs.

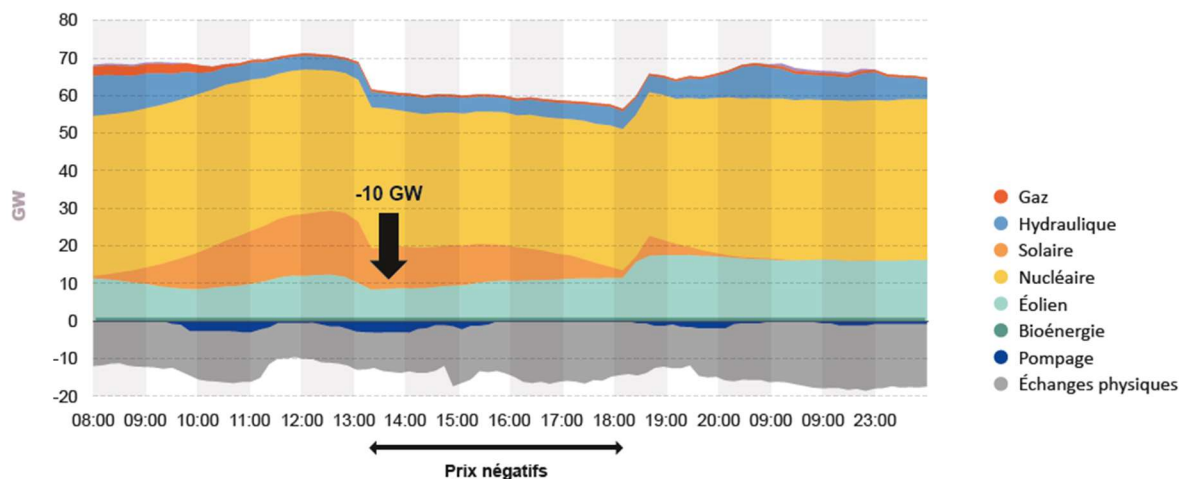


Figure 5 : Illustration des baisses de production renouvelable lors de l'épisode de prix négatifs du 1<sup>er</sup> avril 2025. Source : RTE, Bilan prévisionnel 2025<sup>13</sup>

Ces épisodes de « bat-curve » ou « courbe à tête de hiboux » sont actuellement le seul moyen de permettre une production la plus décarbonée possible sur l'intégralité des journées de printemps/été et en particulier pendant la pointe du soir. Ils s'accompagnent d'une modulation maximale de la puissance du parc nucléaire, typiquement sur cet exemple du mardi 1<sup>er</sup> avril 2025 voit sa puissance :

- Baisser de 38,5 GW à midi jusqu'à 35,8 GW à 14h, l'épisode de prix négatif commençant à 13h30 (dans le même temps, la production solaire est écrêtée de 17 GW à 11 GW).
- Augmenter de 37,5 GW à 18h à 38,5 GW à 18h45, en sortie de l'épisode de prix négatif (dans le même temps, la production solaire augmente de 2 GW à 4 GW).
- Augmenter ensuite jusqu'à 42 GW à 20 h, heure approximative du pic de consommation ce jour-là (production solaire alors inférieure à 500 MW).

La production nucléaire a donc augmenté d'un peu moins de 5 GW entre la fin de l'après-midi et la pointe du soir, sachant que le solaire à lui seul aurait pu assurer au moins 2 GW de production supplémentaire à 18h s'il n'avait pas été limité artificiellement. C'est donc une modulation de « seulement » +3 GW qui a véritablement été indispensable de la part du nucléaire pour franchir la pointe du soir ce jour-là.

La mise sous cocon de certains réacteurs nucléaires libèrerait de l'espace pour les énergies renouvelables à coût marginal quasi nul, là où la logique d'écrêtement actuelle consiste à prioriser une production nucléaire dont le coût variable n'est pas négligeable tout en compensant les producteurs renouvelables et en sollicitant leurs équipements notamment électriques sur des modes opératoires non prévus initialement.

<sup>13</sup> <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/bilans-previsionnels#Lebilanprevisionnel20252035>

Combinée au déploiement renforcé de flexibilités (au premier rang desquelles le stockage, principalement par batterie), la mise sous cocon permettrait de :

- Réduire l'écrêtement, les exportations à perte et les distorsions de marché
- D'améliorer la cohérence économique du mix électrique
- De maintenir la dynamique actuelle des filières renouvelables et des technologies de flexibilité, dont l'organisation et les emplois seraient dangereusement menacés en cas de frein sur leur déploiement. Une mise en pause du développement des ENR à court terme induirait par ailleurs un risque sur la disponibilité de l'électricité à moyen terme, à travers un manque de capacité de réponse aux nécessités de l'électrification future. En effet, étant donné les fermetures de réacteurs attendues entre 2040 et 2060, il est inévitable, selon RTE, de développer fortement les ENR.

### **3.4 Enjeux de finances publiques et de souveraineté**

Lancer simultanément l'investissement dans un grand nombre de nouveaux EPR2 impliquerait un soutien massif de l'État, avec un impact direct sur la dette publique. La mise sous cocon de certains réacteurs nucléaires permet de préserver des actifs déjà amortis, de réduire et/ou différer des investissements lourds impactant négativement la compétitivité de l'électricité produite en France, tout en conservant une option de souveraineté énergétique.

### **4. Synthèse et recommandations opérationnelles**

Si un certain nombre de facteurs et l'expérience de concepts similaires en France et à l'étranger tendent à démontrer la pertinence de la mise en œuvre de mise sous cocon de quelques réacteurs du parc nucléaire historique d'EDF, cette opération n'est pas triviale et demande des analyses complémentaires.

L'association « Énergies renouvelables pour tous » appelle ainsi dès à présent RTE, EDF, l'ASNR, le CEA et la CRE à lancer des études conjointes portant sur :

- La confirmation de la faisabilité technique du concept pour les différents paliers (900, 1300 et N4) du parc, en particulier au regard des enjeux de sûreté.
- La vérification qu'un arrêt prolongé ralentit effectivement significativement le vieillissement. Si en première approche il semble évident qu'il limite l'irradiation neutronique, la corrosion sous contrainte induite par l'irradiation et la fatigue thermomécanique, il est primordial de vérifier que d'autres facteurs ne sont pas réducteurs et notamment que les phénomènes de corrosion en milieu stagnant et dégradations dues à l'humidité peuvent bien être maîtrisés.

- La sélection des réacteurs, en intégrant les enjeux sociaux. A première vue, il semblerait pertinent de considérer cette approche uniquement sur les centrales disposant de plus de deux réacteurs en opération.
- Les impacts sur les prix de marché.
- L'analyse économique globale sur l'impact de la mesure pour les comptes d'EDF : coûts complets, délais et éventuelles pertes financières diminuées des charges d'exploitation évitées par une mise à l'arrêt prolongée.
- La définition des cadres réglementaires et législatifs : la loi dite "d'accélération du nucléaire » de 2023 a d'ores et déjà supprimé la disposition qui imposait à EDF de commencer le démantèlement d'une tranche nucléaire à l'arrêt plus de deux ans, mais une loi spécifique ainsi qu'une modification de certains règlements sera probablement nécessaire pour mettre en œuvre le concept de mise sous cocon, comme cela avait été le cas il y a 30 ans pour les Arrêts Garantis Pluriannuels des tranches fuel d'EDF.
- L'impact sur les émissions de CO2 au niveau Européen de manière à apprécier au mieux les effets de la mise sous cocon temporaire de réacteurs nucléaires en France sur la production d'électricité des pays limitrophes de la France.

Nous estimons que l'étude approfondie de ce concept doit permettre une éventuelle mise en œuvre à brève échéance si l'augmentation de la demande électrique continue à prendre du retard malgré un renforcement des incitations correspondantes.

Dans l'intervalle, il conviendra de continuer à soutenir une accélération du déploiement à grande échelle des moyens de production renouvelable ET des technologies de flexibilité décarbonées (stockage et modulation de la consommation), dont la mise en œuvre conjointe est un prérequis indispensable pour bénéficier du potentiel du concept de mise sous cocon sélectif.

A cette condition, un nombre d'une à quatre tranches<sup>14</sup> sous cocon semblerait réaliste d'ici à 2030 et permettrait des gains importants tout en évitant des effets de bord négatifs et significatifs sur le prix spot ou l'empreinte carbone du mix électrique européen. A titre d'illustration, en reprenant notre estimation très préliminaire de 173 M€/an d'économie par tranche 1300 MW mise sous cocon, c'est jusqu'à 3 GWh de batteries stationnaires qui pourraient être financées chaque année via ces économies.

La flexibilité dans toutes ses dimensions temporelles devient un actif stratégique du système électrique pour décarboner l'économie en minimisant le prix de l'électricité et l'impact sur les finances publiques. La mise sous cocon est probablement l'un des leviers les plus efficaces et réversibles pour y répondre à moyen terme et sur le temps long.

---

<sup>14</sup> Soit de 1 à 5 GW environ.

La mise sous cocon temporaire et sélective de réacteurs nucléaires ne constitue ni une solution évidente ni une option à écarter d'emblée. Elle représente une possibilité stratégique réversible, susceptible de contribuer à une gestion plus progressive du parc nucléaire historique dans un contexte d'incertitude sur la demande et d'investissements massifs à venir.

*Énergies renouvelables pour tous* appelle donc à une expertise collective, rigoureuse et contradictoire, associant l'ensemble des acteurs concernés, avant toute prise de position opérationnelle ou communication grand public sur ce sujet. L'objectif est de dépasser les oppositions binaires entre filières pour aborder la question centrale de la gestion de long terme du système électrique français dans l'intérêt général.