



Paris, le 7 Juin 2026,

## Réponse à la consultation de la Commission européenne sur le soutien à la construction et l'exploitation de six nouveaux réacteurs nucléaires en France

Les objectifs de développement du nucléaire ont été historiquement inscrits dans le projet européen. Le traité Euratom, instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique, a été signé le même jour, soit le 25 mars 1957, que le traité instituant la Communauté économique européenne (CEE). Euratom a pour mission (titre I, article 1) « *de contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapides des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres et au développement des échanges avec les autres pays* ».

### 1. L'Europe a besoin de nucléaire :

*Il existe un consensus scientifique et une nouvelle convergence politique sur la contribution du nucléaire à la décarbonation, la sécurité d'approvisionnement, et la compétitivité future du système énergétique européen.*

Le nucléaire représente aujourd'hui une **partie essentielle du mix électrique européen**. Il représentait en 2024, 24,8%<sup>1</sup> de la production électrique européenne, ce qui en **fait la première source de production** devant l'éolien (18,6%), le gaz (13,9%), l'hydraulique (13,2 %) et le solaire (9,5 %). En incluant le Royaume-Uni et la Suisse, l'espace européen est toujours le premier continent nucléaire dans le monde avec 116 réacteurs nucléaires en exploitation dans 15 pays. L'énergie nucléaire est bas carbone avec 12gCO<sub>2</sub>eq/kWh selon le GIEC, et 4gCO<sub>2</sub>eq/kWh en France.

**Le rapport Draghi** : En Septembre 2024, le rapport Draghi<sup>2</sup>, « *Le futur de la compétitivité européenne* » confirmait le rôle important que doit jouer l'énergie nucléaire. En premier lieu pour **sa dimension énergétique** : le nucléaire peut, « *parallèlement au déploiement généralisé des énergies renouvelables et d'autres technologies, contribuer à la réalisation des objectifs climatiques de l'UE et au renforcement de la sécurité de l'approvisionnement* ». En second lieu pour **sa dimension industrielle** : le déploiement du nucléaire en Europe doit permettre de « *promouvoir le leadership industriel européen en matière nucléaire* ».

---

<sup>1</sup> ENTSOE UE27 (hors Malte)

<sup>2</sup> THE FUTURE OF EUROPEAN COMPETITIVENESS — PART B | SECTION 1 | chapter 1, page 20

**La Présidente<sup>3</sup> de la Commission Ursula von der Leyen**, au Nuclear Energy Summit de mars 2026 a déclaré que **la réduction de la part du nucléaire**, une « source fiable, abordable et à faible émissions » dans le mix électrique européen avait été une « **erreur stratégique** ». Elle a insisté, sur le plan énergétique que les systèmes énergétiques les plus efficaces reposaient à la fois sur le nucléaire et les renouvelables. Elle a rappelé aussi que, d'un point de vue industriel, alors que nous vivons aujourd'hui une relance du nucléaire dans le monde, l'Europe avait été pionnière dans la technologie nucléaire, et avait le potentiel d'être un leader mondial.

**L'opinion publique et les positions des gouvernements** ont changé sur le nucléaire. Après la crise de l'énergie de 2022, l'énergie nucléaire a regagné de l'intérêt dans les opinions publiques en Europe : une étude IPSOS pour EDF<sup>4</sup>, qui compare entre 2021 et 2024 le pourcentage de personnes en faveur de l'énergie nucléaire comme moyen de produire de l'électricité, montre une progression de 14 points en moyenne dans les pays européens, avec des chiffres allant de 43% en Allemagne à 69% en Pologne. Plusieurs pays ont abrogé leurs lois de sortie du nucléaire, ou ont des initiatives en cours pour le faire comme la Belgique, l'Italie ou le Danemark. Au total onze pays ont aujourd'hui annoncé des programmes nucléaires : ces derniers sont à différents stades de développement.

La Commission européenne a publié en juin 2025 son projet de **Programme indicatif nucléaire (PINC)**, basé sur les Plans nationaux énergie-climat (PNEC) remis par les pays à l'été 2024. Elle estime qu'en 2050, **les grands réacteurs nucléaires – exploitation à long terme du parc existant et nouvelles constructions – représenteront 109 GW de capacité**. Les petits réacteurs modulaires (SMR/AMR) pourraient ajouter 53 GW. C'est un changement radical par rapport au précédent PINC (2019), qui prévoyait 71 GW en 2050. Pour atteindre ces objectifs, **environ 241 milliards d'euros d'investissements seront nécessaires**.

**Les scénarios de décarbonation européens**, que ce soient ceux réalisés par les économistes de la Commission (PRIMES<sup>5</sup>, JRC<sup>6</sup>), ceux d'EDF<sup>7</sup>, et ceux de Compass Lexecon<sup>8</sup> pour Nuclear Europe convergent sur le rôle futur essentiel d'électrification des usages et du développement des énergies renouvelables. Ils insistent aussi sur la nécessaire croissance des besoins de flexibilité pour gérer le système dans son ensemble et équilibrer à tout instant l'offre et la demande. Ces besoins de flexibilité peuvent être modélisés à l'échelle journalière, hebdomadaire, mensuelle, et saisonnière. Chaque échelle de temps demande des moyens de flexibilité adaptés : si la flexibilité de la demande et le stockage permettent d'apporter des solutions à l'échelle journalière, leur apport est limité à l'échelle saisonnière<sup>9</sup>. **Le nucléaire contribue de manière très significative à la flexibilité saisonnière** via le positionnement des arrêts pour rechargement aux périodes de faible consommation.

L'étude CL<sup>10</sup>, qui modélise le système européen avec plusieurs niveaux de nucléaire à l'horizon 2050 (de 100GW à 200GW) montre **qu'une capacité de nucléaire plus importante permet de diminuer les coûts totaux du système électrique**. A court terme, le nucléaire se substitue aux centrales thermiques à énergie fossile. A long terme, il diminue à la fois des coûts d'investissement dans les moyens de flexibilité et dans des sources renouvelables dont la contribution marginale à la sécurité d'approvisionnement diminue à

<sup>3</sup> 10 mars 2026 Paris Speech by President von der Leyen at the Nuclear Energy Summit

<sup>4</sup> Obs'COP 24, IPSOS pour EDF « l'Observatoire international Climat et Opinions Publiques »

<sup>5</sup> 6/2/2024 Commission working document. Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society

<sup>6</sup> Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, KOOLEN Derck; DE FELICE Matteo BUSCH Sebastian, 2023-03-14 Publications Office of the European Union

<sup>7</sup> EDF NetZero scenario 2050, Mars 2024

<sup>8</sup> Compass Lexecon Report on Pathways to 2050, 8 October 2024, Nuclear Europe

mesure que leur capacité installée augmente. Elle confirme, au niveau européen, les résultats obtenus pour la France par RTE<sup>9</sup>.

## 2. Le marché pertinent pour le nucléaire français est le marché européen :

*La plaque ouest européenne est aujourd'hui la bonne maille pour comprendre la valeur stratégique apportée par le nucléaire français pour contenir les prix de gros et les émissions du système électrique européen*

La France a enregistré un nouveau record d'exportation en 2025 (92,3 TWh, soit 17% de sa production). Le pays dispose d'une position géographique centrale et d'un niveau élevé d'interconnexions (23 GW à l'exportation et 18 GW à l'importation). De manière quotidienne, et associé aux renouvelables, la production nucléaire française pilotable, abondante, et décarbonée contribue à réduire les prix de gros et les émissions de CO<sub>2</sub> des pays voisins

La valeur apportée par le nucléaire à ses voisins est particulièrement importante dans les moments saisonniers de tension sur le système électrique, ainsi que lors des phénomènes météorologiques extrêmes. La simulation 2026 du marché sur 6 pays (France, RU, Belgique, Italie, Allemagne, Espagne) réalisée par Aurora Energy Research<sup>10</sup>, mandatée par la Sfen, permet d'en comprendre les mécanismes.

- Le nucléaire français est pleinement sollicité **dans les moments saisonniers de tension sur le système électrique (baisses de température, pénuries de vent/soleil)**. Dans la simulation Aurora, on compte ainsi plus de 450 « stress events » (moments de contrainte) sur les six pays étudiés : 118 événements de pointe de demande<sup>11</sup> (dont 26 en France) et 336 événements de pénurie<sup>12</sup> soleil/vent (dont 22 en France). Lors de ces événements (principalement en hiver), pour satisfaire la demande dite « résiduelle » (i. e. dont on a soustrait les productions solaire et éolienne), la France doit appeler toutes ses capacités nucléaires et hydrauliques disponibles, ainsi que des moyens de production à base d'énergies fossiles. Les prix moyens day-ahead sont alors dans les 100 €-125 €/MWh et les émissions de CO<sub>2</sub> sont plus élevées que sur les autres périodes. Ces épisodes météorologiques sont assez nombreux et significatifs pour avoir un **impact important sur les prix moyens annuels**. Une analyse de sensibilité avec une capacité nucléaire française inférieure de 15 %<sup>13</sup> montre une hausse des prix moyens de l'électricité de 17 €/MWh<sup>14</sup> en France sur l'ensemble de l'année, et de 1 à 6 €/MWh sur les pays voisins. La baisse de capacité nucléaire française entraîne une hausse des émissions de CO<sub>2</sub> cumulées sur les six pays de l'étude de 8 % sur l'année.
- Le nucléaire français contribue fortement à la sécurité d'approvisionnement lors des événements météorologiques extrêmes. Aurora a simulé sur le système électrique 2026 l'événement météorologique **de « Dunkelflaute » (en allemand « calme sombre ») observé en 2006**, durant lequel la disponibilité des capacités de production d'énergies éolienne et solaire (facteur de charge) était restée en moyenne à 4 % pendant plus de 4 jours consécutifs. La France, bien qu'elle subisse les mêmes conditions météorologiques, **continue d'exporter 5 % de sa production pendant cet événement de crise**. L'Allemagne, qui dans cette situation active toutes

<sup>9</sup> Futurs énergétiques 2050, RTE, 2021

<sup>10</sup> La valeur du nucléaire français dans le marché électrique européen, Aurora Energy Research, Avril 2026

<sup>11</sup> Définition : période d'au moins 48 heures consécutives pendant laquelle la demande dépasse 70 % de la demande maximale observée toutes sensibilités météorologiques confondues pour la zone de prix étudiée.

<sup>12</sup> Définition : période d'au moins 48 heures consécutives durant laquelle le facteur de charge combiné éolien + solaire est inférieur à 15 %.

<sup>13</sup> Fourchettes de capacité de 32-45GW (moyenne 37GW), au lieu de 38-54GW (moyenne 44GW), soit la situation de 2022

<sup>14</sup> De 66€/MWh en moyenne sur l'année à 83€/MWh

ses centrales à gaz et à charbon de base, doit couvrir 16 % de ses besoins par des importations, et la Belgique 19%.

### **Le nucléaire contribue à la sécurité des réseaux français et européens en cas de blackout dans un pays voisin.**

- Lors du blackout espagnol de mai 2025, le nucléaire français a contribué à la robustesse du réseau en France pendant la perturbation, avant d'apporter à l'Espagne un support pour redémarrer son réseau. RTE<sup>15</sup> rappelle que l'élément principal qui a stoppé la propagation sont les protections françaises qui ont isolé automatiquement la péninsule ibérique : les lignes ont été déconnectées pour empêcher que la chute de fréquence et l'instabilité espagnoles contaminent le réseau continental européen. RTE a également souligné le rôle qu'avait joué les machines tournantes pour stabiliser la fréquence pendant la perturbation. Il explique aussi que le nucléaire a permis à la France d'augmenter vite sa production (1,2GW) lorsque les flux d'importation espagnols ont chuté, puis de réexporter rapidement vers l'Espagne pour aider au redémarrage du système ibérique. RTE précise que, à 12h43, soit un quart d'heure après le blackout, « après avoir vérifié la stabilité du système français, l'interconnexion a été remise sous tension. Conformément aux demandes du gestionnaire de réseau espagnol, RTE a augmenté progressivement les exports vers l'Espagne, de 500 MW à 1 500 MW entre 13h et 18h, puis à 2 000 MW à partir de 18h. Ceci a permis de procéder, de façon méthodique et sûre, à une réalimentation par étapes de la consommation de la péninsule ».
- Il est important de rappeler<sup>16</sup> qu'en cas de blackout et de perte d'accès au réseau, les réacteurs français ne s'arrêtent pas, mais sont conçus pour « s'îloter ». En îlotage, un réacteur continue de fonctionner à 30% de sa puissance. Une partie de cette puissance permet d'alimenter la turbine pour environ 40 MWe, et le reste de la vapeur contourne la turbine pour être envoyée vers le condenseur. Ceci permet un retour rapide de la production sur le réseau dès que le gestionnaire de réseau le demande (ce qui peut s'assimiler à un blackstart »). EDF est tenu de tester les opérations d'îlotage<sup>17</sup> des réacteurs tous les 4 à 5 ans, selon une exigence fixée par RTE. RTE attend un taux de succès de 60% pour pouvoir reconstituer le réseau. En pratique, ils réussissent 90% du temps. On peut saluer le fait que l'EPR de Flamanville a réussi son premier test d'îlotage récemment.

---

<sup>15</sup> RTE [Mise à jour 25 mars 2026] Foire aux questions : black-out du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique

<sup>16</sup> RGN 29 avril 2025 [Décryptage] Blackout en Espagne : que se serait-il passé avec le nucléaire français ?

<sup>17</sup> RGN L'îlotage : ce qui se joue lorsqu'un réacteur est brutalement coupé du réseau le 29 avril 2024

### 3. Le schéma de financement proposé par la France est conforme aux décisions précédentes de la Commission

*Les projets nucléaires sont spécifiques par leur taille et leur durée. Ils présentent plusieurs risques pour les investisseurs : risque politique, risque projet, risque revenu. Un coût du capital potentiellement élevé, contrepartie de ces risques, aurait un impact négatif sur les coûts du système électrique.*

*La Commission a pu se prononcer déjà sur les schémas proposés par le Royaume Uni, la Hongrie, la République Tchèque, et la Pologne. Le schéma présenté par la France s'appuie sur les décisions récentes de la Commission et s'articule sur trois axes : un contrat pour différence, une intervention de l'Etat dans le financement, et un partage des risques liés au projet.*

Il est important de rappeler en préambule les enjeux de financement spécifiques au nucléaire. Les projets de réacteurs nucléaires de forte puissance sont, comme ceux des projets en matière d'énergies renouvelables, très capitalistiques. Ils sont cependant spécifiques par

- **Leur taille**, soit un investissement de 8 à 10 milliards d'euros par réacteur, ce qui excède de loin ce que peuvent porter, seuls sur leur bilan, les grands énergéticiens européens.
- **Leur durée de construction**, de dix à quinze ans environ, pendant lesquels les investisseurs devront porter des frais financiers potentiellement importants, et ne pourront a priori pas percevoir de revenus avant la mise en service. Le retour sur investissement est attendu, quant à lui, sur une quarantaine, voire une soixantaine d'années d'exploitation. Cet horizon temporel est généralement incompatible avec les exigences de retour sur investissement de nombreux acteurs financiers privés. Sans compter que les grands projets nucléaires peuvent être soumis à des retards pour des raisons politiques ou des raisons liées aux projets eux-mêmes. Les chantiers de réacteurs de troisième génération sont des projets complexes, et ont nécessité une remontée en compétences des filières industrielles.

Enfin, il faut rappeler que le marché de l'électricité européen n'avait pas été conçu initialement **de telle manière à donner des signaux longs aux investisseurs**. Selon TerraNova<sup>18</sup>, la Commission européenne, à la création du marché, avait même prévu des freins au développement des contrats d'une durée supérieure à quatre ans, les soumettant à enquête pour vérifier qu'ils ne constituaient pas une entrave à la concurrence et au bon fonctionnement du marché de la fourniture.

Pour une technologie très capitalistique, **une variation même faible du coût du capital a un effet majeur sur le coût de production**. Plusieurs études de l'International Energy Agency et de l'Agence pour l'énergie nucléaire montrent qu'une hausse du coût du capital de 3 % à 9 % peut multiplier par plus de deux le LCOE (coût actualisé de l'électricité). Pour que le nucléaire puisse **contribuer pleinement à la compétitivité du système électrique européen**, il est important de pouvoir mettre en place des schémas financiers qui permettent de réduire le coût du capital sur les projets. Or, plus un investissement est perçu comme risqué, plus les investisseurs exigent une rémunération élevée, ce qui augmente le coût du capital.

---

<sup>18</sup> Terra Nova Décorrélér les prix de l'électricité de ceux du gaz : mission impossible ? 16 janvier 2023

La Commission a aujourd'hui **donné son approbation à plusieurs schémas de soutien**, dont l'objectif précisément était de réduire le risque porté par les investisseurs, donc de diminuer le coût du capital, et donc de réduire le coût final de l'électricité produite.

- 8 octobre 2014 : Hinkley Point C (Royaume-Uni)
- 6 mars 2017 : Paks II (Hongrie)
- 30 avril 2024 : Dukovany 5 (République tchèque)
- 9 décembre 2025 : premier programme nucléaire polonais

Le schéma présenté par la France s'appuie sur les schémas présentés par les autres pays, à savoir :

- **Un CFD bidirectionnel :**

La réforme du marché européen de l'électricité adoptée par le Conseil de l'UE le 21 mai 2024, au-delà de la protection des consommateurs, a reconnu la nécessité d'encourager les investissements dans les technologies bas carbone, y compris le nucléaire, et de donner de la visibilité et des garanties aux investisseurs. Elle a consacré, dans l'organisation future du marché de l'énergie, le principe des contrats de long terme, appliqués au nucléaire et aux renouvelables par le biais de Power purchase agreements (PPA) et de Contracts for Difference (CfD).

La France propose un CfD bidirectionnel pour une durée de 40 ans à compter de sa date de mise en service. Le prix de référence du CfD est estimé entre 85 et 115 €/MWh (2024). Si la mise en service d'un réacteur intervient avec un retard supérieur à cinq ans par rapport à la date prévue dans le calendrier de référence, et que ce retard ne peut pas être justifié par « un motif légitime », la durée du CfD associé au réacteur est diminuée d'une période correspondant à la part du retard excédant ces cinq années.

Un tel schéma a déjà été approuvé par la Commission pour :

- Hinkley Point: contrat pour différence (CfD) d'une durée de 35 ans avec un prix d'exercice fixé à 92.50£/MWh, et indexé sur l'inflation.
- Dukovany : Une stabilité des revenus est assurée durant 40 ans par un PPA avec une formule d'effet équivalent à un CFD. Le niveau de strike price est calculé tous les cinq ans de sorte à refléter le niveau de rentabilité acceptable pour un industriel du secteur, soit entre 9 et 11 %.
- Pologne : Il est prévu que l'exploitant PEJ vende toute l'électricité qu'il produit sur le marché, soit directement, soit par le biais d'enchère de contrats d'achat d'électricité (PPA). PEJ recevra le cas échéant, en complément de ses revenus de marché le paiement de compensations dans le cadre du CfD. Ce contrat lui permettra d'assurer la stabilité des revenus pour une durée de 60 ans, correspondant à la durée d'exploitation de la centrale. Dans le scénario de base, incluant une marge de 10 % sur les coûts d'investissement, le prix d'exercice après l'aide de l'État est estimé à environ 470-550 PLN/MWh (110-130€/MWh).

- **Une participation de l'Etat au financement du projet :**

On a vu que le coût de production des installations nucléaires est très sensible au coût moyen du capital. Un moyen efficace de réduire le coût moyen du capital est que l'État décide de co-financer un projet nucléaire en investissant des capitaux publics dans l'entreprise porteuse de la maîtrise d'ouvrage. L'intervention de l'État dans le financement d'un projet nucléaire peut également se traduire par l'octroi de prêts publics à l'opérateur chargé de la maîtrise d'ouvrage du programme.

Dans le cas de la France, cette voie semble toutefois limitée par le niveau de dette déjà élevé d'EDF. La France propose que 60 % des coûts de constructions soient couverts par un prêt du Fonds d'épargne géré par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), ainsi que

par le budget de l'État en cas de dépassements des coûts. Le montant de ce prêt est estimé à 44 milliards d'euros (valeur 2020) sur la base des évaluations actuelles. Le prêt devra être remboursé pendant une période de 35 ans. Il est découpé en six parties, une pour chaque réacteur. Pendant la construction, le taux est fixé à 0 %. À partir de la mise en service de chaque réacteur nucléaire, la tranche du prêt qui lui est associée sera rémunérée à un taux fixe de 3 % par an. Les intérêts sont payés chaque année, sans être ajoutés au capital.

Ce schéma est très proche de celui approuvé par la Commission pour la République Tchèque. Dans le cas de Dukovany 5, le projet sera en effet financé à 98% par un prêt directement issu du budget de l'État à Elektrarna Dukovany II, une structure projet entièrement détenue par le groupe CEZ, opérateur. Le prêt doit porter sur 30 ans. Son taux d'intérêt des du prêt sera de 0 % pendant toute la durée de construction puis 2 % après la mise en service.

**- Un partage des risques en cas d'imprévu :**

Dans le cas de Dukovany, la Commission a reconnu comme légitimes deux dispositifs. Il s'agit d'abord d'assurer à ČEZ une sortie en cas de revirement dans la politique énergétique du pays : l'opérateur dispose d'une option « put » qui lui permet de dégager de son bilan financier l'ensemble des actifs en les vendant à un tiers, en l'occurrence l'État. Symétriquement, l'État tchèque dispose d'une option « call », activable sous conditions, lui permettant d'acquérir les parts du projet détenus par l'entreprise. Deuxièmement, un portage des risques « légitimes » par l'État permet de dérisquer pour le développeur la phase de construction particulièrement sensible.

La France a proposé un mécanisme de partage des risques protégeant la SPV contre certains risques ayant des « motifs légitimes ». La France considère ces motifs légitimes comme « les risques liés à la survenance, avant la fin du (CfD) applicable au(x) réacteur(s) concerné(s), d'événements ou de changements de circonstances échappant au contrôle et à la volonté d'EDF, de ses partenaires contractuels ou de la SPV, et qui ne pouvaient pas être anticipés ». Six différents risques sont considérés comme le « changement de loi » ou des « évènements climatiques et catastrophes naturelles ». Si la SPV est exposée à l'un de ses risques, elle « pourra bénéficier d'une compensation, convenue entre l'État et EDF », révèle la CE. L'État aura deux options pour dédommager la SPV : Une modification du prix d'exercice du CfD, à la hausse ou à la baisse selon que le risque à un effet positif ou négatif sur le projet Le versement par l'État d'une aide financière à la société de projet (SPV). Cette aide ne produit pas d'intérêts et n'a pas à être remboursée.

---