

The World Nuclear Industry Status Report 2025



Version française

Résumé et conclusions
Premiers chiffres clés fin 2025
Focus France

Édition réalisée avec le soutien de la Fondation Heinrich Böll, Paris

**FRIEDRICH
EBERT
STIFTUNG**

 Federal Office
for the Safety of
Nuclear Waste Management


THE GREENS/EFA
in the European Parliament

 **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**

SFS
energienstiftung.ch

The World Nuclear Industry Status Report 2025

Foreword by

Letizia Magaldi

President, Kyoto Club, Rome, Italy

By

Mycele Schneider

Independent Analyst, Paris, France
Project Coordinator and Lead Author

Julie Hazemann

Director of EnerWebWatch,
Paris, France
Documentary Research, Modelling, and
Datavisualization

Phred Dvorak

Independent Journalist Washington
D.C., United States
Contributing Author

Emilio Godoy

Independent Investigative Journalist
Mexico
Contributing Author

Dmitry Gorchakov

Nuclear Adviser, Bellona Foundation
Vilnius, Lithuania
Contributing Author

Özgür Gürbüz

Independent Consultant and
Researcher Istanbul, Türkiye
Contributing Author

Bernd Hrdy

Researcher, Institute for Safety and
Risk Sciences, University of Natural
Resources and Life Sciences (BOKU)
Vienna, Austria
Contributing Author

Paul Jobin

Associate Research Fellow,
Institute of Sociology, Academia Sinica
Taipei, Taiwan
Contributing Author

Timothy Judson

Independent Consultant Syracuse,
New York, United States
Contributing Author

Yuki Kobayashi

Senior Research Fellow, Security
Studies Program, Sasakawa Peace
Foundation Tokyo, Japan
Contributing Author

Nikolaus Müllner

Head, Institute for Safety and Risk
Sciences, University of Natural
Resources and Life Sciences (BOKU)
Chairman, International Nuclear Risk
Assessment Group (INRAG)
Vienna, Austria
Contributing Author

M.V. Ramana

Simons Chair in Disarmament,
Global and Human Security with the
School of Public Policy and Global
Affairs (SPPGA), University of British
Columbia
Vancouver, Canada
Contributing Author

Ruggero Schleicher-Tappeser

Independent Consultant and Writer in
Energy Policies
Berlin, Germany
Contributing Author

Sebastian Stier

European Patent Attorney
Munich, Germany
Contributing Author

Tatsujiro Suzuki

President, Peace Depot Visiting
Professor, Research Center for Nuclear
Weapons Abolition (RECNA),
Nagasaki University,
Former Vice-Chairman of the Japan
Atomic Energy Commission, Japan
Contributing Author

Yun-Chung Ting

Postdoctoral Research Associate,
Institute of Sociology, Academia Sinica
Taipei, Taiwan
Contributing Author

Alexander Wimmers

Research Associate at the Workgroup
for Economic and Infrastructure
Policy (WIP), Berlin University of
Technology (TU),
Berlin, Germany
Contributing Author

Hartmut Winkler

Professor, University of Johannesburg,
South Africa
Contributing Author

Maahin Ahmed

Freelance Copyeditor
Calgary, Canada
English Language Copyeditor

Nina Schneider

Proofreader and Translator
Paris, France
Fact-checker, Proofreader, Producer

Agnès Stienne

Artist, Graphic Designer, Cartographer
Le Mans, France
Graphic Design and Layout

Friedhelm Meinass

Visual Artist, Painter
Rodgau, Germany
Cover-page Design and Layout

Paris, 2025

© A Mycele Schneider Consulting Project

LE MONDE NUCLÉAIRE EN BREF : 2025 EN CHIFFRES

Baisse du nombre de réacteurs en service – Taïwan achève sa sortie du nucléaire

Au 1^{er} janvier 2026, il y avait 404 réacteurs nucléaires en service dans le monde, soit cinq de moins qu'un an auparavant, pour une capacité stable de 369 GW. Onze pays, soit cinq (un tiers) de moins qu'il y a seulement deux ans, ont des réacteurs en construction.

WNISR, janvier 2026

En 2025, quatre nouveaux réacteurs, pour une capacité totale de 4,4 GW¹, ont été couplés au réseau – deux en Chine, un en Inde et un en Russie – tandis que sept réacteurs, d'une capacité totale de 2,8 GW, ont été arrêtés – trois en Belgique, trois en Russie et un à Taïwan – marquant l'achèvement de la sortie du nucléaire dans ce dernier pays. L'année 2025 a enregistré le nombre de mises en service le plus faible depuis 2017, alors qu'en début d'année, 13 étaient attendues.

Dans l'Union Européenne, avec les trois fermetures en Belgique, et aucun démarrage, le nombre de réacteurs en service est passé à moins de 100, soit 98 tranches.

Le bilan des mises en service/fermetures fait apparaître un solde net *négatif* de trois réacteurs, le plus important enregistré depuis l'année post-Fukushima 2012. Cependant, la taille moyenne des nouvelles tranches couplées au réseau étant largement supérieure à celle des tranches fermées – 33 MW au total pour les trois fermetures en Russie – le solde net de capacité est resté légèrement positif (un peu plus de 1,5 GW). À titre de comparaison, la Chine a connecté à elle seule environ 275 GW de capacité solaire au cours des onze premiers mois de 2025², soit plus de cent fois les 2,5 GW de la capacité cumulée des deux nouveaux

1 - GW : gigawatt – MW : mégawatt.

2 - Anu Bhambhani, "China Nears Record Annual Solar PV Additions In 2025", *TaiyangNews*, 5 janvier 2026, voir <https://taiyangnews.info/markets/china-nears-record-annual-solar-pv-additions-in-2025>, consulté le 10 janvier 2026.

réacteurs couplés au réseau chinois au cours de l'année.³ Hors Chine, le solde net est à l'inverse légèrement négatif (d'environ 1 GW).

La capacité du parc nucléaire *en service*, c'est-à-dire la capacité installée moins celle des réacteurs en arrêt de longue durée (LTO ou Long-Term Outage), est de son côté restée pratiquement inchangée à 369 GW, deux nouveaux réacteurs ayant en effet rejoint la catégorie des LTO.⁴

Il n'y a toujours aucun réacteur nucléaire commercial en construction sur l'ensemble du continent américain. Dans l'Union européenne, il n'y a plus que Mochovce-4 en Slovaquie, dont le début de construction initial remonte à 1985.

La Chine domine largement l'activité de construction, avec 36 projets actifs sur son territoire, soit plus de la moitié du total mondial de 66 réacteurs en construction au 1^{er} janvier 2026. Sur l'année, cela correspond à sept tranches supplémentaires, entièrement imputables à la Chine⁵, alors que leur nombre s'est équilibré en dehors.⁶

Sur ces 66 réacteurs en construction dans 11 pays, 63 (soit 95 %) sont soit implantés dans un État détenteur de l'arme nucléaire (50 tranches), soit réalisés dans d'autres pays par des entreprises contrôlées par un de ces États (13 tranches). Les seules exceptions sont les trois chantiers en Corée du Sud. Par ailleurs, seuls trois États détenteurs de l'arme nucléaire – la Chine, la France et la Russie – construisent actuellement des réacteurs commerciaux à l'étranger, la Russie étant de loin le premier fournisseur au niveau international, avec 20 tranches en construction hors de ses frontières.

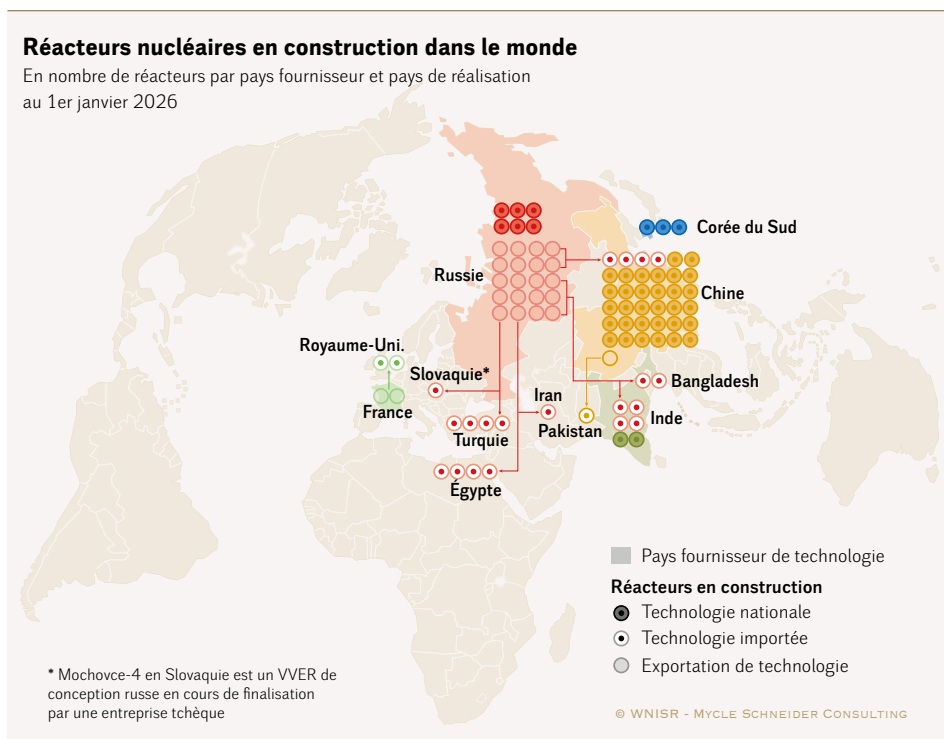
3 - Les centrales nucléaires produisent environ sept fois plus d'électricité par GW installé que les centrales solaires. Cela signifie toutefois que le solaire a ajouté au réseau environ 15 fois plus de potentiel de production d'électricité exploitable que le nucléaire. Il n'est donc pas surprenant que la part du nucléaire dans le mix électrique chinois ait diminué au cours des quatre dernières années.

4 - Deux réacteurs coréens (Kori-4 et Hanbit-1), dont la licence d'exploitation expirait en 2025, ont été déconnectés du réseau. Dans la mesure où ils font ou feront l'objet d'une demande de prolongation de leur durée de fonctionnement avant de pouvoir redémarrer, ils sont considérés comme étant en LTO.

5 - Neuf mises en construction pour deux mises en service en 2025.

6 - Deux mises en construction (Corée du Sud, Russie) pour deux mises en service (Inde, Russie). Par ailleurs, début 2025, le WNISR comptait deux réacteurs supplémentaires en construction, un en Argentine (CAREM, abandonné) et un au Japon (Shimane-3, suspendu indéfiniment), également retirés des statistiques de construction en début d'année. Voir le WNISR2025.

Figure 1 - Réacteurs nucléaires en construction par pays fournisseur



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2026

Le nombre de pays constructeurs a diminué de près d'un tiers, passant de 16 à 11 en seulement deux ans. Plusieurs pays ont achevé leur dernier projet de construction (Émirats arabes unis, États-Unis, France) ou ont suspendu, voire abandonné, leurs projets (Argentine, Brésil, Japon⁷), tandis qu'un seul pays a rejoint la liste, le Pakistan. Seuls huit des 31 pays qui exploitent actuellement des réacteurs de puissance en construisent de nouveaux, tandis que trois potentiels nouveaux exploitants (Bangladesh, Égypte, Turquie) construisent leurs premiers réacteurs, tous mis en œuvre par l'industrie nucléaire russe.

7 - Comme précisé dans le WNISR2025, des sources primaires ont permis de confirmer qu'il n'y avait pas de construction active sur les deux sites fréquemment cités (Ohma et Shimane-3), par conséquent le WNISR a retiré le Japon de la liste des pays construisant actuellement de nouveaux réacteurs.

En 2025, 11 mises en construction ont été enregistrées — le niveau le plus élevé depuis l'année pré-Fukushima de 2010 — dont neuf en Chine. La Russie et la Corée du Sud ont lancé les deux autres constructions.

Ainsi, la tendance de fond n'a pas changé depuis 2020 : à l'échelle mondiale, la construction de 51 tranches a été lancée au cours de cette période, dont 35 (69 %) en Chine, une par des entreprises chinoises au Pakistan, et 14 par l'industrie nucléaire russe en Égypte, en Inde, en Turquie ou à domicile. La Russie a également lancé la réalisation de quatre des chantiers en cours en Chine. Sur l'ensemble de cette période de six ans, les entreprises chinoises et russes ont été les seules à lancer officiellement des constructions de réacteurs dans le monde, à l'exception d'un unique projet en Corée du Sud.

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Le *World Nuclear Industry Status Report 2025* (WNISR2025) dresse un panorama exhaustif du parc nucléaire mondial, et fournit notamment des données relatives à l'âge, l'exploitation, la production, la construction et le démantèlement des réacteurs nucléaires. Le WNISR2025 comporte plusieurs chapitres thématiques, et inclut pour la première fois une analyse approfondie des multiples défis liés à l'intégration du nucléaire dans un système énergétique qui connaît une évolution rapide, sur tous les plans et dans toutes les régions du monde (*Challenges of Integrating Nuclear Power into the Energy System*). Le traditionnel chapitre consacré à la comparaison du déploiement du nucléaire et des énergies renouvelables (*Nuclear Power vs. Renewable Energy Deployment*) a été remanié, et vient compléter cette analyse par un aperçu détaillé de l'étonnante expansion du secteur des énergies renouvelables, couplée notamment à un déploiement fulgurant des capacités de stockage par batterie d'une part, et d'autre part à une stagnation du secteur nucléaire.

Le chapitre « Pays en focus » (*Focus Countries*) détaille les évolutions observées dans huit des 31 pays nucléaires, dont les cinq principaux producteurs – dans l'ordre : États-Unis, Chine, France, Russie et Corée du Sud – ainsi qu'au Japon, au Royaume-Uni et en Ukraine, auxquels s'ajoute Taïwan, dont le dernier réacteur a été fermé en mai 2025. Le chapitre consacré aux potentiels nouveaux exploitants (*Potential Newcomer Countries*) comporte un focus sur l'Afrique (*Africa Focus*) avec un point sur l'état d'avancement des projets dans quatre de ces pays. Il analyse également la situation dans neuf autres pays potentiels nouveaux exploitants, dont les trois seuls où des réacteurs de puissance sont actuellement en construction (Bangladesh, Égypte et Turquie). Le traditionnel chapitre consacré aux petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactors (SMRs)*), fait état de nombreuses annonces de plans ou de projets, en particulier chez les potentiels nouveaux exploitants ; s'il constate une hausse des dépenses, il ne relève toujours que peu de progrès concrets.

Le chapitre consacré aux interdépendances avec la Russie (*Russia Nuclear Interdependencies*) s'inscrit dans la suite du chapitre « Russie et dépendances nucléaires » du WNISR2024, et s'attache à la réciprocité des dépendances entre les industries nucléaires occidentale et russe. Le bilan de la situation à Fukushima (*Fukushima Status Report*) a été complètement revu, et accorde

notamment une attention approfondie au système japonais de contrôle des aliments. Le bilan du démantèlement (*Decommissioning Status Report*) couvre désormais 218 réacteurs fermés, soit près du tiers de l'ensemble des réacteurs connectés au réseau au cours des 70 dernières années.

Enfin, l'*Annexe 1* propose une présentation synthétique des programmes nucléaires des pays non couverts dans un « focus ».

PRODUCTION ET RÔLE DU NUCLÉAIRE

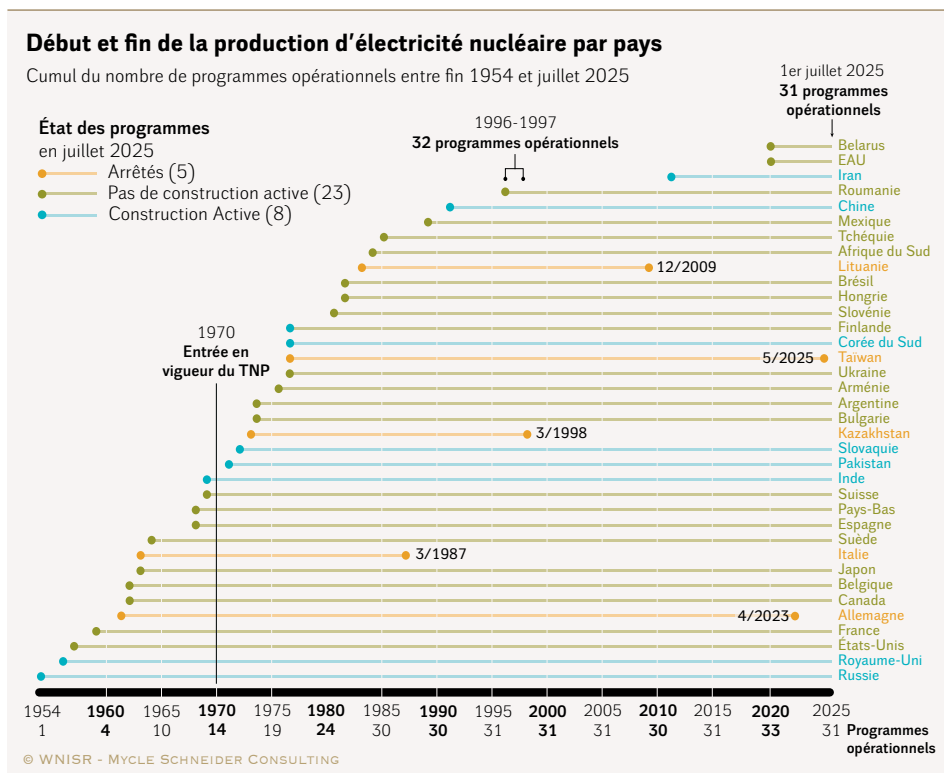
Exploitation de réacteurs et capacité. Au 1^{er} juillet 2025, il y avait 408 réacteurs en service dans 31 pays – hors réacteurs en LTO (Long-Term Outage ou « arrêt de longue durée ») : un nombre identique de réacteurs en service par rapport au WNISR2024⁸, mais dans un pays de moins. (Voir *Figure 2*). C'est également 10 réacteurs de moins qu'en 1989, année marquant à la fois le premier pic du nombre de réacteurs et la fin de la croissance ininterrompue du parc mondial, ou encore 30 de moins que le maximum de 438 tranches observé en 2002. Trente-trois réacteurs étaient en LTO, notamment 19 au Japon et 6 en Ukraine. Fin 2024, la capacité du parc en service avait atteint un record de 369,4 GW nets ; à la mi-2025, il était en léger repli à 368,7 GW, alors tout juste supérieur de 1,6 GW (ou l'équivalent d'un grand réacteur) au précédent record de 367,1 GW en 2006.

Données AIEA et évaluation WNISR. Entre septembre 2022 et avril 2023, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a modifié de façon significative – avec effet rétroactif – les statistiques présentées dans son système d'information en ligne PRIS (*Power Reactor Information System*). Au 1^{er} juillet 2025, les données PRIS plaçaient le maximum du nombre de réacteurs en service (440) dès 2005, et le nouveau record de la capacité en service à la fin de l'année 2024 (377 GW) légèrement supérieur aux 374 GW atteints en 2018. Mi-2023, l'AIEA avait retiré de la liste des réacteurs en service 23 réacteurs japonais, de même que quatre réacteurs indiens, pour les placer – de façon rétroactive, généralement à compter de la date de leur arrêt – dans une nouvelle catégorie appelée « *Suspended Operation* » (fonctionnement suspendu).

8 - Évolution WNISR2024-WNISR2025 : +4 mises en service +4 redémarrages (+8) –3 mises en LTO –5 fermetures (–8) = pas de changement.

À la mi-2025, avec la remise en service de 4 réacteurs au Japon, l'AIEA classait toujours 19 réacteurs japonais et 4 indiens en « fonctionnement suspendu ».

Figure 2 - Évolution des programmes nationaux



Sources : compilation WNISR, avec AIEA-PRIS, 2025

Note: TNP=Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires

Les statistiques du WNISR pour leur part comportaient 33 réacteurs en LTO au 1^{er} juillet 2025 : 19 au Japon, six en Ukraine, trois en Inde, deux au Canada et en Corée du Sud, et un en Chine, soit un de moins que dans le WNISR2024.

Production d'électricité nucléaire. En 2024, le parc nucléaire mondial a produit 2.677 térawattheures nets (TWh, ou milliards de kilowattheures). Après une baisse de 4,4 % en 2022, la production avait augmenté de 2,2 % en 2023, puis de 2,9 % en 2024. C'est la production la plus élevée jamais enregistrée, le

précédent record étant de 2.663 TWh en 2006. La Chine, avec une hausse de 3,7 %, (contre 11,3 % en 2021, 2,5 % en 2022 et 4,1 % en 2023), a produit plus d'électricité nucléaire que la France pour la cinquième année consécutive, se maintenant au deuxième rang des principaux producteurs d'énergie nucléaire, derrière les États-Unis. La production hors Chine a enregistré une hausse de 2,8 %, et se situait à un niveau que la production mondiale avait déjà atteint au milieu des années quatre-vingt-dix, avant le développement du nucléaire en Chine. Si la production mondiale a modestement dépassé de quelque 14 TWh (soit à peine plus que la production annuelle nominale d'un grand réacteur) le précédent record vieux de 18 ans, la production hors Chine était en revanche inférieure de 363 TWh à son niveau de 2006, une importante baisse de près de 14 %.

Part du nucléaire. La part du nucléaire dans la production brute d'électricité commerciale dans le monde a été relativement stable, représentant 9 % en 2024 (-0,13 point de pourcentage), son niveau le plus bas des quarante dernières années, et plus de 45 % en dessous du maximum de 17,5 % atteint en 1996.

MISES EN SERVICE ET FERMETURES DE RÉACTEURS

Mises en service. En 2024, sept réacteurs ont été couplés au réseau, trois en Chine, et un respectivement en Inde, aux Émirats arabes unis, aux États-Unis et en France, ne laissant plus aucune construction active dans ces trois derniers pays.

Au cours du premier semestre 2025, un réacteur a été couplé au réseau en Inde, mais, fait remarquable, aucun en Chine, ni ailleurs.

Fermetures.⁹ Quatre réacteurs ont été fermés au cours de l'année 2024, deux au Canada, un en Russie et un à Taïwan. Deux autres ont été fermés au premier semestre 2025, un en Belgique et un à Taïwan.

Au cours des deux dernières décennies, de 2005 à 2024, il y a eu 104 mises en service et 101 fermetures de réacteurs dans le monde. 51 de ces mises en service

9 - Le WNISR considère comme année de fermeture d'un réacteur l'année de la fin de production d'électricité et adapte rétroactivement ses statistiques si les réacteurs n'ont pas fourni d'électricité au cours de l'année concernée.

sont intervenues en Chine, qui n'a pas fermé un seul réacteur. Soit, hors Chine, un solde négatif significatif de 48 tranches sur cette période, avec une baisse nette de capacité de près de 27 GW.

DONNÉES SUR LES CONSTRUCTIONS

Au 1^{er} juillet 2025, il y avait 63 réacteurs (65 GW) en construction, soit quatre de plus que dans le WNISR2024, mais six de moins qu'en 2013 (69 en tout, dont six ont été abandonnés depuis).

Onze pays ont actuellement des réacteurs en construction – soit deux de moins que dans le WNISR2024. Si le Pakistan a rejoint cette liste avec la mise en construction d'un nouveau réacteur sur le site d'une centrale existante, trois pays en sont sortis : la France qui a achevé sa dernière construction, l'Argentine qui a abandonné celle d'un réacteur commencée en 2014, ainsi que le Japon où la construction d'une tranche prise en compte dans les éditions précédentes s'est révélée de fait ne pas être active. Seuls quatre pays – Chine, Corée du Sud, Inde et Russie – ont des réacteurs en construction sur plus d'un site. Trois « potentiels nouveaux exploitants » – Bangladesh, Égypte et Turquie – construisent actuellement leur première centrale.

À la mi-2025, il n'y a pas une seule construction active de réacteur de puissance sur l'ensemble du continent américain, de l'Alaska au Cap Horn, y compris aux États-Unis qui abritent le plus important parc nucléaire au monde.

Constructions et fournisseurs

- ➔ À la mi-2025, la Chine concentrait de loin le plus grand nombre de réacteurs en construction : 32 tranches, soit cinq de plus en un an, et plus de la moitié du total mondial. En décembre 2024, elle a également lancé la construction d'un réacteur au Pakistan, sa seule construction en cours à l'étranger.
- ➔ La Russie domine de loin le marché international, avec 27 tranches en construction dans le monde à la mi-2025, dont sept sur son propre territoire. Les 20 autres se répartissent entre sept pays, dont la Chine, l'Égypte, l'Inde

et la Turquie qui comptent quatre réacteurs en construction chacune.¹⁰ Il reste difficile de savoir à quel point ces projets sont ou seront affectés par les différents trains de sanctions imposés à la Russie suite à son invasion de l'Ukraine. Les sanctions, notamment celles pesant sur le système bancaire, ont toutefois clairement entraîné des retards pour plusieurs projets.

- ➔ Outre le russe Rosatom, seules Électricité de France (EDF) et la China National Nuclear Corporation (CNNC) construisent actuellement à l'étranger.

Durées de construction

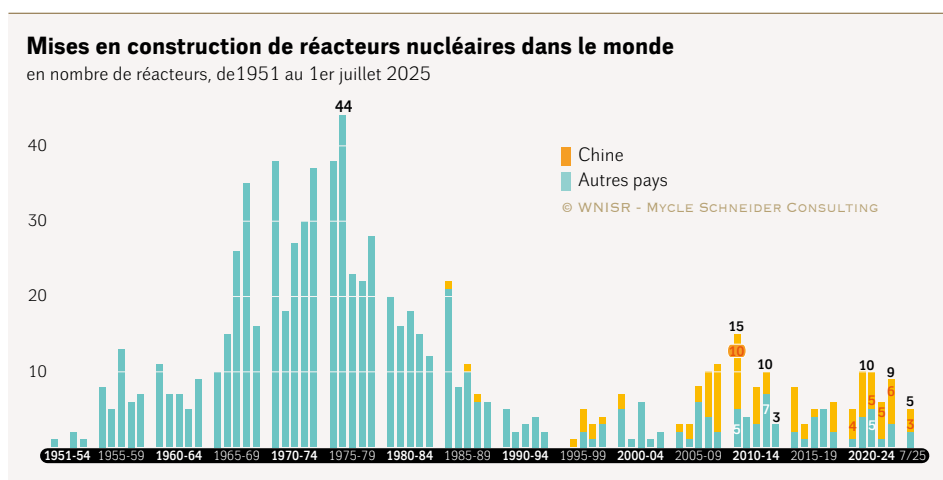
- ➔ Pour les 63 réacteurs actuellement en construction, en moyenne 5,3 années se sont écoulées depuis le début de construction, un chiffre en baisse comparé aux 5,9 ans de mi-2024, toutefois nombre d'entre eux sont encore loin de leur mise en service.
- ➔ La construction de l'ensemble des réacteurs dans au moins six des 11 pays subit des retards, souvent de plusieurs années.
- ➔ Sur les 22 à 26 réacteurs qui subissent un retard, celui-ci a été *prolongé* pour 14 au moins.
- ➔ Le WNISR2023 listait 14 réacteurs dont la mise en service était attendue en 2024, mais seuls sept ont effectivement commencé à produire de l'électricité, alors que la mise en service des sept autres a été reportée à 2025 au plus tôt.
- ➔ La mise en service de Mochovce-4 en Slovaquie a de nouveau été retardée, et est désormais attendue fin 2025, soit plus de 40 ans après son début de construction initial. Commencée à l'origine en 1976, il y a près de 50 ans, la construction de Bushehr-2 a repris en 2019, après 40 ans d'interruption. Son démarrage, à nouveau reporté d'une année, est actuellement prévu pour 2029, soit 53 ans après sa première mise en construction.
- ➔ Deux autres réacteurs figurent sur la liste des réacteurs « en construction » depuis au moins dix ans : le PFBR (*Prototype Fast Breeder Reactor*) ainsi que Rajasthan-8, tous deux en Inde.

10 - Deux tranches sont également en construction au Bangladesh, ainsi qu'une en Iran et une en Slovaquie, où un consortium dirigé par des industriels tchèques assure la fin de la construction d'un réacteur de conception russe (Mochovce-4).

Débuts de construction

- ➔ En 2024, neuf réacteurs ont été mis en construction, dont six en Chine, contre six en 2023 et 10 en 2022 (dont cinq en Chine pour chacune de ces deux années). Des entreprises chinoises ont également lancé une construction au Pakistan, et la Russie une sur son territoire et une autre en Égypte. En cinq ans, entre janvier 2020 et fin 2024, ce sont les industries nucléaires chinoise ou russe qui réalisent l'ensemble des 40 mises en construction dans le monde.
- ➔ Au premier semestre 2025, cinq réacteurs ont été mis en construction, trois en Chine et un respectivement en Russie et en Corée du Sud. (Voir Figure 3)

Figure 3 - Mises en construction de réacteurs nucléaires dans le monde



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2025

ÂGE DES RÉACTEURS

- ➔ L'âge moyen du parc nucléaire en service augmente depuis 1984 ; il s'établissait à 32,4 ans pour les 408 réacteurs en service à la mi-2025, contre 32 ans à la mi-2024.
- ➔ Au total, 266 réacteurs, deux tiers du parc mondial en service, fonctionnent depuis 31 ans ou plus, dont 141 – plus d'un sur trois – ont atteint ou dépassé 41 ans d'exploitation.
- ➔ L'âge moyen des fermetures est toujours remarquablement bas : 43,2 ans pour les 28 tranches fermées sur les cinq dernières années (2020-2024), comparé aux autorisations recherchées par plusieurs exploitants (et obtenues par certains) pour faire fonctionner les réacteurs jusqu'à 80 ans.
- ➔ La projection « PLEX » (*Plant Life Extensions*) s'intéresse au nombre de réacteurs qu'il faudrait mettre en service pour compenser les fermetures prévues. En supposant que l'ensemble des prolongations de durée de fonctionnement autorisées soient maintenues, que toutes les constructions en cours soient effectivement achevées dans les délais prévus, et que l'ensemble des autres réacteurs soient exploités jusqu'à 40 ans (à l'exception des tranches pour lesquelles une date spécifique de fermeture anticipée aurait été fixée ou une prolongation autorisée), alors d'ici 2030, le solde serait positif pour l'année 2026, puis passerait dans le négatif en 2027-2029 avant une forte baisse en 2030 ; au total, sur la période 2025-2030, ce seraient 44 nouveaux réacteurs (ou 26 GW) en plus des 59 tranches actuellement en construction avec une mise en service attendue d'ici 2030, qu'il faudrait construire et mettre (ou remettre) en service pour compenser les fermetures prévues.
- ➔ La projection PLEX impliquerait en outre la nécessité de multiplier par 2,5 le taux annuel de mises en service observé lors de la décennie passée, pour passer de 6,9 à 17,3 tranches par an d'ici 2030 (y compris les mises en service déjà prévues), uniquement pour maintenir le statu quo. Toutefois, il est probable qu'au moins la moitié des 104 réacteurs dont cette projection envisage la fermeture entre 2025 et 2030 feront l'objet de demandes, qui seront vraisemblablement accordées, de prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 2030.

PAYS EN FOCUS

Parmi les neufs pays faisant l'objet d'un focus (*Focus Countries*), six figurent dans le Top 10 des principaux producteurs d'électricité nucléaire. Quelques faits marquants pour 2024¹¹ et le premier semestre 2025 :

Chine. La production nucléaire a enregistré une hausse de 3,7 % et a assuré 4,5 % de la production totale d'électricité, en léger recul pour la troisième année consécutive. Alors que la capacité nucléaire a augmenté de 3,5 GW en 2024, la capacité solaire a quant à elle augmenté de 278 GW. Le solaire et l'éolien combinés ont produit près de quatre fois plus que les réacteurs nucléaires. Depuis 2010, la production solaire a été multipliée par plus de 800, celle de l'éolien par 20, et celle du nucléaire par six.

Corée du Sud. Le pays exploite le cinquième plus important parc nucléaire au monde (tant en termes de capacité que de production). En mai 2025, l'industrie nucléaire sud-coréenne était la première au monde – en dehors de la Chine et de la Russie, tant sur leur territoire qu'à l'étranger – à lancer la construction d'un réacteur nucléaire depuis décembre 2019. L'avenir de l'industrie nucléaire reste cependant incertain. Le nouveau président Lee Jae-myung se montre plutôt ambigu quant au développement du nucléaire et privilégie une stratégie basée sur les renouvelables. Ceci n'a toutefois pas empêché l'électricien national – Korea Electric Power Corporation (KEPCO)/Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd. (KHNP) – de signer un contrat de construction avec la République tchèque, et ce malgré l'endettement consolidé massif du groupe, qui atteignait, fin 2024, un montant sans précédent au niveau international de 150 milliards de dollars pour un chiffre d'affaires de 69 milliards de dollars.

États-Unis. En 2024, la production nucléaire a légèrement augmenté (+0,9 %) pour atteindre 782 TWh. La part du nucléaire dans la production commerciale d'électricité a baissé de 0,4 point, pour s'établir à 18,2 %. À la mi-2025, le parc nucléaire américain, avec ses 94 réacteurs en service, reste le plus important au monde, et aussi un des plus vieux, avec un âge moyen de 43,7 ans. Il n'y a pas un seul réacteur en construction dans le pays. De nombreuses initiatives, plans, projets, mécanismes de financement, et même des décrets présidentiels, visent à relancer la construction de réacteurs nucléaires, petits ou grands, mais peu de

¹¹ - Note : Pour certains indicateurs, le WNISR est passé des données de l'AIEA-PRIS à celles de l'Energy Institute, d'où quelques différences par rapport aux chiffres utilisés dans les versions antérieures du WNISR.

choses se concrétisent sur le terrain. Il convient de souligner le succès de Holtec, que l'autorité de sûreté a autorisé à repasser en “*operational status*” le réacteur de Palisades, dans le Michigan, officiellement fermé depuis 2022.

France. La production nucléaire a enregistré une hausse de 13 %, mais avec 362 TWh, elle est restée nettement en-deçà des 400 TWh considérés comme la norme il y a dix ans. Le nucléaire a couvert 67 % de la production d'électricité, part la plus élevée au monde, mais moins de 18 % de l'énergie finale. Alors que le nombre total de jours d'indisponibilité sans production a continué à baisser en 2024, représentant une moyenne non négligeable de 99 jours par réacteur – soit un quart de l'année – la durée cumulée de 342 jours d'arrêts déclarés comme « fortuits » restait la deuxième plus élevée des six dernières années. L'EPR de Flamanville a démarré en décembre 2024, avec 12 ans de retard, et à un coût de 23,7 milliards d'euros, soit une augmentation vertigineuse de six fois l'estimation initiale (ajustée à l'inflation de 2023) de 4 milliards d'euros. La décision de lancer un nouveau programme de construction de six réacteurs de type EPR2 (en développement) a été confirmée ; son chiffrage doit être mis à jour d'ici la fin d'année¹², alors que la première mise en service est déjà repoussée à 2038. Il n'y a actuellement plus un seul réacteur en construction dans le pays.

Japon. Deux réacteurs supplémentaires ont été recouplés au réseau depuis mi-2024, portant le nombre total de réacteurs en service à 14, contre 19 toujours en LTO. La production nucléaire a augmenté de 9,5 %, et sa part dans la production totale d'électricité a légèrement progressé, passant de 7,7 % en 2023 à 8,4 % en 2024. La remise en service d'autres réacteurs a de nouveau été repoussée. Pour la première fois, l'autorité de sûreté nucléaire a rejeté une demande de redémarrage, celui de Tsuruga-2, pour non-conformité aux exigences réglementaires de sûreté, l'exploitant n'ayant pas été en mesure d'apporter la preuve de l'absence de faille sismique active sous le site. Sur le plan politique, l'objectif de « réduire autant que possible la dépendance au nucléaire » a été supprimé du septième plan stratégique énergétique qui vise désormais à « maximiser à la fois le recours aux renouvelables et au nucléaire ».

12 - En décembre 2025, EDF a en effet présenté à son Conseil d'administration un nouveau devis prévisionnel en forte hausse à 72,8 milliards d'€₂₀₂₀ ; voir EDF, “EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Md€”, Communiqué de presse, 18 décembre 2025, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-presente-son-devis-previsionnel-du-programme-epr2-a-hauteur-de-728-mdeu>, consulté le 18 décembre 2025.

Royaume-Uni. Le parc nucléaire ne compte plus que neuf réacteurs en service, pour une capacité totale de 5,9 GW, contre 36 déjà fermés. La production nucléaire est restée stable, à 38,6 TWh, représentant 14,3 % de la production totale (en légère baisse de 0,4 point sur l'année, mais en net recul par rapport aux 28 % atteints en 1997). Le 22 juillet 2025, soit après la date de bouclage éditorial du WNISR, le gouvernement britannique a signé la décision finale d'investissement pour la construction des deux EPR de Sizewell C. Parallèlement, en 2024, les éoliennes ont à elles seules fourni plus du double de la production des réacteurs nucléaires.

Russie. Le groupe public Rosatom est le leader mondial de la construction de réacteurs nucléaires, et le quatrième plus gros producteur d'électricité nucléaire celle-ci représentant 17,8 % de la production électrique russe nationale (contre 20,3 % en 2020). La production nucléaire est en baisse depuis deux ans, ainsi que sa part dans le mix électrique pour la quatrième année de suite. Rosatom joue un rôle proactif dans l'occupation militaire de la plus grande centrale nucléaire européenne, à Zaporizhzhia en Ukraine, qui dure depuis plus de trois ans.

Taïwan. Avec la fermeture de son dernier réacteur en mai 2025, le pays a réalisé sa sortie du nucléaire. Cinq autres tranches avaient précédemment été fermées dans le cadre de cette stratégie. Le gaz naturel, qui en assure 42 %, est actuellement la principale source de production d'électricité. À ce jour, le développement des énergies renouvelables reste en deçà des objectifs, et le pays dépend à 95 % des importations pour son approvisionnement en énergie primaire.

Ukraine. Sur les 15 réacteurs en service ou opérationnels, six se trouvent sur le site de Zaporizhzhia, occupé par les forces russes, et étaient toujours classés en LTO à la mi-2025. Les réacteurs restés en service constituent une source constante d'inquiétude dans un pays engagé dans une guerre totale. Avec plus de 50 %, l'Ukraine occupe néanmoins le troisième rang mondial en termes de part du nucléaire dans la production électrique nationale. La production a toutefois baissé de près de 40 % par rapport aux niveaux d'avant-guerre, la demande ayant elle-même fortement chuté. Westinghouse s'est associé à des sociétés ukrainiennes dans un projet visant à construire deux AP-1000 (sur un éventuel total de neuf dans le pays) sur le site de Khmelnytskyi. Cependant, trois ans après la signature d'un accord cadre, il n'y a toujours pas de construction.

BILAN SUR LA SITUATION À FUKUSHIMA – FUKUSHIMA STATUS REPORT

Quatorze ans se sont écoulés depuis le début de la catastrophe de Fukushima Daiichi, provoquée par le « grand séisme de l'Est du Japon », le 11 mars 2011 (également désigné par 3/11 dans ce rapport). La situation est toujours loin d'être stabilisée.

Panorama des enjeux sur site et hors site

Enjeux sur site

Extraction des débris de combustible. En novembre 2024 et avril 2025, deux échantillons de débris de combustible ont été extraits du cœur fondu du réacteur 2, pour une quantité totale de 0,9 grammes. On estime qu'il reste environ 880 tonnes de débris de combustible, soit environ un milliard de fois la quantité prélevée, à extraire des réacteurs 1 à 3, puis à stocker de façon sûre quelque part. Aucune stratégie n'a été définie pour atteindre cet objectif, dont l'achèvement est prévu en 2051.

Retrait des combustibles usés. Le déchargement de l'ensemble des éléments combustibles de la piscine du réacteur 3 a été achevé en février 2021. Toujours à l'étape préparatoire, les opérations devraient commencer au cours de l'année fiscale 2026 pour la tranche 2, et des années fiscales 2027 et 2028 pour la tranche 1. TEPCO a terminé le déchargement en combustible de la tranche 6, relativement peu impactée par la catastrophe, à la mi-avril 2025, et prévoyait de commencer celui de la tranche 5 en juillet 2025. TEPCO a pour objectif d'avoir déchargé l'ensemble des éléments combustibles, neufs et usés, des réacteurs 1 à 6 d'ici 2031, soit quelque vingt ans après le début de la catastrophe.

Gestion de l'eau contaminée. Les injections d'eau servant à refroidir les combustibles fondus se poursuivent, et de l'eau hautement contaminée continue à s'écouler des enceintes de confinement fissurées vers les sous-sols, où elle se mélange à de l'eau provenant d'une rivière souterraine. Diverses mesures ont permis d'en réduire le flux, qui a atteint jusqu'à 540 m³/jour en 2015, à environ 50 m³/jour au premier trimestre 2025. Néanmoins, chaque jour, un volume

équivalent est partiellement décontaminé puis stocké dans de grandes cuves de 1.000 m³, remplissant une cuve en trois semaines.

L'autorité de sûreté a autorisé TEPCO à rejeter dans l'océan de l'eau contaminée traitée, et fin avril 2025, c'est au total 94.000 m³ qui avaient ainsi été déversés. Pour respecter les limites autorisées avant de pouvoir être rejetée dans l'océan, deux tiers des 1,2 million de m³ d'eau stockée fin mars 2025 devaient subir un nouveau traitement, et la totalité de l'eau être diluée d'un facteur 100 (voire plus). Ces rejets en mer restent controversés, y compris à l'étranger.

Enjeux hors site

Hors site, l'avenir de dizaines de milliers de personnes évacuées, la contamination des denrées alimentaires et la gestion des déchets de décontamination constituent toujours des défis majeurs.

Évacuations. Bien qu'en baisse par rapport au pic de quelque 165.000 personnes évacuées en mai 2012, près de 25.000 résident·es de la préfecture de Fukushima étaient toujours évacu·es au 1^{er} février 2025. Le nombre total de personnes qui sont retournées dans les anciennes zones d'évacuation est incertain et très variable selon les endroits. Environ 2,2 % du territoire de la préfecture de Fukushima est encore désigné comme « zone de retour difficile ».

Gestion des terres contaminées. La terre, les feuilles, le bois et autres déchets issus des opérations de décontamination, sont actuellement entreposés dans des installations temporaires. Cela représentait fin décembre 2024 un volume d'environ 14 millions de m³, de quoi remplir 5.600 piscines olympiques, alors qu'une grande partie de la préfecture, fortement boisée, n'a pas encore été soumise à ces opérations. Le gouvernement projette d'utiliser la terre dont la réutilisation est considérée comme « sûre », c'est-à-dire qui présente un niveau de contamination inférieur à 8.000 Bq par kilogrammes, dans diverses applications de construction par exemple. Ce projet s'est heurté à une forte opposition là où des essais ont été proposés. Les sols les plus contaminés doivent être transportés en dehors de la préfecture de Fukushima, mais leur destination et leur mode de traitement restent à préciser.

Contamination des denrées alimentaires. Cette partie présente une analyse de l'évolution du système de contrôle des aliments au fil des années. Les tests de contamination ont montré très peu d'échantillons dépassant les

limites réglementaires sur la plupart des denrées. Il y a toutefois des exceptions notables. Au cours de l'année fiscale 2024, 29 % de la viande de sanglier testée dans la préfecture de Fukushima dépassait la limite, avec un spécimen affichant même un niveau en césium de 13.000 Bq/kg, soit 130 fois le seuil réglementaire de 100 Bq/kg. Des niveaux élevés ont également été mesurés dans le gibier provenant d'autres préfectures. Les directives concernant les contrôles restent vagues, laissant aux autorités locales le soin de décider où et combien de produits tester par exemple, avec des modalités de mise en œuvre disparates. Il n'existe pas non plus de collecte centralisée et fiable des résultats. L'interprétation de la significativité des résultats s'avère de ce fait quasi-impossible. Le système de contrôle des aliments reste opaque et semble désorganisé, ce qui complique la tâche du gouvernement pour convaincre les observateurs internationaux, ainsi que sa propre population, qu'il maîtrise la situation. Ceci n'a pas empêché la plupart des 55 pays ou régions qui avaient dans un premier temps suspendu les importations de produits alimentaires en provenance du Japon de lever ces restrictions ; seuls la Chine, la Russie, la Corée du Sud, Taïwan, Hong Kong et Macao continuent à la mi-2025 à appliquer des restrictions sur certains produits.

BILAN DU DÉMANTÈLEMENT – DECOMMISSIONING STATUS REPORT

Alors qu'un nombre croissant d'installations nucléaires atteignent le terme de leur durée de vie ou sont fermées en raison du coût élevé de la prolongation de leur fonctionnement, le démantèlement en temps opportun devient un enjeu majeur.¹³

- ➔ Le nombre de réacteurs de puissance fermés était de 218 mi-2025 – cinq tranches de plus en une année – soit environ un tiers de l'ensemble des réacteurs couplés au réseau au cours des soixante-dix dernières années. Leur capacité cumulée était de 110 GW. Plus de 100 d'entre eux ont été fermés rien qu'au cours des vingt dernières années.
- ➔ 195 réacteurs sont en attente ou à différentes étapes du démantèlement. 96 sont dans la phase préparatoire dite de « warm-up », 33 dans la phase

13 - L'analyse du WNISR ne couvre pas la gestion des déchets nucléaires.

« hot-zone » (« zone chaude »), 24 en phase finale « ease-off », et 42 en « long-term enclosure » (appelé aussi « confinement sûr »).

- ➔ Seuls 23 réacteurs, soit environ 10,5 % des fermetures, ont été totalement démantelés (sans changement depuis l'année passée) : 17 aux États-Unis, quatre en Allemagne, un au Japon et un en Espagne. Neuf d'entre eux seulement, soit 4 % de l'ensemble des fermetures, ont été déclassés et soustraits au contrôle réglementaire sans restriction (étape dite *greenfield* en anglais).
- ➔ La durée moyenne des réalisations de démantèlement complet est de l'ordre de 20 ans, avec une fourchette assez large allant de 6 à 45 ans (les deux extrêmes correspondant à de très petits réacteurs, soit 22 MW et 63 MW respectivement).
- ➔ À ce jour, quatre des premiers pays dotés de centrales nucléaires – Canada, France, Royaume-Uni et Russie – n'ont réalisé le démantèlement complet d'aucun réacteur.

POTENTIELS NOUVEAUX EXPLOITANTS

Potentils nouveaux exploitants avec réacteurs en construction

Il y a des réacteurs en construction dans trois pays « potentiels nouveaux exploitants » : au Bangladesh, en Égypte, et en Turquie. Tous les projets y sont réalisés par l'industrie nucléaire russe.

Bangladesh. Deux réacteurs VVER de conception russe sont en construction depuis 2017-2018. Leur mise en service était prévue pour 2023 et 2024. Des sanctions auraient entraîné des retards dans la fourniture de certains équipements, et la mise en service de la tranche 1 avait alors été reportée à la fin décembre 2024, échéance déjà dépassée. En avril-mai 2025, des membres du personnel de l'entreprise locale de construction ont entamé une grève, et au moins 18 ingénieur-es ont par la suite été licencié-es. La date de mise en service de la centrale est incertaine.

Égypte. La construction de la première centrale nucléaire, comprenant quatre réacteurs VVER-1200, a débuté sur le site d'El Dabaa le 20 juillet 2022, alors même que la guerre en Ukraine était déjà en cours. La construction des

tranches 2, 3 et 4 a commencé en novembre 2022, mai 2023 et janvier 2024. La mise en service du premier réacteur, initialement prévue pour 2026, a été repoussée à 2028.

Turquie. La construction du premier des quatre réacteurs VVER a débuté en avril 2018, suivie des tranches 2 à 4 en avril 2020, mars 2021 et juillet 2022 respectivement. La mise en service d'Akkuyu-1, qui devait intervenir en 2023, a été retardée à plusieurs reprises. Les informations actuelles sont contradictoires, évoquant parfois un démarrage fin 2025, ou un nouveau report à 2026.¹⁴ Plusieurs facteurs ont contribué à ces retards, notamment des problèmes techniques sur le site, l'impact des sanctions, ou encore une épidémie affectant le personnel. Dernière évolution en date, à la mi-2025, 10.000 des 14.000 employé-es russes auraient quitté le site faute de rémunération.

Potentiels nouveaux exploitants en Afrique

Seule l'Afrique du Sud exploite deux réacteurs (vieillissants) en Afrique continentale. La Chine et, surtout, la Russie se sont révélées les plus offensifs promoteurs du nucléaire sur le continent. Plus récemment, les États-Unis ont commencé à y promouvoir la technologie nucléaire, proposant en particulier des SMR. Ces efforts se sont concentrés sur des pays aux économies plus robustes, comme le Ghana ou le Kenya, avec lesquels les États-Unis ont conclu des accords nucléaires au cours de l'année écoulée. La Chine de son côté participe également à la réalisation de gros projets non nucléaires, notamment solaires, sur le continent.

Ghana. Le Ghana s'est doté d'une autorité de sûreté nucléaire, d'une commission de l'énergie atomique et de différents organismes ou sociétés chargés de développer le projet de première centrale électronucléaire du pays. Les États-Unis considèrent le Ghana comme un allié important dans la région, et une initiative américano-japonaise a pour ambition d'en faire un leader africain dans le déploiement des SMR. Alors que la représentante ghanéenne déclarait lors de la conférence générale de l'AIEA de 2024 que des « accords-cadres d'entreprise » avaient été signés pour la construction d'un SMR et d'un grand réacteur, aucun document officiel n'est disponible et aucune société n'a

14 - Le démarrage n'a pas eu lieu en 2025, et son report à 2026 a depuis été confirmé.

communiqué sur le sujet. En outre, la capacité de production électrique du pays, de 5 GW environ, ne permettrait pas l'intégration d'un grand réacteur à ce stade.

Kenya. Le Kenya a créé une agence de l'énergie nucléaire (*Nuclear Power Energy Agency* ou NuPEA), et prévoit de lancer la construction d'un grand réacteur nucléaire en 2027, ce qui a suscité l'opposition des communautés locales, d'organisations non-gouvernementales et de l'opposition parlementaire. De façon inattendue, le gouvernement a annoncé, début 2025, son intention de dissoudre la NuPEA dans le cadre d'une vaste restructuration des institutions publiques, et d'en réaffecter les fonctions. Les projets nucléaires ne risquent pas d'aller loin avec un budget alloué inférieur à 6 millions de dollars pour l'exercice 2025-2026.

Nigeria. Le Nigeria a signé des accords de coopération nucléaire avec divers pays, et envisage la possibilité d'installer jusqu'à 4 GW de capacité nucléaire. Fin 2024, un représentant de la Commission de l'énergie atomique (*Nigerian Atomic Energy Commission*) présentait un échéancier prévoyant la mise en construction d'un réacteur en 2028-2029, avec une mise en service prévue pour 2034. Malgré ces ambitions affichées, le fait que le Plan intégré des ressources 2024 du Nigeria, la feuille de route officielle du pays pour la production d'électricité, n'intègre aucune projection de production nucléaire à l'horizon 2045 est révélateur. Rien n'indique en effet que le Nigeria ait avancé au cours de l'année écoulée vers la réalisation d'un programme nucléaire.

Ouganda. Le cas de ce pays est une illustration frappante du décalage entre la réalité et les projets de développement du nucléaire : en mai 2025, le gouvernement ougandais réaffirmait son intention de développer 24 GW de capacité nucléaire, soit 12 fois la capacité installée totale du pays, et indiquait avoir signé avec plusieurs compagnies coréennes un contrat pour la réalisation sur 26 mois d'études de pré faisabilité. La façon dont cela pourrait être compatible avec la mise en service d'un grand réacteur à l'horizon 2031, comme cela a été annoncé par la ministre en charge, reste un mystère.

Études de cas : Italie et Pologne

Italie. L'Italie est un des premiers pays à avoir mis en service un réacteur nucléaire, Latina, en 1963, qui a fonctionné jusqu'en novembre 1986. Un an plus tard, la population italienne, sous le choc de la catastrophe de Tchernobyl

de 1986, décidait par référendum l'abandon de l'utilisation commerciale du nucléaire. Plus aucun réacteur n'a produit depuis : l'Italie devenait le premier des pays, au nombre de cinq aujourd'hui, à avoir abandonné le recours à un programme électronucléaire en service. Un second référendum s'est tenu en juin 2011, tout juste trois mois après le début de la catastrophe de Fukushima. Le président de l'époque, Silvio Berlusconi, avait prévu de réintroduire le nucléaire et fait passer une loi autorisant la construction de nouveaux réacteurs, une option rejetée par 94 % des suffrages.

Quatorze ans plus tard, le gouvernement de Giorgia Meloni envisage de réintroduire un programme nucléaire, alors que le démantèlement des installations du premier programme est toujours en cours, et qu'il n'existe pas encore de site de stockage définitif pour les déchets nucléaires. Le gouvernement a mis en place une plateforme nationale pour le nucléaire durable (PNNS) et son Plan national énergie climat (PNEC) voit un « grand potentiel de développement des nouvelles technologies nucléaires en Italie ». Dans un scénario « avec nucléaire » celui-ci couvrirait environ 11 % de la demande d'électricité en 2050. Trois grandes entreprises du secteur de l'énergie ont créé Nuclitalia, chargé d'évaluer les opportunités du marché, en se concentrant initialement sur les SMR. Une évaluation réalisée par la Banque d'Italie met en garde contre « l'incertitude liée aux technologies choisies, dont la plupart ne sont pas encore disponibles sur le marché » et appelle à « une approche prudente, qui prépare et encourage également des stratégies alternatives. »

Pologne. La Pologne a déjà tenté de mettre en place un programme nucléaire ; deux réacteurs étaient en construction depuis deux ans quand a commencé la catastrophe de Tchernobyl, en avril 1986, entraînant l'abandon du projet. La Pologne fait ainsi partie de ces pays ayant commencé à construire leurs premiers réacteurs, abandonnés avant d'être achevés. Plusieurs tentatives de relance du programme nucléaire ont échoué. Le dernier Programme nucléaire polonais, mis en consultation publique au début de l'année 2025, vise le développement d'une capacité nucléaire de 6 à 9 GW, avec un calendrier quelque peu flou. Les dates initiales de mise en construction ont été repoussées et en décembre 2024, le premier béton de la première tranche était prévu pour 2028, avec pour objectif la mise en service successive des trois premiers AP-1000 de Westinghouse (pour une capacité totale pouvant atteindre 3,75 GW) entre 2036 et 2038. Westinghouse s'est associé au géant américain de la construction Bechtel et à l'entreprise publique polonaise Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ). Les

estimations de coût ont doublé depuis 2022 et dépassent 48 milliards de dollars. Un deuxième projet de grand réacteur, conduit par le Coréen KHNP, ainsi que divers types de SMR, sont à l'étude, mais sont encore à des étapes préliminaires.

Autres exemples

Un nombre croissant de pays annoncent leur intention de lancer des programmes nucléaires. Bon nombre de ces déclarations ne sont pas pertinentes à évoquer dans le contexte d'un rapport annuel sur cette industrie en raison de leur manque de crédibilité ou des calendriers que ces projets, en l'état, impliquent. Parmi les potentiels nouveaux exploitants à un stade très précoce figurent l'Arabie saoudite, l'Équateur, l'Estonie, l'Indonésie, la Jordanie, le Kazakhstan et l'Ouzbékistan, brièvement analysés ci-dessous.

Arabie saoudite. La King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy (KA-CARE) a été créée en 2010. En septembre 2024, un représentant du gouvernement déclarait « le Royaume se dirige vers l'utilisation de l'énergie nucléaire. » Peu de progrès ont cependant été réalisés en 15 ans d'existence de KA-CARE. En parallèle, la capacité des renouvelables a été multipliée par 200 au cours des 10 dernières années, passant de 24 MW à 4,7 GW en 2024 (dont 90 % de solaire), mais celles-ci ne représentent encore que 2,2 % de la production électrique.

Équateur. À l'automne 2024, un haut responsable du gouvernement a dévoilé une « feuille de route ambitieuse » visant à déployer un réacteur de 300 MW à l'horizon 2029, suivi d'un réacteur d'1 GW à plus long terme. Aucun document officiel n'est disponible. Le pays ne dispose d'aucun cadre réglementaire ni d'institutions telles qu'une autorité de sûreté ou une agence de gestion des déchets nucléaires, et il est fort incertain que le réseau national soit en mesure d'intégrer une centrale nucléaire, quelle qu'en soit la taille.

Estonie. En 2023, les travaux d'un groupe de travail interministériel sur le nucléaire (*Nuclear Energy Working Group* ou NEWG) concluait à la faisabilité de l'introduction du nucléaire en Estonie, précisant que des SMR d'une capacité inférieure à 400 MW étaient une solution adaptée au pays. Si une résolution en faveur de l'adoption du nucléaire permettant l'élaboration d'une législation appropriée a bien été adoptée en juin 2024, 27 parlementaires sur 68 ont voté

contre (25) ou se sont abstenus (2), un signal politique inattendu, à un stade très précoce de la mise en place potentielle d'un programme nucléaire.

Indonésie. Les représentant-es du gouvernement indonésien évoquent depuis longtemps des projets nucléaires. Plus récemment, un haut responsable déclarait aux médias que l'Indonésie prévoyait d'exploiter 10 GW de capacité nucléaire d'ici 2040 et que des entreprises de différents pays avaient « manifesté leur intérêt ». Le pays sollicite le soutien de l'AIEA pour développer la feuille de route globale d'un programme nucléaire, mais semble encore très loin de la construction effective de réacteurs.

Jordanie. La Commission de l'énergie atomique jordanienne a été mise en place en 2008, et a élaboré divers projets de construction de grands réacteurs nucléaires dans l'un des pays les plus pauvres en eau au monde. Dix ans plus tard, ces projets étaient abandonnés, et l'attention s'est tournée depuis vers les SMR. La Jordanie n'a à ce jour sélectionné ni modèle, ni fournisseur, ni site ; elle n'a pas non plus finalisé de montage financier, et encore moins commencé la construction d'un réacteur, ni grand ni petit.

Kazakhstan. Le Kazakhstan est l'un des cinq pays à avoir déjà abandonné l'utilisation de l'énergie nucléaire. C'est depuis plus de 10 ans le premier producteur d'uranium au monde. La reprise d'un programme électronucléaire y est envisagée depuis vingt ans. Lors d'un référendum national organisé en octobre 2024, environ 71 % des suffrages s'y sont déclarés favorables. Des mouvements de la société civile avaient organisé divers types de protestation contre ce projet au cours des mois précédents sa tenue. En mars 2025, le président instituait par décret l'Agence nationale de l'énergie atomique. En juin 2025, celle-ci annonçait le choix de Rosatom comme fournisseur de la première nouvelle centrale kazakhe, ainsi qu'un accord prochain avec la Chine pour une seconde centrale.

Ouzbékistan. En mai 2022, les autorités annonçaient le choix d'un site pour la construction de deux réacteurs VVER-1200 de conception russe. Par la suite, ce projet aurait apparemment été abandonné au profit d'un projet de SMR. Selon certaines informations, en mai 2024, le gouvernement a signé un accord avec la compagnie russe Rosatom en vue de la construction de six SMR de 55 MW dans la région orientale de Jizzakh. En avril 2025, Rosatom annonçait le début des travaux sur le site pour les installations de production, les bâtiments

administratifs et les entrepôts pour le complexe de SMR. En juin 2025, le projet avait fait machine arrière pour réinclure des grands réacteurs.

INTERDÉPENDANCES NUCLÉAIRES AVEC LA RUSSIE

La Russie est l'un des principaux fournisseurs mondiaux de services dans le domaine des combustibles nucléaires, notamment l'extraction d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication d'assemblages combustibles pour les VVER, réacteurs à eau sous pression de conception soviétique, dont 19 sont implantés dans l'Union européenne et 15 en Ukraine. Depuis l'invasion massive de l'Ukraine par la Russie en février 2022, les États membres de l'U.E. et autres pays de la région se sont concertés pour adopter des mesures visant à priver la Russie des revenus considérables générés par ces activités, ainsi qu'à réduire le risque inhérent de la dépendance de la région à l'égard de la Russie. Alors que les États-Unis ont interdit l'importation de produits à base d'uranium en provenance de Russie en mai 2024 – ce à quoi la Russie a réagi en novembre 2024, en plaçant par réciprocité des restrictions sur ses exportations d'uranium enrichi – l'U.E. n'a instauré aucune sanction sur le secteur nucléaire, un indicateur fort de sa dépendance à l'égard de la Russie. Une dépendance qui a toutefois plusieurs facettes : la Russie est elle-même dépendante de pays occidentaux pour des technologies de pointe, développées par des compagnies européennes et utilisées dans ses réacteurs ; les intérêts commerciaux de ces mêmes entreprises ont sans doute contribué à empêcher ou retarder la mise en place de sanctions.

En 2024, les importations américaines d'uranium enrichi en provenance de Russie ont chuté de moitié environ par rapport à 2023. En parallèle, les importations en provenance de Chine, nulles sur la période 2020–2022, ont augmenté, se hissant au rang de sixième source d'importation en 2023–2024. Dans l'U.E., après une forte hausse en 2023, la part de marché de Rosatom a baissé en 2024 pour les trois services que sont la fourniture d'uranium naturel, sa conversion et son enrichissement. Elle en fournissait tout de même encore 16–24 %, contre 23,5–38 % en 2023. Les importations d'assemblages combustibles pour 17 VVER de conception soviétique dans quatre pays de l'U.E. – Finlande, Hongrie, République Tchèque et Slovaquie (sans compter la Bulgarie et ses deux tranches) – sont également tombées à 438 tonnes après un pic de

573 tonnes en 2023, tout en restant supérieures aux 314 tonnes de 2022. Quatre des cinq pays (hors Hongrie) ont signé des contrats d'approvisionnement avec Westinghouse, à ce jour seule alternative opérationnelle à TVEL, filiale de Rosatom, pour la fourniture de combustible VVER. De plus, quatre pays sur cinq (à l'exclusion de la Finlande) ont signé des contrats pour des combustibles VVER avec la filiale d'EDF Framatome. Celle-ci ne dispose cependant pas encore d'usine de fabrication opérationnelle. Une coentreprise franco-russe basée à Lyon a sélectionné le site de Framatome à Lingen, en Allemagne, pour un projet de ligne de production dédiée aux assemblages VVER. Ce projet se heurte à des difficultés politiques avec les autorités allemandes ainsi qu'à une opposition publique importante, qui, au bout d'un an, restent encore à résoudre.

Les relations commerciales de longue date entre Framatome, son partenaire Siemens Energy, et Rosatom, créent une dépendance réciproque, notamment une importante dépendance de la Russie vis-à-vis des pays occidentaux, qui pourrait se faire davantage ressentir en cas de sanctions supplémentaires. Depuis dix ans au moins Framatome et Siemens Energy fournissent à la Russie la technologie d'instrumentation et de contrôle (I&C), non seulement pour les nouvelles constructions, mais aussi pour la modernisation et la maintenance de réacteurs existants, qui pourront durer encore longtemps. Le dernier cas connu concerne des systèmes d'I&C de Framatome qui devaient être installés avant la fin 2025 sur la nouvelle centrale de Kursk II (deux tranches en construction).

Hormis un projet chinois au Pakistan, et un « premier béton » en Corée du Sud, Rosatom met en œuvre l'ensemble des 16 constructions de réacteurs lancées en dehors de la Chine au cours des cinq dernières années et demie, et les fournisseurs de composants, comme la française « Turbines Arabelles » n'ont pas d'autres clients étrangers que Rosatom.

PETITS RÉACTEURS MODULAIRES – SMALL MODULAR REACTORS (SMRs)

La première fois que le WNISR consacrait un chapitre aux SMR, on pouvait y lire : « une des réactions de l'industrie nucléaire, et autres promoteurs, au déclin du nucléaire a été de prôner ce qu'elle désigne par “réacteurs avancés” (...) Au cours de la dernière décennie, ces efforts se sont principalement concentrés sur ce qu'on appelle les Small Modular Reactors (SMR) ». C'était en 2015, il y

a dix ans. La conclusion était alors : « Depuis des dizaines d'années, les SMR sont présentés comme très prometteurs pour étendre le nucléaire à de nouveaux marchés. Des affirmations remarquablement similaires étaient formulées par l'industrie dans plusieurs pays. Nulle part elles ne se sont concrétisées. » Une décennie plus tard, la conclusion est la même, à ceci près que l'écart entre le battage médiatique et la réalité industrielle n'a cessé de se creuser.

Une évolution importante porte sur le fait que plusieurs gouvernements consacrent désormais des sommes importantes aux SMR, et que les organisations internationales et les institutions financières commencent à mettre des financements à disposition. Certaines start-ups lèvent aussi des capitaux privés de plus en plus élevés, principalement toutefois en complément de généreuses subventions publiques de contrepartie. L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) estime à 15,4 milliards de dollars le montant des financements publics et privés dans le monde à la disposition de ces réacteurs. L'AEN a inclus 74 modèles dans le tableau de bord qu'elle consacre aux SMR, sur un total de 127 recensés ; de fait, ce financement serait donc fort dilué, à moins qu'un grand nombre de ces designs ne soient abandonnés. Une entreprise, NuScale, a à elle seule déjà investi environ 2 milliards de dollars, mais n'a encore nulle part commencé à construire.

Situation en bref, pays par pays :

Argentine. Le projet CAREM-25 était en construction depuis 2014. Celle-ci a été interrompue au printemps 2024 en raison de coupes budgétaires. En septembre 2024, 470 employé-es avaient été licencié-es, et en décembre 2024, le président de la Commission nationale de l'énergie atomique (*Comisión Nacional de Energía Atómica* ou CNEA), annonçait la fin du projet, car « ce réacteur n'est pas compétitif sur le plan économique ». C'est désormais sur un autre modèle de SMR, l'ACR-300, également en cours de développement en Argentine, que se porte l'attention. Selon une ancienne présidente de la CNEA, « ce genre d'annonce du gouvernement argentin vise seulement à dire quelque chose que les gens peuvent applaudir », car l'ACR-300 « ne comporte aucun détail d'ingénierie d'aucune sorte ».

Canada. En avril 2025, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a approuvé la demande de permis d'Ontario Power Generation (OPG) pour la construction d'un réacteur BWRX-300 conçu par GE-Hitachi, sur le site de

Darlington. Il s'agit d'une décision importante, car c'est le premier permis de construire accordé dans le monde occidental à un modèle de SMR jamais encore construit nulle part. Le couplage au réseau est prévu pour 2030. En mai 2025, le gouvernement de l'Ontario a approuvé le projet d'OPG visant à investir 5,6 milliards de dollars américains dans la première phase du projet, qui prévoit à terme la construction de trois autres BWRX-300, pour un investissement total de 15,2 milliards de dollars américains. Divers autres projets de SMR, encore à un stade précoce, sont envisagés dans d'autres provinces.

Chine. Deux types de SMR sont en service ou en construction : un réacteur à haute température refroidi au gaz appelé HTR-PM et un réacteur à eau pressurisée intégré, appelé ACP100 (ou Linglong One). Il n'y a que peu, voire pas, d'informations disponibles sur le bilan d'exploitation des deux modules HTR-PM. La capacité nominale a été réduite d'un quart, passant de 200 MW à 150 MW pour des raisons inconnues ; il n'y a pas de données fiables sur leurs performances. Le deuxième modèle, l'ACP100, est en construction depuis juillet 2021 et son démarrage est prévu pour mai 2026.

Corée du Sud. En 2012, le réacteur à eau pressurisée SMART (*System-Integrated Modular Advanced Reactor*) a été approuvé par l'autorité de sûreté nucléaire, mais n'a pas trouvé d'acheteur. Un autre modèle, le « i-SMR », en est aux premiers stades de développement. L'autorité de sûreté n'a pas encore reçu la demande de certification de la conception standard ; celle-ci n'est pas attendue avant 2028, et le début de construction a été reporté à 2031.

États-Unis. Le Ministère fédéral de l'énergie (*Department of Energy* ou DOE) est le principal financeur du développement des SMR aux États-Unis ; il a attribué un total de 2,8 milliards de dollars en subvention de contrepartie à X-energy, TerraPower et Kairos Power. En novembre 2024, Kairos Power a reçu l'autorisation de construire une installation comportant deux réacteurs expérimentaux (appelés Hermes-2) d'une puissance de 35 MW thermiques chacun. Si cette autorisation concerne explicitement une installation non-électronucléaire (et de fait exclue des statistiques du WNISR), elle pourrait en théorie se transformer par la suite en centrale électronucléaire, sous réserve de l'approbation des modifications nécessaires de cette autorisation. En mai 2025, la Tennessee Valley Authority (TVA) a déposé une demande d'autorisation pour la construction d'un SMR BWRX-300 de GE Hitachi. En mars 2024, TerraPower avait déposé une demande pour la construction au Wyoming d'un surgénérateur appelé Natrium, dont les 345 MW dépassent la puissance définie pour les SMR.

À la mi-2025, le seul modèle à avoir reçu un *Standard Design Approval* était NuScale, mais aucun n'est actuellement en construction dans le pays.

France. Mi-2024, EDF a annoncé avoir abandonné le design d'origine et réorienté le développement de son projet appelé Nuward, vers « un design construit à partir de briques technologiques éprouvées exclusivement. » Peu de temps après, TechnicAtome, le fabricant français de réacteurs de sous-marins, se retirait du projet. En janvier 2025, Nuward, filiale d'EDF, révélait que la nouvelle version serait un réacteur de 400 MW, proposant une option de cogénération (jusqu'à environ 100 MWth). La puissance nominale dépasserait donc les 300 MW généralement retenus dans la définition de SMR, et le concept est encore clairement à un stade très précoce de la phase d'« avant-projet détaillé ».¹⁵

Inde. En février 2025, le gouvernement indien a annoncé qu'« au moins cinq SMR développés localement » seraient en service d'ici 2033. D'autres annonces ont également été faites concernant des SMR importés. Qu'ils portent sur de petits ou de grands réacteurs, les projets indiens de construction ou d'importation de technologie ne se sont que peu matérialisés. De plus, les nombreux défis auxquels sont confrontés les SMR, notamment leur manque de viabilité économique, rendent ces projets ambitieux assez irréalistes.

Royaume-Uni. Le modèle UK SMR de Rolls-Royce, d'une puissance (actuelle) de 470 MW (excédant les 300 MW généralement admis pour définir les SMR), est en cours de développement depuis 2014. L'autorité de sûreté mène actuellement une évaluation de conception générique, dite GDA (*Generic Design Assessment*), qui devrait être achevée d'ici décembre 2026. La procédure GDA est en cours pour deux autres modèles, le SMR-160 de Holtec et le BWRX-300 de GE-Hitachi. Westinghouse et EDF se sont retirés de la course. Le gouvernement britannique a promis un financement important de 3,4 milliards de dollars pour l'ensemble du programme SMR, avec un objectif de mise en service de trois unités au milieu des années 2030.

Russie. La Russie construit aussi bien des SMR à eau légère qu'à neutrons rapides, avec un intérêt particulier pour les réacteurs embarqués sur des barges, destinés aux zones côtières. Deux de ces « réacteurs flottants » de 30 MW, Akademik Lomonosov, ont été couplés au réseau en décembre 2019

15 - Fin août/début septembre 2025, la presse économique française révélait que Newcleo, la plus grosse start-up européenne du nucléaire, rencontrait des problèmes de trésorerie, et qu'une deuxième start-up impliquée dans les SMR, Naarea, était en cessation de paiement.

et enregistrent de piètres performances depuis. Au moins deux autres projets de réacteurs montés sur des barges sont en cours. La construction d'un autre type de SMR terrestre, un surgénérateur refroidi au plomb appelé BREST-300, a débuté en juin 2021. Sa mise en service a été repoussée à 2028.

DÉFIS DE L'INTÉGRATION DU NUCLÉAIRE AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Ce chapitre thématique examine les implications systémiques des différences fondamentales entre technologies de la fission nucléaire et des énergies renouvelables, ainsi que leurs rôles respectifs dans le cadre global des systèmes d'approvisionnement et de consommation d'énergie.

Les nouvelles technologies de l'énergie bouleversent les marchés et les systèmes

Les baisses de coûts non subventionnés observées au cours de la dernière décennie dans le secteur du photovoltaïque, des batteries et de l'électronique de puissance, sont sans précédent dans l'histoire des technologies énergétiques, et ont entraîné une accélération spectaculaire de leur déploiement. Cependant, ces nouvelles technologies ne se contentent pas de remplacer les anciennes : elles transforment fondamentalement la logique du système. Alors que l'électricité devient le vecteur énergétique central, sa production est de plus en plus décentralisée, et la variabilité de l'éolien et du solaire nécessite le développement de nouvelles solutions de flexibilité.

Les réacteurs nucléaires doivent avoir une capacité élevée

En vertu de plusieurs lois physiques, les dispositifs thermiques et mécaniques, par exemple dans le cas de la production d'électricité, sont intrinsèquement plus efficaces plus ils sont grands. Ces caractéristiques fondamentales, associées à la recherche continue d'économies d'échelle, ont conduit à une augmentation constante de la taille moyenne des réacteurs nucléaires. Elles rendent également assez illusoire la quête d'un petit réacteur économique. L'idée de remplacer

les économies d'échelle par les économies de production en série ne peut pas rivaliser avec les avantages de la production de masse dans le secteur des énergies renouvelables. Au cours des 20 dernières années, en moyenne cinq réacteurs ont été mis en service par an. Même s'il était possible d'atteindre un rythme de construction dix, voire cent fois supérieur, les séries resteraient minimales dans la logique de la production industrielle de masse. À titre de comparaison, une usine solaire moderne peut produire deux *milliards* de cellules photovoltaïques par an.

Le photovoltaïque – Essentiellement électronique et extrêmement modulable

Le prix réel des modules solaires a chuté de 99,6 % entre 1976 et 2019. Le rendement de conversion du rayonnement solaire en électricité est aujourd'hui de l'ordre de 20 %, et les prochaines technologies grand public atteignent déjà 35 % en laboratoire. Les gains d'efficacité apportés par la recherche sur les nanosciences appliquées aux matériaux sont le principal moteur de la réduction des coûts de l'électricité solaire. Même si les coûts de production par surface de module pourraient ne pas baisser de façon significative, les rendements en revanche devraient continuer à s'améliorer de façon considérable. Les cellules solaires ont une puissance unitaire de 5 à 6 Watts, et peuvent être assemblées en module de différentes tailles (la taille moyenne étant de l'ordre de 1,8 m² pour 400 à 700 Watts). Et tout nombre de modules peut constituer une installation de production d'électricité de n'importe quelle taille.

L'électronique de puissance sous-estimée

Les éoliennes, les véhicules électriques, les systèmes photovoltaïques et les moteurs électriques performants ne seraient pas possibles, ou auraient du mal à rivaliser avec les systèmes traditionnels, sans électronique de puissance moderne à semi-conducteurs. Grâce à une meilleure compréhension des processus impliqués à l'échelle nanométrique et au développement de nouveaux matériaux, la densité de puissance des dispositifs d'électronique de puissance a été multipliée par 1.000 au cours des 25 dernières années. L'électronique de puissance est au cœur du futur réseau à commande numérique, permettant des flux d'énergie très efficaces dans toutes les directions, s'adaptant de façon flexible à la demande et à l'offre de millions d'entités de consommation et de production d'électricité.

Percée de l'éolien – L'électronique de puissance en mouvement

Depuis la fin des années quatre-vingt-dix, les progrès de l'électronique de puissance ont permis de découpler complètement la vitesse du générateur de la fréquence de l'électricité injectée dans le réseau. De plus, les commandes numériques facilitent l'optimisation en continu du pas des pales, assurant ainsi un rendement maximum du rotor dans des conditions de vent variables.

Production d'électricité renouvelable – Un coût imbattable

Deux évaluations de référence récentes sur les LCOE (*Levelized Cost of Energy*), ou coûts actualisés de l'énergie, c'est-à-dire le coût complet par kilowattheure sur la durée de vie d'une installation, montrent un net avantage du solaire et de l'éolien sur les sources traditionnelles. Dans une étude détaillée portant sur l'Allemagne, le Fraunhofer Institut a montré qu'en 2024, les centrales photovoltaïques à grande échelle dans le sud du pays pouvaient produire à 4,1 €/kWh (4,5 US\$/kWh), contre 6,3 €/kWh (6,8 US\$/kWh) – prix consommateur final – pour les petites installations en toiture. La comparaison effectuée encore à l'échelle du consommateur final montre des coûts de l'électricité photovoltaïque sur toiture inférieurs à ceux des centrales PV à grande échelle en incluant les coûts de distribution. L'éolien terrestre arrivait à 4,3 €/kWh (4,7 US\$/kWh) dans le cas de bonnes implantations. Les estimations les plus basses pour le gaz naturel étaient de 8,8 €/kWh (9,6 US\$/kWh), 15,1 €/kWh (16,4 US\$/kWh) pour le lignite, 17,3 €/kWh (18,8 US\$/kWh) pour la houille et entre 13,6 et 49 €/kWh (14,8–53 US\$/kWh) pour le nucléaire. Aux États-Unis, selon Lazard, les LCOE pour l'éolien terrestre s'élèvent à 3,7 US\$/kWh, 3,8 US\$/kWh pour le PV commercial, 7 cents/kWh pour l'éolien offshore, et à 8,1 US\$/kWh pour le photovoltaïque résidentiel et commercial, tandis que la borne basse des LCOE du nucléaire atteint 14,1 US\$/kWh (soit 3,7 fois plus que le solaire commercial) et 14,9 US\$/kWh pour les centrales de pointe à gaz. Les seuls coûts de fonctionnement du nucléaire – 3,4 US\$/kWh – sont du même ordre de grandeur que les coûts complets de l'éolien terrestre ou du PV commercial.

Le coût des batteries atteint un point de bascule pour le système

Des kits de stockage résidentiels prêts à l'emploi sont désormais disponibles à partir de 200 US\$/kWh. En supposant un coût actualisé du stockage entre 3,4 et 8,9 US\$/kWh (sur la base d'offres réelles sur le marché) et que 100 % de l'électricité produite par les panneaux solaires en toiture est stockée pour être utilisable à tout moment au cours des 24 heures suivantes, en utilisant les valeurs les plus basses de Fraunhofer pour le PV résidentiel dans le sud de l'Allemagne citées précédemment, et en appliquant les deux estimations de coûts actualisés indiquées, on obtient un coût du solaire disponible 24 h/24 entre 9,7 et 15,2 US\$/kWh, la fourchette haute correspondant à peu près à la moitié du prix de détail de l'électricité dans le sud de l'Allemagne. En réalité, le besoin de stockage est bien inférieur à 100 %, ce qui rend l'option encore plus intéressante. En Chine, en décembre 2024, le résultat d'un appel d'offres atteignant 66 US\$/kWh de capacité de stockage a montré ce que cela représente à l'échelle commerciale : stocker 1 kWh revient à 1 centime environ.

La baisse des prix a entraîné une explosion de la capacité de stockage stationnaire, avec, en Europe, un taux de croissance annuel composé de 58 % entre 2022 et 2024. Cependant, la grande majorité des batteries (environ 85 %) est utilisée dans les voitures. La plupart des voitures étant en stationnement plus de 90 % du temps, le parc de véhicules électriques présente un potentiel extraordinaire si la recharge bidirectionnelle devient la norme. Au niveau de consommation actuel, si l'ensemble du parc automobile allemand était électrifié, les batteries de voiture pourraient alimenter le pays pendant deux jours.

Nucléaire et impératifs du système énergétique

Nucléaire et urgence climatique. Avec des délais de mise en œuvre beaucoup plus longs et des coûts du MWh bien plus élevés par rapport aux renouvelables modernes, les nouveaux réacteurs nucléaires permettront d'éviter moins d'émissions par dollars investis et par an (voir [Climate Change and Nuclear Power](#) dans le [WNISR2019](#)).

Prolongation de la durée de vie. La modernisation et l'augmentation de puissance des réacteurs existants sont possibles, mais coûteuses, et de portée limitée. La puissance d'un réacteur peut être augmentée d'à peine plus de

20 % au maximum, alors que le « repowering » des éoliennes permet souvent de doubler, voire tripler, leur production. Le repowering des centrales solaires permettant d'en doubler la production devient également intéressant.

Nouveaux modèles de réacteurs. Les nouveaux concepts ne peuvent effacer les principaux déterminants des coûts : les aspects de sûreté et de sécurité liés aux forces nucléaires élémentaires, et la vocation intrinsèque à l'augmentation de la taille des centrales thermiques, quelle que soit la source primaire.

Le nucléaire comme source d'électricité pilotable. Pour des raisons techniques et économiques, les centrales nucléaires ne fournissent pas le type d'électricité flexible et pilotable permettant de combler les périodes creuses entre les pics de production solaire et éolienne. Elles ont elles-mêmes besoin de la flexibilité apportée par d'autres sources pour couvrir des indisponibilités considérables, planifiées ou fortuites, et pour amortir la fluctuation de la demande face à un fonctionnement à pleine puissance peu flexible.

Nucléaire et datacenters. Construire des centrales nucléaires pour alimenter les datacenters paraît incohérent. Les échelles de temps ne coïncident pas : alors que les datacenters ont besoin d'électricité à court terme, cela peut prendre des années pour développer, planifier et construire des réacteurs ; des centrales solaires, peuvent pour leur part être implantées en quelques mois seulement.

LE NUCLÉAIRE FACE AU DÉPLOIEMENT DES RENOUVELABLES

L'année 2024 a été marquée par des tendances contradictoires. D'une part, dans la plupart des régions, l'inflation, la hausse des taux d'intérêt, la montée des incertitudes politiques, la stagnation réglementaire et le recul de la confiance des investisseurs ont créé un environnement plus difficile pour la transition énergétique que l'année précédente. De l'autre, la baisse des prix et les progrès réalisés dans des technologies clés ont été stimulants, ouvrant de nouvelles perspectives. Au cours des premiers mois de l'année 2025, ces tendances se sont encore accentuées. Ainsi par exemple, la production solaire du mois d'avril 2025 a, au niveau mondial, dépassé pour la première fois celle du nucléaire, situation qui s'est poursuivie en mai et juin 2025.

Investissements. Depuis deux décennies, les investissements au niveau mondial dans les énergies renouvelables dépassent ceux dans le nucléaire (qui n'ont pratiquement pas évolué au cours des dix dernières années), et sont désormais 21 fois plus élevés. En 2024, le photovoltaïque a enregistré la plus forte croissance, soit 22 % par rapport à 2023. Les investissements dans l'éolien ont moins bien résisté à une accumulation de difficultés – hausse des taux d'intérêt, inflation, tension sur les chaînes d'approvisionnement, incertitudes réglementaires et politiques – et étaient en repli de 16 % sur la même période. Au total, les investissements dans les capacités renouvelables hors hydraulique sont estimés à 728 milliards de dollars, soit une hausse de 8 % par rapport à l'année précédente. Le plus remarquable reste toutefois l'envolée sur les marchés mineurs : Asie-Pacifique, hors Chine et Inde, +81 % ; Afrique centrale et australe, plus Europe hors U.E. et Royaume-Uni, +85 % ; et Amériques hors États-Unis et Brésil, +167 %.

Capacité installée. Selon l'Energy Institute, la capacité solaire a augmenté de 452 GW (+ 32 %) et la capacité de l'éolien de 113 GW (+11%). En parallèle, la capacité des batteries raccordées au réseau a bondi de 113 % pour atteindre 126 GW. En comparaison, le solde démarrages/fermetures de réacteurs représentait une hausse nette de 5,4 GW seulement.

Production d'électricité. En 2021, la production combinée du solaire et de l'éolien dépassait pour la première fois la production nucléaire. En 2024, les installations solaires et éoliennes ont produit plus de 70 % plus que les centrales nucléaires. L'évolution du système mondial d'approvisionnement en électricité depuis 2000 montre que la part du charbon a culminé à 41 % en 2007, et était tombée à 34 % en 2024, alors que la part des renouvelables (hydraulique compris) était passée de 19,4 % à 31,6 % entre 2010 et 2024. Au cours de cette même période, la part du nucléaire passait de près de 13% à 9 %.

En 2024, la production éolienne a augmenté de 8 %, soit 188 TWh, et atteignait 2.486 TWh, se rapprochant du nouveau record de production de 2.677 TWh enregistré par le nucléaire, alors que la production solaire était en hausse de 28 %, soit 461 TWh, et atteignait 2.091 TWh nets. La production totale des renouvelables hors hydraulique a augmenté de 670 TWh, mais – et c'est la mauvaise nouvelle – n'a couvert que 52 % d'une hausse mondiale de la demande d'électricité avoisinant les 1.300 TWh.

La production nucléaire a augmenté de 3 %, soit 80 TWh. Ce nouveau record mondial est légèrement supérieur à l'ancien record vieux de 18 ans (voir ci-dessus), mais hors Chine, il reste inférieur de près de 14 % au niveau de production de 2006, ce qui représente une baisse significative.

Prix négatifs et batteries. Le déploiement de plus en plus rapide des systèmes de stockage par batteries (*Battery Energy Storage Systems* ou BESS, en anglais) stationnaires pourrait changer la donne face au manque croissant de flexibilité des réseaux électriques. Les prix négatifs traduisent une surproduction temporaire et illustrent les difficultés du système à gérer la variabilité des énergies renouvelables. Le nombre d'heures à prix négatif sur l'ensemble des marchés électriques d'Europe continentale a été multiplié par 10 entre 2022 et 2024.

L'accélération de l'installation des BESS à l'échelle du réseau est impressionnant. Plus de 80 % de leur capacité totale actuelle a été ajoutée au cours des trois dernières années. Le taux de croissance annuel moyen a grimpé à 115 % entre 2021 et 2024, avec d'importantes disparités géographiques, portant la capacité totale à 360 GWh. L'intégration des 350 GWh de « batteries sur roues » rien qu'aux États-Unis permettrait de quasiment doubler la capacité mondiale, et illustre cet énorme potentiel.

Le boom derrière le compteur. Les installations photovoltaïques décentralisées représentent une part importante du marché solaire. À l'échelle mondiale, 42 % de la capacité solaire ajoutée en 2024 correspondait à des systèmes sur toiture. En Chine, la part de marché des toitures solaires avait été portée à 58 % en 2022, avant de retomber à 44 % en 2024. Avec la baisse drastique du coût des batteries, un nombre croissant d'acteur-ices – particuliers, entreprises, services, agriculteur-ices – choisissent d'ajouter des capacités de stockage à leur installation solaire. Beaucoup, notamment dans certains pays d'Asie ou d'Afrique, ne sont pas raccordées au réseau. Ceci crée une certaine incertitude statistique quant à l'ampleur réelle des changements en cours.

Chine. En 2024, la Chine représentait à elle seule 40 % de la production solaire mondiale, ce qui vaut aussi pour l'éolien. Toutefois, avec une hausse de 44 %, le solaire a augmenté plus de trois fois plus vite que l'éolien, qui a progressé de 13 %. De son côté, la production nucléaire chinoise représentait 16 % de la production mondiale, mais n'a augmenté que de 3,7 %. Avec une croissance beaucoup plus rapide des autres sources, la part du nucléaire a légèrement baissé

pour la troisième année consécutive, atteignant 4,5 % de la production électrique en 2024, alors que le solaire et l'éolien produisaient à eux seuls plus de quatre fois plus que le nucléaire. La part des renouvelables, y compris l'hydraulique, est passée de 18,7 % en 2010 à 33,7 % en 2024, alors que le charbon, après avoir culminé en 2007 à 81 %, tombait à 57,8 % en 2024.

États-Unis. En 2024, l'éolien et le solaire ont vu leurs capacités augmenter respectivement de 3,5 % et 28 %, et leur production de près de 8 % et 27 % . La production combinée de l'éolien (453 TWh) et du solaire (303 TWh) talonne une production nucléaire, relativement stable, de 782 TWh, un niveau déjà atteint en 2005. Au cours des dernières années, le Texas, État pétrolier conservateur dirigé par les Républicains, s'est mué en épicerie de la croissance des batteries stationnaires. À la fin de l'année 2024, il disposait d'une capacité installée de près de 10 GW de batteries connectées au réseau, appelée à doubler en 2025 pour atteindre 20 GW. En 2022, il n'y a que trois ans, cette capacité était de 2,8 GW. En parallèle, le Texas a développé environ 40 GW de solaire et autant pour l'éolien, et fermé des centrales thermiques classiques, notamment 7,3 GW au charbon et au gaz entre 2018 et 2023. L'ampleur de l'impact des politiques pro-fossiles et pro-nucléaires de l'administration Trump sur les efforts de transition énergétique au niveau des États demeure incertaine.

Inde. La capacité solaire a augmenté de 24 GW (soit 33 %), la capacité éolienne de 3 GW, avec une production solaire en hausse de 20 TWh alors que celle de l'éolien est restée stable. Un nouveau réacteur de 0,63 GW a été couplé au réseau en début d'année, et la production nucléaire a augmenté de 6 TWh, pour atteindre un total de 52 TWh. Avec 135 TWh, le solaire a produit 2,6 fois plus que le nucléaire, et l'éolien 81 TWh, soit 56 % de plus que le parc nucléaire.

Union européenne. En 2024, l'éolien a fourni 485 TWh, soit 17 % de la production totale d'électricité, contre 300 TWh ou 11 % pour le solaire. La production fossile est tombée à 793 TWh, à peine plus que le solaire et l'éolien combinés. La contribution cumulée de l'éolien et du solaire (28 %) a non seulement dépassé celle du nucléaire dans l'U.E. (23 %), mais est également beaucoup plus élevée qu'en Chine (18 %) ou aux États-Unis (17 %), et avoisine le double de la moyenne mondiale (15 %). La production nucléaire de l'U.E. a légèrement augmenté en une année (+28,5 TWh) en raison du rétablissement partiel du parc nucléaire français (+41,3 TWh). En d'autres termes, hors France, la production nucléaire a baissé de 13 TWh.

FOCUS FRANCE

Introduction

La production nucléaire française a enregistré en 2024 une hausse de 41,3 TWh (+12,9 %) pour s'établir à 361,7 TWh, soit 67,1 % de la production électrique française.¹⁶ De 2005 à 2015, la norme était une production de l'ordre de 400 TWh, avec une année record à 430 TWh en 2005 (voir Figure 7). En parallèle, la production nucléaire a baissé dans le reste de l'Union européenne (UE27).

En décembre 2024, EDF a procédé au couplage au réseau de Flamanville-3 (FL3), le premier EPR (*European Pressurized Water Reactor*) du pays, après 17 ans de construction, avec 12 ans de retard, et 25 ans après Civaux-2, le dernier réacteur à avoir rejoint le parc nucléaire (voir Figure 5). Jusqu'à présent, l'EPR n'a pas fonctionné comme prévu, et la nouvelle Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASN) notait : « Une cinquantaine d'événements significatifs pour la sûreté ont (...) été déclarés par l'exploitant entre la mise en service et la fin de l'année 2024, soit un taux significativement plus élevé qu'attendu, même pour un nouveau réacteur. »¹⁷

En juin 2023, l'Assemblée nationale adoptait 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 existantes » (voir France Focus dans le WNISR2023).¹⁸ Si ces mesures peuvent permettre une certaine réduction de la charge administrative, elles sont peu susceptibles de répondre de manière significative aux gigantesques défis industriels.

16 - EDF, "Résultats annuels 2024", Communiqué de presse, Électricité de France, 21 février 2025, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/9713/CP-Resultats-FY-2024-V21.02.2025-1-1.pdf>, consulté le 24 février 2025.

17 - ASN, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2024", Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection, 22 mai 2025, voir <https://reglementation-contrôle.asnr.fr/information/publications/rapports-de-l-asnr/la-surete-nucleaire-et-la-radioprotection-en-france-en-2024>, consulté le 11 juin 2025.

18 - Gouvernement français, "LOI no 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", *Journal Officiel de la République Française*, promulguée le 23 juin 2023, voir https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=32HzSNCPyz8WLoK-WsqAqoiX_erjxoTD_Jy3AVXRFk=, consulté le 3 novembre 2023.

En février 2022, le Président français annonçait un plan de construction de six réacteurs d'un nouveau modèle, l'EPR2, avec un objectif de première mise en service à l'horizon 2035, ajoutant que la construction d'ici 2050 de huit EPR2 supplémentaires devait être étudiée.¹⁹

Pour l'heure, l'EPR2 n'existe pas même sur le papier et sa conception détaillée n'est pas encore disponible. En octobre 2021, une note interne des services du gouvernement estimait que, si tout se passait bien, le premier EPR2 pourrait démarrer en 2039–2040. En cas d'imprévus industriels, à l'instar des difficultés déjà rencontrées ou qui surviennent encore, la mise en service du premier EPR2 pourrait n'intervenir qu'en 2043 selon cette même note.²⁰

Ce n'est que le 22 juillet 2024 qu'était approuvé le passage de la conception initiale à la conception détaillée lors d'un « Comité de revue ».²¹ EDF prévoit de remettre au gouvernement une actualisation de l'estimation des coûts d'ici la fin 2025,²² la décision finale d'investissement étant attendue pour fin 2026.

En janvier 2025, la Cour des comptes notait : « La rentabilité prévisionnelle du programme EPR2 reste, à ce stade, inconnue, d'autant que les conditions de financement de ce programme ne sont toujours pas arrêtées. »²³ L'absence d'actualisation du chiffrage, et par conséquent de montage financier et de décision finale d'investissement, n'a pas empêché EDF de commander de gros composants (comme les cuves et les générateurs de vapeur)²⁴, ni d'entreprendre les travaux préparatoires sur site.

19 - Présidence de la République française, "Reprendre en main notre destin énergétique !", Discours du Président Emmanuel Macron, 10 février 2022, voir <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2022/02/10/reprendre-en-main-notre-destin-energetique>, consulté le 30 août 2022.

20 - Gouvernement français, "Travaux relatifs au nouveau nucléaire—PPE 2019-2028", tel que publié par *Contexte*, octobre 2021, voir https://www.contexte.com/article/energie/info-contexte-nucleaire-pas-encore-lances-les-futurs-epr-deja-en-retard-et-plus-chers_140631.html, consulté le 30 août 2022.

21 - Cour des comptes, "La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants—Rapport de suites", janvier 2025, voir https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants_o.pdf

22 - En décembre 2025, EDF a en effet présenté à son Conseil d'administration un nouveau devis prévisionnel en forte hausse à 72,8 milliards d'€₂₀₂₀; voir EDF, "EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Md€", Communiqué de presse, 18 décembre 2025.

23 - Cour des comptes, "La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants—Rapport de suites", janvier 2025, op.cit.

24 - EDF, "Résultats semestriels-2025", Présentation, 24 juillet 2025, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-07/2025-07-24-edf-resultats-semestriels-presentation.pdf>, consulté le 30 novembre 2025.

Le 1^{er} janvier 2025, entrant en vigueur la loi du 21 mai 2024 instituant l'absorption de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et la création de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). Elle a été mise en œuvre par un décret du gouvernement publié le 3 décembre 2024²⁵, malgré une opposition particulièrement large, allant de députés conservateurs et ultra-pro-nucléaires aux anti-nucléaires de Greenpeace, en passant par l'intersyndicale de l'IRSN et son Comité social et économique (CSE).²⁶ Cette décision marque un détricotage de quarante années d'évolution progressive vers la mise en place d'un organisme d'appui technique (*Technical Support Organisation* ou TSO) plus indépendant de l'industrie nucléaire, de l'État, et de l'autorité de sûreté. L'IRSN était né de la fusion d'un précédent organisme, qui faisait alors partie du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), et de l'Office de protection contre les radiations ionisantes (OPRI).

Le 17 mars 2025, le Président Macron réunissait le Conseil de politique nucléaire (CPN), qui, depuis 2022 « définit les grandes orientations de la politique nucléaire nationale ». ²⁷ Ainsi, dans la propre conception de la Présidence, ce n'est pas le Parlement, mais bien le CPN, présidé par le Président de la République, qui fixe les orientations de la politique nucléaire à long terme.

Le CPN a alors pris note de l'état d'avancement du programme EPR2 et la perspective d'une première mise en service en 2038, demandant à EDF « d'amplifier les actions de maîtrise des coûts et du calendrier et de présenter d'ici la fin de l'année un chiffrage engageant, en coûts et en délais. » Le CPN a également examiné le schéma de financement du programme, basé sur « un prêt de l'État bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction et un contrat pour différence sur la production nucléaire à un prix maximal

25 - Gouvernement français, "Décret no 2024-1103 du 3 décembre 2024 pris en application des dispositions de l'article 14 de la loi no 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire", *Journal Officiel*, No. 0286, 4 décembre 2024, voir https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=sAu5fvr8rAlzyTlzYJV5yL_1oiYsmDK6sXM7d5GJdk, consulté le 22 août 2025.

26 - Voir par exemple : CFDT, CFE-CGC, CGT, CSE, "L'intersyndicale et le CSE de l'IRSN appellent à décaler d'un an la mise en place de la future Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection (ASNR)", 17 septembre 2025.

27 - Présidence de la République française, "Réunion du 4ème Conseil de politique nucléaire.", Communiqué de presse, 17 mars 2025, voir <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2025/03/17/reunion-du-4eme-conseil-de-politique-nucleaire>, consulté le 17 mars 2025.

de 100 €/MWh.²⁰²⁴ » Ce dispositif de soutien doit encore être approuvé par la Commission européenne.

Le CPN a aussi « confirmé la poursuite des investissements dans le programme ‘aval du futur’ mené par Orano sur le site de la Hague », qui prévoit entre autres la construction de capacités supplémentaires d’entreposage des combustibles irradiés, et de nouvelles installations de fabrication de combustible MOX (oxyde mixte plutonium-uranium), avec une mise en service prévue en 2040 pour ces deux projets. Le CPN « a en outre validé le principe d’un financement de ce programme principalement porté par EDF, en tant que client futur de ces installations (...) ».²⁸ Aucune de ces décisions n’a fait l’objet d’un examen parlementaire particulier, mais elles ont en revanche suscité une opposition locale significative.²⁹

Amélioration de la productivité – Aucune construction en cours

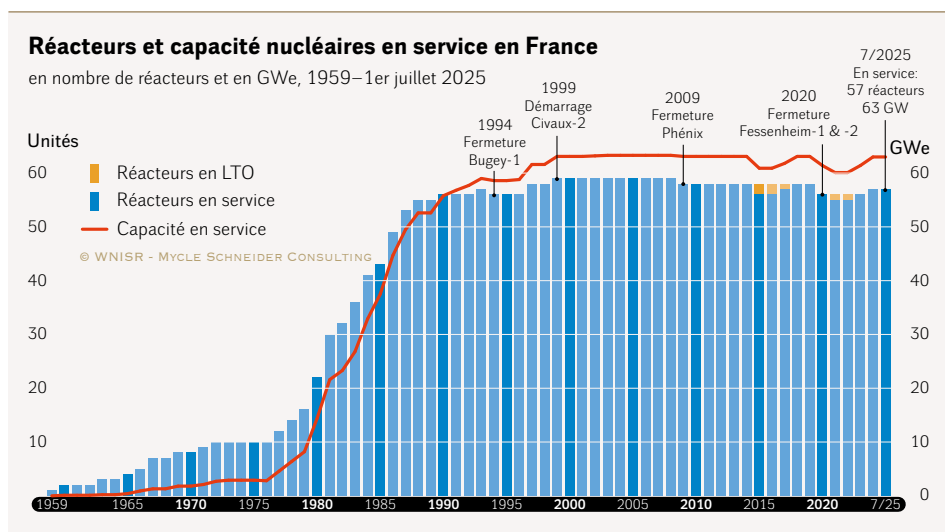
Jusqu’à la fermeture au printemps 2020 des deux réacteurs de Fessenheim – les plus vieux à l’époque –, le parc français était resté quasiment stable pendant 20 ans, à l’exception de la fermeture en 2009 de Phénix, surgénérateur de 250 MW, et des arrêts de longue durée (LTO³⁰) de deux réacteurs au cours de la période 2015–2017, suivi d’un autre en 2021–2023 (voir Figure 4). Penly-1, affecté par les problèmes de corrosion sous contrainte, était resté à l’arrêt entre le 2 octobre 2021 et le 13 juillet 2023. Aucun réacteur n’a été à l’arrêt sur la totalité de l’année 2024.

28 - Ibidem.

29 - Voir par exemple : Lucas Hobe, “‘On veut nous imposer tout un monde nucléaire sans demander notre avis’ : des militants luttent contre le projet des piscines d’Orano”, *France 3 Normandie*, 20 juillet 2025, voir <https://france3-regions.franceinfo.fr/normandie/manche/on-veut-nous-imposer-tout-un-monde-nucleaire-sans-demander-notre-avis-des-militants-luttent-contre-le-projet-des-piscines-d-orano-3190563.html>, consulté le 19 août 2025.

30 - LTO = Long-Term Outage.

Figure 4 - Évolution du parc nucléaire français



Sources : WNISR avec AIEA-PRIS, 2025

Flamanville-3 est le premier réacteur à démarrer depuis le couplage au réseau, 25 ans plus tôt, de Civaux-2 en décembre 1999.

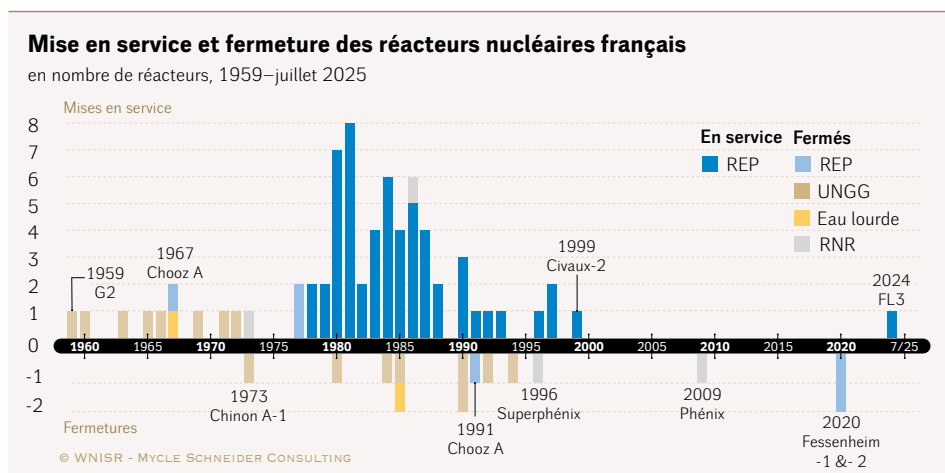
Le premier, et unique, réacteur à eau pressurisée (REP) fermé avant Fessenheim était Chooz-A (300 MW), en 1991. Les autres fermetures concernent huit réacteurs de première génération UNGG (uranium naturel-graphite-gaz), deux surgénérateurs et un petit prototype de réacteur à eau lourde (voir Figure 5).

En 2024, la production des 57 réacteurs nucléaires³¹ s'est établie à 361,7 TWh, en hausse de 41,3 TWh (+12,9 %) par rapport à l'année 2023 ; elle est toutefois restée inférieure à l'année pré-COVID de 2019, se maintenant sous la barre des 400 TWh pour la neuvième année consécutive.

La production nucléaire a culminé à 430 TWh en 2005. Une fois le programme de construction achevé en 1999, il avait fallu cinq ans au parc pour atteindre ce maximum, puis, à capacité installée quasi stable entre fin 1999 et début 2020, ses performances ont fortement chuté après 2015 (voir Figure 6).

31 - Le parc nucléaire français en service est entièrement composé de REP : 32 x 900 MW, 20 x 1300 MW, 4 x 1450 MW et 1 x 1650 MW.

Figure 5 - Mise en service et fermeture des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2025

Notes :

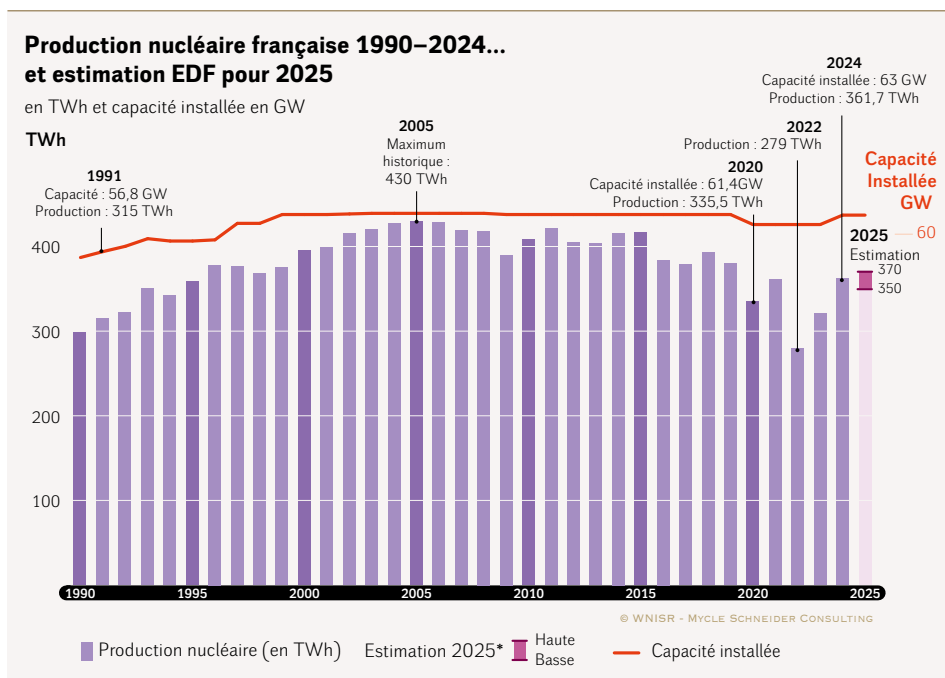
REP : Réacteur à eau pressurisée ; **UNGG** : Uranium naturel-graphite-gaz ; **RNR** : Réacteur à neutrons rapides (surgénérateur).

En 2024, le nucléaire représentait 67,1 % (+2,1 points) de la production électrique française. La part du nucléaire avait atteint un maximum de 78,3 % en 2005. À la fin du premier semestre 2024, EDF estimait la production nucléaire annuelle entre 335 et 365 TWh pour 2025 et 2026.³² En janvier 2025, cette estimation a été revue à la hausse, dans une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh pour les années 2025–2027 (voir Figure 6 et Figure 7).³³

32 - EDF, “Résultats semestriels 2024”, 26 juillet 2024, op. cit.

33 - EDF, “Estimation de production nucléaire en France pour 2025, 2026 et 2027”, Communiqué de presse, 30 janvier 2025, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/estimation-de-production-nucleaire-en-france-pour-2025-2026-et-2027>, consulté le 19 mai 2025. En octobre 2025, EDF a de nouveau réhaussé l'estimation de production pour 2025, entre 365 et 375 TWh ; voir EDF, “EDF rehausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2025”, Communiqué de presse, 13 octobre 2025, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/eypresspack/11351/CP-EDF_Production-nucleaire-en-France-v13.10.2025.pdf, consulté le 20 novembre 2025. La production réelle s'est établie à 373 TWh en 2025.

Figure 6 - Production nucléaire française et capacité installée



Sources : RTE, 2000–2025; et EDF, 2025

Notes : * En octobre 2025, EDF a réhaussé l'estimation de production nucléaire pour l'année 2025 entre 365 et 375 TWh. Dans la Figure 6, les réacteurs en LTO sont intégrés à la capacité installée.

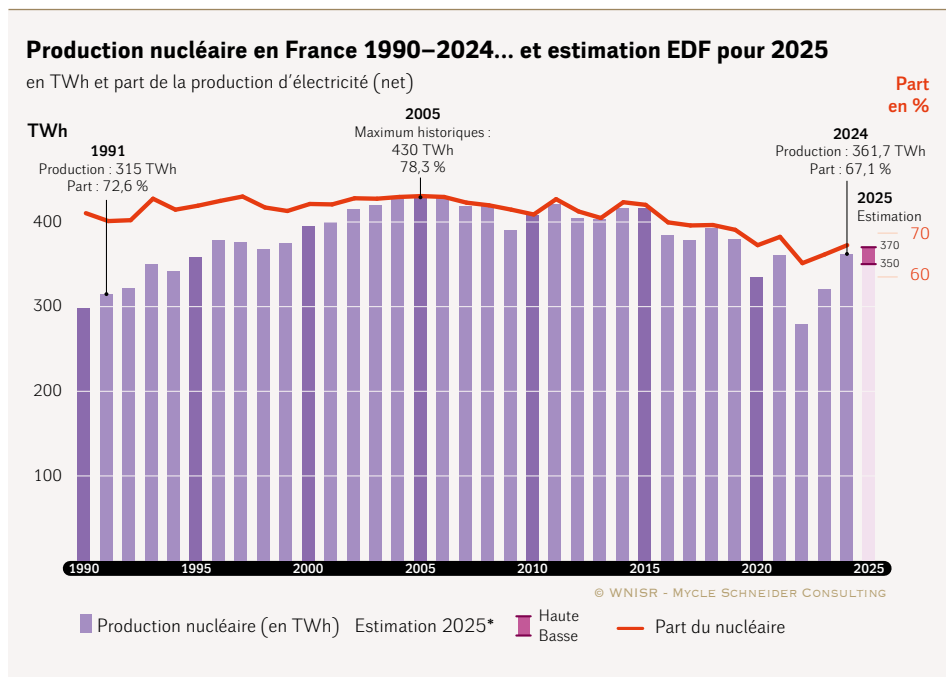
L'année 2024 a enregistré un développement inédit des installations solaires (+5 GW, soit +26 %), pour atteindre un total de 24,3 GW et une production record de 24,8 TWh, en hausse de 10 % par rapport à l'année précédente.³⁴ Au premier semestre 2025, 2,8 GW supplémentaires ont été raccordés au réseau, pour un total de près de 1,2 million d'installations en France métropolitaine.³⁵ Fin 2024, 63 % de ces installations, représentant 18 % de la puissance installée, produisaient de l'électricité entièrement ou partiellement autoconsommée. Ce dernier segment connaît une croissance rapide, et la puissance installée en

34 - RTE, "Bilan électrique 2024 - Synthèse", février 2024, voir <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/synthese>, consulté le 28 mars 2025.

35 - ECO infos, "Marché photovoltaïque 2025 : Les chiffres clés", mis à jour le 21 juillet 2025, voir <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/les-chiffres-essentiels-du-photovoltaique/>, consulté le 19 août 2025.

autoconsommation (avec ou sans injection au réseau) a augmenté de 72 % entre fin 2023 et fin 2024.³⁶

Figure 7 - Production et part du nucléaire en France



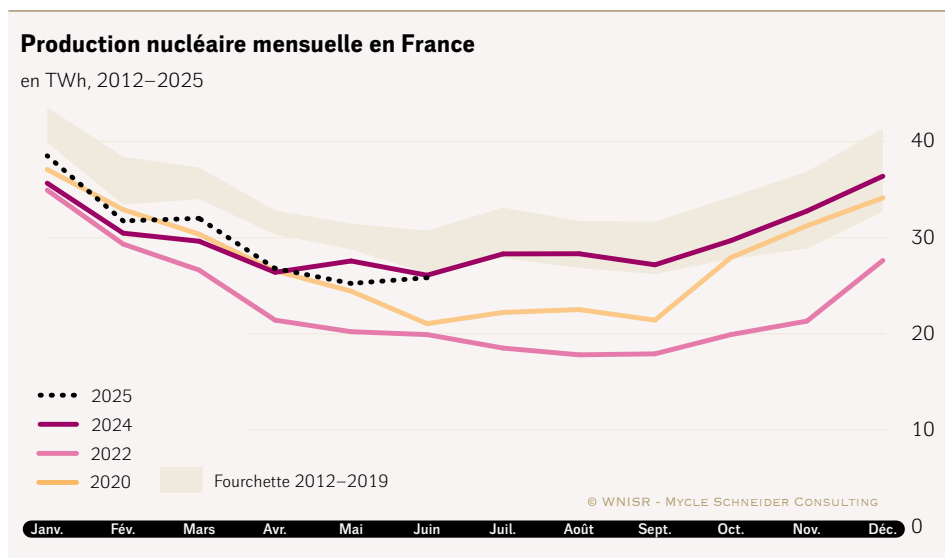
Sources : RTE, 2000–2025; et EDF, 2025

Notes : * En octobre 2025, EDF a réhaussé l'estimation de production nucléaire pour l'année 2025 entre 365 et 375 TWh.

Depuis 2020, au premier semestre de chaque année, la production nucléaire mensuelle est restée inférieure à la fourchette des années 2012–2019. En 2024, elle s'est considérablement redressée, en particulier au cours de la période cruciale du quatrième trimestre (voir Figure 8).

36 - ADEME, "Les avis de l'ADEME – Autoconsommation individuelle d'origine photovoltaïque", Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, janvier 2025, voir <https://www.ademe.fr/wp-content/uploads/2025/01/avis-ademe-autoconsommation-photovoltaïque-janvier-2025.pdf>, consulté le 19 août 2025.

Figure 8 - Production nucléaire mensuelle en France, 2012–mi-2025

Sources : RTE et EDF, 2021–2025³⁷

En 2024, l'électricité représentait 26,6 % de la consommation d'énergie finale en France. Avec une part de 67,1 % de l'électricité, le nucléaire a ainsi couvert 17,9 % de l'énergie finale, les énergies fossiles en assurant quant à elles l'essentiel à 57,3 % – le pétrole à 39,3 %, le gaz à 17,5 % et moins d'1 % pour le charbon.³⁸

Indisponibilités nucléaires 2024³⁹

En 2024, les arrêts de réacteurs ont représenté un total cumulé de 5.539 jours-réacteurs ; une baisse significative de 22 % comparé à l'année 2023, et près de 35 % de moins qu'en 2022, représentant tout de même une moyenne de 99 jours

37 - RTE, "Données Mensuelles", voir <https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/nucleaire>, dernière consultation le 22 juillet 2025; et EDF, "Nuclear Generation", 2021–2025, voir <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors/financial-and-extra-financial-performance/operational-performance/nuclear-generation>.

38 - SDES, "Tableaux de synthèse du bilan énergétique provisoire de la France en 2024", Service des données et études statistiques, 2025, voir <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/media/8407/download?inline>, consulté le 16 août 2025.

39 - Analyse et graphiques hors Flamanville-3, couplé au réseau en décembre 2024.

par réacteur, soit l'équivalent de plus de trois mois. Ce total n'inclut pas les périodes de suivi de charge, ou autres situations d'exploitation entrainant une baisse de production. La moyenne sur l'année 2024 est comparable à celle de 96 jours pour l'année pré-COVID de 2019. Les arrêts de tranche ont affecté l'ensemble des 56 réacteurs (sans compter FL3) pour des durées cumulées allant de neuf à 258 jours par réacteur (voir Figure 10). Aucun réacteur n'a été à l'arrêt pendant l'année entière.

Le Tableau 1 montre que si le nombre de jours d'arrêt planifié a considérablement baissé en 2023 et 2024, celui des arrêts déclarés comme « fortuits » est resté à un niveau élevé en 2024 (342 jours), occupant le deuxième rang (derrière l'année 2023) des six dernières années.

Tableau 1 - Indisponibilité totale des réacteurs français 2019–2024 (en jours-réacteurs)

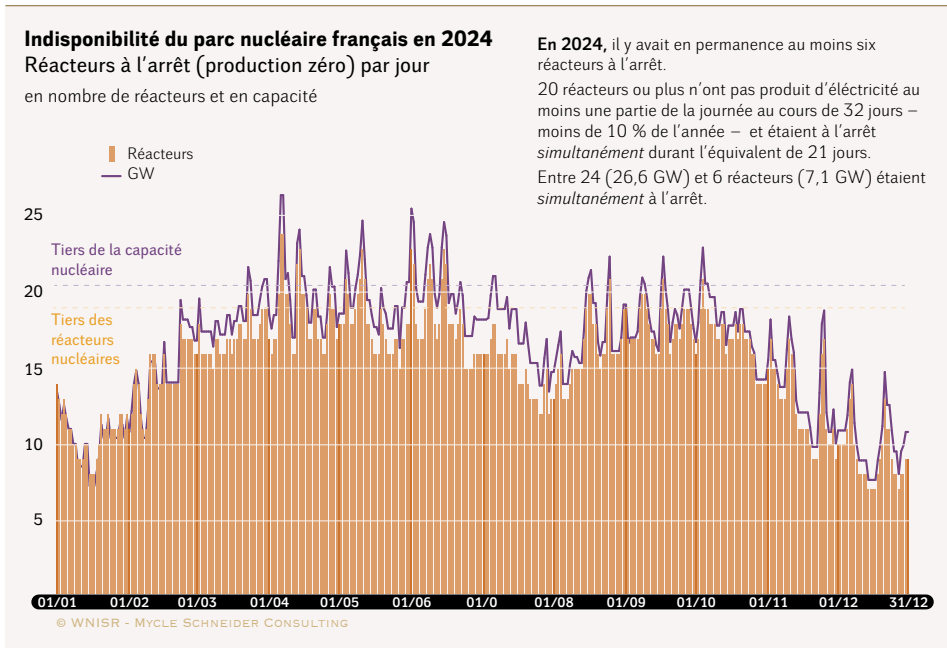
	Type d'indisponibilité déclaré par EDF			Moyenne par réacteur
	"Planifiée"	Fortuite	Total	
2019	5.273	316	5.588	96
2020*	6.179	286	6.465	115
2021	5.639	172	5.811	104
2022	8.287	278	8.515	152
2023	6.704	399	7.103	127
2024**	5.197	342	5.539	99

Sources : Données REMIT RTE et EDF, 2019–2025

Notes : *Hors Fessenheim-1 et -2 fermés en cours d'année.

**Hors Flamanville-3 brièvement couplé au réseau en décembre 2024.

Figure 9 - Arrêts des réacteurs français en 2024



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021-2025

Note : Ce graphique montre le nombre total de réacteurs à l'arrêt au cours de chaque journée, mais pas nécessairement de façon simultanée, les indisponibilités ne se chevauchant pas systématiquement. Il n'inclut pas Flamanville-3 brièvement couplé au réseau en décembre 2024.

L'analyse des indisponibilités pour l'année 2024 présentée dans la **Figure 9** montre en outre que la durée cumulée des arrêts est en baisse (tous types confondus), parfois de façon significative :

- ➔ Tout au long de l'année, au moins 7 réacteurs, et jusqu'à 24, étaient à l'arrêt au cours de la même journée.
- ➔ Au cours de 59 jours (16 % de l'année) – une baisse considérable par rapport à 252 jours (69 % du temps) en 2023 – 19 réacteurs ou plus étaient à l'arrêt au moins une partie de la journée.
- ➔ Six réacteurs au moins étaient à l'arrêt *simultanément*, quel que soit le jour de l'année.

- ➔ Il y a eu au moins 20 réacteurs *simultanément* déconnectés du réseau pendant l'équivalent de 21 jours, contre 192 jours en 2023.

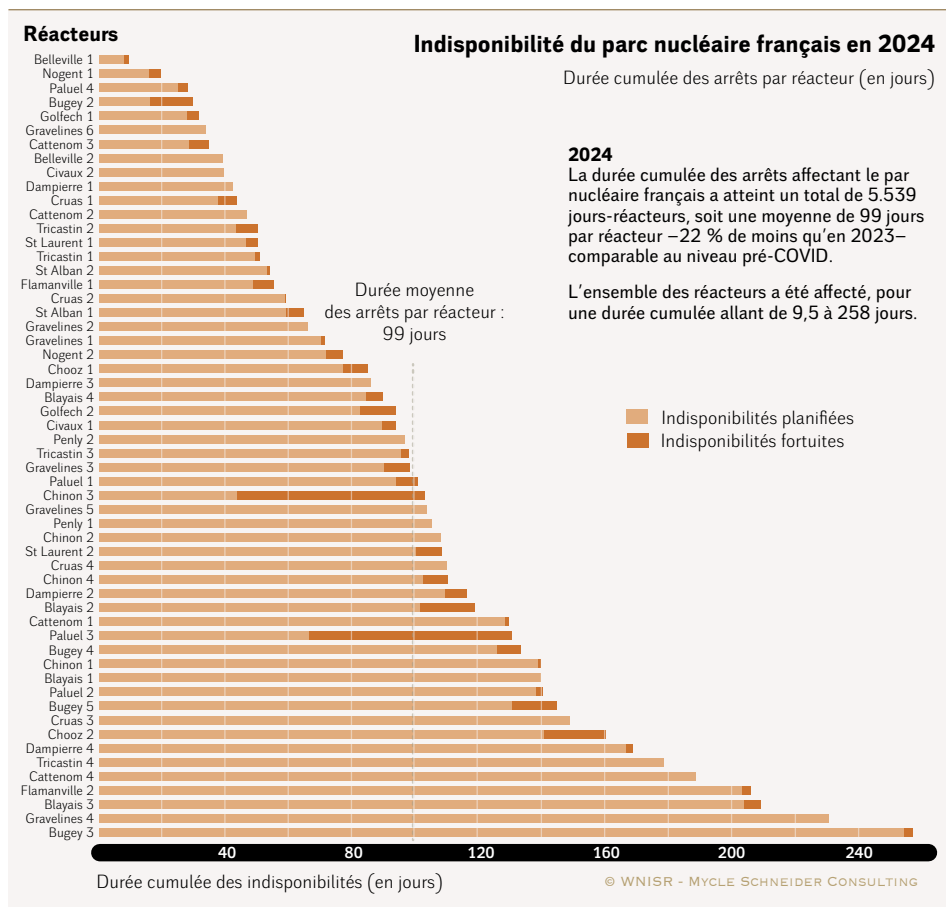
Suivant la classification par EDF des indisponibilités en « planifiées » et « fortuites », sur l'année 2024 :

- ➔ Seize réacteurs n'ont subi aucun arrêt « fortuit ».
- ➔ La durée des arrêts « fortuits » était inférieure à une journée pour cinq réacteurs.
- ➔ La durée cumulée des arrêts « fortuits » était comprise entre un et 10 jours pour 28 réacteurs.
- ➔ La durée cumulée des arrêts « fortuits » s'établissait entre 10 et 64 jours sur l'année pour 7 réacteurs, (voir [Figure 10](#)).

Toutefois, la classification d'EDF des indisponibilités en « planifiées » ou « fortuites » est trompeuse. EDF considère comme « planifiée » la totalité de la durée d'une indisponibilité, quels que soient le nombre et la durée de ses prolongations (ou dans certains cas, assez rares, leur réduction), dès lors que l'arrêt était désigné comme « planifié » au départ.

Les analyses du WNISR portant sur de précédentes années apportent un éclairage différent.

Figure 10 - Indisponibilités « planifiées » et « fortuites » 2024



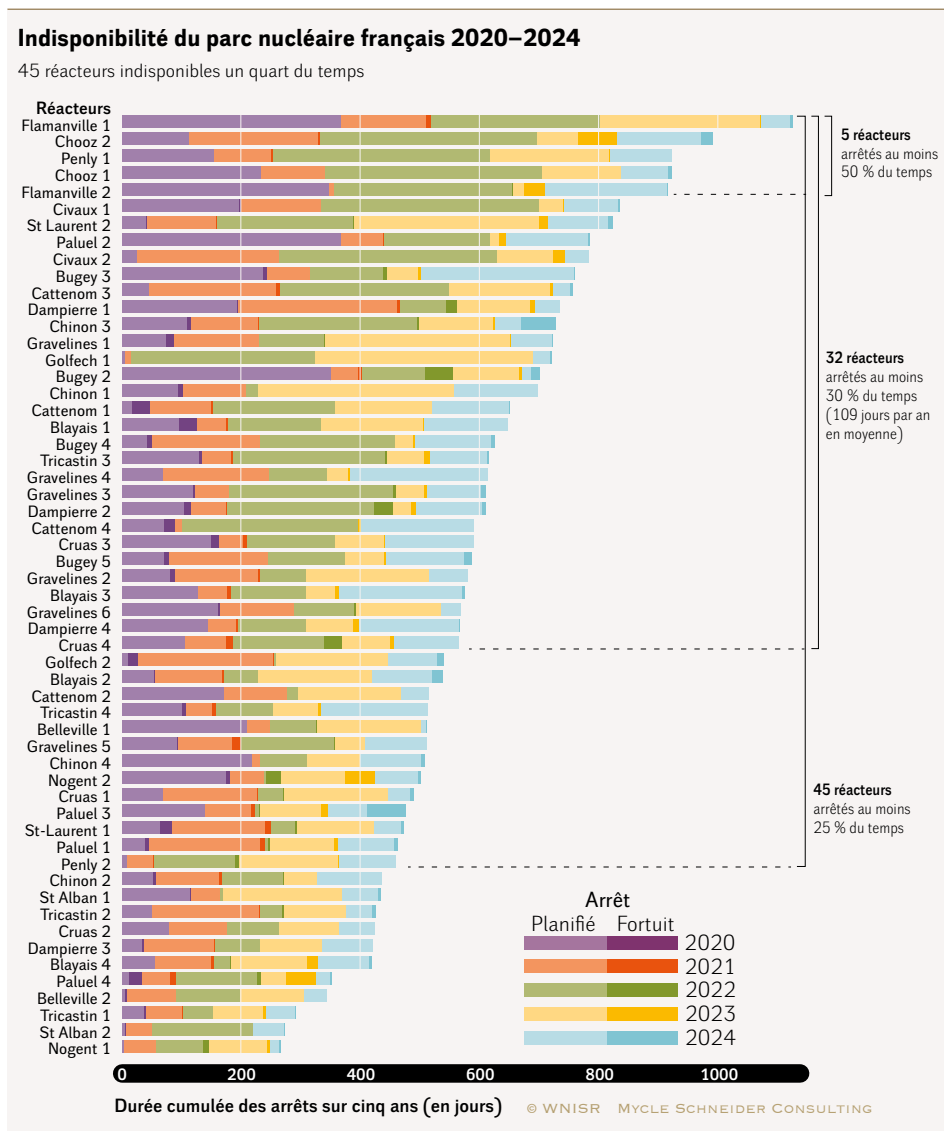
Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021–2025

Notes :

- Ce graphique ne représente que les indisponibilités totales (production 0), à l'exclusion de toutes les autres baisses de puissance. L'impact des indisponibilités sur la production est donc largement supérieur. Flamanville-3, brièvement couplé au réseau en décembre 2024, n'est pas pris en compte.

- Classification des indisponibilités comme « planifiées » et « fortuites » conformément aux déclarations d'EDF.

Figure 11 - Indisponibilité des réacteurs nucléaires français, 2020—2024



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021–2025

Notes : Classification des indisponibilités comme « planifiées » et « fortuites » conformément aux déclarations d'EDF. Cette distinction ne reflète pas la réalité, dans la mesure où les arrêts « planifiés » restent dans cette catégorie même lorsque leur durée est bien supérieure à ce qui avait été « planifié ».

Le détail sur cinq ans, 2020–2024 (voir [Figure 11](#)), montre que :

- ➔ Cinq réacteurs ont été arrêtés au moins la moitié du temps (Flamanville-1 et -2, Chooz-1 et -2 et Penly-1) ;
- ➔ 32 réacteurs n'ont rien produit pendant au moins 30 % du temps, soit 109 jours par an en moyenne ;
- ➔ 45 réacteurs étaient à l'arrêt au moins un quart du temps, ce qui signifie qu'ils n'ont pas produit d'électricité pendant l'équivalent de plus d'une année sur quatre.

Corrosion sous contrainte et fatigue thermique

D'importantes fissurations liées à un phénomène de corrosion sous contrainte ont été identifiées fin 2021 sur les systèmes d'injection de sécurité des quatre réacteurs nucléaires les plus puissants et les plus récents, à Chooz et Civaux.⁴⁰ Suite à la détection du phénomène sur d'autres réacteurs, EDF a adopté un programme de remplacement préventif de portions de tuyauterie particulièrement sensibles sur les réacteurs du “pallier P4”. Apparemment plus rare dans un premier temps, ce phénomène a également été identifié sur d'autres réacteurs de 1300 MW et quelques réacteurs de 900 MW. EDF a décidé de contrôler l'ensemble du parc d'ici la fin 2025, et affirmait qu'à la mi-2024, 50 des 56 réacteurs avaient déjà été « contrôlés et traités ».⁴¹

En février 2023, des examens destructifs réalisés à Penly-1 mettaient en évidence un problème supplémentaire avec la détection d'une fissure située à proximité d'une soudure sur la ligne du système d'injection de sécurité, réparée lors du montage initial. Cette fissure s'étendait sur 15,5 cm, soit environ le quart de la circonférence de la tuyauterie, pour une profondeur maximale de 2,3 cm, sur une tuyauterie de 2,7 cm d'épaisseur. Une deuxième fissure importante, de 57 mm de longueur pour une profondeur maximale de 12 mm, était également détectée. Son origine a été établie comme un problème de fatigue thermique plutôt que de corrosion sous contrainte à l'origine de la première fissure décrite.

40 - ASN, “Phénomène de corrosion sous contrainte détecté sur les réacteurs 1 et 2 de Civaux, B2 de Chooz et 1 de Penly”, Note d'information, 31 janvier 2022, see <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-detecte-sur-certains-reacteurs>.

41 - EDF, “Rapport financier semestriel au 30 juin 2024”, 26 juillet 2024, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-07/2024-07-26-resultats-semestriels-rapport-financier.pdf>

Ainsi, un programme de contrôle des soudures réparées est-il venu s'ajouter aux investigations liées à la corrosion sous contrainte. Selon l'échéancier d'EDF, 90 % des soudures réparées sur les circuits d'injection de sécurité et les circuits de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) de l'ensemble du parc devaient être inspectées avant la fin 2024, le reliquat en 2025.⁴²

En juin 2025, EDF détectait de nouvelles indications de fissures sur deux soudures d'une tuyauterie du circuit de refroidissement sur le réacteur Civaux-2 à l'arrêt : l'une imputable à la corrosion sous contrainte et l'autre à la fatigue thermique. EDF assure que « les outils de contrôle et les méthodes de réparation développés par EDF depuis 2022 sont maîtrisés et industrialisés ». ⁴³

En juillet 2025, EDF affichait sur son site un message indiquant :

Le retour d'expérience des contrôles et réparations effectués en 2023 et 2024 sur les réacteurs en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte conduit EDF à considérer que, pour certains arrêts débutant en 2025, un arrêt sur six est susceptible de se prolonger d'une durée moyenne de 30 jours. ⁴⁴

Selon le message d'EDF, les réacteurs concernés étaient alors : Blayais-4, Cruas-1, Dampierre-1, Gravelines-1, St-Laurent B1, Tricastin-2, Belleville-1, Belleville-2, Cattenom-3, Flamanville-2, Golfech-2, et Chooz-B1.

Dans le rapport annuel 2024 de l'ASN, l'ASNR se montre nettement plus prudente quant à la maîtrise par EDF du phénomène de corrosion sous contrainte :

42 - EDF, "Le phénomène de corrosion sous contrainte sur les circuits auxiliaires du CPP – État des lieux actualisé", présenté le 4 juillet 2023, voir https://www.anccli.org/wp-content/uploads/2023/07/Webinaire-CSC_2023-07-04_01-Etat-des-lieux_EDF.pdf, consulté le 2 novembre 2023.

43 - EDF, "Phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur une soudure du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt du réacteur n°2 de Civaux", 16 juin 2025, voir <https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-de-civaux/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-de-civaux/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-csc-detecte-sur-une-soudure-du-circuit-de-refroidissement-du-reacteur-a-l-arret-du-reacteur-ndeg2-de-civaux>, consulté le 17 juin 2025.

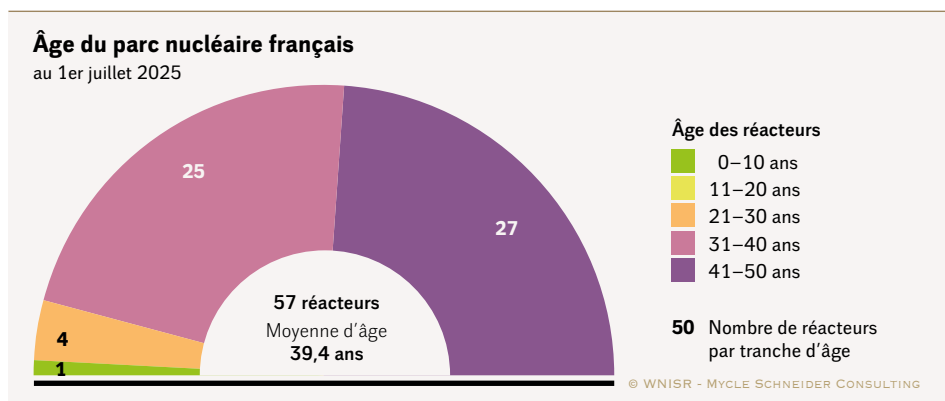
44 - EDF, "Liste des indisponibilités et des messages—EDF-2023-00231", mise à jour du 2 juillet 2025, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/ambition-neutralite-co2-pour-edf-a-l-horizon-2050/optimisation-et-trading/listes-des-indisponibilites-et-des-messages/liste-des-messages?code=edf-2023-00230>.

À l'occasion des prochains réexamens périodiques, les enseignements devront être pris en compte par EDF dans ses programmes de maintenance. En particulier, l'ASN estime nécessaire que les hypothèses d'absence de sensibilité à des mécanismes de dégradation, retenues pour certaines zones qui ne sont pas surveillées dans le cadre d'un programme de maintenance préventive, soient étayées par un programme d'investigations complémentaires.⁴⁵

Visites décennales et prolongement de la durée d'exploitation

À la mi-2025, la moyenne d'âge des 57 réacteurs dépassait les 39 ans (voir Figure 12) ; 52 réacteurs ont passé 31 ans de fonctionnement, dont 27 ont plus de 41 ans. La prolongation de la durée de vie au-delà de 40 ans nécessite un important programme de modernisation. De plus, le processus d'autorisation d'extension de la durée d'exploitation exige la tenue d'une enquête publique pour chaque réacteur.

Figure 12 - Répartition par âge des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2025

EDF cherchera certainement à obtenir une prolongation du fonctionnement au-delà de la quatrième visite décennale (VD4) pour la plupart, sinon l'ensemble, des

45 - ASNR, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2024", 2025, op. cit.

réacteurs encore en service. Dans son discours programmatique de février 2022, le Président Macron annonçait clairement que le gouvernement n'avait plus l'intention de fermer des réacteurs, et déclarait : « Si les premières prolongations au-delà de 40 ans ont pu être effectuées avec succès depuis 2017, je demande à EDF d'étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire. »⁴⁶

La première VD4 a été réalisée sur le réacteur Tricastin-1 en 2019, suivi de Bugey-2 et -4 en 2020, puis Tricastin-2, Dampierre-1, Bugey-5 et Gravelines-1 en 2021... jusqu'à ce que la pandémie de COVID-19 ne vienne bousculer davantage le calendrier des réexamens de sûreté.⁴⁷ Au 1^{er} juillet 2025, 22 réacteurs avaient passé leur 4^{ème} visite décennale, et trois autres étaient en cours. (Voir [Tableau 1](#)).⁴⁸

Tout en jugeant « satisfaisante » la première que constituait la VD4 de Tricastin-1, l'ASN s'interrogeait sur la suffisance des capacités d'ingénierie d'EDF pour mener à bien des réexamens d'une telle ampleur simultanément sur plusieurs sites.⁴⁹ Au-delà de la problématique des ressources humaines, l'expérience soulève la question de la capacité financière de l'entreprise. EDF avait programmé pour Tricastin-1 un arrêt de 180 jours en 2019, or celui-ci a été prolongé de 25 jours, pour un total de 205 jours. En prenant en compte les indisponibilités indépendantes de la VD, le réacteur s'était retrouvé cette année-là à l'arrêt total pendant les deux tiers du temps (232 jours). Plusieurs des cas de VD4 ont également enregistré des glissements significatifs entre durée prévue et réalisation, par exemple Bugey-2 (+118 % comparé aux prévisions), Chinon B1 (+76 % et une durée record de 467 jours), ou Blayais-1 (+75 %) (voir [Tableau 2](#)).

46 - Présidence de la République, “Reprendre en main notre destin énergétique !”, 10 février 2022, op. cit.

47 - EDF, “4èmes Visites Décennales des Réacteurs du Palier 900 MW—Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4ème réexamen périodique des réacteurs 900 MWe—2022”, 2023, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/RP4-2023-v6.pdf>, consulté le 28 août 2024

48 - EDF, “4èmes Visites Décennales des Réacteurs du Palier 900 MWe—Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4ème réexamen périodique des réacteurs 900 MWe—2024”, 2025, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-07/Rapport%20annuel_RP4_2025%20portant%20sur%20ann%C3%A9e%202024_o.pdf, consulté le 22 août 2025.

49 - Bernard Doroszuk, “Présentation du rapport annuel 2019 de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France”, ASN, Audition devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologique (OPECST), Sénat, 28 mai 2020, voir http://videos.senat.fr/video.1628244_5ecf547f8a96f.audition-pleniere---autorite-de-surete-nucleaire?timecode=2963962.

Tableau 2 - Quatrième visite décennale des réacteurs nucléaires français, 2019–2025

Réacteur	Puissance	Couplage au réseau	Arrêt pour VD4	Durée planifiée*	Durée totale (jours)
Tricastin-1	915	31 mai 1980	01/06/19–23/12/19	180	205
Bugey-2	910	10 mai 1978	18/01/20–15/02/21	181	395
Bugey-4	880	8 mars 1979	22/11/20–24/06/21	226	214
Dampierre-1	890	23 mars 1980	19/06/21–05/02/22	170	231
Tricastin-2	915	7 août 1980	06/02/21–26/07/21	180	170
Bugey-5	880	31 juillet 1979	31/07/21–21/04/22	189	265
Gravelines-1	910	13 mars 1980	14/08/21–11/04/22	188	240
Tricastin-3	915	10 février 1981	12/03/22–21/11/22	171	254
Gravelines-3	910	12 décembre 1980	23/03/22–22/12/22	191	275
Dampierre-2	890	10 décembre 1980	27/04/22–31/12/22	171	248
Blayais-1	910	12 juin 1981	31/07/22–19/06/23	185	323
Saint-Laurent B-2	915	1 juin 1981	20/01/23–20/11/23	223	304
Chinon B-1	905	30 novembre 1982	07/02/23–19/05/24	265	467
Gravelines-2	910	26 août 1980	10/06/23–07/03/24	197	272
Blayais-2	910	17 juillet 1982	24/06/23–31/03/24	182**	281
Dampierre-3	890	30 janvier 1981	23/09/23–2/03/24	170	161
Bugey-3	910	21 septembre 1978	11/11/23–28/08/24	177	303
Tricastin-4	915	12 juin 1981	19/01/24–16/07/24	194	179
Gravelines-4	910	14 juin 1981	20/01/24–07/09/24	195	231
Blayais-3	910	17 août 1983	08/06/24–26/12/24	191	201
Dampierre-4	890	30 janvier 1981	12/07/24–21/12/24	188	162
Cruas-3	915	14 mai 1984	04/08/24–10/03/25	232	218
St-Laurent B-1	915	21 janvier 1981	31/01/25–14/08/25	178	195
Blayais-4	910	16 mai 1983	05/04/25–09/10/25	187	
Cruas-1	915	29 avril 1983	14/06/25–01/12/25	170	

Sources : compilation WNISR, EDF, “Liste des indisponibilités”, 2019–2025

Notes : La durée planifiée est calculée à partir des dates en vigueur au moment de l'arrêt ou dans les quelques jours suivant le découplage du réseau. Pour les VD en cours, la date de fin est celle en vigueur au 20 août 2025 et peut différer de la date originale.

* Durée en vigueur au moment de l'arrêt - ** Durée d'origine⁵⁰

50 - Durée planifiée au moment de l'arrêt, puis annulée et remplacée par la suite, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/ambition-neutralite-co2-pour-edf-a-l-horizon-2050/optimisation-et-trading/listes-des-indisponibilites-et-des-messages/liste-des-indisponibilites?mrid=05470-edf-t-00047355>.

Sur les 22 arrêts de tranches pour VD4 réalisés à la mi-2025, 16 ont été rallongés, et six ont été plus courts que prévu. Alors que les retards totalisaient 1.444 jours d'arrêt non planifiés, les réalisations plus rapides n'ont permis d'économiser que 87 jours d'arrêt, soit un total de 1.357 jours nets de perte de production non prévus.

EDF prévoit des arrêts de six mois pour les VD4. En février 2023, Bernard Salha, Directeur technique du Groupe et Directeur Recherche & Développement (R&D) d'EDF, indiquait lors d'une audition parlementaire que le volume des travaux d'une quatrième visite décennale représentait cinq fois celui d'une troisième visite décennale. Il précisait aussi que les investissements réalisés sur le parc nucléaire français en exploitation avaient doublé en dix ans.⁵¹

Le 23 février 2021, l'ASN publiait les prescriptions génériques pour la prolongation du fonctionnement au-delà de 40 ans des réacteurs 900 MW.⁵² Les éléments cruciaux de cette décision ne se trouvent pas dans les cinq brefs articles à caractère administratifs qui la composent, mais dans les annexes fixant les prescriptions techniques et le calendrier des travaux à mener. Le défi pour l'exploitant est de taille, ainsi que le décrit l'ASN :

La filière nucléaire devra, dans les cinq prochaines années, faire face à une montée en puissance significative de travaux indispensables à la sûreté des installations en exploitation.

À partir de 2021, quatre à cinq réacteurs de 900 mégawatts électriques (MWe) d'EDF feront chaque année l'objet de travaux importants du fait de leur quatrième visite décennale. (...)

L'ensemble de ces travaux conduira à augmenter notablement la charge de travail industrielle de la filière, avec une attention particulière à porter sur certains segments en tension, comme

51 - Bernard Salha, Audition, OPECST, février 2023, voir OPECST, "Comptes rendus de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques—Nouvelle organisation du contrôle et de la recherche en sûreté nucléaire et en radioprotection", Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques, Sénat et Assemblée nationale, 16 février 2023, voir https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20230213/opecst_2023_02_16.html, consulté le 14 novembre 2023.

52 - ASN, "L'ASN prend position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de 40 ans", Note d'information, 25 février 2021, voir <https://www.asn.fr/l-asn-reglemente/bulletin-officiel-de-l-asn/installations-nucleaires/decisions-individuelles/decision-n-2021-dc-0706-de-l-asn-du-23-fevrier-2021>.

la mécanique ou l'ingénierie, tant chez les exploitants que les prestataires.⁵³

De fait, sept visites décennales ont débuté en 2024 : cinq VD4 pour des réacteurs du palier 900 MW et deux VD3 pour le palier 1300 MW. Entre 2025 et 2028, de quatre (2025, 2027, 2028) à cinq (2026) visites décennales sont prévues chaque année. Le début de la première VD5 d'un réacteur de 900 MW est attendu pour 2029, en parallèle à quatre VD4 pour le palier 1300 MW ainsi que de la première VD3 du palier 1450 MW. De 2029 à 2034, ce sont six à sept VD qui sont programmées chaque année.⁵⁴

L'ASN a fait preuve par le passé d'une tolérance remarquable face aux délais prolongés de remise à niveau et de modernisation ; par exemple, de nombreuses prescriptions post-Fukushima n'ont toujours pas été appliquées, quatorze ans après les événements. Selon certaines estimations, la finalisation de ce programme pourrait s'étendre jusqu'à la fin des années 2030.⁵⁵

De plus, la réalisation des travaux s'inscrivant dans le cadre de la prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 40 ans s'étend aussi sur une quinzaine d'années, jusqu'en 2036, date à laquelle le dernier réacteur de 900 MW devra avoir été modernisé : Chinon B-4, couplé au réseau en 1987, bénéficie ainsi d'un délai de 15 ans pour déployer quinze des 37 mesures demandées. À cette date, il aura alors fonctionné 49 ans. Il ne s'agit ici que d'un exemple, celui du plus récent des réacteurs de 900 MW encore en exploitation. L'ASN a accepté des échéanciers similaires pour l'ensemble des 32 tranches de 900 MW. Elle s'est montrée flexible, et, compte tenu de la situation déplorable du parc nucléaire, la pression en faveur d'une plus grande flexibilité pourrait s'intensifier à l'avenir.

Le 13 octobre 2023, EDF a sollicité le report, de plusieurs années, des échéances de la réalisation de nombreux travaux de modernisation sur le parc de

53 - ASN, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020", mai 2021, voir <http://rapport-annuel2020.asn.fr>.

54 - EDF, "Résultats semestriels-2025", Présentation, 24 juillet 2025, op. cit.

55 - Manon Besnard et Yves Marignac, "Les mesures de renforcement du parc nucléaire français, dix ans après Fukushima", Institut négaWatt, 5 mars 2021, voir <https://cdn.greenpeace.fr/site/uploads/2021/03/Institut-n%C3%A9gaWatt-Les-mesures-de-renforcement-du-parc-nucl%C3%A9aire-fran%C3%A7ais-10-ans-apr%C3%A8s-Fukushima-rapport-mars-2021-1.pdf>, consulté le 30 août 2022.

32 réacteurs de 900 MW, « compte tenu des difficultés à pouvoir les respecter ».⁵⁶ Le 19 décembre 2023, l'ASN a ainsi modifié sa décision de février 2021 sur les prescriptions génériques : pour 31 des 32 réacteurs, les échéances étaient reportées d'un à cinq ans, pour au moins une, et jusqu'à 14 prescriptions, sur un total de 36 applicables à chaque tranche.⁵⁷

Les prescriptions pour l'année 2024 comportaient 107 échéances de modification des installations, livrables documentaires ou modification du référentiel, qu'EDF indique avoir toutes respectées.⁵⁸ EDF semble avoir réagi à l'avertissement de l'ASN de 2021 quant à l'énorme charge de travail à venir (voir ci-dessus), et a procédé à des embauches supplémentaires et ajusté le management du projet. EDF conclut ainsi son rapport 2024 sur une note positive : « L'analyse développée dans le présent rapport n'identifie aucune alerte concernant un risque de non-respect des futures échéances de prescriptions. »⁵⁹

De nombreuses échéances supplémentaires concernent les deux années suivantes. En 2025, 105 échéances de prescription sont attendues, 30 relevant de modifications des installations et 75 de livrables documentaires ou de modification du référentiel d'exploitation des installations. Elles sont au nombre de 82 pour l'année 2026, 42 et 40 respectivement.⁶⁰

Enjeux financiers

Les coûts d'exploitation et de maintenance du parc de réacteurs vieillissant ont augmenté de façon significative au cours des dernières années (voir aussi les *éditions précédentes du WNISR*). Cependant, quelles que soient les incertitudes concernant les différentes estimations, les coûts supplémentaires de remise à niveau et de modernisation en vue d'une prolongation de la durée de

56 - ASN, "Évolutions de certaines prescriptions du 4e réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe", dernière mise à jour le 9 août 2024, voir <https://www.asn.fr/l-asn-reglemente/consultations-du-public/evolutions-de-certaines-prescriptions-du-4e-reexamen-periodique-des-reacteurs-de-900-mwe>, consulté le 13 novembre 2024.

57 - ASN, "Décision n° 2023-DC-0774 de l'ASN du 19 décembre 2023", 21 décembre 2023, voir <https://www.asn.fr/reglementation/bulletin-officiel-de-l-asnr/installations-nucleaires/decisions-individuelles/decision-n-2023-dc-0774-de-l-asn-du-19-decembre-2023>, consulté le 22 août 2025.

58 - EDF, "4èmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe—Rapport annuel sur la mise en œuvre des prescriptions du 4ème réexamen périodique des réacteurs 900 MWe—2024", 2025, op. cit.

59 - Ibidem.

60 - Ibidem.

fonctionnement resteront sans aucun doute nettement inférieurs aux coûts de construction de nouveaux réacteurs.

Les arrêts de tranche dépassant systématiquement les durées prévues sont particulièrement onéreux. La dette financière nette d'EDF a augmenté de quelque 10 milliards d'euros sur la période 2019–2021, et atteignait un total de 43 milliards d'euros à la fin 2021.⁶¹ Sur la seule année 2022, elle avait bondi de 21,5 milliards d'euros, pour atteindre 64,5 milliards d'euros en fin d'année.⁶²

En 2023 et 2024, EDF a tiré profit de la hausse des productions nucléaire et hydraulique, ainsi que d'années fastes pour la production renouvelable. En 2023, EDF avait ainsi réussi à passer d'une perte historique à un bénéfice de 10 milliards d'euros, réduisant d'autant sa dette pour la ramener à 54,4 milliards d'euros.⁶³ Les résultats 2024 d'EDF font apparaître une stabilisation de l'endettement à 54,3 milliards d'euros. Le chiffre d'affaires a enregistré une baisse de 15,7 % « dans un contexte de baisse des prix dans les pays où le Groupe opère » et le fait que « la baisse des prix de vente a un impact estimé à -18,5 Mds€ » révèle une sensibilité financière extrême aux prix du marché.⁶⁴

La fluctuation rapide des conditions du marché, se traduisant par une baisse des prix moyens, et de plus en plus souvent par des prix très bas, voire négatifs, sur le marché spot, a un impact significatif sur la gestion du parc nucléaire français et sur les résultats financiers. Au cours du premier semestre 2025, EDF a enregistré 769 heures, soit 18 % du temps, avec des prix inférieurs à 10 €/MWh, alors que son résultat était en baisse de 21,2 % comparé au premier semestre 2024. Dans le même temps, la modulation des réacteurs nucléaires était en hausse de 16 % par rapport à la même période en 2024.⁶⁵

61 - EDF, "Comptes consolidés au 31 décembre 2021", février 2022, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-02/resultats-annuels-2021-comptes-consolides-20220218.pdf>.

62 - Ibidem ; et EDF, "Comptes consolidés au 31 décembre 2022", février 2023, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/resultats-annuels-2022-comptes-consolides-2023-02-17.pdf>.

63 - EDF, "Document d'enregistrement universel 2023—incluant le Rapport Financier", déposé le 4 avril 2024, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-04/edf-urd-rapport-financier-annuel-2023-fr.pdf>.

64 - EDF, "Résultats annuels 2024", Communiqué de presse, 21 février 2025, op. cit.

65 - EDF, "Résultats semestriels-2025", Présentation, 24 juillet 2025, op. cit.

La saga de Flamanville-3 – 20 ans plus tard, suite mais pas fin ?

En 2005, la décision de construire Flamanville-3 (FL3) découlait d'une tentative de l'industrie de pallier le grave problème de perte de compétences dans le secteur nucléaire. Quinze ans plus tard, l'ASN pointait toujours « la nécessité de renforcer les compétences, la rigueur professionnelle et la qualité au sein de la filière nucléaire. »⁶⁶ Plus récemment, EDF justifiait en partie son refus de fournir à la Cour des comptes, pour le rapport qu'elle a publié en janvier 2025, les données sur la rentabilité prévisionnelle de Flamanville-3 par le fait que « les principaux enjeux du projet étaient de conserver les compétences de la filière nucléaire française et de préparer le déploiement de la technologie EPR en France et dans le monde. »⁶⁷

En décembre 2007, EDF commençait la construction de FL3, avec une mise en service attendue pour 2012. Le projet s'est heurté à une multitude de problèmes de conception et de contrôle-qualité, notamment des difficultés de base liées au béton et aux soudures, similaires à celles rencontrées sur le projet du réacteur d'Olkiluoto (OL3) en Finlande dont la construction avait débuté deux ans et demi plus tôt, et n'a été couplé au réseau qu'en mars 2022 (Voir les **éditions précédentes du WNISR**). Ces problèmes n'ont jamais cessé.

Après plusieurs révisions du montant initial de 3,3 milliards d'€₂₀₀₇, EDF publiait en janvier 2022 une nouvelle estimation du coût de construction de 12,7 milliards d'€₂₀₁₅.⁶⁸ En 2020, la Cour des comptes évaluait le coût total, y compris les frais financiers et autres coûts associés, à 19,1 milliards d'€₂₀₁₅.⁶⁹ Elle estimait le coût de l'électricité produite par FL3 entre 110 et 120 €₂₀₁₅/MWh.

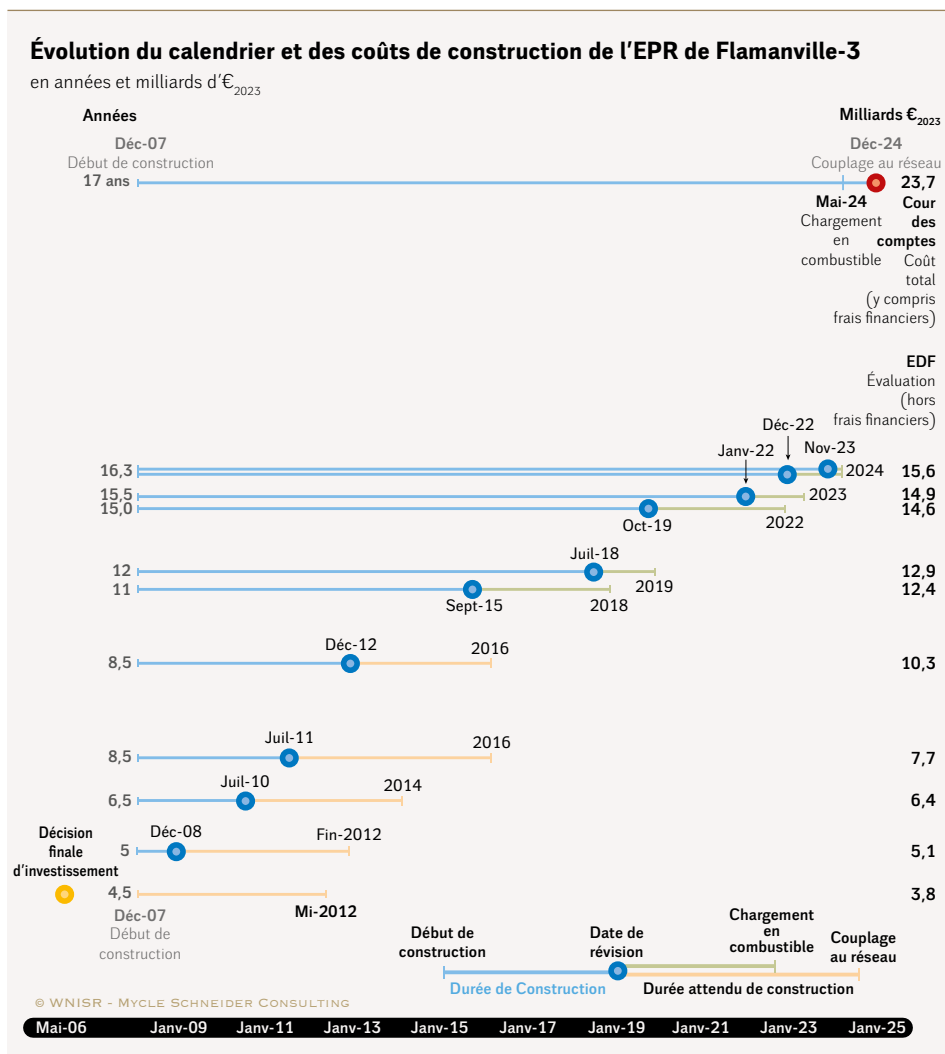
66 - ASN, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020", mai 2021, voir <https://www.asn.fr/l-asn-informe/publications/rapports-de-l-asn/la-surete-nucleaire-et-la-radioprotection-en-france-en-2020>.

67 - Cour des comptes, "La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants—Rapport de suites", janvier 2025, op. cit.

68 - EDF, "Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville", Communiqué de presse, 12 janvier 2022, voir <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/point-d-actualite-sur-l-epr-de-flamanville-o>.

69 - Cour des comptes, "La filière EPR", voir <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2023-10/20200709-rapport-filiere-EPR.pdf>, 9 juillet 2020.

Figure 13 - Estimations de la durée de construction et des coûts de Flamanville-3



Source : Cour des comptes, 2025

Ces coûts ont désormais été réévalués par EDF et corrigés par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2025.⁷⁰ Le dernier chiffrage

70 - Cour des comptes, "La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants—Rapport de suites", janvier 2025, op. cit.

d'EDF (novembre 2023) arrivait à un coût de construction *overnight* de 18,4 milliards d'€₂₀₂₃ (y compris diverses provisions mais hors frais financiers), ou un coût total de 22,6 milliards d'€₂₀₂₃, porté par la Cour à 23,7 milliards d'€₂₀₂₃, soit une augmentation vertigineuse de six fois l'estimation originale (à prix constant) de quelque 4 milliards d'€₂₀₂₃. (Voir Figure 13)

La Cour pointe la « rentabilité prévisionnelle médiocre ». Avec un facteur de charge de 75 %, FL3 ne pourrait dégager une rentabilité de 4 % (en termes réels) qu'avec un prix de vente supérieur à 138 €₂₀₂₃/MWh. Pour comparaison, le facteur de charge moyen sur la durée d'exploitation des quatre plus récents réacteurs français, à Civaux et à Chooz, est de l'ordre de 70 %. La Cour indique en outre que « pour des prix de vente de moins de 90€₂₀₂₃/MWh, il paraît difficile d'envisager une rentabilité atteignant 2 % ». Le prix moyen du marché spot pour l'électricité de base au premier semestre 2025 s'établissait à 66,70 €/MWh.⁷¹

Le problème de combustible qui a affecté les EPR de Taishan en Chine, empêchant la tranche 1 de fonctionner pendant plus d'un an, a eu des répercussions sur FL3. EDF a décidé de la refabrication complète de 64 assemblages sur 241 déjà fabriqués. Ce projet a été validé par l'ASN, et les combustibles ont été livrés. Le chargement en combustible a finalement eu lieu en mai 2024. Au début de l'été, EDF parlait d'une « divergence imminente » et d'une « connexion au réseau (...) prévue quelques semaines après ».

FL3 a divergé pour la première fois le 3 septembre 2024, pour être finalement couplé au réseau quelques *mois* plus tard, le 21 décembre 2024, à l'issue de 17 ans de construction, et avec 12 ans de retard sur le planning initial.

Les procédures de démarrage semblent aussi laborieuses que la construction, et, selon l'ASN, « les premiers mois de fonctionnement ont montré qu'EDF doit renforcer la maîtrise des activités d'exploitation. »⁷²

71 - EDF, «Rapport financier semestriel au 30 juin 2025», 24 juin 2025, voir <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-07/2025-07-24-edf-resultats-semestriels-rapport-financier.pdf>.

72 - ASN, «Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2024», 2025, op. cit.

Le projet EPR2

EDF a déposé dès l'été 2023 une demande de création pour la première paire d'EPR2 (sur trois), pour le site de Penly. Dans son rapport annuel 2024, l'ASN note que cette demande « est en cours d'instruction et devrait aboutir en 2027. » Autorisés dès juin 2024, les travaux préparatoires sur site ont déjà débuté. Les sites présélectionnés pour accueillir les deux autres paires sont Bugey et Gravelines, et EDF procède au dépôt des demandes administratives nécessaires à la réalisation de ces projets. Des débats publics, inscrits dans la procédure, se sont déjà tenus pour l'ensemble des trois sites : du 27 octobre 2022 au 27 février 2023 pour Penly, du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025 pour Gravelines, et du 28 janvier au 15 mai 2025 pour Bugey.⁷³

Michel Badré, ancien président de l'Autorité environnementale et de la Commission spéciale du débat public (CPDP) chargée du débat sur le projet d'EPR2 de Penly, livrait, en octobre 2024, une conclusion sur la procédure qui donne à réfléchir :⁷⁴

Deux critères d'appréciation de l'utilité du débat :

- A-t-il permis une bonne information du public ? A ce jour, non.
- A-t-il permis au public de participer à l'élaboration des décisions ? Non.

La Cour des comptes conclut ainsi son rapport sur la filière EPR :

Il ressort de cette analyse que, même si la filière nucléaire française a commencé à s'organiser pour mettre en œuvre la stratégie énoncée en 2022, elle est loin d'être prête et doit encore surmonter de nombreux défis dont certains sont préoccupants.⁷⁵

Elle alerte en outre sur le fait que « l'accumulation de risques et de contraintes pourrait conduire à un échec du programme EPR2 », et a en conséquence émis deux recommandations clés :

73 - CNDP, "Les projets en débat", non daté, voir <https://www.debatpublic.fr/les-projets-en-debat-170>, consulté le 23 août 2025.

74 - Michel Badré, "Retour sur le débat public EPR2 - Penly", Présentation au Haut conseil pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), 15 octobre 2024, voir http://www.hctisn.fr/IMG/pdf/5_241015_hctisn_presentation_mb.pdf, consulté le 23 août 2025.

75 - Cour des comptes, "La filière EPR : Une dynamique nouvelle, des risques persistants—Rapport de suites", janvier 2025, op. cit.

- retenir la décision finale d'investissement du programme EPR2 jusqu'à la sécurisation de son financement et l'avancement des études de conception détaillée conforme à la trajectoire visée pour le jalon du premier béton nucléaire [qui marque le début officiel de la construction].
- s'assurer que tout nouveau projet international dans le secteur nucléaire soit générateur de synergies chiffrées avec le programme EPR2 et ne ralentisse pas le calendrier de ce programme en France.

L'analyse repose sur quelques données brutes. À la fin 2023, le coût de construction *overnight* de trois paires d'EPR2 a été réévalué à près de 80 Md€₂₀₂₃, soit 30 % d'augmentation en une année seulement. L'hypothèse intègre le report du début de construction de la première tranche de Penly de fin 2027 à septembre 2028, puis de sa mise en service de septembre 2036 à juillet 2038, soit déjà trois ans de retard par rapport aux dates envisagées au début de la planification officielle des EPR2.

Les sommes déjà investies dans le projet EPR2 en amont de tout début de construction sont extraordinaires. Le Comité de revue du projet EPR2 notait dans son rapport de juillet 2024 qu'« il faut rappeler que 3 Mds€ auront déjà été dépensés par EDF fin 2024, tandis que 2 Md€ supplémentaires sont prévus pour 2025 et 3 Md€ pour 2026, alors que la décision finale d'investissement (FID) ne pourra pas être prise avant la mi-2026, dans un calendrier qui demeure optimiste. »⁷⁶ Un total de 8 Md€ devait ainsi être déboursé avant même la FID. EDF aurait par la suite décidé de ramener les dépenses sur 2025 de 2 milliards d'euros à 1,1–1,3 milliard d'euros⁷⁷, ce qui ne modifie en rien l'ordre de grandeur de l'engagement financier exceptionnel en amont de la décision officielle de poursuivre le projet.

Il est évident que l'État français devra assumer en grande partie le poids des investissements dans les EPR2. L'engagement en faveur du secteur nucléaire n'est bien sûr pas nouveau. Selon la Cour des comptes, sur la période 2011–2023,

76 - Comité de Revue du Projet EPR2, "Rapport au Président Directeur Général d'EDF—Revue de maturité du programme EPR2", juillet 2024, publié par *Contexte*, septembre 2024.

77 - Amélie Laurin, "EDF donne un coup de frein aux investissements dans ses futurs réacteurs nucléaires", *Les Echos*, 20 décembre 2024, voir <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/edf-donne-un-coup-de-frein-aux-investissements-dans-ses-futurs-reacteurs-nucleaires-2138635>, consulté le 21 avril 2025.

les deux entreprises du secteur, EDF et Orano/AREVA ont représenté à elles seules, avec un montant de 23,7 milliards d'euros, l'essentiel des subventions directes en faveur des entreprises de l'industrie (85 %) – tous secteurs confondus – de l'Agence des participations de l'État (APE).⁷⁸

Planification Énergétique

Le gouvernement français a soumis à consultation publique son projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du 7 mars au 5 avril 2025.⁷⁹ 1.373 contributions auraient été recueillies.⁸⁰

Le projet ne compte pas sur la mise en service de nouveaux réacteurs d'ici 2035, mais table plutôt, de manière prudente, sur une production annuelle stable de 360 TWh (EDF visant 400 TWh à l'horizon 2030) du parc actuel de 57 réacteurs. La poursuite de l'exploitation des réacteurs au-delà de 50, puis 60 ans, et les augmentations de la puissance des réacteurs (*uprating*) seraient évaluées et mises en œuvre dans la mesure du possible et tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées. Aucune fermeture n'est envisagée sur cette période. Le plan prévoit la poursuite de l'étude d'un éventuel second palier « d'au moins » 13 GWe, correspondant à la capacité de huit EPR2, et le début de construction « d'au moins » un prototype de SMR à l'horizon du début de la décennie 2030. Et, comme dans les années 1970 ; il envisage « la mise en place d'un parc de RNR [réacteurs à neutrons rapides] », alimenté par des combustibles au plutonium « à l'horizon de la fin du siècle au plus tard ».

Son scénario central comprend cependant une forte augmentation des renouvelables, dont plus du doublement de la capacité solaire à 54 GW pour une production de 66 TWh en 2030, portée à 65–90 GW/92–110 TWh à l'horizon 2035. Les objectifs de croissance pour l'éolien terrestre seraient de l'ordre de

78 - Cour des comptes, “Dix ans de politiques publiques en faveur de l'industrie : des résultats encore fragiles”, 28 novembre 2024, voir <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2024-11/20241128-10-ans-de-politiques-publiques-en-faveur-industrie.pdf>, consulté le 23 août 2025.

79 - Gouvernement français, “Stratégie française pour l'énergie et le climat—Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035)”, mars 2025, voir https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/02__projet_de_ppe_3.pdf, consulté le 23 août 2025.

80 - Ministère de l'Aménagement du territoire et de la Décentralisation et Ministère de la Transition écologique, de la Biodiversité, de la Forêt, de la Mer et de la Pêche, “Consultation du public sur le projet de troisième édition de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)”, mis à jour le 30 juillet 2025, voir <https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/consultation-du-public-sur-le-projet-de-troisieme-a3142.html?lang=fr>, consulté le 19 août 2025.

50 % pour atteindre 33 GW/72 TWh à l'horizon 2030 et 40–45 GW/91–103 TWh en 2035, contre 3,6 GW/14 TWh en 2030 et 18 GW/71 TWh en 2035 pour l'éolien en mer.

EDF s'oppose clairement à des objectifs ambitieux en matière d'énergie solaire, révélant dans le même temps que des contraintes inédites (non spécifiées) affectent déjà le parc nucléaire en conséquence des variations de puissance demandées :

La fourchette évoquée dans le document de consultation de la PPE pour le solaire PV, *a fortiori* sa borne haute de 100 GW⁸¹ en 2035, nous apparaît significativement trop élevée à cet horizon. Un tel niveau conduirait à déséquilibrer le mix de production électrique français et l'adéquation offre/demande. En particulier, les débouchés du parc nucléaire se réduisent d'ores et déjà ; ainsi, les fortes variations de puissance demandées au parc, sur de courtes durées, font apparaître des contraintes, sur les équipements et sur les organisations, jamais rencontrées jusqu'alors.⁸²

Conclusion

La production nucléaire s'est redressée en 2024, tout en restant largement inférieure au niveau moyen de la décennie 2006–2015. Les 4^{èmes} visites décennales impliquent des arrêts assez longs alors que de nouveaux cas de corrosion sous contrainte et de fatigue thermique engendrent des incertitudes et des besoins d'inspections supplémentaires.

Le nombre moyen de jours d'arrêt a diminué de façon significative en 2024, mais la durée cumulée des arrêts fortuits (selon la définition d'EDF) est la deuxième plus élevée des six dernières années.

Flamanville-3, le premier EPR du parc, a fini par être couplé au réseau en décembre 2024. La mise en service a été laborieuse, et le réacteur s'est trouvé à l'arrêt une majeure partie du temps en raison des besoins excessifs d'inspection, du nombre d'incidents et des travaux de réparation.

81 - Le chiffre de 100 GW figurait dans une version provisoire de décembre 2024 du décret relatif à la PPE. La fourchette haute est de 90 GW dans le projet de mars 2025 (voir référence précédente).

82 - EDF, "Concertation nationale sur l'énergie et le climat—Le point de vue d'EDF sur les documents de planification énergie climat soumis à la concertation—Cahier d'acteur N°363", 2024.

Mais de fait, il n'y a plus de construction en cours en France.

Le programme de nouveaux réacteurs se poursuit, et les bulldozers ont déjà entamé les travaux de terrassement, bien que l'EPR2, successeur de l'EPR de Flamanville-3, n'existe pas même sur le papier. Un chiffrage fiable des coûts est par conséquent quasi-impossible. EDF doit fournir au gouvernement une actualisation de ses calculs d'ici la fin 2025. La décision finale d'investissement est quant à elle attendue pour la fin 2026. Le début de construction (premier béton pour les fondations du bâtiment réacteur) a été reporté à septembre 2028, et la date de mise en service du premier EPR2 à Penly officiellement repoussée de 2035 à l'origine à 2038.

En parallèle, le développement du solaire s'accélère, avec l'installation d'une capacité inédite de 5 GW en 2024. EDF craint que la réalisation des objectifs ambitieux à l'horizon 2030-2035 ne menace « les débouchés déjà réduits » du nucléaire, et augmente le besoin de modulation des réacteurs pour s'adapter à la production variable des renouvelables, avec des effets négatifs sur les équipements et l'organisation.

La publication de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2030-2035, qui doit cadrer la politique énergétique pour la décennie à venir, a été reportée à de nombreuses reprises et doit intervenir quand l'Assemblée nationale reprendra ses travaux après la pause estivale et pourra alors se prononcer.⁸³

83 - À la fin de l'année 2025, la PPE n'avait toujours pas été publiée.

TABLE OF CONTENTS

ACKNOWLEDGMENTS	14
FOREWORD	16
KEY INSIGHTS	19
EXECUTIVE SUMMARY AND CONCLUSIONS	21
INTRODUCTION	41
GENERAL OVERVIEW WORLDWIDE	44
ROLE OF NUCLEAR POWER.	44
OPERATION, POWER GENERATION, AGE DISTRIBUTION	49
The IAEA's Operating Reactors Data Revisions.	52
IAEA vs. WNISR Assessment	54
OVERVIEW OF CURRENT NEWBUILD	57
BUILDING VS. VENDOR COUNTRIES	58
CONSTRUCTION TIMES	60
Construction Times of Reactors <i>Currently Under Construction</i>	60
Construction Times of <i>Past and Currently Operating</i> Reactors	61
CONSTRUCTION STARTS AND CANCELLATIONS	63
OPERATING AGE	66
LIFETIME PROJECTIONS	71
FOCUS COUNTRIES	74
CHINA FOCUS.	74
Overview	74

China's Nuclear Sector and Ecosystem	77
State-Owned Giants: China National Nuclear Corporation (CNNC) and China General Nuclear Power Corporation (CGNPC or CGN)	78
Targets vs. Reality	79
The Localization of China's Nuclear Industry.	81
China's Construction Costs and Capabilities	82
China's Growing Range of Nuclear Technologies	86
Nuclear and Renewable Energy.	90
FRANCE FOCUS.	92
Overview	92
No Reactor Under Construction in France—Again	94
Nuclear Unavailability Review 2024	98
Stress Corrosion Cracking and Thermal Fatigue.	102
Decennial Inspections and Lifetime Extensions	103
Financial Issues	107
The 20-Year-Long Flamanville-3 EPR Saga—No End in Sight?	108
The EPR2 Project.	110
Energy Planning	111
Conclusion	112
JAPAN FOCUS.	113
Overview	113
Regulatory Measures—First Rejection of Restart Application	116
Legal Cases Against the Restart of Reactors	121
Spent Fuel Management	122
Closed Power Reactors in Japan	125

New Energy Policy and the Role of Nuclear Energy	127
Prospects for Nuclear Power vs. Renewable Energy Deployment	128
RUSSIA FOCUS	129
Overview	129
Lifetime Extensions	131
Nuclear Newbuild	135
Reactor Exports	139
Nuclear Interdependencies and Sanctions	143
SOUTH KOREA FOCUS.	146
Policy Overview: From Nuclear Expansion to Political Uncertainty	147
Operating Fleet	149
Reactors Under Construction and Planned.	150
Small Modular Reactors (SMRs)	151
The Czech Dukovany Nuclear Contract	153
Export Ambitions: The Risks of Low Bidding and the ‘On Time, On Budget’ Model	155
KEPCO’s Continued Financial Crisis	158
TAIWAN FOCUS.	159
National Politics: Toward a Restart of Nuclear Plants?	160
International Political Pressure.	163
Energy Policy	164
Public Attitudes and Misinformation	167
Reactor Closures and Spent-Fuel Management	169
UKRAINE FOCUS	171
Newbuild Projects	172
Reducing Russia Dependencies.	175

Power Sector Under War Conditions	176
Russian Attacks on Nuclear Facilities	178
UNITED KINGDOM FOCUS	182
U.K. Power Mix	185
Nuclear Newbuild	187
UNITED STATES FOCUS	195
Overview	195
Subsidies and Financing for Nuclear Power	197
Other Support Measures for the Nuclear Industry	200
Extended Reactor Licenses	201
Reactor Closures and Proposed Restarts	203
New Reactors: Proposals, Planning, and Policy Developments	205
Industry Restructuring and Emerging Business Models.	218
Criminal Investigations of Nuclear Power Corporations	228
Conclusion	230
<hr/> FUKUSHIMA STATUS REPORT	232
ONSITE CHALLENGES	232
Removing Highly Radioactive Nuclear Fuel Debris.	232
Contaminated Water	236
Worker Safety	238
OFFSITE CHALLENGES	238
Disposal of Contaminated Soil	239
Food Contamination Monitoring.	240
Legal Cases, Compensation.	247

DECOMMISSIONING STATUS REPORT	250
INTRODUCTION	250
Elements of National Decommissioning Policies.	250
GLOBAL OVERVIEW	252
Decommissioning Worldwide	252
Overview of Reactors with Completed Decommissioning	254
Overview of Ongoing Reactor Decommissioning	255
DECOMMISSIONING IN SELECTED COUNTRIES.	274
Country Case Studies	274
CONCLUSION ON REACTOR DECOMMISSIONING	280
POTENTIAL NEWCOMER COUNTRIES	282
POTENTIAL NEWCOMER COUNTRIES WITH ACTIVE REACTOR CONSTRUCTION	282
Bangladesh	282
Egypt.	285
Türkiye	286
POTENTIAL NEWCOMER NUCLEAR COUNTRIES IN AFRICA.	293
Ghana	295
Kenya	296
Nigeria.	297
Uganda.	298
CASE STUDIES ITALY AND POLAND	299
Italy.	299
Poland	303

OTHER EXAMPLES	313
Ecuador	313
Estonia.	313
Indonesia	314
Jordan	315
Kazakhstan	316
Saudi Arabia.	320
Uzbekistan.	322
<hr/>	
RUSSIA NUCLEAR INTERDEPENDENCIES	325
RUSSIA'S ROLE IN THE GLOBAL NUCLEAR FUEL SUPPLY CHAIN	325
Framatome and the Lingen VVER Fuel Manufacturing Plant Project	331
RUSSIA'S DEPENDENCIES AND POTENTIAL SANCTIONS	333
<hr/>	
SMALL MODULAR REACTORS (SMRs)	338
ARGENTINA	339
CANADA	340
CHINA	344
HTR-PM Design.	344
ACP100 Design	345
FRANCE	345
INDIA	347
RUSSIA	348
Light Water Reactor Designs	348
Fast Neutron Reactor Design.	349
Export Prospects.	350

SOUTH KOREA	350
UNITED KINGDOM	352
UNITED STATES.	354
CONCLUSION	356
<hr/>	
CHALLENGES OF INTEGRATING NUCLEAR POWER INTO THE ENERGY SYSTEM	358
INTRODUCTION	358
RADICAL CHANGES IN THE CONTEXT OF THE COMMERCIAL USE OF NUCLEAR POWER	359
The Context Sixty Years Ago	359
Increasing Climate Awareness and the Urge for Decarbonization.	360
Step-by-Step Liberalization of Electricity Markets.	361
New Energy Technologies Start to Disrupt Markets and Systems.	361
Widening International Competition	362
Accelerating Change.	363
PHYSICAL PRINCIPLES UNDERLYING THE TECHNOLOGIES.	364
Nuclear Energy	364
Photovoltaics	371
New Batteries and Power Electronics	375
Game-changing Upgrades for Older Energy Technologies	378
Conclusions.	385
NEW ROLES FOR ENERGY TECHNOLOGIES IN A FUNDAMENTALLY CHANGING ENERGY SYSTEM	386
Powerful Drivers of Change.	386
Power Generation: Renewable Electricity Unbeatably Cheap	387
Electricity Use: Electrification Brings Efficiency and Flexibility.	391
System Integration: Enhanced Interlinkages Change the Control Paradigm	400

Consequences of Long-Term Trends: Key Characteristics of the Coming Energy System	403
INTEGRATING NUCLEAR POWER INTO THE ENERGY SYSTEM:	
INCREASING DIFFICULTIES	403
Nuclear Power in Conventional Energy Systems.	404
Remaining Drivers for Nuclear Energy Expansion	408
<hr/>	
NUCLEAR POWER VS. RENEWABLE ENERGY DEPLOYMENT	410
INTRODUCTION: GLOBAL TRENDS	410
INVESTMENT	413
ELECTRICITY GENERATION COST DEVELOPMENT	417
INSTALLED CAPACITY AND ELECTRICITY GENERATION	421
The Overall Picture	421
Photovoltaics and Batteries—The New Dream Team	424
First Signs of a Boom Behind the Meter	428
Persisting Large Gaps Between Regions.	431
STATUS AND TRENDS IN CHINA, THE EUROPEAN UNION, INDIA,	
AND THE UNITED STATES.	434
China.	434
European Union	437
India	440
United States	441
CONCLUSION: A PIVOTAL YEAR	443
<hr/>	
ANNEX 1 – OVERVIEW BY REGION AND COUNTRY	446
AFRICA	446
South Africa.	446
THE AMERICAS	452

Argentina	452
Brazil	456
Canada.	461
Mexico	467
ASIA.	471
India	471
Pakistan	477
MIDDLE EAST	479
Iran.	479
United Arab Emirates	481
EUROPEAN UNION (EU27)	482
WESTERN EUROPE.	486
Belgium	487
Finland.	492
The Netherlands	500
Spain.	504
Sweden	510
Switzerland	516
CENTRAL AND EASTERN EUROPE	521
Bulgaria	521
Czech Republic	528
Hungary	533
Romania	539
Slovakia	544
Slovenia	551

FORMER SOVIET UNION	555
Armenia	555
Belarus.	559
<hr/>	
ANNEX 2 – CHINESE NUCLEAR REACTOR FLEET	564
<hr/>	
ANNEX 3 – RUSSIA NUCLEAR INTERDEPENDENCIES	567
<hr/>	
ANNEX 4 - STATUS OF NUCLEAR POWER IN THE WORLD	571
<hr/>	
ANNEX 5 – NUCLEAR REACTORS IN THE WORLD “UNDER CONSTRUCTION”	572
<hr/>	
ANNEX 6 – ABBREVIATIONS	580
<hr/>	
ANNEX 7 – ABOUT THE AUTHORS	584

TABLE OF FIGURES

Figure 1 · National Nuclear Power Programs Development, 1954–2025.	45
Figure 2 · Nuclear Electricity Generation in the World... and China	47
Figure 3 · Nuclear Electricity Generation and Share in National Power Generation.	48
Figure 4 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures in the World	49
Figure 5 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures World/China	50
Figure 6 · World Nuclear Reactor Fleet, 1954–mid-2025	51
Figure 7 · World Nuclear Reactor Fleet – IAEA vs WNISR, 1954–July 2025	54
Figure 8 · Nuclear Reactors “Under Construction” in the World	57
Figure 9 · Nuclear Reactors “Under Construction” – China and the World	58
Figure 10 · Nuclear Reactors “Under Construction” by Technology-Supplier Country	59
Figure 11 · Average Annual Construction Times in the World	61
Figure 12 · Delays for Units Started Up, 2022–2024	62
Figure 13 · Construction Starts in the World	64
Figure 14 · Construction Starts in the World/China	65
Figure 15 · Cancelled or Suspended Reactor Constructions	66
Figure 16 · Age Distribution of Operating Reactors in the World	67
Figure 17 · Reactor-Fleet Age of Top 5 Nuclear Generators	67
Figure 18 · Age of World Nuclear Fleets.	69
Figure 19 · Age Distribution of Closed Nuclear Power Reactors.	70
Figure 20 · Nuclear Reactor Closure Age	71
Figure 21 · The PLEX Projection (not including LTOs)	72
Figure 22 · The Expansion of the Chinese Nuclear Fleet, 1991–2025	77
Figure 23 · Forty Years of Nuclear Constructions in China, 1985–2025	85
Figure 24 · Evolution of Reactor Construction Times in China.	86
Figure 25 · Operating Fleet and Capacity in France	94

Figure 26 · Startups and Closures in France	95
Figure 27 · Nuclear Electricity Production vs. Installed Capacity in France.	96
Figure 28 · Nuclear Electricity Production vs. Nuclear Share in France.	97
Figure 29 · Monthly Nuclear Electricity Generation, 2012–mid-2025	98
Figure 30 · Reactor Outages in France in 2024	99
Figure 31 · Forced and “Planned” Unavailability of Nuclear Reactors in France in 2024	100
Figure 32 · Unavailability of French Nuclear Reactors, 2020–2024	101
Figure 33 · Age Distribution of the French Nuclear Fleet	103
Figure 34 · Construction Times and Project Cost Estimates for Flamanville-3.	109
Figure 35 · Rise and Fall of the Japanese Nuclear Program.	114
Figure 36 · Status of the Japanese Reactor Fleet	115
Figure 37 · Age Distribution of the Japanese Nuclear Fleet	116
Figure 38 · Nuclear Production Versus Installed Capacity in Russia	130
Figure 39 · Startups and Closures in Russia.	131
Figure 40 · Age Distribution of the Russian Nuclear Fleet	132
Figure 41 · Electricity Production in Taiwan, 2000–2024	166
Figure 42 · Histogram of Taiwan Nuclear Fleet.	169
Figure 43 · U.K. Reactor Startups and Closures	183
Figure 44 · Age Distribution of U.K. Nuclear Fleet	185
Figure 45 · Electricity Generation by Source in the U.K. – The Coal Plunge	186
Figure 46 · Age Distribution of U.S. Nuclear Fleet	196
Figure 47 · Status of License Renewal Applications in the U.S..	202
Figure 48 · Evolution of Average Reactor Closure Age in the U.S..	203
Figure 49 · U.S. Early Reactor Retirements and Some Reversals.	205
Figure 50 · Reactor Startups and Closures in the U.S..	206
Figure 51 · Seventy Years of Nuclear Reactor Constructions in the U.S.	210

Figure 52 · Percentages of Treated Water and Water to be Re-purified	237
Figure 53 · Overview of Completed Reactor Decommissioning Projects	255
Figure 54 · Providers of Nuclear Fuel Services to the E.U.	327
Figure 55 · E.U. Imports of Russian Nuclear Fuel Elements	328
Figure 56 · Learning Curves for Solar and Wind Technologies.	374
Figure 57 · Lithium Battery Price Development, 2013–2024	377
Figure 58 · Levelized Cost of Energy for Various Energy Technologies at Different Locations in Germany	389
Figure 59 · Grid-Size Battery Fleet in the EU27, U.K., and Switzerland, 2015–2024.	397
Figure 60 · Solar Power Overtakes Nuclear Power	411
Figure 61 · Global Investment in Renewables and Nuclear Power, 2004–2024.	414
Figure 62 · Regional Breakdown of Nuclear Power Plant Investments, 2015–2024	415
Figure 63 · Regional Breakdown of Renewable Investments, 2015–2024	416
Figure 64 · The Declining Costs of Renewables vs. Traditional Power Sources	417
Figure 65 · Solar PV Cost and Performance Trajectories in Selected Countries, 2022–2024. . .	418
Figure 66 · Sharp Decline in Battery Costs After the End of the Lithium Shortage	419
Figure 67 · Global Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production. . . .	422
Figure 68 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewable Electricity Production in the World	422
Figure 69 · Electricity Generation in the World by Source, 2000–2024	423
Figure 70 · Power Generation in the World, Annual Production Compared to 2014	424
Figure 71 · Growth of Hours with Negative Power Prices	426
Figure 72 · Grid-Connected Battery Storage Additions, 2020–2024.	427
Figure 73 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in China. . .	435
Figure 74 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewables in China, 2000–2024.	435
Figure 75 · Electricity Generation Mix in China, 2000–2024	436
Figure 76 · Wind, Solar, and Nuclear Capacity and Electricity Production in the EU27	437
Figure 77 · Electricity Generation in the EU27 by Fuel, 2015–2024.	438

Figure 78 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in India . . .	440
Figure 79 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in the United States	441
Figure 80 · Nuclear Reactors Startups and Closures in the EU27, 1959–1 July 2025.	483
Figure 81 · Nuclear Reactors and Net Operating Capacity in the EU27	483
Figure 82 · Construction Starts of Nuclear Reactors in the EU27	484
Figure 83 · Age Evolution of EU27 Reactor Fleet, 1959–2024.	485
Figure 84 · Age Distribution of the EU27 Reactor Fleet.	485
Figure 85 · Age Distribution of the Western European Reactor Fleet (incl. Switzerland and the U.K.)	487
Figure 86 · 80-Year Histogram of Belgian Nuclear Program.	490
Figure 87 · Age Distribution of the Swedish Nuclear Fleet	511
Figure 88 · Age Distribution of the Swiss Nuclear Fleet.	517

TABLE OF TABLES

Table 1 · WNISR Rationale for the Classification of 30 Reactors as Non-Operational as of end 2012	56
Table 2 · Nuclear Reactors “Under Construction” (as of 1 July 2025)	59
Table 3 · Duration from Construction Start to Grid Connection, 2015–2024.	63
Table 4 · Total Unavailability at French Nuclear Reactors, 2019–2024 (in Reactor-Days).	99
Table 5 · Fourth Decennial Visits of French 900-MW Reactors, 2019–2025	105
Table 6 · Official Reactor Closures Post-3/11 in Japan (as of 1 July 2025)	126
Table 7 · Status of the Russian Nuclear Reactor Fleet (as of 1 July 2025)	133
Table 8 · Nuclear Reactors Under Construction and Planned in Russia.	138
Table 9 · Power Generation by Source and Share Forecast	148
Table 10 · Spent Fuel at Taiwan’s Nuclear Power Plant Sites	170
Table 11 · Status of EDF’s U.K. AGR Nuclear Reactor Fleet (as of 1 July 2025)	184

Table 12 · Overview of Status of the Decommissioning (as of mid-2025).	249
Table 13 · Overview of Reactor Decommissioning Worldwide (as of 1 July 2025)	253
Table 14 · Target Dates for Decommissioning Milestones in Italy	262
Table 15 · Overview of Decommissioning Progress for Reactors in Germany Closed, 2015–2023	276
Table 16 · Fuel Supply for Soviet-designed Reactors in the E.U. and Ukraine (as of mid-2025) .	329
Table 17 · Key Characteristics of Main Energy Technologies Promoted for Decarbonization . .	385
Table 18 · Regional Breakdown of Renewable Energy Investments (in US\$ billion) and their Growth Rates, 2022–2024	416
Table 19 · Solar, Wind, and Nuclear: Regional Electricity Generation Metrics vs. World Average in percentage	432
Table 20 · Status of Canadian Nuclear Fleet - PLEX and Expected Closures	462
Table 21 · Belgian Nuclear Fleet (as of 1 July 2025).	489
Table 22 · Status of the Spanish Nuclear Fleet (as of 1 July 2025)	505
Table 23 · Chinese Nuclear Reactors in Operation (as of 1 July 2025).	564
Table 24 · Chinese Nuclear Reactors in LTO	566
Table 25 · Fuel Supply for Soviet-designed Reactors in the E.U. and Ukraine (as of mid-2025) .	567
Table 26 · Status of Nuclear Power in the World (as of 1 July 2025).	571
Table 27 · Nuclear Reactors in the World “Under Construction” (as of 1 July 2025).	572

ANNEXE – L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE DANS LE MONDE

Tableau 3 - L'énergie nucléaire dans le monde (au 1^{er} janvier 2026)

Pays	Parc nucléaire					Électricité	Énergie
	En service		LTO	Âge moyen ^(a)	En Construction	Part production électrique ^(b) (2024)	Part énergie primaire ^(b) (2024)
	Réacteurs	Puissance (MW)	Réacteurs	Années	Réacteurs		
Afrique du Sud	2	1 854		41,1		3,3 % (=)	1,4 % (=)
Argentine	3	1 641		35,3		6,9 % (=)	2,6 % (=)
Arménie	1	416		46		30,8 % (=)	n.d.
Bangladesh	-	-		-	2		
Belarus	2	2 220		3,9		35,8 % (+)	12,4 % (+)
Belgique	2	2 056		40,6		41,4 % (+)	12 % (=)
Brésil	2	1 884		34,6		2,1 % (=)	1 % (=)
Bulgarie	2	2 006		36,3		41 % (=)	n.d.
Canada	15	11 066	2	41,2/41,3		13,4 % (=)	5,5 % (=)
Chine	61	59 246	1	11,2	36	4,5 % (=)	2,3 % (=)
Corée du Sud	22	22 007	4	24,7/21,8	3	30,2 % (=)	13 % (=)
Égypte					4		
Émirats arabes unis	4	5 348		3,7		22,9 % (+)	6,6 % (=)
Espagne	7	7 123		40,9		19,1 % (=)	8,4 % (=)
États-Unis	94	96 952		44,2		17,8 % (=)	7,7 % (=)
Finlande	5	4 369		38,2		39,2 % (-)	24,2 % (-)
France	57	63 000		39,9		67,8 % (+)	37,5 % (+)
Hongrie	4	1 916		40,5		42,8 % (-)	15,3 % (=)
Inde	21	7 550	3	25,5/21,7	6	2,7 % (=)	1,2 % (=)
Iran	1	915		14,3	1	1,9 % (=)	0,5 % (=)
Japon	14	12 631	19	35/39,2		8,4 % (=)	4,4 % (=)
Mexique	2	1 552		33,9		3,5 % (=)	1,3 % (=)
Pakistan	6	3 262		11,1	1	17 % (=)	6,4 % (=)
Pays-Bas	1	482		52,5		2,9 % (=)	1 % (=)

World Nuclear Industry Status Report 2025

République tchèque	6	3 963		34,5		40,2 % (=)	18,8 % (=)
Roumanie	2	1 300		24		20,1 % (=)	7,6 % (=)
Royaume-Uni	9	5 883		38,6	2	14,2 % (=)	5,2 % (=)
Russie	34	27 969		29,5	6	17,8 % (=)	5,9 % (=)
Slovaquie	5	2 302		27,6	1	61,5 % (=)	n.d.
Slovénie	1	696		44,2		33,1 % (-)	n.d.
Suède	6	7 008		43,5		29,4 % (=)	20,6 % (=)
Suisse	4	2 973		49,8		28,6 % (-)	16,8 % (-)
Taïwan	-	-		-		4,2 % (-)	2,4 % (-)
Turquie	-	-		-	4		
Ukraine	9	7 407	6	36,9/36,5		52,4 % (+)	21,9 % (=)
UE27	98	96 221		39	1	23,2 % (=)	10,1 % (=)
Monde	404	368 997	35	32,7/32,4	66	9,01 % (=)	4 % (=)

Sources : WNISR avec Energy Institute et AIEA-PRIS, 2026

Notes : LTO=Long-Term Outage ou arrêt de longue durée.

(a) – Y compris réacteurs en LTO/Hors réacteurs en LTO.

(b) – Tous les pourcentages 2024 sont tirés du *Statistical Review of World Energy, 2025*, de l'Energy Institute, sauf pour l'Arménie (données AIEA-PRIS). La part de l'énergie est calculée selon la méthode de substitution (*fossil-fuel equivalent*) de l'Energy Institute.

Note

Ce rapport contient un nombre très important de données numériques et factuelles. Nous mettons tout en œuvre pour les vérifier, les mettre à jour et apportons le plus grand soin à la relecture, mais personne n'est parfait. Les auteur·ices accueillent avec reconnaissance corrections et propositions d'amélioration.

Le rapport complet de 589 pages (en anglais) peut être téléchargé gratuitement sur le site www.WorldNuclearReport.org.

Cette édition en français – traduction (Julie Hazemann, avec Nina Schneider), mise en page et production (Agnès Stienne) – a été réalisée en coopération avec les bureaux parisiens des fondations Heinrich-Böll-Stiftung (hbs) et Friedrich-Ebert-Stiftung (FES).

Le point de vue exprimé dans cette publication n'engage pas nécessairement les positions de la hbs ou de la FES.

L'utilisation commerciale des publications de la hbs ou de la FES n'est autorisée qu'avec l'accord préalable de la hbs ou de la FES. Les publications de la hbs et de la FES ne doivent pas être utilisées à des fins de propagande électorale.

Mentions légales

Mycele Schneider Consulting, BNC

45, Allée des Deux Cèdres

91210 Draveil (Paris) France

Tel : +33-1-69 83 23 79

Email : mycele@WorldNuclearReport.org

Responsable de la Publication

Mycele Schneider

Traduction

Julie Hazemann

Conception, Production

Agnès Stienne, Le Mans