A Mycle Schneider Consulting Project
Paris, September 2024

The World Nuclear Industry
Status Report 2024

Version française
Résumé et conclusions
Focus France

Édition réalisée avec le soutien de la Friedrich Ebert Stiftung, France

FRIEDRICH EBERT STIFTUNG
Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management
THE GREENS/EFA in the European Parliament
HEINRICH BÖLL STIFTUNG
SES energiestiftung.ch

V2 – 24/02/2025

The World Nuclear Industry Status Report 2024

Foreword by

Andreas Molin
Former Director of the Division of Nuclear Co-ordination
Ministry of Climate Action, Environmeent, Energy, Mobility, Innovation and Technology, Government of Austria

By

Mycle Schneider
Independent Consultant, Paris, France
Project Coordinator and Lead Author

And

Antony Froggatt
Independent Consultant, London, U.K.
Lead Author

With

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

Özgür Gürbüz
Independent Consultant
Türkiye
Contributing Author

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

Phil Johnstone
Senior Research Fellow,
Science Policy Research Unit,
University of Sussex
United Kingdom
Contributing Author

Timothy Judson
Independent Consultant
Syracuse, New York, United States
Contributing Author

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

Doug Koplow
Founding Director, Earth Track
Cambridge, United States
Contributing Author

Edwin Lyman
Director, Nuclear Power Safety,
Union of Concerned Scientists
Washington, DC, United States
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

Sebastian Stier
European Patent Attorney
Munich, Germany
Contributing Author

Andy Stirling
Professor, Science Policy Research Unit, University of Sussex Business School
United Kingdom
Contributing Author

Tatsujiro Suzuki
Professor, Research Center for Nuclear Weapons Abolition, Nagasaki University (RECNA);
Former Vice-Chairman of the Japan Atomic Energy Commission, Japan
Contributing Author

Christian von Hirschhausen
Professor, Workgroup for Economic and Infrastructure Policy (WIP),
Berlin University of Technology (TU) and Research Director, German Institute for Economic Research (DIW)
Berlin, Germany
Contributing Author

Alexander James 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
Vancouver, 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, 2024
© A Mycle Schneider Consulting Project

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Le *World Nuclear Industry Status Report 2024* (*WNISR2024*) dresse un panorama exhaustif du parc nucléaire mondial, et fournit des données relatives à l'âge, l'exploitation, la production et les constructions de réacteurs. Le WNISR2024 contient plusieurs chapitres thématiques. « *Russia Nuclear Dependencies* » examine les relations de l'industrie nucléaire mondiale avec les entreprises russes, notamment en termes d'approvisionnement en combustible nucléaire. Le chapitre « *Civil-Military Cross-Financing in the U.K. Nuclear Sector* » présente les résultats d'une étude indépendante qui retrace les flux de financement non déclarés des secteurs nucléaires civil et militaire par les contribuables et les consommateurs. Le chapitre « *Militarization of Civil Nuclear Reactors: Tritium for Nuclear Weapons* » examine le précédent américain d'une récente décision en France d'utiliser une centrale nucléaire civile pour la production de tritium pour les armes nucléaires.

Le chapitre « *Focus Countries* » détaille l'évolution de la situation dans 14 des 32 pays nucléaires, ainsi qu'en Pologne et en Turquie, deux potentiels futurs exploitants. La partie « *Africa Focus* » du chapitre « *Potential Newcomer Countries* » évalue l'avancement de projets dans une sélection de pays et soulève certaines questions sur leur faisabilité.

« *Small Modular Reactors (SMRs)* » est consacré à l'analyse du développement des Petits Réacteurs Modulaires. Le « *Fukushima Status Report* » examine les évolutions face aux enjeux sur et hors site. Le « *Decommissioning Status Report* » apporte une vue d'ensemble de la situation des réacteurs définitivement fermés. Le chapitre « *Nuclear Power vs. Renewable Energy Deployment* » fournit des données comparatives sur les investissements, l'évolution des capacités et productions nucléaires, éoliennes, solaires, et d'autres sources renouvelables au niveau mondial. Un chapitre consacré à la stabilisation de puissance des renouvelables variables et de la pression concurrentielle sur le nucléaire (« *Power Firming and Competitive Pressure on Nuclear* ») vient compléter ce panorama par une nouvelle analyse sur l'évolution de la mise en œuvre de systèmes hybrides – en particulier solaire + stockage ; avec des coûts déjà inférieurs au nouveau nucléaire, et une compétitivité croissante face aux centrales nucléaires et thermiques classiques existantes, ces solutions pourraient rapidement changer la donne dans l'univers des systèmes énergétiques.

Enfin, la traditionnelle *Annexe 1* propose une présentation synthétique de la situation dans les pays exploitants hors « *Focus Countries* ».

PRODUCTION ET RÔLE DU NUCLÉAIRE

Exploitation de réacteurs et capacité. Au 1er juillet 2024, 408 réacteurs – hors réacteurs en LTO (Long-Term Outage ou « arrêt de longue durée ») – étaient en service dans 32 pays, soit un de plus que dans le WNISR2023.[1] C'est également dix de moins qu'en 1989 et 30 en dessous du maximum historique de 438 réacteurs atteint en 2002. Fin 2023, la capacité de production nette en service était de 364 GW. Mi-2024, elle atteignait 367,3 GW[2], soit 0,2 GW au-dessus du précédent record (en fin d'année) 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*). Ces changements influencent la perception des tendances de l'industrie nucléaire. Jusqu'en septembre 2022, PRIS situait le record historique du parc nucléaire officiellement en service, tant en termes de nombre de réacteurs (449) que de capacité (396,5 GW), en 2018.

En juillet 2024, les statistiques PRIS plaçaient le pic du nombre de réacteurs en service (440) dès 2005, pour un record de capacité en service « fin d'année » toujours atteint en 2018, désormais à 374 GW. Mi-2024, PRIS affichait 416 réacteurs en service, pour une capacité de 374,7 GW, tout juste au-dessus du maximum de 2018. Un nouveau record de capacité « fin d'année » sera probablement atteint en 2024.

Jusqu'en septembre 2022, l'AIEA comptait 33 réacteurs japonais dans le nombre total de réacteurs « en service » dans le monde, alors que seuls dix d'entre eux avaient effectivement redémarré et 23 n'avaient pas produit d'électricité depuis au moins 2010–2013 (et même depuis 2007 pour trois d'entre eux).

1 - Différence WNISR2023–WNIR2024 : 5 mises en service, 5 redémarrages (+10) ; 8 nouveaux LTO et 1 fermeture (-9) = +1 réacteur en service.

2 - Au 15 novembre 2024, compte-tenu des fermetures et redémarrages de réacteurs (+1 mise en service +2 redémarrages de réacteur –2 fermetures), le parc mondial comptait 409 réacteurs en service, pour une capacité de 368,2 GW.

Mi-2023, l'AIEA avait retiré de la liste des réacteurs en service l'ensemble de ces 23 réacteurs, 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 »). Mi-2024, l'AIEA considérait le fonctionnement de 21 réacteurs au Japon et quatre en Inde comme « suspendu ».

Mi-2024, le WNISR classait 34 réacteurs en LTO : 21 au Japon, six en Ukraine, quatre en Inde et un respectivement au Canada, en Chine et en Corée du Sud, soit trois de plus que dans le WNISR2023.[3]

Production d'électricité nucléaire. En 2023, la production du parc nucléaire mondial était de 2.602 TWh nets. En hausse de 2,2 % par rapport à 2022, elle est restée inférieure aux niveaux de 2021 et 2019. Pour la quatrième année consécutive, la Chine a produit plus d'électricité nucléaire que la France. Compte tenu des difficultés persistantes du parc français vieillissant et de la croissance continue du programme Chinois, il semble dorénavant impossible que la France ne rattrape son retard, ainsi dans un avenir prévisible la Chine restera le deuxième producteur d'électricité nucléaire derrière les États-Unis. Hors Chine, la production nucléaire a augmenté de 2,1 % en 2023, se maintenant à un niveau qui n'avait pas été enregistré depuis le milieu des années 1990.

Part de l'électricité. La part du nucléaire dans la production brute d'électricité commerciale dans le monde a enregistré une légère baisse, passant à 9,15% contre 9,18 % en 2022, loin du maximum de 17,5 % atteint en 1996.

MISES EN SERVICE ET FERMETURES DE RÉACTEURS

Mises en service. En 2023, cinq réacteurs ont été couplés au réseau : un respectivement au Bélarus, en Chine, en Corée du Sud, aux États-Unis et en Slovaquie. Quatre autres ont démarré au premier semestre 2024 : un respectivement en Chine, aux Émirats arabes unis, aux États-Unis et en Inde.[4]

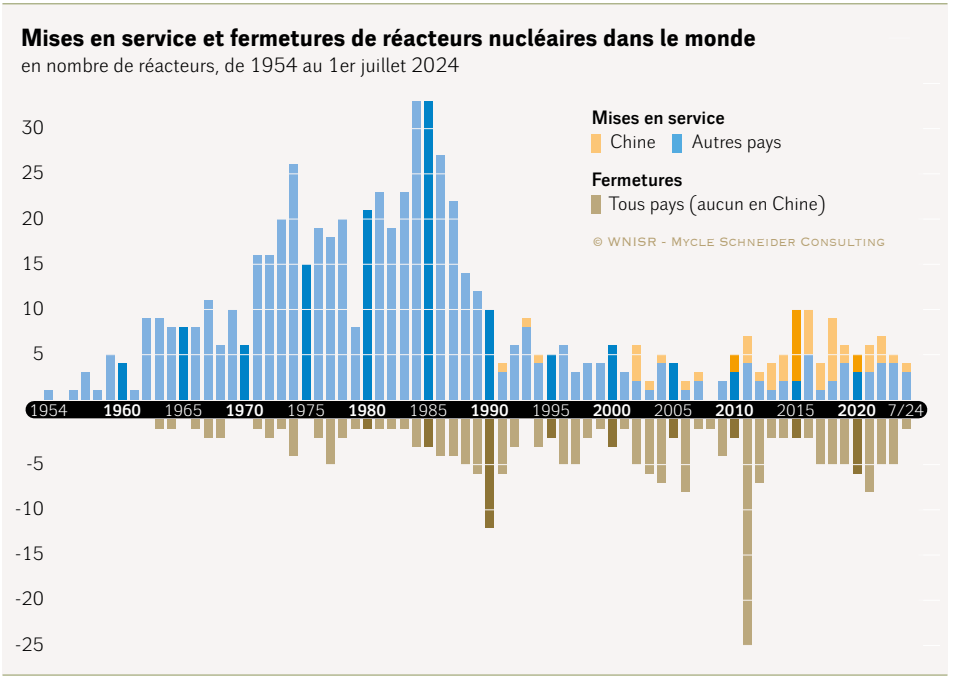
3 - Au 15 novembre 2024, deux autres réacteurs en LTO, Rajasthan-3 en Inde et Onagawa-2 au Japon, avaient redémarré.

4 - Au 15 novembre 2024, un cinquième réacteur avait été couplé au réseau, le CAP-1400 de Shidao Bay/Guohe/Shidaowan en Chine.

Fermetures.[5] Cinq réacteurs ont été fermés en 2023, trois en Allemagne, un respectivement en Belgique et à Taïwan. Au cours du premier semestre 2024, un réacteur a été fermé en Russie.[6]

Sur la période de 20 ans 2004–2023, il y a eu 102 mises en service et 104 fermetures dans le monde. Quarante-neuf de ces mises en service sont intervenues en Chine, où aucun réacteur n'a encore été fermé. Ainsi, hors Chine, il y a eu sur cette période une baisse nette drastique de 51 tranches et la capacité en service a chuté de 26,4 GW.

Figure 1 - Mises en service et fermetures de réacteurs nucléaires dans le monde – L'« effet Chine » en pause ?



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2024

5 - 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.

6 - Au 15 novembre 2024, deux réacteurs supplémentaires étaient fermés : Maanshan-1 à Taïwan, et Pickering-1 au Canada.

DONNÉES SUR LES CONSTRUCTIONS

Au 1er juillet 2024, 59 réacteurs (60 GW) étaient en construction, soit un de plus (1.2 GW) que dans le WNISR2023, mais 10 tranches de moins (dont cinq abandonnées depuis) qu'en 2013.[7]

Treize pays construisent actuellement des réacteurs – trois de moins que dans le WNISR2023 – les Émirats arabes unis et les États-Unis ayant achevé la construction de leur dernier réacteur, et le Brésil suspendu (de nouveau) son unique chantier. Seuls trois pays – Chine, Inde et Russie – ont des réacteurs en construction sur plus d'un site.

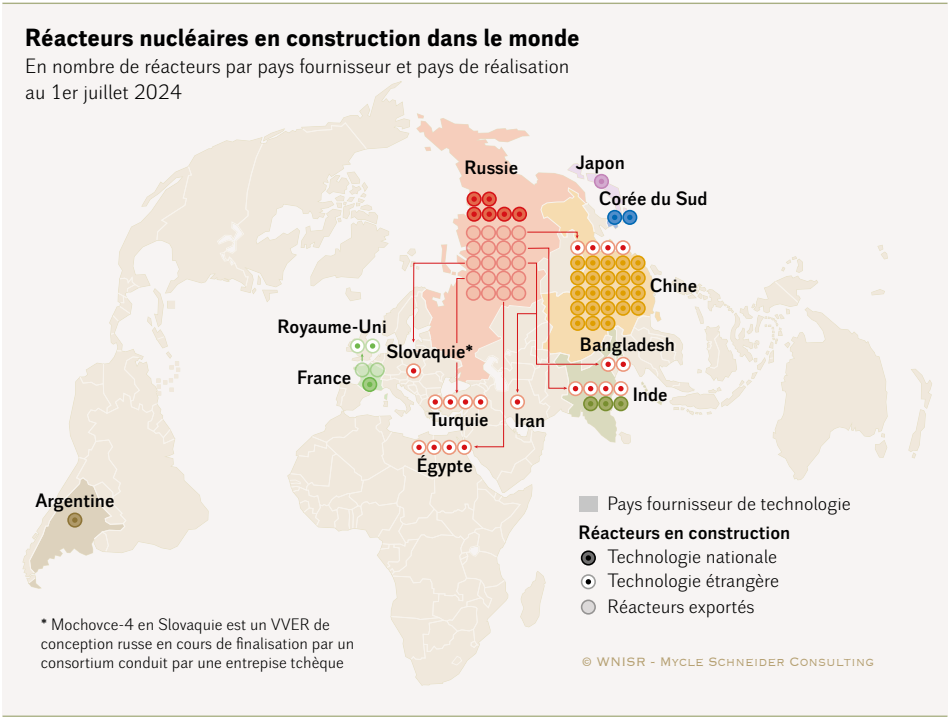
Constructions et fournisseurs

- À la mi-2024, avec 27 tranches, soit 46 % du total des constructions dans le monde, la Chine concentre de loin le plus grand nombre de réacteurs en construction. Toutefois, elle ne construit actuellement pas à l'étranger.
- La Russie domine largement le marché international en tant que fournisseur de technologie, avec 26 tranches en construction à la mi-2024, dont six sur son propre territoire. Les 20 autres constructions se répartissent entre sept pays, dont la Chine, l'Égypte, l'Inde et la Turquie.[8] Il reste difficile de savoir dans quelle mesure ces projets sont ou seront affectés par les sanctions imposées à la Russie et autres développements géopolitiques résultant de l'invasion de l'Ukraine.
- Outre le russe Rosatom, seule la France, avec EDF comme maître d'œuvre, construit des réacteurs à l'étranger (deux au Royaume-Uni).

7 - Au 15 novembre 2024, il y avait 62 réacteurs (62,8 GW) en construction.

8 - 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).

Figure 2 - Réacteurs nucléaires en construction par pays fournisseur



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2024

Durées de construction

- Mi-2024, pour les 59 réacteurs en construction, en moyenne 5,9 ans s'étaient écoulés depuis leur mise en construction – une moyenne quasi identique à celle de 6 ans relevée un an plus tôt – alors que nombre d'entre eux sont encore loin d'être terminés.
- La construction *de l'ensemble* des réacteurs dans au moins neuf des 13 pays subit un retard, de plusieurs années souvent.
- Sur 23 réacteurs dont le retard est explicitement documenté, celui-ci a été *prolongé* dans le cas de dix au moins ; pour deux réacteurs, un retard était officiellement annoncé pour la première fois.

- Le WNISR2022 listait 12 réacteurs dont la mise en service était attendue en 2023 ; début 2023, le démarrage de neuf réacteurs était toujours prévu au cours de l'année (y compris trois dont la mise en service avait été reportée de 2022 à 2023). Seuls cinq ont effectivement commencé à produire de l'électricité en 2023, alors que la mise en service des quatre autres a été repoussée à 2024 au plus tôt.
- La mise en service de Mochovce-4 en Slovaquie a de nouveau été retardée, et est désormais prévue en 2025, soit 40 ans après son début de construction initial. Commencée à l'origine en 1976, il y a plus de 48 ans, la construction de Bushehr-2 a repris en 2019, après 40 ans d'interruption. Le démarrage est actuellement prévu pour 2028, soit 52 ans après sa première mise en construction.
- Six autres réacteurs figurent sur la liste des réacteurs « en construction » depuis au moins dix ans : le PFBR (*Prototype Fast Breeder Reactor*) ainsi que Rajasthan-7 et -8 en Inde, Shimane-3 au Japon, Flamanville-3 (FL3) en France et CAREM en Argentine[9].

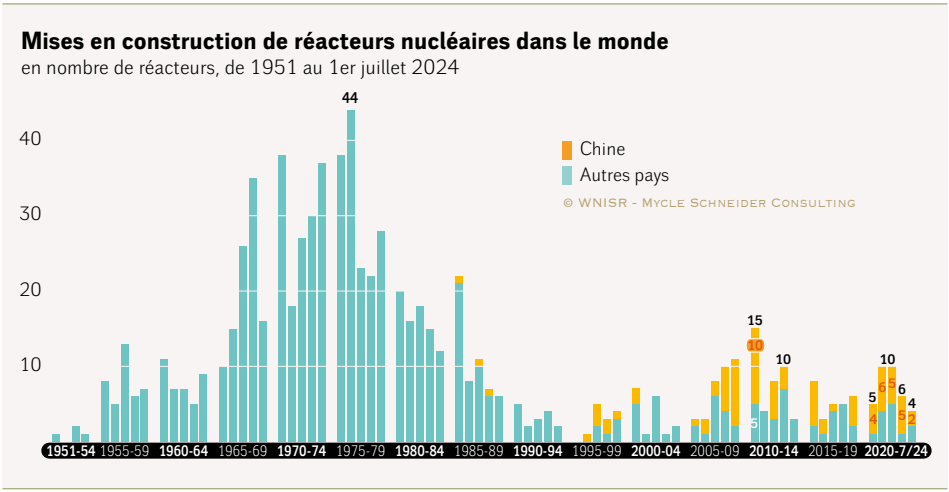
Débuts de construction

- Six réacteurs ont été mis en construction en 2023, contre 10 en 2022, dont cinq en Chine pour chacune de ces deux années. La Russie a commencé la construction d'un réacteur supplémentaire en Égypte.
- Quatre réacteurs ont été mis en construction au cours du premier semestre 2024, deux en Chine, un en Russie et un en Égypte, tous deux mis en œuvre par l'industrie russe.[10]
- Ce sont des entreprises détenues ou contrôlées par les gouvernements chinois ou russe qui ont lancé la totalité des 35 mises en construction survenues au cours de la période de 54 mois allant de début 2020 à mi-2024.

9 - En 2022, l'AIEA a repoussé la date du début de construction de CAREM dans la base PRIS, du 2 février 2014 au 29 août 2016. Le WNISR ne tient pas compte de cette modification.

10 - Au 15 novembre 2024, la Chine avait mis quatre réacteurs supplémentaires en construction.

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



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2024

ÂGE DES RÉACTEURS

- L'âge moyen[11] du parc nucléaire mondial en service augmente depuis 1984 ; il s'établissait à 32 ans pour les 408 réacteurs en service à la mi-2024, contre 31,4 ans à la mi-2023.
- Au total, 269 réacteurs – quatre de plus qu'à la mi-2023 – soit deux-tiers du parc mondial en service, sont en fonctionnement depuis 31 ans ou plus, dont 127 – plus d'un sur quatre – ont atteint ou dépassé une durée d'exploitation de 41 ans.

En supposant qu'à l'horizon 2030, l'ensemble des prolongations de durée de fonctionnement autorisées soient réellement menées à terme, que tous les chantiers en cours soient effectivement achevés 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), alors le solde du nombre de réacteurs en service serait négatif dès 2025, puis légèrement positif pour les années 2026–2027. Au total, il faudrait à l'échéance 2030 la mise ou remise en service de 65 réacteurs *supplémentaires* (ou

11 - L'âge des réacteurs est calculé par rapport à la date de leur premier couplage au réseau.

43 GW) – près d'un réacteur par mois – pour compenser les fermetures. Cela équivaudrait à quasiment doubler le rythme annuel de mises en service observé au cours de la dernière décennie (pour passer de six à onze par an jusqu'en 2030), et ce seulement pour maintenir le nombre actuel de réacteurs dans le monde. Compte tenu des délais de construction, un tel scénario semble tout à fait irréaliste. Cependant, il apparaît de plus en plus probable qu'au moins un tiers des 126 réacteurs dont la fermeture est prévue dans ce scénario se verront accorder des prolongations au-delà de 2030. En conclusion, seules d'avantage de prolongations de fonctionnement permettront d'éviter le déclin du parc nucléaire à l'horizon 2030 et au-delà.

FOCUS COUNTRIES

Le chapitre « *Focus Countries* » porte sur 16 pays, 14 des 32 pays exploitants actuellement des réacteurs nucléaires, ainsi que la Pologne et la Turquie, potentiels nouveaux exploitants. En bref, quelques évènements clés de 2023 et du premier semestre 2024 :

Belgique. La production nucléaire a chuté de 25 % en 2023. Dans le cadre de la politique de sortie du nucléaire de 2003, un réacteur a été fermé en septembre 2022 suivi d'un second en janvier 2023, ramenant le parc en service à cinq réacteurs. Le programme actuel prévoit d'en fermer trois d'ici fin 2025 et de prolonger de dix ans l'exploitation des deux plus récents, jusqu'en 2035, ou fin 2037 au plus tard, en fonction de la date de redémarrage à l'issue d'importants travaux de modernisation. Gouvernement et exploitant ont signé un accord juridiquement contraignant, et la loi de sortie du nucléaire a été amendée par le parlement ; la mise en œuvre est en attente de l'accord de la Commission européenne et du feu vert des autorités de sûreté nationales.

Chine. En 2023, la production d'énergie nucléaire a augmenté de 2,8 % – évolution modeste comparée à la hausse de 11 % enregistrée en 2021 – et a continué à assurer une part stable de 4,9 % de la production totale d'électricité, légèrement inférieure au 5 % de 2022. Alors que l'augmentation de la capacité nucléaire était d'1 GW, celle de la capacité solaire a représenté plus de 200 GW à elle seule. Les énergies renouvelables hors hydraulique ont fourni 17,6 % de la production nationale brute d'électricité, soit 3,6 fois plus que la contribution du nucléaire.

Corée du Sud. Le pays exploite le cinquième programme nucléaire du monde (en termes de capacité et de production). Ses 25 réacteurs en service ont produit un record de 171,6 TWh en 2023. La compagnie nationale d'électricité répond à des appels d'offres pour la construction de réacteurs dans différents pays, mais refuse de révéler les éléments financiers concernant son unique contrat exécuté à l'étranger, conclu par le passé avec les Émirats arabes unis. Mi-2024, la dette de KEPCO atteignait le montant inédit de 147 milliards de dollars.

France. Après 2022, « annus horribilis » selon les termes de l'un des directeurs d'EDF, la production nucléaire s'est redressée de 15 % ; toutefois, avec 320 TWh, elle est restée loin des 400 TWh considérés comme production normale, il y a 10 ans. Le nucléaire a représenté 65 % de la production totale d'électricité, pour 16,3 % de l'énergie finale seulement. Alors que la durée des arrêts déclarés comme « planifiés » a considérablement baissé en 2023, représentant une moyenne de 127 jours ou quatre mois par réacteur (ce qui reste remarquable), la durée cumulée des arrêts dits « fortuits » a augmenté de 43 %, passant de 278 à 399 jours, le maximum des cinq dernières années.

Hongrie. Les quatre réacteurs VVER de conception russe ont produit près de 49 % de l'électricité, quatrième pourcentage le plus élevé au monde. Le pays est fortement dépendant de la Russie pour son approvisionnement en énergie, et a joué un rôle déterminant pour bloquer les tentatives de l'U.E. d'inclure le nucléaire dans ses trains de sanctions. Un nouveau projet, PAKS II, mis en œuvre par la Russie, pourrait être mis en construction avant la fin de l'année 2024.

Japon. Deux réacteurs supplémentaires ont redémarré au second semestre 2023, portant à 12 le nombre de réacteurs en service, alors que 21 tranches restaient en LTO. La production nucléaire a bondi de 49 %, alors que sa part dans la production d'électricité a légèrement diminué, passant de 6,1 % à 5,6 %. Le séisme d'une magnitude de 7,6 sur l'échelle japonaise MJMA qui a frappé la péninsule de Noto le 1er janvier 2024, causant la mort de plus de 240 personnes, a également endommagé la centrale de Shika, à l'arrêt depuis 2011, suscitant une vive inquiétude au sein de la communauté locale.

Pays-Bas. Les Pays-Bas exploitent un unique réacteur de 50 ans, doyen de l'U.E., qui fournit 3,4 % de l'électricité du pays. Le nouveau gouvernement envisage de faire construire de deux à quatre grands réacteurs et a invité KHNP, filiale de l'électricien sud-coréen KEPCO, Westinghouse et EDF à réaliser des études de faisabilité. La chambre basse du Parlement néerlandais a adopté une

résolution autorisant de passer le projet de deux à quatre tranches. Par ailleurs, les Pays-Bas détiennent le record de la plus importante capacité solaire installée par habitant de l'U.E.

Pologne. En décembre 2023, une nouvelle administration a prêté serment ; bien que favorable au nucléaire, ses représentant·e·s avaient auparavant exprimé leur scepticisme quant à la faisabilité du programme initié par leurs prédécesseurs, estimant qu'il n'était « pas fondé sur une analyse économique solide et n'avait pas de *business plan* ». Un premier couplage est considéré comme possible d'ici 2035, avec une mise en construction en 2028. La capacité solaire a quant à elle augmenté de 30 % au cours de l'année, pour atteindre 15,8 GW, et a couvert 7,25 % de la consommation électrique nationale, soit 17 fois plus qu'il y a quatre ans.

République tchèque. La production nucléaire tchèque est restée stable. Les projets de nouveaux réacteurs sont toujours empêtrés dans des batailles juridiques, sans qu'une décision finale concernant les constructeurs, de grands comme de petits réacteurs, n'ait été prise.

Royaume-Uni. Le parc nucléaire ne compte plus que neuf réacteurs en service, d'une capacité totale de 5,8 GW. La production nucléaire a de nouveau chuté de 14,5 % pour atteindre 37,3 TWh, soit 12,5 % de la production totale d'électricité (contre 28 % en 1997). En parallèle, de nouveaux retards et hausses de coûts pour les deux réacteurs qu'EDF construit à Hinkley Point C ont été annoncés ; le couplage au réseau de la première tranche est désormais attendu entre 2029 et 2031, et le coût des deux réacteurs estimé entre 52,5 et 59,2 milliards de dollars.

Russie. Il y a 70 ans, en 1954, l'Union soviétique/Russie était le premier pays à coupler un réacteur nucléaire au réseau. Aujourd'hui, le russe Rosatom est le premier constructeur de réacteurs nucléaires au monde, avec 26 tranches en construction dans huit pays (dont six en Russie) à la mi-2024. Rosatom garde un rôle proactif dans l'occupation militaire de la plus grosse centrale nucléaire européenne de Zaporizhzhia en Ukraine.

Suède. La production nucléaire a baissé de 6,7 %, ses 47 TWh représentant un peu moins de 29 % de la production nationale. Le gouvernement en place est déterminé à relancer un programme de construction de nouveaux réacteurs qui vise le couplage au réseau d'au moins 2,5 GW de nouvelle capacité à l'horizon

2035. Toutefois, à la mi-2024, aucune technologie, aucun fournisseur, ni aucun site n'a été sélectionné, et le montage financier n'est pas encore défini.

Taïwan. Mi-2024, il n'y avait plus que deux réacteurs en service dans le pays.[12] Quatre avaient déjà été fermés dans le cadre d'un plan national de sortie du nucléaire, et le dernier devrait fermer d'ici mai 2025. Le développement d'autres options de production, lent jusque-là, a connu une accélération en 2022, avec une production renouvelable dépassant le nucléaire pour la première fois. En 2023, la production éolienne a augmenté de près de 75 %, celle du solaire de plus de 20 %, alors que celle du gaz a plus que quintuplé depuis 2000.

Turquie. Le russe Rosatom a entrepris la construction des quatre réacteurs d'Akkuyu entre 2018 et 2022. Les autorités turques espéraient coupler le premier réacteur au réseau en 2023, date symbolique du centième anniversaire de la création de la république Turque. L'objectif n'a pas été atteint, et le démarrage de la première tranche a été repoussé d'abord à 2024, puis à 2025. Les derniers retards seraient en partie dus au défaut de livraison d'équipements en provenance d'Allemagne, probablement en lien avec la situation géopolitique actuelle.[13] Le projet a également été perturbé par une série de défaillances techniques – il a par exemple fallu reprendre certaines parties des fondations – ainsi que des problèmes de santé et de sécurité des travailleurs, notamment une épidémie de méningite mortelle.

Ukraine. Sur les 15 réacteurs "exploitables", six se trouvent sur le site de Zaporizhzhia, occupé par les forces russes ; à l'arrêt depuis près de deux ans, ils répondent aux critères de LTO depuis juillet 2024. Les autres réacteurs encore en service dans ce pays engagé dans une guerre totale sont une source permanente d'inquiétude. Toutefois, avec ses 51 %, l'Ukraine occupe le troisième rang mondial en termes de part du nucléaire dans la production nationale d'électricité. Westinghouse s'est associé à des entreprises ukrainiennes dans le cadre d'un projet de construction de deux AP-1000 sur le site de Khmelnitski. Les aspects liés à la procédure d'autorisation et au financement demeurent toutefois flous.

12 - Un des deux réacteurs de la centrale de Maanshan a été fermé le 27 juillet 2024.

13 - Siemens aurait finalement obtenu des autorisations d'exportation pour des composants en question. *Türkiye Today*, "Siemens Energy secures export approvals for Akkuyu Nuclear Plant parts", 13 novembre 2024, voir https://www.turkiyetoday.com/business/siemens-energy-secures-export-approvals-for-akkuyu-nuclear-plant-parts-78597/.

États-Unis. La production nucléaire a enregistré une légère hausse (+0.9 %), pour atteindre 775 TWh. La part du nucléaire dans la production d'électricité a ainsi augmenté de 0,4 points, s'établissant à 18,6 %. Le parc nucléaire américain reste le plus important au monde, avec 94 réacteurs en service, et l'un des plus vieux, avec une moyenne d'âge de 42,7 ans. Après onze ans de construction, le second des deux nouveaux réacteurs de Vogtle a été couplé au réseau en mars 2024. Le coût total des deux tranches est désormais estimé à près de 36 milliards de dollars. En novembre 2023, le concepteur de SMR NuScale a annulé le Carbon Free Power Project (CFPP), son projet phare, alors que les estimations de coût flambaient et les souscriptions dépassaient à peine le quart de la capacité de production prévue.

FUKUSHIMA STATUS REPORT

Treize ans se sont écoulés depuis le début du désastre nucléaire de Fukushima Daiichi provoqué par le « grand séisme de l'Est du Japon », le 11 mars 2011 (également désigné par 3/11 dans ce rapport) et les évènements qui ont suivi. La situation est loin d'être stabilisée.

Panorama des enjeux sur site et hors site

Enjeux sur site

Retrait des combustibles usés. Le déchargement de l'ensemble des éléments combustible de la piscine du réacteur 3 a été achevé en février 2021. Celui des tranches 1 et 2, toujours à l'étape préparatoire, devrait commencer au cours de l'année fiscale 2027–2028, et s'achever avant la fin 2031, plus de 20 ans après le début de la catastrophe.

Extraction des débris de combustible fondu. Les opérations ont été plusieurs fois reportées en raison de difficultés techniques. Les travaux préparatoires aux essais d'extraction de débris sur la tranche 2 ont progressé, mais des études techniques plus détaillées sur les différentes options de récupération restent nécessaires.[14]

14 - À titre d'essai, un échantillon de débris de combustible de 5 mm de long et de 0,7 gramme a été extrait de la tranche 2 au début du mois de novembre 2024. Le total de la masse de débris dans les trois tranches est estimé à 880 tonnes.

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 de réduire le flux, qui a atteint 540 m^3/jour en 2015, à quelques 80 m^3/jour en 2024. Néanmoins, chaque jour, un volume équivalent est partiellement décontaminé puis stocké dans de grands réservoirs de 1.000 m^3 ; chaque nouveau réservoir se remplit ainsi en moins de deux semaines.

Au 31 mars 2024, environ 1,2 million de m^3 d'eau étaient ainsi stockés.

Les autorités de sûreté ont autorisé l'exploitant TEPCO à rejeter de l'eau contaminée dans l'océan. Environ deux tiers de l'eau stockée à la fin mars 2024 devait subir un nouveau traitement, et la totalité de l'eau être diluée d'un facteur 100 (voire plus) pour respecter les limites autorisées, avant de pouvoir être rejetée. TEPCO a relâché en quatre fois environ 31.200 tonnes d'eau contaminée au cours de l'année fiscale 2023 (se terminant en mars 2024). Le projet reste fortement contesté, 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 quelques 165.000 personnes évacuées de mai 2012, près de 26.000 habitant·e·s de la préfecture de Fukushima étaient toujours évacué·e·s au 1er mai 2024. En 2022, pour la première fois, l'ordre d'évacuation pour un district considéré comme zone de « retour difficile » était levé, mais 2,2 % du territoire de la préfecture de Fukushima est encore désigné comme tel. Ces zones présentent toujours des niveaux d'exposition élevés.

Contamination des denrées alimentaires. Selon les statistiques officielles, sur 43.643 échantillons analysés au cours de l'année fiscale 2023, 162 prélèvements en provenance de douze préfectures, dont plus de la moitié concernait du gibier, dépassaient les limites réglementaires de contamination. La question de savoir

si le programme de contrôle donne une image conforme à la situation réelle reste ouverte. Divers paradoxes, des disparités dans l'échantillonnage au cours des années, et le nombre relativement faible des analyses, mettent en question la représentativité des données. À la fin du mois de mai 2024, des restrictions d'importation de denrées alimentaires en provenance du Japon étaient encore en vigueur dans six pays ou régions – contre un maximum de 54 pays/régions, il y a quelques années. En juillet 2023, la Commission européenne avait levé les dernières restrictions d'importation appliquées par l'U.E.

Décontamination et gestion des terres contaminées. L'efficacité des opérations de décontamination reste incertaine. Celles-ci ne concernent que les zones situées dans un périmètre de 20 mètres autours des espaces désignés « zones de vie ». La Préfecture de Fukushima est composée à 71 % de surfaces boisées, il n'est ainsi pas étonnant que seuls 2 % des zones vouées à la décontamination l'aient été. La terre contaminée est transférée vers des installations d'entreposage temporaire, dans huit secteurs. Mi-2024, environ 90 % de la capacité totale d'entreposage était saturée. Le stockage final de ces terres contaminées relève légalement de la responsabilité du gouvernement.

DECOMMISSIONING STATUS REPORT

Alors qu'un nombre croissant d'installations nucléaires atteignent le terme de la durée de vie initialement prévue ou sont fermées en raison de la dégradation des conditions économiques, leur démantèlement en temps voulu devient un enjeu majeur.[15]

- Le nombre de réacteurs nucléaires fermés atteignait 213 tranches mi-2024, soit une de plus qu'un an auparavant, et représentait près du tiers des 655 réacteurs couplés au réseau au cours des soixante-dix dernières années. Leur capacité cumulée était de 106 GW.
- 190 réacteurs sont en attente ou à différentes étapes de démantèlement.
- Seuls 23 réacteurs, soit 11 % des réacteurs fermés, et un de plus que l'année passée, ont été totalement démantelés : 17 aux États-Unis, quatre en Allemagne, un au Japon et un (nouvellement) en Espagne. Neuf d'entre eux,

15 - Ce chapitre ne couvre pas la gestion des déchets du démantèlement.

soit 4 % de l'ensemble des réacteurs fermés, ont été déclassés et soustraits du contrôle réglementaire sans restriction (*greenfield*).

- La durée moyenne des réalisations de démantèlement complet est de l'ordre de 20 ans, avec une large fourchette allant de 6 à 45 ans (les deux extrêmes correspondant à de très petits réacteurs, soit 22 MW et 63 MW respectivement).
- L'analyse portant sur 11 pays où sont implantés 85 % de l'ensemble des réacteurs fermés montre que la progression des projets de démantèlement dans le monde reste lente : sur 159 réacteurs à différentes étapes du processus de démantèlement, 77 sont dans la phase préparatoire dite de « *warm-up* », 31 (+4 par rapport à l'année précédente) dans la phase « *hot-zone* » (« zone chaude »), 13 (+1) en phase finale « *ease-off* », alors que 38 (–1) sont en « *long-term enclosure* » (appelé aussi « confinement sûr ») (sur un total de 45 au niveau mondial).
- À ce jour, en particulier quatre des premiers pays dotés de centrales nucléaires – Canada, France, Royaume-Uni et Russie – n'ont réalisé le démantèlement complet d'aucun réacteur.

POTENTIELS FUTURS EXPLOITANTS

Focus Afrique

Cette édition comporte pour la première fois une partie consacrée aux aspirations nucléaires sur le continent africain passant en revue la situation dans une sélection de pays. Seule l'Afrique du Sud exploite deux réacteurs (vieillissants) en Afrique continentale (voir « *South Africa* » dans l'annexe 1), continent où la Chine, mais surtout la Russie, se sont montrés les deux promoteurs du nucléaire les plus offensifs. Si la Chine a conclu des accords de coopération avec le Kenya et le Soudan, sans suite concrète pour l'instant, la Russie de son côté a signé des accords avec une vingtaine de pays, et construit actuellement une centrale en Égypte, la seule en construction en Afrique.

On considère que l'ordre de grandeur de la plus grande unité de production d'un système électrique ne doit pas excéder 10 % de la capacité totale disponible sur le réseau. Des capacités de production de réserve et de transmission suffisantes sont nécessaires pour maintenir la stabilité du réseau, y compris en cas d'indisponibilité de la plus grande unité. Un grand réacteur moderne

a typiquement une puissance d'au moins 1 GW. L'analyse de 18 pays africains montre que seuls quatre d'entre eux – l'Algérie, la Lybie, le Maroc et le Nigeria – répondraient aux critères de capacité de production, avec plus de 10 GW sur le réseau. Mais même dans ces pays, il n'est pas sûr que les installations de transmission soient adaptées. Ces contraintes ont incité quelques pays à envisager des SMR plutôt que des gros réacteurs. Voici un aperçu de la situation dans une sélection de pays :

Égypte. La construction du premier réacteur nucléaire (de conception russe) 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 respectivement en novembre 2022, mai 2023 et janvier 2024.

Ghana. Le Ghana a mis en place une autorité de sûreté nucléaire, une agence de l'énergie nucléaire ainsi qu'une compagnie dédiée à l'exploitation de futures centrales, en vue du développement du premier projet de centrale nucléaire 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. La capacité installée du pays, autours de 5 GW au total, ne permettrait pas l'intégration d'un grand réacteur.

Nigéria. Le Nigéria a signé des accords de coopération nucléaire avec divers pays, et envisagé la possibilité d'installer jusqu'à 4 GW de capacité nucléaire. Toutefois, le plan de transition énergétique (ETP) lancé début 2023, avec un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2060, n'inclut pas le nucléaire parmi les options de production d'électricité présentées.

Ouganda. L'Ouganda est une illustration frappante du décalage entre les ambitions de développement du nucléaire et la réalité industrielle : le gouvernement ougandais envisage jusqu'à 24 GW de capacité nucléaire, soit 18 fois la capacité installée totale du pays.

Rwanda. Le gouvernement a signé un accord avec la compagnie canado-allemande Dual Fluid en septembre 2023, en vue de la construction et de l'exploitation d'un réacteur de démonstration à l'horizon 2026. Le communiqué n'en indique pas la puissance, et le site web de la compagnie ne mentionne que « environ 300 MW ». Le design, innovant et jamais éprouvé, n'a reçu de licence nulle-part. La date de démarrage visée semble irréaliste.

Autres potentiels futurs exploitants

Mi-2024, outre l'Égypte, deux autres potentiels futurs exploitants (« *potential newcomer countries* ») avaient des réacteurs en construction : le Bangladesh et la Turquie. Ces deux projets sont également développés par l'industrie nucléaire russe. L'impact réel des sanctions et autres développements géopolitiques sur leur évolution reste incertain, même si certains effets ont déjà été documentés.

Arabie Saoudite. Le gouvernement a lancé un appel à la « meilleur offre définitive » auprès de la Chine, la France, la Russie et la Corée du Sud pour la construction de deux grands réacteurs. La date limite a été reportée à deux reprises, plus récemment à juillet 2024. Le gouvernement a également explicitement invité les États-Unis à faire une offre, mais ce processus est *a minima* retardé par diverses considérations liées à la non-prolifération.

Bangladesh. Deux réacteurs de conception russe sont en construction depuis 2017–2018. Leur mise en service était prévue en 2023 et 2024. Il semblerait que des sanctions aient entraîné des retards dans la fourniture de certains équipements et la mise en service de la tranche 1 a été repoussée à la fin décembre 2024 au plus tôt. L'impact des troubles récents dans le pays et du départ de l'ancien gouvernement reste incertain.

Jordanie. L'attention s'est déplacée des grands réacteurs vers les SMR. En octobre 2023, le gouvernement a soumis à l'AIEA ses projets de déploiement de SMR. Aucun projet de construction précis n'a été communiqué.

Kazakhstan. Plusieurs fournisseurs potentiels ont été pressentis pour la construction de petits ou de grands réacteurs, mais aucune technologie n'a été adoptée, aucun site sélectionné, et aucun montage financier annoncé. Le gouvernement a annoncé la tenue d'un référendum national en amont du lancement d'un programme nucléaire.[16]

Ouzbékistan. En mai 2022, les autorités annonçaient le choix d'un site pour la construction de deux VVER-1200 de conception russe. Ce projet a apparemment été abandonné au profit d'un projet de SMR ; en mai 2024, un accord était signé avec la Russie pour la construction par Rosatom de six SMR de 55 MW chacun

16 - Le referendum s'est tenu le 6 novembre 2024. C'est officiellement, le « oui » qui l'a largement remporté, mais les chiffres officiels sur le taux de participation et les résultats sont vivement contestés, cf. Global Voices, "Nuclear referendum disheartens Kazakhstan's opposition", 15 novembre 2024, voir https://globalvoices.org/2024/11/15/nuclear-referendum-disheartens-kazakhstans-opposition/.

dans la région orientale de Jizzakh. S'il se concrétise, il pourrait s'agir du premier contrat d'exportation de SMR au monde.

RUSSIE ET DÉPENDANCES NUCLÉAIRES

La Russie ne s'est pas seulement hissée au rang de principal fournisseur de réacteurs nucléaires au niveau international. Elle joue aussi un rôle déterminant dans la fourniture de services dans le domaine des combustibles, notamment l'extraction, la conversion et l'enrichissement de l'uranium, ainsi que la fabrication des assemblages combustibles destinés aux VVER, réacteurs de conception soviétique dont 19 sont en service dans l'Union européenne et 15 en Ukraine. Les États-Unis ont adopté en avril 2023 des sanctions à l'encontre de certaines filiales de Rosatom, société contrôlée par le gouvernement russe, et ont interdit en mai 2024 l'importation d'uranium de Russie. Entre l'invasion de l'Ukraine en février 2022 et mi-2024, l'U.E. avait adopté 14 trains de sanctions à l'encontre de la Russie. En dépit d'appels répétés – notamment du Parlement européen – le secteur nucléaire est resté exempt de sanctions, témoignant de la dépendance du secteur à la Russie.

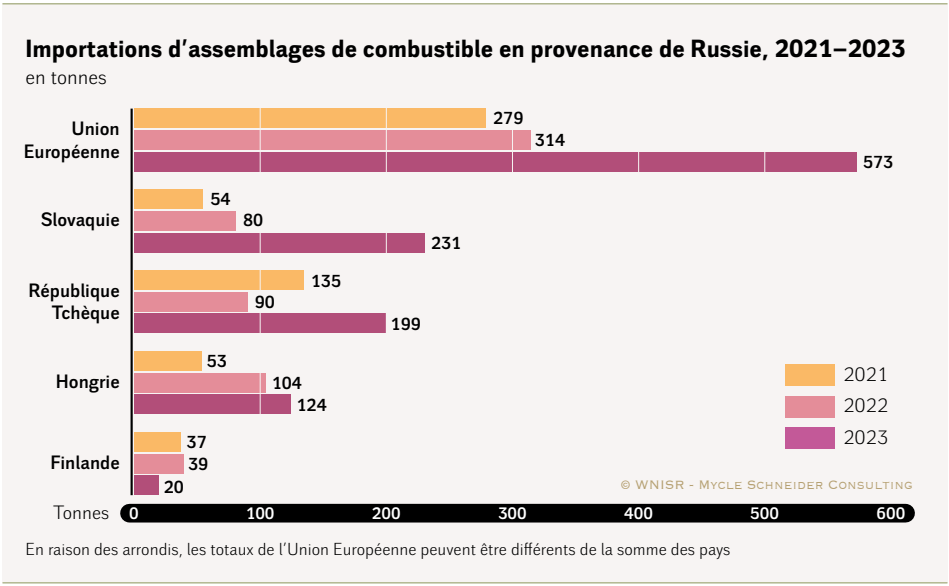
Étonnamment, la part de la Russie dans l'approvisionnement de l'Union européenne, tant en uranium naturel qu'en services de conversion et d'enrichissement, a *augmenté* entre 2021 (avant la guerre) et 2023. Les importations d'assemblages combustibles de l'Union européenne ont explosé en 2023 et ont au moins doublé depuis 2021 : les données pour la Bulgarie ne sont pas disponibles, mais les importations ont plus que quadruplé vers la Slovaquie et plus que doublé vers la Hongrie.

Les efforts visant à réduire ou éliminer la dépendance envers la Russie pour l'uranium naturel et les services de conversion et d'enrichissement se traduiront certainement par une hausse des coûts.

Le quasi-monopole de Rosatom et de sa filiale TVEL a créé une dépendance technique. Westinghouse représente une alternative, mais jusqu'à récemment limitée à certains clients et certains types de combustibles. Les choses commencent à changer depuis l'invasion russe de l'Ukraine. Outre l'Ukraine, Westinghouse a considérablement élargi sa clientèle en Europe et augmente sa capacité de production. En parallèle, les électriciens exploitant des VVER ont accéléré leurs approvisionnements en combustibles, apparemment par

peur d'éventuelles sanctions sur ceux-ci. Le concurrent, Framatome, prépare également son entrée sur le marché.

Figure 4 – Importations dans l'Union Européenne d'assemblages de combustible nucléaire russe



Sources : Base de données Comtrade et World Bank, 2024[17]

Note : les données pour la Bulgarie ne sont pas disponibles. Pour plus d'information, voir l'enquête de Bellona.[18]

Westinghouse a semble-t-il procédé à la rétroconception (*reverse engineering*) des assemblages combustibles VVER. À l'inverse, peut-être pour s'épargner une courbe d'apprentissage coûteuse, Framatome a décidé d'étendre sa coopération de long terme avec Rosatom à la fabrication d'éléments combustibles VVER. Elle a choisi son site de Lingen, en Allemagne, pour développer un projet de chaîne de production dédiée aux assemblages de combustible VVER, provoquant des tensions politiques, pas encore résolues, avec les autorités allemandes.

17 - Recherche par produit "840130 -- Fuel elements (cartridges), non-irradiated", sur Nations Unies, "UN Comtrade Database", voir https://comtradeplus.un.org/, et World Bank, "World Integrated Trade Solution", voir https://wits.worldbank.org/; consultés en août 2024.

18 - Charles Digges, "Europe doubled its import of Russian nuclear fuel for 2023, data say", Bellona, 15 mars 2024, voir https://bellona.org/news/nuclear-issues/2024-03-europe-russian-nuclear-fuel.

L'interdépendance entre la Russie et ses partenaires occidentaux reste importante. Rosatom construisant la totalité des réacteurs lancés au cours des cinq dernières années hors Chine, les fournisseurs de certains composants, comme les turbines Arabelle en France, n'ont pas de clients étrangers en dehors de Rosatom. Siemens, spécialiste allemand de la technologie d'instrumentation et contrôle, se heurte au même problème.

Ces interdépendances industrielles et commerciales étroites entre l'industrie nucléaire russe et ses homologues occidentaux expliquent au moins en partie les hésitations européennes à imposer des sanctions au secteur nucléaire.

FINANCEMENT CROISÉ CIVIL-MILITAIRE DU NUCLÉAIRE AU ROYAUME-UNI

Le chapitre « *Civil-Military Cross-Financing in the U.K. Nuclear Sector* » est la suite directe de travaux portant sur l'interdépendance des infrastructures et activités nucléaires civiles et militaires dans le monde, présentés dans le WNISR2018. Il porte sur une étude universitaire, menée dans le cadre d'un projet plus large du gouvernement britannique, et tente d'analyser l'ensemble des flux – argent ou autres ressources – qui établissent une étroite interconnexion entre activités nucléaires civiles et militaires, supposées séparées.

Cette étude donne également des premières estimations sur les coûts d'opportunité du recours au nucléaire civil au Royaume-Uni, identifie les revenus tirés des budgets « civils » (alimentés par les contribuables et les consommateurs) pour financer les activités nucléaires militaires non couvertes par les enveloppes actuelles des dépenses de défense ; elle évalue les coûts d'un ensemble d'organismes – politiques, réglementaires, de recherche et industriels – propres au nucléaire et inutiles dans le cadre de stratégies non-nucléaires.

Sous réserve d'un fort degré d'incertitude, l'analyse suggère que le surcoût global pour l'économie britannique du maintien en activité du complexe nucléaire peut être estimé, de façon conservatrice, à plus de 5 milliards de livres sterling (6,3 milliards de dollars) par an.

MILITARISATION DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES CIVILS : DU TRITIUM POUR LES ARMES NUCLÉAIRES

En mars 2024, le gouvernement français annonçait que, suite à la fermeture en 2009 des réacteurs destinés à la production de tritium, l'armée française allait collaborer avec EDF pour produire à la centrale de Civaux – où sont implantés deux réacteurs – du tritium pour le programme d'armement nucléaire. Alors que ce programme n'a pas encore été approuvé par l'autorité de sûreté, un premier test est déjà prévu pour 2025. Pratiquement aucune information n'a été rendue publique, outre un communiqué d'une page émanant du ministère de la défense.

Le chapitre présente dans leurs grandes lignes les objectifs de la production de tritium, et relate l'expérience du précédent américain de Watts Bar, dans le Tennessee, où les deux réacteurs sont utilisés à cette fin. Le premier cycle de production de 18 mois à Watts Bar-1 a commencé en 2003. On découvrit à ce moment que le taux de perméation du tritium dans l'eau de refroidissement du réacteur était près de dix fois supérieur aux prévisions, dépassant ainsi les limites réglementaires pour le tritium dans les rejets liquides. En conséquence, l'autorité de sûreté américaine, la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*), a imposé une limite du nombre de ce qu'on appelle les crayons absorbants destinés à la production de tritium par cycle d'irradiation, très inférieur à celui prévu à l'origine. Par la suite, le ministère fédéral de l'énergie, le DOE (*Department of Energy*), a revu à la hausse ses besoins de production de tritium (sans en préciser les raisons), et déposé une demande d'autorisation pour relever le nombre de crayons par cycle. La NRC a autorisé une augmentation d'un facteur de 2,5, jusqu'à un maximum de 1.792 crayons. En 2023, cette quantité maximale a été chargée dans Watts Bar-1 et 1.104 dans Watts Bar-2. Les effets de ces modifications sur le contenu en tritium des rejets liquides ne sont pas encore connus.

SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) – PETITS RÉACTEURS MODULAIRES

Le décalage entre l'emballement autour des SMR (petits réacteurs modulaires) et la réalité industrielle ne cesse de se creuser. L'industrie nucléaire et nombre de gouvernements multiplient leur investissement dans les SMR, tant en termes financiers que politiques. Mais à ce jour la réalité de terrain ne reflète nullement ces efforts. Les projets de SMR continuent à être différés ou annulés. Les coûts des projets nucléaires en général, et des SMR en particulier, augmentent. Les quelques estimations du coût des SMR disponibles montrent à quel point ils sont chers, en particulier rapporté à leur capacité de production électrique.

Situation par pays en bref :

Argentine. Le projet CAREM-25 est en construction depuis 2014. Il semble que celle-ci ait été interrompue au printemps 2024 en raison de coupes budgétaires (pour l'instant, il est toujours classé « en construction » par le WNISR). La CNEA (*Comisión Nacional de Energía Atómica*), commission nationale de l'énergie atomique, constructeur et propriétaire du réacteur, a décidé de procéder à un « examen critique de conception » avant de reprendre la construction. La date prévue de démarrage a été repoussée. De récentes estimations suggèrent que le coût du réacteur s'élèverait au moins à 800 millions de dollars, soit 32.000 dollars par kilowatt, un coût au kilowatt bien supérieur à celui du plus cher des grands réacteurs de génération III.

Canada. La promotion des SMR continue à bénéficier d'un fort soutien gouvernemental, au niveau fédéral et provincial. La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) elle aussi promeut les SMR. Plusieurs modèles ont fait l'objet d'un « examen de la conception d'un fournisseur préalable à l'autorisation », mais aucun n'a encore été certifié.

Chine. Dix ans se sont écoulés entre le début de construction et le fonctionnement à pleine puissance, en décembre 2022, de deux modules à haute température, soit deux fois plus longtemps que prévu. Depuis, le bilan d'exploitation semble décevant. La capacité nominale a été abaissée, pour des raisons inconnues, de 200 à 150 MW. La construction d'un second modèle, l'ACP100 ou Linglong One, a débuté en juillet 2021, avec un démarrage désormais attendu pour mai 2026.

Corée du Sud. En 2012, le modèle SMART (*System-Integrated Modular Advanced Reactor*) était approuvé par l'autorité de sûreté nucléaire, sans qu'aucune commande ne suive. Plusieurs autres modèles seraient en phase initiale de développement, en particulier le « i-SMR ». Le dépôt auprès de l'autorité de sûreté de la demande de certification de la conception standard n'est pas attendu avant 2026, avec un début de construction prévu en 2029.

États-Unis. Le ministère fédéral de l'énergie (*Department of Energy* ou DOE) continue à distribuer d'importants financements pour le développement des SMR. En juin 2024, il a annoncé qu'il décernerait 800 millions de dollars à jusqu'à deux « équipes pionnières composées d'une compagnie d'électricité, d'un fournisseur de réacteur, d'un constructeur, et d'usagers finaux ou de consommateurs d'électricité s'engageant à déployer un premier réacteur ». En d'autres termes, aucun réacteur n'est encore en construction.

Seul un modèle, NuScale, a reçu un rapport d'évaluation finale de sûreté (conditionnel). Cependant, sa puissance a depuis été portée de 50 à 77 MW par module, et de nombreux points restent à résoudre. En janvier 2023, les estimations de coûts pour un projet de six modules avaient bondi à 9,3 milliards de dollars, et début novembre 2023, le projet était totalement abandonné.

En juin 2024, au Wyoming, une cérémonie marquait le début des travaux de terrassement pour le réacteur rapide de TerraPower. Le régulateur n'a encore ni certifié le design de réacteur de 345 MW – capacité supérieure à la définition d'un SMR – ni accordé de permis de construire.

France. En février 2022, le président Macron a annoncé une contribution d'un milliard d'euros au financement du développement du modèle de SMR Nuward et autres « réacteurs innovants ». Les études *basic design* du réacteur de Nuward devaient être achevées en 2026, pour un début de construction en 2030. Mais mi–2024, EDF confirmait avoir abandonné le design d'origine et réorienté le projet vers « un design construit à partir de briques technologiques éprouvées exclusivement. ». Les conséquences en termes d'échéancier et de coûts ne sont pas connues.

Inde. Un réacteur à eau lourde (*Advanced Heavy Water Reactor* ou AHWR) est en développement depuis les années quatre-vingt-dix, mais sa mise en construction a été régulièrement repoussée. Aucun progrès n'a été signalé au cours des trois dernières années, suggérant un possible abandon du modèle. Entre-

temps, le gouvernement a annoncé le lancement d'un nouveau programme de SMR (Bharat), et les discussions se poursuivent sur une éventuelle coopération dans le domaine des SMR avec plusieurs pays, dont la France et la Russie.

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 s'achever en août 2026. Six autres modèles de SMR ont été soumis, dont quatre rejetés, car ne répondant pas aux critères d'admissibilité. Seuls le SMR-160 d'Holtec et le BWRX de GE-Hitachi ont été retenus pour examen. Le gouvernement britannique vise une décision finale d'investissement d'ici 2029.

Russie. La Russie s'intéresse particulièrement aux SMR embarqués sur des barges. Deux de ces « réacteurs flottants » de 30 MW, Akademik Lomonosov, ont été couplés au réseau en décembre 2019, avec neuf ans de retard sur les prévisions. Depuis, leur performance est médiocre. 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 été lancée en juin 2021. Ce projet était en discussion depuis dix ans, et devait à l'origine être mis en construction en 2018.

LE NUCLÉAIRE FACE AU DÉPLOIEMENT DES RENOUVELABLES

En 2023–24, le paysage énergétique mondial a continué à être façonné par des ambitions nationales, continentales et mondiales en matière de lutte contre le changement climatique en butte à des pressions économiques persistantes, comme l'inflation, ou les tensions géopolitiques. Il ne fait cependant aucun doute que le secteur des énergies renouvelables a bénéficié d'un nouvel élan au cours de cette période. L'engagement mondial en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, lancé lors de la COP28 à Dubaï en décembre 2023, et signé par quelques 130 états ainsi que l'U.E., vise à tripler la capacité installée de sources renouvelables pour la porter à au moins 11.000 GW (11 TW) et à doubler au niveau mondial le taux annuel moyen d'amélioration de l'efficacité énergétique de 2 % à 4 % d'ici 2030.

Investissement. Selon Bloomberg New Energy Finance (BNEF), en 2023, le montant total des investissements dans les énergies renouvelables hors hydraulique s'élevait à 623 milliards de dollars, en hausse de 8 % par rapport à l'année précédente ; selon les estimations du WNISR, cela représenterait 27 fois le niveau des décisions d'investissement annoncées pour la construction de réacteurs nucléaires, soit quelques 23 milliards de dollars pour 6,7 GW. Selon BNEF, les investissements dans le solaire ont augmenté de 12 % pour atteindre 393 milliards de dollars. Suivis par les investissements dans l'éolien, 217 milliards de dollars, avec un léger repli pour l'éolien terrestre plus que compensé par un record de 77 milliards de dollars pour l'éolien en mer. BNEF estimait les investissements dans les capacités de stockage stationnaire à 36 milliards de dollars, dépassant pour la première fois les investissements dans le nouveau nucléaire.

Capacité installée. Selon IRENA (*International Renewable Energy Agency*), les ajouts de capacités éoliennes et solaires ont augmenté respectivement de 73 % et 51 %, soit une hausse combinée de 460 GW. Côté photovoltaïque, la Chine a ajouté à elle seule 217 GW – une hausse de 150 % par rapport aux nouvelles capacités enregistrées en 2022 – contre 129 GW pour le reste du monde, soit au total 346 GW ou près d'1 GW *par jour*. Le GWEC (*Global Wind Energy Council*) rapporte un record de 117 GW de nouvelles installations éoliennes, en hausse de 50 % d'une année sur l'autre, la Chine assurant 65 % des nouvelles capacités terrestres et 58 % des nouvelles capacités en mer. Des chiffres qu'il convient de comparer à un ajout net de 1 GW nucléaire en Chine dans le même temps, et un solde des démarrages/fermetures de réacteurs de –1 GW au niveau mondial.

Production d'électricité. En 2021, la production combinée du solaire et de l'éolien dépassait la production nucléaire pour la première fois. En 2023, les installations solaires et éoliennes ont produit 50 % de plus que les centrales nucléaires. L'éolien à lui seul a produit 2.300 TWh, se rapprochant des 2.600 TWh de production nucléaire. Comparé à 2013, en 2023 les énergies renouvelables hors hydraulique ont apporté 3.500 TWh supplémentaires à la production électrique mondiale, 14 fois plus que l'augmentation de quelques 250 TWh du nucléaire, et leur production était de 80 % supérieure à celle du nucléaire.

Chine. Le photovoltaïque a produit 578 TWh d'électricité en 2023, devançant, pour la deuxième année consécutive, de 40 % le nucléaire avec ses 413 TWh. L'éolien avait dépassé le nucléaire dès 2012, et a maintenu son avance chaque

année depuis : en 2023, la production éolienne a atteint 877 TWh, plus du double de la production nucléaire. La production nette cumulée du solaire, de l'éolien et des autres sources renouvelables hors hydraulique, comme la biomasse, représente 1.643 TWh, soit quatre fois la production nucléaire, et plus de trois fois la consommation totale de l'Allemagne, quatrième puissance économique mondiale (en PIB de 2022).

Union Européenne. En 2023, l'U.E. a enregistré ses plus importants ajouts de nouvelles capacités renouvelables de tous les temps, et la part des renouvelables dans la production d'électricité a atteint 44 %, franchissant pour la première fois la barre des 40 %. Solaire et éolien réunis ont produit 721 TWh – près d'un quart de plus que le nucléaire avec 588 TWh – soit 27 % de la production brute d'électricité de l'U.E. En outre, pour la première fois, les énergies renouvelables hors hydraulique ont produit plus d'électricité que tous les combustibles fossiles réunis, l'éolien dépassant à lui seul le gaz fossile. La production fossile (toutes sources confondues) a enregistré une baisse record de 19 %, pour atteindre son plus faible niveau et représenter moins du tiers de l'électricité générée à l'échelle de l'U.E.

Inde. La production éolienne a été multipliée par 50 entre 2000 et 2023. Sur une période plus courte, entre 2020 et 2023, la capacité solaire a bondi de 85 % tandis que la capacité nucléaire restait stable. La production solaire a connu une hausse de 19 %, et l'Inde a rattrapé le Japon en tant que troisième plus important producteur solaire. Le solaire et l'éolien ont produit respectivement 2,4 fois et 1,8 fois plus d'électricité que le nucléaire.

États-Unis. Selon la SEIA (*Solar Energy Industries Association*), l'énergie solaire a connu une croissance remarquable en 2023 avec un record de 31 GW de nouvelles capacités installées, soit 55 % de plus que l'augmentation de 2022. La capacité éolienne a augmenté de 8 GW. La production du solaire raccordé au réseau est passée d'une quantité négligeable en 2000 à 238 TWh en 2023. Au cours de cette même période, la capacité nucléaire installée est restée pratiquement stable, entre 96 et 100 GW, et la production a fluctué entre 750 et 810 TWh environ.

« *POWER FIRMING* » ET PRESSION CONCURRENTIELLE SUR LE NUCLÉAIRE

Qu'entend-on par « *Firming* » (stabilisation) ? La stabilisation de puissance associe les énergies renouvelables variables à une autre ressource électrique – unités colocalisées ou hybrides – qui prend le relai quand solaire et éolien ne sont pas disponibles. Le recours à des batteries de stockage est de plus en plus fréquent pour stabiliser et renforcer la fiabilité et la disponibilité des sources d'électricité variables, tout en conférant un pouvoir de marché supplémentaire, le stockage de l'électricité permettant de la vendre ultérieurement, en période de prix plus élevés.

La stabilisation de puissance est déjà un complément important, de plus en plus utilisé, des énergies renouvelables variables. Aux États-Unis, il y avait fin 2022, 374 centrales électriques hybrides en service, hors centrales hydroélectriques à accumulation par pompage. Elles représentaient une capacité de production de plus de 40 GW, dont plus de la moitié pour des systèmes photovoltaïque + stockage. La plupart de ces installations ont été réalisées après 2020, signe de l'amélioration rapide de la viabilité et de l'attractivité de marché des batteries connectées au réseau. Au cours des derniers mois, le stockage par batterie dans l'État américain de Californie a parfois couvert plus de 20 % de la demande d'électricité en période de pointe, une contribution de l'ordre de 7 GW, soit l'équivalent de sept grands réacteurs nucléaires.

Les multiples sources de valeur ajoutée du stockage connecté au réseau soutiennent la poursuite d'une croissance rapide. Les services de réseau et les actions de stabilisation sont des usages dominants dans le cas de l'éolien, auxquels vient s'ajouter de façon importante le « *peak shaving* » (écrêtement des pointes) pour le photovoltaïque.

À l'échelle mondiale, l'augmentation des capacités de stockage commerciales est en forte hausse, passant d'un peu plus de 10 GW ajoutés en 2022 à plus de 25 GW en 2023 (la même année, les « ajouts » nets de capacité nucléaire étaient de -1 GW).

Une récente étude de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'OCDE arrive à la conclusion que, même en tenant compte des coûts induits par des besoins accrus en marge de réserve, de réserve tournante, de pénalités de réalisation

partielle, et de coûts de suivi de charge, la combinaison **solaire + stockage** est en bonne voie de battre tous les concurrents :

- En Chine, ses coûts sont appelés à tomber en dessous de ceux des centrales thermiques charbon et nucléaires vers 2025.
- En Inde, elle est déjà plus compétitive que le charbon, et en passe de le rester.
- Aux États-Unis, on s'attend à ce que ses coûts tombent en-dessous de ceux des nouvelles centrales à gaz performantes avant 2025; elle « creusera considérablement son avance d'ici 2030 ».
- Dans l'Union européenne, avec la taxe carbone elle concurrence, de loin, les centrales à gaz.
- Ses coûts sont déjà « nettement inférieurs à ceux du nucléaire sur la plupart des marchés » et « très compétitifs par rapport à d'autres sources d'électricité à faibles émissions actuellement disponibles sur le marché ».

Les estimations de la banque d'investissement Lazard montrent également des coûts pour le solaire + stockage connecté au réseau inférieurs à ceux des centrales de pointe au gaz et nouvelles centrales nucléaires, l'éolien + stockage se révélant de son côté moins cher que les centrales au charbon dans de nombreux cas. Le coût compétitif et la disponibilité à grande échelle des sources d'énergie renouvelables variables, combinées à des options de stabilisation, en particulier pour le stockage, pourraient bien changer la donne – un *game changer* – dans le domaine de la politique énergétique dans les années à venir.

FOCUS FRANCE

INTRODUCTION

L'année 2022 avait été qualifiée d'« annus horribilis » par le Directeur exécutif en charge de la Direction Production Nucléaire et Thermique d'EDF.[19] La production nucléaire était alors tombée en dessous du niveau de 1990, année où la capacité installée comptait pourtant quelques 5 GW de moins. La production nucléaire française a culminé en 2005 à 430 TWh, puis est restée supérieure à 400 TWh au cours de neuf des dix exercices suivants, niveau de production considéré comme la norme jusqu'en 2015. En 2022, les réacteurs français ont produit 279 TWh, une chute de l'ordre de 120 TWh par rapport à la période 2005–2015. En 2023, la production enregistrait une hausse légèrement inférieure à 15 % pour atteindre 320 TWh, loin des 400 TWh des années antérieures.

La découverte en décembre 2021 de fissures sur des systèmes d'injection de sécurité avait entrainé l'arrêt des quatre réacteurs nucléaires français les plus puissants (1500 MW) et les plus récents. Puis, suite à l'identification de ce phénomène sur d'autres réacteurs, EDF avait décidé de lancer un programme inédit d'inspection et de réparation, qui devrait permettre de couvrir l'ensemble du parc et se poursuivre jusqu'en 2025.

En juin 2023, était adoptée 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 »[20]. Si les dispositions permettront de simplifier certaines procédures administratives, il est peu probable qu'elles permettent de relever les énormes défis industriels.

19 - Cédric Lewandowski, EDF, Audition dans le cadre de la Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Assemblée Nationale, 19 janvier 2023.

20 - Gouvernement de la République française , "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", adoptée le 22 juin 2023, *Journal Officiel de la République Française*, promulguée le 23 juin 2023, voir https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=32HzSNCPyz8WLoK-WsqAqoiX_erjixoTD_Jy3AVXRFk=.

En février 2022, le Président français annonçait un plan de construction de six réacteurs d'un nouveau modèle, appelé EPR2 (*European Pressurized Water Reactor*), avec un objectif de mise en service à l'horizon 2035, ainsi que des études sur la construction d'ici 2050 de huit EPR2 additionnels.[21]

Pour l'heure, l'EPR2 n'existe pas même sur le papier et sa conception détaillée n'est pas encore disponible. Une note interne des services du gouvernement d'octobre 2021 évaluait à 19 millions d'heures d'ingénierie la quantité d'études de conception encore nécessaires pour passer du stade de *basic design* au *detailed design*, envisageant que le premier EPR2 pourrait démarrer en 2039–2040 dans un scénario de « relative maîtrise industrielle ». En cas de « scénario plus dégradé » – à l'instar des difficultés déjà rencontrées ou qui continuent de se produire – la mise en service du premier EPR2 pourrait n'intervenir qu'en 2043, selon cette analyse.[22]

Le 29 juin 2023, EDF a déposé la demande d'autorisation de création de la première paire de réacteurs (sur trois paires), pour le site de Penly. À la mi-2024, le dossier est toujours en cours d'instruction. Les sites présélectionnés pour accueillir les deux autres paires sont Bugey et Gravelines, et les procédures de dépôt des demandes administratives nécessaires à la réalisation de ces projets sont en cours.

Mi-2024, EDF prévoyait que le budget pour la préparation du projet EPR2 atteindrait 3 milliards d'euros à la fin 2024. EDF a également lancé la fabrication de composants primaires de l'EPR2, telles les pièces forgées lourdes. Tout ceci intervient « dans l'attente de la décision finale d'investissement ».[23]

21 - 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.

22 - Gouvernement français, "Travaux relatifs au nouveau nucléaire—PPE 2019-2028", 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.

23 - EDF, "Résultats semestriels 2024", 26 juillet 2024, voir https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/resultats-semestriels-2024-poursuite-de-la-progression-de-la-performance-operationnelle-baisse-des-prix-de-marche-engagee-production-nucleaire-en-france-en-hausse-attendue-dans-le-haut; et 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.

De son côté, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) notait dans son rapport annuel pour l'année 2023 :

> Le programme EPR 2 démarre en effet sur un rythme d'une paire de réacteurs tous les trois ans. Cette situation fait peser une pression importante sur les acteurs industriels, avec le risque que, confrontés à des objectifs irréalistes, le respect des échéances prenne le pas sur la qualité.[24]

Bruno Le Maire, alors ministre de l'Économie, déclarait début juin 2024 :

> Le premier [réacteur] devant être construit à partir de 2035, cela fait une échéance de neuf ans. D'ici à cinq ans, nous verrons assez clairement la manière dont avance le programme des six nouveaux EPR 2 : les éventuelles difficultés insurmontables, les problèmes de financement, les blocages technologiques… Si tout se déroule bien, rapidement et en respectant les coûts annoncés, à ce moment-là nous pourrons étudier la possibilité de construire huit EPR 2 supplémentaires, avec un effet de série extrêmement intéressant pour ce type d'outils industriels.[25]

DES PERFORMANCES ENCORE LOIN DE LA NORMALE

Jusqu'à la fermeture au printemps 2020 des deux plus vieux réacteurs à Fessenheim, le parc français était resté stable pendant 20 ans, à l'exception de la fermeture en 2009 de Phénix, surgénérateur de 250 MW, et des arrêts de longue durée (LTO[26]) de deux réacteurs au cours de la période 2015–2017, suivi d'un autre en 2021–2023 (voir Figure 5). Penly-1, affecté par les problèmes de corrosion sous contrainte, est ainsi resté à l'arrêt entre le 2 octobre 2021

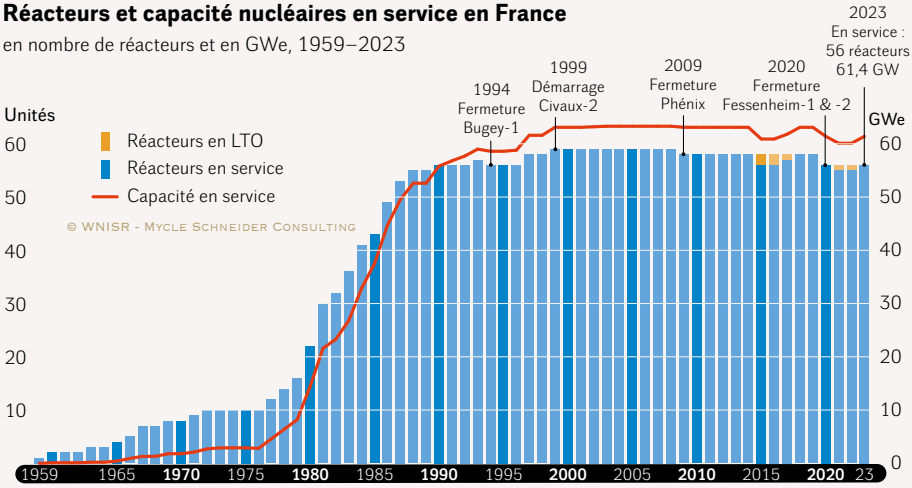
24 - ASN, "Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2023", Autorité de sûreté nucléaire, 2024.

25 - Nucleonics Week, "French finance minister calls for delayed decision on eight additional reactors", 12 juin 2024 ; et Sénat, "Comptes Rendus de la CE Electricité—Audition de M. Bruno Le Maire, ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique", 5 juin 2024.

26 - LTO = Long-Time Outage.

et le 13 juillet 2023.[27] Quatre réacteurs à Civaux et Chooz-B n'ont pas produit d'électricité tout au long de l'année 2022 ; toutefois, recouplés au réseau avant la fin du premier semestre 2023, ils ne remplissaient pas les critères LTO (à l'arrêt pendant une année civile et au premier semestre de l'année suivante). Golfech-1 a été à l'arrêt pendant près de deux ans, du 26 février 2022 au 14 janvier 2024, sans répondre non plus aux critères LTO.

Figure 5 - Évolution du parc nucléaire français

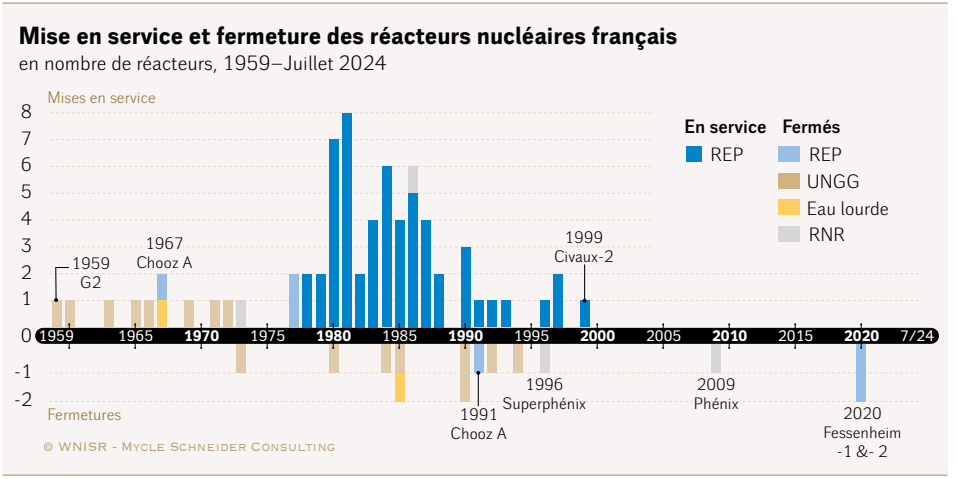


Sources : WNISR avec AIEA-PRIS, 2024

Aucun nouveau réacteur n'a démarré depuis 25 ans et le couplage au réseau 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 6).

27 - EDF, "Les deux unités de production de la centrale nucléaire de Penly connectées au réseau électrique national", 13 juillet 2023, voir https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-de-penly/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-de-penly/les-deux-unites-de-production-de-la-centrale-nucleaire-de-penly-connectees-au-reseau-electrique-national, consulté le 1er novembre 2023.

Figure 6 - Mise en service et fermeture des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2024

Notes :

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

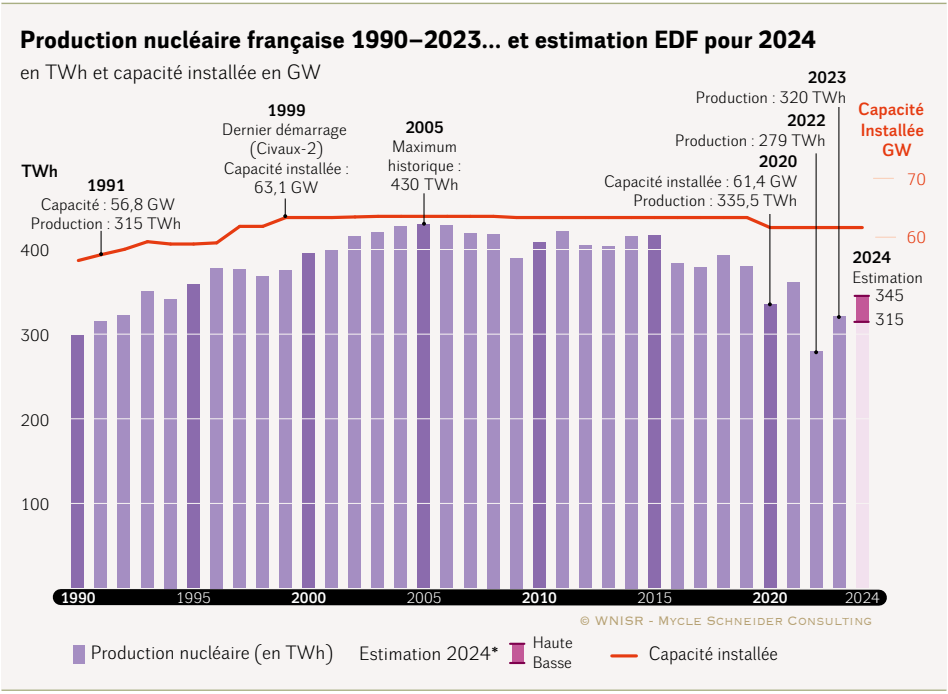
En 2023, la production des 56 réacteurs[28] en service – dont un n'ayant pas produit au cours de l'année (sans pour autant répondre aux critères de LTO) – a été de 320 TWh, soit une hausse de 41.5 TWh (+14,8 %) par rapport à l'année 2022 qui avait enregistré la plus faible production depuis 1988. Elle retrouvait ainsi le niveau de 1992, soit avant la mise en service des six réacteurs les plus récents. Elle est toutefois restée inférieure à la production de l'année 2020, se maintenant sous la barre des 400 TWh pour la huitième année consécutive. RTE, gestionnaire du réseau, résumait ainsi la situation : « Une production nucléaire qui a engagé son redressement mais demeure encore loin de ses niveaux historiques ».[29] Les difficultés persistent.

La production nucléaire a culminé à 431.2 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 7).

28 - Le parc nucléaire français en service est entièrement composé de REP : 32 x 900 MW, 20 x 1300 MW, et 4 x 1500 MW.

29 - RTE, "Bilan électrique 2023", 29 février 2024 voir https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2023/synthese.

Figure 7 - Production nucléaire française et capacité installée



Sources : RTE, 2000–2024, et EDF, 2024

Notes :
* En septembre 2024, EDF a relevé ses estimations de production pour l'année 2024 entre 340 et 360 TWh
Dans la Figure 7, les réacteurs en LTO sont intégrés à la "capacité installée".

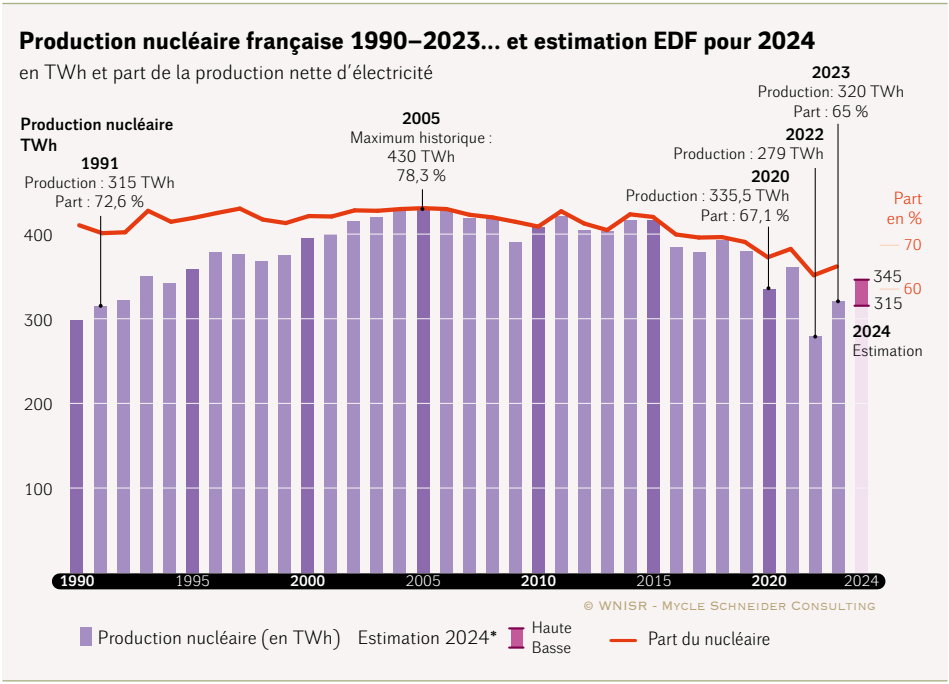
En 2023, les centrales nucléaires ont fourni 65 % (+2,3 points) de l'électricité, une part inférieure à celle de 2020, année COVID. Selon les données de RTE, la part du nucléaire a culminé en 2005 à 78,3 %. À la fin du premier semestre 2024, EDF estimait que la production annuelle se situerait dans le haut de la fourchette 315–345 TWh, et celle de 2025 et 2026 dans une fourchette de 335–365 TWh[30] (voir Figure 7 et Figure 8).

L'année 2023 a enregistré une progression inédite des installations solaire (+ 3 GW) et éolienne en mer (+ 360 MW). Elle a aussi été marquée par un

30 - EDF, "Résultats semestriels 2024", 26 juillet 2024, op. cit.
En septembre 2024, EDF a relevé ses prévisions pour l'année, et la production est désormais estimée entre 340 et 360 TWh, voir https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-augmente-lestimation-de-production-nucleaire-en-france-en-2024.

record de production solaire et éolienne (terrestre et en mer) : une hausse sur l'année de 16 % pour le solaire et d'un tiers pour l'éolien, pour des productions respectives de près de 22 TWh et 51 TWh, qui, cumulées, représentaient près de 15 % de la production d'électricité du pays. L'éolien en mer reste encore relativement marginal avec une capacité installée cumulée de seulement 840 MW contre 21,8 GW de capacité éolienne terrestre à la fin de 2023.[31]

Figure 8 - Production nucléaire française et part dans la production d'électricité



Sources : RTE, 2000–2024, et EDF 2024

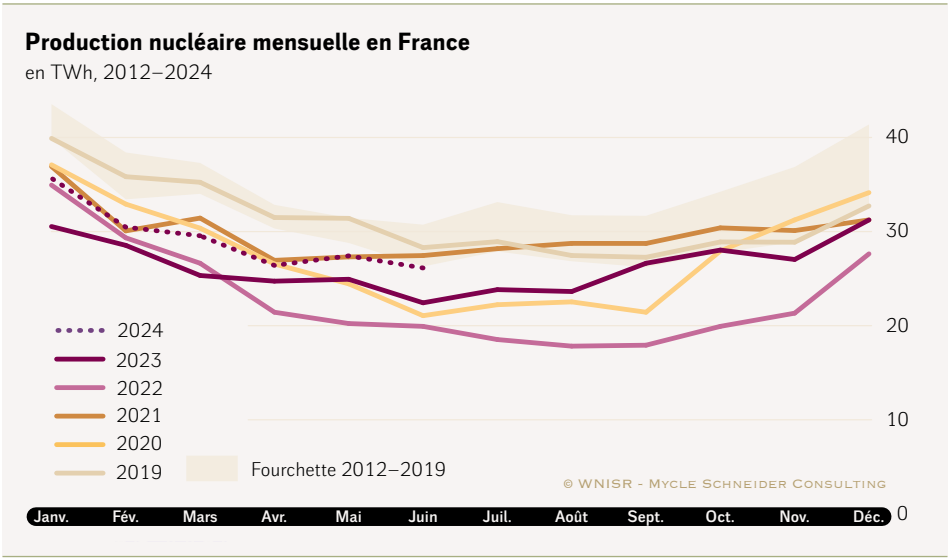
* En septembre 2024, EDF a relevé ses estimations de production pour l'année 2024 entre 340 et 360 TWh

La production nucléaire mensuelle a poursuivi son déclin au début 2023, marquant au premier trimestre, mois après mois, le minimum de toute une décennie ; en dépit d'un redressement au deuxième trimestre, elle est restée jusqu'à décembre très inférieure au niveau de 2021 (voir Figure 9). Au cours du

31 - RTE, "Bilan électrique 2023", 29 février 2024, op.cit.

premier semestre 2024, la production s'est maintenue à un niveau légèrement inférieur à celui de 2021.

Figure 9 - Production nucléaire mensuelle en France, 2012–mi-2024



Sources : RTE et EDF, 2021–2024[32]

En 2023, l'électricité représentait 25 % de l'énergie finale en France. Le nucléaire, avec une part de 65 % de l'électricité, a ainsi couvert 16,3 % de la demande d'énergie finale. Les énergies fossiles en assuraient quant à elles l'essentiel à plus de 60 % – le pétrole à 42,5 %, le gaz à 17,2 % et moins d'1 % pour le charbon.[33]

32 - RTE, "Données Mensuelles" ; et EDF "Production nucléaire en France", 2021–2024, voir https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs/performances-financieres-et-extra-financieres/performance-operationnelle/production-nucleaire.

33 - Ministère de la transition énergétique, "Bilan énergétique de la France en 2023 – Données provisoires", mai 2024.

INDISPONIBILITÉS NUCLÉAIRES 2023

En 2023, les arrêts de réacteurs ont représenté 7.103 jours-réacteurs – une durée d'environ 1.400 jours-réacteurs inférieure à 2022, mais deuxième plus élevée des cinq dernières années – soit une moyenne de 127 jours par réacteur à production zéro, ou l'équivalent de plus de quatre mois. Ce total n'inclut pas les périodes de suivi de charge, ou autres situations d'exploitation entrainant une baisse de production. Cela représente aussi 32 % de plus que la moyenne de 96 jours par réacteur observée au cours de l'année pré-COVID de 2019, et encore 10 % de plus qu'en 2020. Cinquante-cinq réacteurs ont subi des arrêts, d'une durée cumulée comprise entre 5 et 365 jours (voir Figure 11). Un réacteur a été à l'arrêt durant l'année entière (Golfech-1), tandis qu'un n'a pas été arrêté de l'année (Saint Alban-2).

En 2023, la durée cumulée des arrêts « fortuits » était en hausse de 43 %, dépassant celle des quatre années antérieures

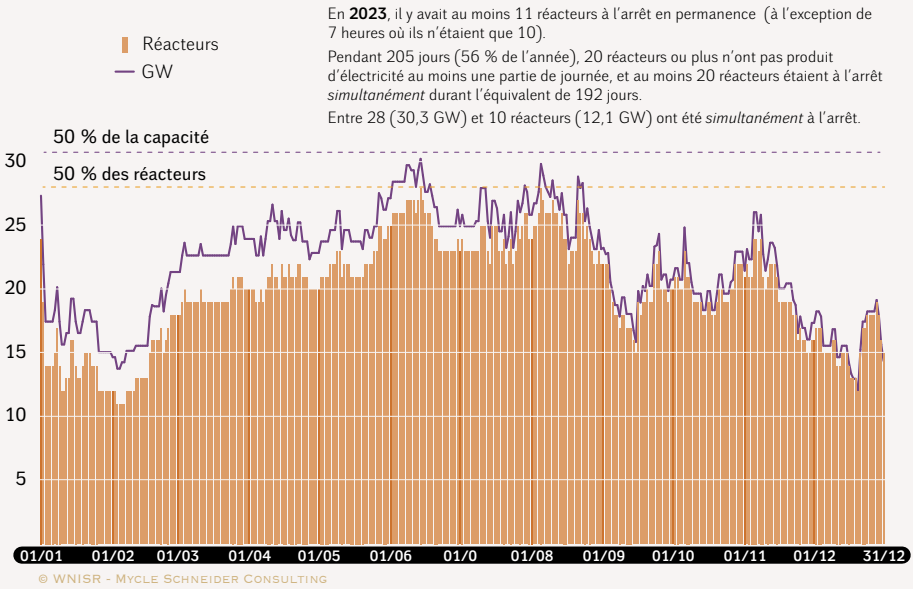
Le Tableau 1 montre que si le nombre de jours d'arrêts déclarés comme planifiés a considérablement diminué en 2023, celui des arrêts « fortuits » était en hausse de 43 %, passant de 278 à 399 jours, dépassant celui des quatre années antérieures.

Tableau 1 - Indisponibilité totale des réacteurs français, 2019–2023 (en jours-réacteurs)

	Type d'indisponibilité déclaré par EDF			
	"Planifiée"	Fortuite	Total	Moyenne par réacteur
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

Sources : Données REMIT RTE et EDF, 2019–2024

Figure 10 - Arrêts des réacteurs français en 2023



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021–2024

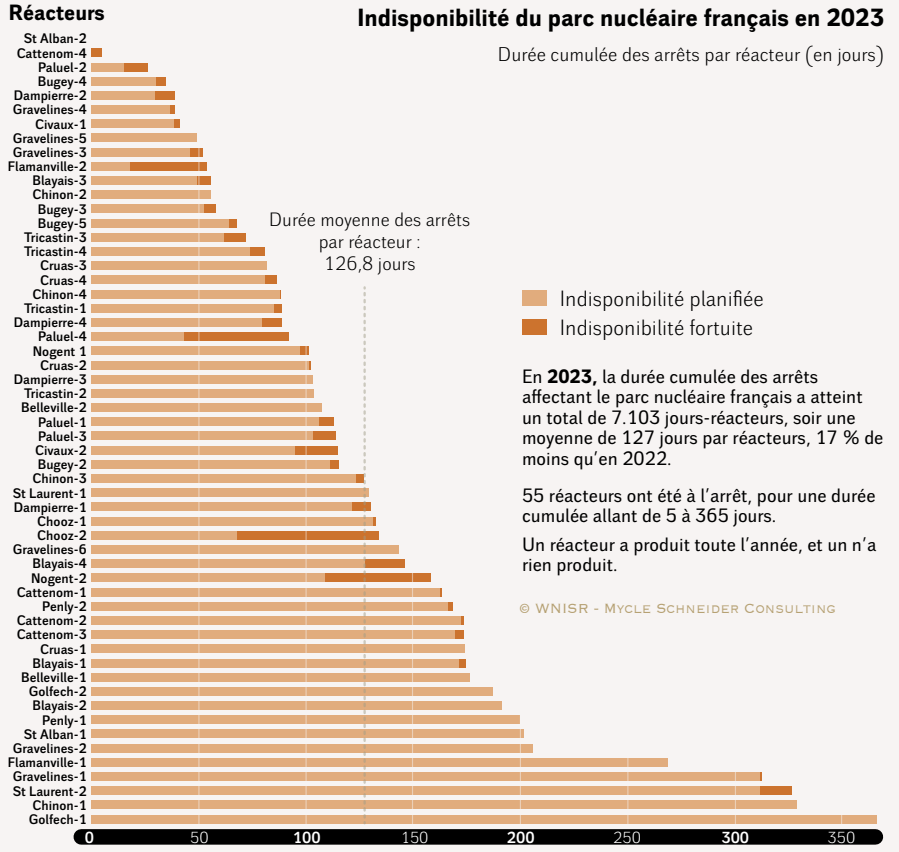
Note : Ce graphique montre le nombre total de réacteurs à l'arrêt au cours de chaque journée, mais pas nécessairement de façon simultanée, les indisponibilités ne se chevauchant pas systématiquement.

L'analyse des indisponibilités pour l'années 2023 (voir Figure 12) montre que :

- Tout au long de l'année, au moins 11 réacteurs, et jusqu'à 28, étaient à l'arrêt au cours de la même journée.
- Au cours de 252 jours (69 % de l'année), 19 réacteurs ou plus étaient à l'arrêt au moins une partie de la journée.
- Onze réacteurs au moins étaient à l'arrêt *simultanément*, quel que soit le jour de l'année, à l'exception de 7 heures au cours desquelles seuls dix étaient à l'arrêt.

➔ Il y a eu au moins 20 réacteurs *simultanément* déconnectés du réseau pendant l'équivalent de 192 jours.

Figure 11 - Indisponibilités « planifiées » et « fortuites » des réacteurs nucléaires français en 2023



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021–2024

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.

Classification des indisponibilités comme « Planifiées » et « Fortuites » conformément aux déclarations d'EDF.

Suivant la classification d'EDF des indisponibilités en « planifiées » et « fortuites », sur l'année 2023 :

- Seize réacteurs n'ont subi aucun arrêt « fortuit » (13 d'entre eux étant en arrêts planifié pendant plus de 100 jours sur l'année).
- Pour six réacteurs, la durée des arrêts « fortuits » était inférieure à une journée.
- Pour 24 réacteurs, la durée cumulée des arrêts « fortuits » était comprise entre un et 10 jours.
- Pout 10 réacteurs, la durée cumulée des arrêts « fortuits » s'établissait entre 10 et 65 jours sur l'année. (Voir Figure 11).

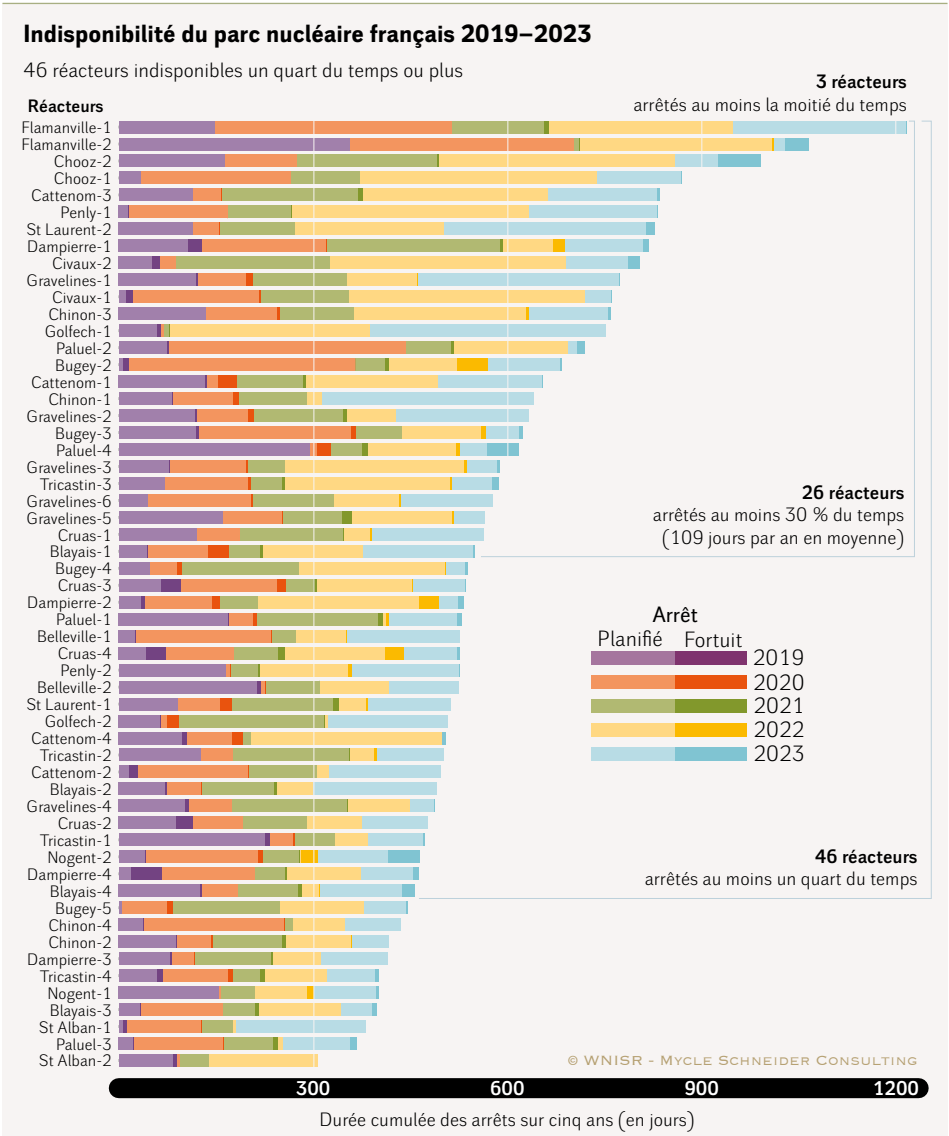
46 réacteurs étaient à l'arrêt au moins un quart du temps, ce qui signifie qu'ils n'ont pas produit d'électricité pendant l'équivalent de plus d'une année sur cinq.

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.

L'analyse sur cinq ans, 2019–2023, montre (voir Figure 12) que :

- Trois réacteurs ont été arrêtés au moins 50 % du temps (Flamanville-1 et -2, Chooz-2) ;
- 26 réacteurs n'ont rien produit pendant plus de 30 % du temps, soit 109 jours par an en moyenne ;
- 46 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 cinq.

Figure 12 - Indisponibilité des réacteurs nucléaires français, 2019–2023



Sources : compilation WNISR, données REMIT RTE et EDF, 2021–2024

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 si leur durée est bien supérieure à ce qui avait été « planifié ».

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 de Chooz et Civaux.[34] 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 de 1300 MW du "pallier P'4". Apparemment plus rare jusqu'à présent, 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 affirme qu'à la mi-2024, 50 des 56 réacteurs avaient déjà été « contrôlés et traités ».[35]

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 mm, 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. 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 doivent être inspectées avant la fin 2024, le reliquat en 2025.[36]

34 - 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.

35 - 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

36 - 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.

PROLONGEMENT DE LA DURÉE D'EXPLOITATION – FLEXIBILITÉ DU RÉGULATEUR

À la mi-2024, la moyenne d'âge des 56 réacteurs dépassait les 39 ans (voir Figure 13). Le prolongement de la durée de vie au-delà de 40 ans – 52 réacteurs ont passé 31 ans de fonctionnement, dont 23 plus de 41 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.

EDF cherchera certainement à obtenir un prolongement de la durée de fonctionnement au-delà de la quatrième visite décennale (VD4) pour la plupart, sinon l'ensemble, des 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. »[37]

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 d'avantage le calendrier des réexamens de sûreté.[38] Au 1er juillet 2024, 16 réacteurs avaient passé leur 4ème visite décennale, et quatre autres étaient en cours (voir Tableau 2).

Tout en jugeant « satisfaisante » la première que constituait la VD4 de Tricastin-1, le président de l'Autorité de sûreté (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.[39] Au-delà de la problématique des ressources humaines, l'expérience soulève la question de la capacité financière

37 - Présidence de la République, "Reprendre en main notre destin énergétique !", 10 février 2022, op. cit.

38 - 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.

39 - Bernard Doroszsuk, "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.

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).

Les VD4 suivantes ont également enregistré d'importants glissements entre durée planifiée et durée réelle, comme le montre le Tableau 2.

Le volume des travaux d'une quatrième visite décennale représentait cinq fois celui d'une troisième visite décennale.

EDF prévoit des arrêts de six mois pour les VD4, soit des durées bien supérieures aux trois à quatre mois en moyenne constatés pour les VD2 et VD3. 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. [40]

Toutefois, comme cela a été montré, différents facteurs peuvent être à l'origine d'arrêts excessivement longs. EDF a, en fait, déjà entamé des négociations avec l'ASN pour répartir en deux phases le volume des travaux, la deuxième phase, qui serait plus courte, n'intervenant que quatre ans après la VD4.[41]

40 - 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.

41 - ASN, "Réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe", Présentation à la Commission locale d'information des grands équipements énergétiques du Tricastin (CLIGEET), 4 juillet 2018, voir https://www.ladrome.fr/sites/default/files/5.2_presentation_asn_vd4.pdf.

Tableau 2 - Quatrième visite décennale des réacteurs nucléaires français, 2019–2024

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-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	291
Tricastin-4	915	12 juin 1981	19/01/24–16/07/24	194	179
Gravelines-4	910	14 juin 1981	20/01/24–23/08/24**	195	215**
Blayais-3	910	17 août 1983	08/06/24–16/12/24*	191	
Cruas-3	915	14 mai 1984	04/08/24–24/03/25*	232	
Dampierre-4	890	30 janvier 1981	12/07/24–16/01/25*	188	

Sources : compilation WNISR, d'après données REMIT EDF[42]

Notes : La durée planifiée est calculée à partir des dates annoncées au moment de l'arrêt ou dans les quelques jours suivants. Pour les VD en cours, la date de fin est celle en vigueur au 17 août 2024, et peut donc être différente de la date initialement prévue :

* Date annoncée au moment de l'arrêt ;
** Date révisée, telle que publiée au 17 août 2024 ;
*** En février 2024, alors que le réacteur était déjà à l'arrêt, la durée initiale prévue a été modifiée dans les données REMIT. La durée indiquée ici comme planifiée est celle de juin 2024.[43]

42 - EDF, "Liste des indisponibilités", août 2024, see https://www.edf.fr/en/the-edf-group/who-we-are/activities/optimisation-and-trading/list-of-outages-and-messages/list-of-outages, consulté le 17 août 2024.

43 - 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.

Le 23 février 2021, l'ASN a publié les prescriptions génériques pour la prolongation du fonctionnement au-delà de 40 ans des réacteurs 900 MW.[44] 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 la mécanique ou l'ingénierie, tant chez les exploitants que les prestataires.[45]

Mais c'était avant que le problème de corrosion ne frappe le parc d'EDF fin 2021. 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'avaient toujours pas été appliquées, onze ans après les événements. Fin 2020, les prescriptions de l'ASN de 2012 n'étaient déployées dans leur totalité sur aucun des 56 réacteurs. Selon certaines estimations, la finalisation de ce programme de travail pourrait s'étendre jusqu'à 2039.[46]

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

44 - 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.

45 - 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.

46 - 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.

d'années, jusqu'en 2036, date à laquelle le dernier réacteur de 900 MW devra avoir été modernisé : Chinon B4, 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. L'Autorité de sûreté s'est montrée flexible, et, compte tenu de la situation déplorable du parc nucléaire, la pression en vue d'une plus grande flexibilité pourrait s'intensifier à l'avenir.

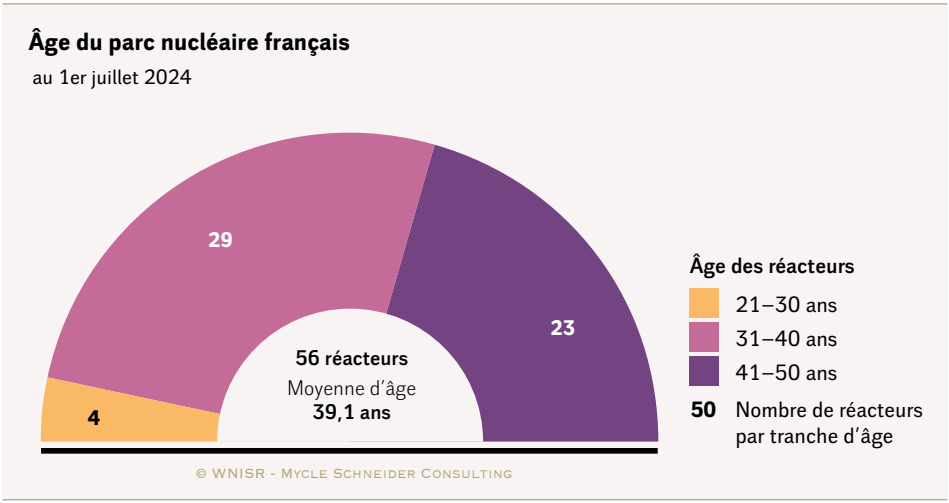
Le 13 octobre 2023, EDF a sollicité le report, de plusieurs années, des échéances de la réalisation de nombreux travaux de modernisation sur le parc de 32 réacteurs de 900 MW, « compte tenu des difficultés à pouvoir les respecter ». Elle justifiait sa demande par :

- la survenue d'aléas techniques lors de la mise en œuvre de certaines prescriptions ;
- les évolutions de la programmation des arrêts pour renouvellement du combustible, liées notamment à la découverte de corrosion sous contrainte sur des lignes auxiliaires, à des arrêts fortuits de longue durée et aux tensions affectant le réseau électrique ;
- la concomitance des autres réexamens périodiques, entraînant une tension sur ses capacités d'ingénierie.[47]

À l'issue d'une consultation publique de trois semaines, du 13 novembre au 1er décembre 2023, l'ASN a modifié sa décision de février 2021 sur les prescriptions génériques : elle a ainsi, pour 31 des 32 réacteurs, reporté les échéances d'un à cinq ans, au minimum pour une, et jusqu'à 14, des 36 prescriptions applicables à chaque tranche. Cette décision est une nouvelle démonstration de la remarquable flexibilité de l'Autorité de sûreté nucléaire française.

47 - 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.

Figure 13 - Répartition par âge des réacteurs nucléaires français



Sources : WNISR, avec AIEA-PRIS, 2024

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). Quelles que soient les incertitudes concernant les différentes estimations, les coûts supplémentaires de remise à niveau et de modernisation en vue de la prolongation de la durée de 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 10 milliards d'euros environ sur la période 2019–2021, et atteignait un total de 43 milliards d'euros à la fin 2021.[48] Sur la seule année 2022, elle a bondi de

48 - 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.

21,5 milliards d'euros, atteignant 64,5 milliards en fin d'année.[49] Luc Rémont, nouveau PDG d'EDF déclarait au cours d'une audition de la commission des Finances de l'Assemblée Nationale :

> Naturellement, nous sommes à la veille d'un défi industriel qui est sans commune mesure, en réalité, avec l'histoire du groupe. Pour plusieurs raisons. La première c'est que nous commençons ce chemin escarpé vers d'avantage d'investissements pour l'électrification avec le sac-à-dos un peu lourd d'une dette de 65 milliards d'euros, qui – je suis sûr même pour la Commission des finances, 65 milliards d'euros, c'est un montant significatif – je peux vous l'assurer (...) est le montant le plus lourd qu'une entreprise puisse connaître en Europe, et donc naturellement ça fait partie des éléments qui définissent nos capacités et les façons dont nous pourrons envisager ce nouveau cycle d'investissements.[50]

Rémont ajoutait que jamais auparavant le groupe EDF n'avait eu à investir de l'ordre de 25 milliards par an, dont 80 % en France, et que la dette pouvait difficilement augmenter davantage.[51]

En 2023, grâce à la progression des productions nucléaire et hydraulique, ainsi qu'une bonne année pour les renouvelables, EDF a réussi à passer d'une perte record à un bénéfice de 10 milliards d'euros, réduisant d'autant sa dette pour la ramener à 54,4 milliards d'euros.[52] Les résultats d'EDF pour le premier semestre 2024 affichaient une stabilisation de l'endettement à 54,2 milliards d'euros.[53]

Cependant, les difficultés liées à la fluctuation des conditions du marché, entrainant une baisse des prix moyens, et de plus en plus souvent des prix négatifs sur le marché spot, ont un impact significatif sur la gestion du parc

49 - 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.

50 - Luc Rémont, président-directeur général d'Électricité de France, Audition, Commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire, et Commission des affaires économiques, 19 juillet 2023.

51 - Ibidem.

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

53 - EDF, "Rapport financier semestriel au 30 juin 2024", 26 juillet 2024, op. cit.

nucléaire français. EDF indique ainsi dans son rapport financier semestriel 2024 « la baisse des prix de vente a un impact estimé à -8,1 milliards d'euros » sur les six premiers mois de l'année. De plus : « A titre d'exemple, sur la journée du 12 mai 2024, le parc nucléaire français est passé d'une puissance de 36,4 GW à 22,6 GW. Sur ce même jour, le minimum spot horaire du semestre a été atteint à 14h, à -87,3 €/MWh ».[54]

LA SAGA DE L'EPR DE FLAMANVILLE-3 SE POURSUIT

En 2005, la décision de construire Flamanville-3 (FL3) découlait d'une tentative de l'industrie de palier au 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 ».[55]

En décembre 2007, EDF commençait la construction de FL3, avec une mise en service prévue pour 2012. Depuis, le projet a rencontré 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 d'Olkiluoto (OL3) en Finlande dont la construction avait débuté deux ans et demi plus tôt. (Voir les éditions précédentes du WNISR. Ces problèmes n'ont jamais cessé.

En février 2020, EDF annonçait que le chargement en combustible serait repoussé à « fin 2022 », et réévaluait les coûts de construction à 12,4 milliards d'euros (valeur 2015), soit une hausse de 1,5 milliards d'euros (valeur 2015) par rapport à la précédente estimation.[56] Outre les coûts de construction, fin décembre 2019, EDF estimait les coûts complémentaires à 4,2 milliards d'euros pour divers postes de dépenses, dont 3 milliards de frais financiers intercalaires. En janvier 2022, EDF publiait une nouvelle estimation du coût de construction

54 - Ibidem.

55 - 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.

56 - EDF, "Résultats annuels 2019 - Présentation", février 2020, voir https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/resultats-annuels/2019/pdf/resultats-annuels-2019-annexes-20200214.pdf.

de 12,7 milliards d'euros (valeur 2015).[57] En décembre 2022, l'estimation du coût passait à 13,2 milliards d'euros (valeur 2015).[58]

En juillet 2020, la Cour des comptes avait quant à elle estimé le coût total à 19,1 milliards d'euros (valeur 2015), y compris les frais financiers et autres frais associés. Elle estimait que « le coût de l'électricité produite par l'EPR de Flamanville pourrait se situer entre 110 et 120 €/MWh ».[59] Aucune mise à jour de cette estimation n'a été publiée.

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. La contremesure envisagée par EDF comprenait la refabrication complète de 64 assemblages déjà fabriqués sur 241. Ce projet a été validé par l'ASN, et les combustibles ont été livrés. Le chargement du combustible a finalement été effectué en mai 2024. Les représentants d'EDF indiquaient alors que la connexion au réseau devait avoir lieu à l'été. Début juillet, le démarrage n'était pas intervenu, et EDF parlait alors d'une « divergence imminente » et d'une « connexion au réseau (...) prévue quelques semaines après ».[60]

57 - 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-0.

58 - EDF, "Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville", Communiqué de presse, 16 décembre 2022, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4427/CP_EDF_Point-dactualite-de-lEPR-de-Flamanville.pdf.

59 - Cour des Comptes, "La filière EPR", 9 juillet 2020, voir https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr.

60 - De nouveaux problèmes techniques ont été identifiés début juillet 2024, et la divergence n'est finalement intervenue qu'au début du mois de septembre 2024, avec le couplage au réseau alors attendu « d'ici la fin de l'automne ». Sharon Wajsbrot, "Pourquoi EDF a repoussé le lancement de l'EPR de Flamanville", *Les Échos*, 28 août 2024, voir https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/nucleaire-une-nouvelle-tentative-de-divergence-se-prepare-pour-lepr-de-flamanville-2115700; et EDF, "Le cœur de l'EPR commence à battre", 12 septembre 2024, voir https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-de-flamanville-3-epr/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-de-flamanville-3-epr/le-coeur-de-lepr-commence-a-battre.

CONCLUSION

La filière nucléaire française reste sous haute tension. De l'avis convergeant des analystes, la renationalisation totale d'EDF ne résoudra pas ses problèmes structurels : un parc nucléaire vieillissant dont les performances sont les plus faibles des dernières décennies, des problèmes de main d'œuvre et de compétences, des besoins d'investissements inédits dans une situation d'endettement lourd, des déboires incessants sur son unique chantier de construction domestique à Flamanville.

Bien que ces aspects ne soient pas traités ici, il convient d'ajouter à cette liste de sérieuses difficultés affectant la chaine du combustible, les impacts climatiques, les mouvements sociaux affectant le secteur et une opposition inattendue. En particulier, le secteur « économie du plutonium » de l'industrie connait sa propre crise, avec une production historiquement faible de l'usine de retraitement des combustibles irradiés de La Hague et celle de fabrication de combustible MOX (combustible à oxyde mixte d'uranium et de plutonium) MELOX, à Marcoule. Ainsi, les piscines de combustible irradié se remplissent-elles et les stocks de plutonium frais atteignent-ils un niveau sans précédent.

Face à cette avalanche de problèmes, le gouvernement français a choisi de maintenir le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, soutenu par une majorité à l'Assemblée Nationale. Et EDF lui emboîte le pas :

> Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. L'objectif d'EDF est de lancer les travaux préparatoires mi-2024.[61]

L'EPR2 n'existe pas même sur le papier. Il semble de plus en plus que le gouvernement en place et l'establishment nucléaire n'aient pas tiré les enseignements du désastre de l'EPR1 de Flamanville que listent les intitulés

61 - EDF, "Rapport financier semestriel au 30 juin 2023", 27 juillet 2023, voir https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-07/2023-07-27-resultats-semestriels-rapport-financier.pdf.

des chapitres d'un rapport de 2019 commandité par le président d'EDF,[62] notamment : « Une estimation [des coûts] initiale irréaliste ; Une gouvernance de projet inappropriée ; Des équipes de projet à la peine ; Des études insuffisamment avancées au lancement ; Une perte de compétences généralisée… »

La communauté scientifique française est loin d'apporter un soutien unanime au projet de nouvelles constructions, ce dont il n'est fait que peu écho. Fin octobre 2023, un « Appel de scientifiques contre un nouveau programme nucléaire » avait récolté près de 1.200 signatures.[63]

62 - Jean-Martin Folz, "La construction de l'EPR de Flamanville – Rapport au Président Directeur Général d'EDF", commandité par EDF en juillet 2019, Ministère de l'économie et des finances, remis le 25 octobre 2019, voir https://www.vie-publique.fr/rapport/271429-la-construction-de-lepr-de-flamanville.

63 - Groupe des Scientifiques pour l'Information sur l'Énergie Nucléaire, Global Chance et al., "Appel de scientifiques contre un nouveau programme nucléaire", juin 2023, voir https://appel-de-scientifiques-contre-un-nouveau-programme-nucleaire.org/.

TABLE OF CONTENTS

ACKNOWLEDGMENTS 3

FOREWORD 16

KEY INSIGHTS 19

EXECUTIVE SUMMARY AND CONCLUSIONS 21

INTRODUCTION 38

GENERAL OVERVIEW WORLDWIDE 42

ROLE OF NUCLEAR POWER – NUCLEAR POWER GENERATION 42

STARTUPS/CLOSURES, OPERATION, AGE DISTRIBUTION 47

IAEA's Operating Reactor Data Revisions 50

IAEA vs. WNISR Assessment 52

OVERVIEW OF CURRENT NEWBUILD 55

BUILDING VS. VENDOR COUNTRIES 56

CONSTRUCTION TIMES 58

Construction Times of Reactors *Currently Under Construction*. 58

Construction Times of *Past and Currently Operating Reactors* 59

CONSTRUCTION STARTS AND CANCELLATIONS 62

OPERATING AGE 64

LIFETIME PROJECTIONS 69

FOCUS COUNTRIES 73

BELGIUM FOCUS 73

Lifetime Extension of Doel-4 and Tihange-3? 76

European Commission Opens Formal Procedure for Potential Violation of State Aid Regulations . . . 79

Nuclear Safety Authority Needs Yet to Approve Upgrading Program. . . . 80

Previous Lifetime Extensions . . . 81

CHINA FOCUS. . . . 82

CZECH REPUBLIC FOCUS . . . 86

Efforts to Decrease Dependence on Russia . . . 87

Newbuild Projects . . . 89

Energy Policy Context . . . 94

FRANCE FOCUS. . . . 95

Overview . . . 95

Performance Still Far From Normal . . . 96

Nuclear Unavailability Review 2023 . . . 100

Stress Corrosion Cracking and Thermal Fatigue . . . 104

Lifetime Extensions – Regulator Flexibility . . . 104

Financial Issues . . . 108

The Flamanville-3 EPR Saga Continued . . . 109

Conclusion . . . 110

HUNGARY FOCUS . . . 111

Cooperation With Russia and Belarus . . . 112

The PAKS II Saga . . . 114

JAPAN FOCUS. . . . 119

Overview . . . 119

Legal Cases Against the Restart of Reactors . . . 124

Reactor Closures, Spent Fuel Management, and HLW Disposal Plan . . . 125

Nuclear Energy in Japan in View of the Noto Peninsula Earthquake 129
New Energy Policy and the Role of Nuclear Power 130
Prospects for Nuclear Power 132
THE NETHERLANDS FOCUS 133
POLAND FOCUS 141
The Pomeranian Project. 142
The Łódź Project 145
Perspectives for Small Modular Reactor (SMR) Deployment 148
RUSSIA FOCUS 152
Nuclear Newbuild 153
Reactor Exports 156
Nuclear Interdependencies and Sanctions 158
SOUTH KOREA FOCUS. 161
Continued Pro-nuclear Policy of the Yoon Administration 161
The World's Largest Nuclear Power Plant Got Another Reactor 164
Construction of Saeul-3 and -4 164
Construction of Shin-Hanul-3 and -4. 165
Lifetime Extensions 166
SMR Support and Demonstration Reactor Construction Plan 167
KEPCO/KHNP vs. Westinghouse 168
KHNP as Preferred Bidder for the Czech's New NPP Project 170
KEPCO's Continued Financial Crisis 173
SWEDEN FOCUS 173
Reversing the Phaseout Policy 175
Swedish SMR Ambitions. 178

Swedish Lifetime Extension Strategy . . . 180
TAIWAN FOCUS . . . 183
National Politics . . . 183
Reactor Closures . . . 186
The Lungmen Saga . . . 187
Energy and Climate Policy . . . 189
TÜRKIYE FOCUS . . . 192
A Brief History of Nuclear Energy in Türkiye . . . 195
The Russian Deal . . . 196
Further Newbuild Options . . . 198
Nuclear Waste . . . 202
Opinion Polls . . . 203
Energy Outlook . . . 203
UKRAINE FOCUS . . . 206
Newbuild Projects . . . 207
Power Sector in War Conditions . . . 209
Russian Attacks on Nuclear Facilities . . . 211
UNITED KINGDOM FOCUS . . . 214
Pathways to Net Zero . . . 216
Nuclear Newbuild . . . 221
Conclusion . . . 229
UNITED STATES FOCUS . . . 230
Overview . . . 230
Subsidies and Financing for Nuclear Power . . . 232
Cancellation of First-Mover SMR Project . . . 234

New Reactors: Proposals, Planning, and Policy Developments . . . 237
Extended Reactor Licenses . . . 239
Reactor Closures and Proposed Restarts . . . 240
Industry Restructuring and Emerging Business Models . . . 242
Reactor Construction . . . 243
Criminal Investigations of Nuclear Power Corporations . . . 244
Conclusion . . . 246

FUKUSHIMA STATUS REPORT 248

ABSTRACT . . . 248
ONSITE CHALLENGES . . . 248
Current Status of the Reactors . . . 248
Contaminated Water Discharge . . . 250
Worker Exposure . . . 252
OFFSITE CHALLENGES . . . 252
Current Status of Evacuation . . . 252
Food Contamination Monitoring . . . 253
Decontamination and Contaminated Soil . . . 254
Legal Cases, Resident Health, Compensation . . . 256
CONCLUSION . . . 257

DECOMMISSIONING STATUS REPORT 258

INTRODUCTION . . . 258
Elements of National Decommissioning Policies . . . 258
GLOBAL OVERVIEW . . . 260
Decommissioning Worldwide . . . 260

Overview of Reactors with Completed Decommissioning . . . 262
Overview of Ongoing Reactor Decommissioning . . . 263
Decommissioning in Selected Countries . . . 270
COUNTRY CASE STUDIES . . . 271
Canada . . . 271
France . . . 273
Germany . . . 277
Italy . . . 281
Japan . . . 283
Lithuania . . . 285
Russia . . . 286
South Korea . . . 287
Spain . . . 287
United Kingdom . . . 289
United States . . . 293
CONCLUSION ON REACTOR DECOMMISSIONING . . . 297

POTENTIAL NEWCOMER COUNTRIES 299

AFRICA FOCUS . . . 299
East Africa . . . 302
Sahel States . . . 304
Nigeria . . . 305
Ghana . . . 306
BANGLADESH . . . 308
EGYPT . . . 309

JORDAN 312
KAZAKHSTAN 313
SAUDI ARABIA 314
UZBEKISTAN 316

RUSSIA NUCLEAR DEPENDENCIES 318

RUSSIA'S ROLE IN THE GLOBAL NUCLEAR FUEL SUPPLY CHAIN 318
SANCTIONS 321
SUPPLY OF FUEL ASSEMBLIES FOR RUSSIAN VVERs 323
WESTINGHOUSE 324
FRAMATOME AND THE LINGEN VVER FUEL MANUFACTURING PLANT PROJECT 326
RUSSIA'S DEPENDENCIES AND POTENTIAL FURTHER SANCTIONS 330

CIVIL-MILITARY CROSS-FINANCING IN THE U.K. NUCLEAR SECTOR 332

SUMMARY OF REVENUE FLOWS IN THE U.K. NUCLEAR COMPLEX. 336

MILITARIZATION OF CIVIL NUCLEAR REACTORS: TRITIUM FOR NUCLEAR WEAPONS 337

INTRODUCTION 337
TRITIUM DEMAND FOR NUCLEAR WEAPONS 338
TRITIUM PRODUCTION AT THE WATTS BAR NUCLEAR PLANT 339
NONPROLIFERATION CONCERNS 341
IMPLICATIONS FOR FRANCE 342

SMALL MODULAR REACTORS (SMRs) 343

ARGENTINA 343
CANADA 344
CHINA 348

HTR-PM Design . . . 348
ACP100 Design . . . 350
FRANCE . . . 350
INDIA . . . 352
RUSSIA . . . 353
Light Water Reactor Designs . . . 353
Fast Neutron Reactor Designs . . . 354
Export Prospects . . . 355
SOUTH KOREA . . . 355
UNITED KINGDOM . . . 357
UNITED STATES . . . 361
CONCLUSION . . . 365

NUCLEAR POWER VS. RENEWABLE ENERGY DEPLOYMENT 366

INTRODUCTION . . . 366
INVESTMENT . . . 368
TECHNOLOGY COSTS . . . 370
INSTALLED CAPACITY AND ELECTRICITY GENERATION . . . 372
STATUS AND TRENDS IN CHINA, THE EUROPEAN UNION, INDIA, AND THE UNITED STATES . . . 375
China . . . 375
European Union . . . 377
India . . . 380
United States . . . 382
CONCLUSION ON NUCLEAR POWER VS. RENEWABLE ENERGY DEPLOYMENT . . . 384

POWER FIRMING AND COMPETITIVE PRESSURE ON NUCLEAR 385

INCREASING NUMBER OF HYBRID PLANTS, MOSTLY PAIR SOLAR AND STORAGE 388

GROWTH IN UTILITY-SCALE STORAGE AND COST TRENDS 391

ECONOMICS OF RENEWABLE PLUS STORAGE HYBRIDS 393

ANNEX 1 – OVERVIEW BY REGION AND COUNTRY 398

AFRICA 398

South Africa. 398

THE AMERICAS 404

Argentina 404

Brazil 408

Canada. 412

Mexico 417

ASIA. 419

India 419

Pakistan 423

MIDDLE EAST 425

Iran 425

United Arab Emirates 427

EUROPEAN UNION (EU27) 428

WESTERN EUROPE 432

Finland 432

Germany. 438

Spain 445

Switzerland 450

CENTRAL AND EASTERN EUROPE 457
Bulgaria 457
Romania 464
Slovakia 471
Slovenia 478
FORMER SOVIET UNION 483
Armenia 483
Belarus 487

ANNEX 2 – RUSSIA NUCLEAR DEPENDENCIES 491

ANNEX 3 – SUMMARY OF REVENUE FLOWS IN THE U.K. NUCLEAR COMPLEX 494

ANNEX 4 - STATUS OF NUCLEAR POWER IN THE WORLD 498

ANNEX 5 – NUCLEAR REACTORS IN THE WORLD "UNDER CONSTRUCTION" 499

ANNEX 6 – ABBREVIATIONS 505

ANNEX 7 – ABOUT THE AUTHORS 509

TABLE OF FIGURES

Figure 1 · National Nuclear Power Programs Development, 1954–2024. 43
Figure 2 · Nuclear Electricity Generation in the World... and China 45
Figure 3 · Nuclear Electricity Generation and Share in National Power Generation. 46
Figure 4 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures in the World 48
Figure 5 · Nuclear Power Reactor Grid Connections and Closures – China Effect Pausing? 49
Figure 6 · World Nuclear Reactor Fleet, 1954–mid-2024 50
Figure 7 · World Nuclear Reactor Fleet – IAEA vs WNISR, 1954–July 2024 53
Figure 8 · Nuclear Reactors "Under Construction" in the World 55
Figure 9 · Nuclear Reactors "Under Construction" – China and the World 56
Figure 10 · Nuclear Reactors "Under Construction" by Technology-Supplier Country 58
Figure 11 · Average Annual Construction Times in the World 60
Figure 12 · Delays for Units Started Up, 2021–2023 61
Figure 13 · Construction Starts in the World 62
Figure 14 · Construction Starts in the World/China 63
Figure 15 · Cancelled or Suspended Reactor Constructions 64
Figure 16 · Age Distribution of Operating Reactors in the World 65
Figure 17 · Reactor-Fleet Age of Top 5 Nuclear Generators 65
Figure 18 · Age of World Nuclear Fleets. 67
Figure 19 · Age Distribution of Closed Nuclear Power Reactors 68
Figure 20 · Nuclear Reactor Closure Age 69
Figure 21 · The 40-Year Lifetime Projection 70
Figure 22 · The PLEX Projection (not including LTOs) 71
Figure 23 · Forty-Year Lifetime Projection versus PLEX Projection 72
Figure 24 · Nuclear Power Generation in Belgium vs. Installed Nuclear Capacity 73
Figure 25 · Nuclear Power Generation in Belgium vs. Nuclear Share 74

Figure 26 · Construction Times of Reactors Built in China 84
Figure 27 · Age Distribution of the Chinese Nuclear Fleet 85
Figure 28 · Operating Fleet and Capacity in France 97
Figure 29 · Startups and Closures in France 98
Figure 30 · Nuclear Electricity Production vs. Installed Capacity in France 98
Figure 31 · Nuclear Electricity Production vs. Nuclear Share in France 99
Figure 32 · Monthly Nuclear Electricity Generation, 2012–mid-2024 100
Figure 33 · Reactor Outages in France in 2023 101
Figure 34 · Forced and "Planned" Unavailability of Nuclear Reactors in France in 2023 102
Figure 35 · Unavailability of a Selection of French Nuclear Reactors, 2019–2023 103
Figure 36 · Age Distribution of French Nuclear Fleet (by Decade) 108
Figure 37 · Rise and Fall, and Slow Restart of the Japanese Nuclear Program 120
Figure 38 · Status of the Japanese Reactor Fleet 121
Figure 39 · Age Distribution of the Japanese Nuclear Fleet 121
Figure 40 · Age Distribution of the Russian Nuclear Fleet 156
Figure 41 · Electricity Production in Taiwan, 2000–2023 190
Figure 42 · 2025–2035 Targets for Electricity Generation in Türkiye 204
Figure 43 · Electricity Production by Source in Türkiye 205
Figure 44 · U.K. Reactor Startups and Closures 214
Figure 45 · Age Distribution of U.K. Nuclear Fleet 216
Figure 46 · Electricity Generation by Source in the U.K. – The Coal Plunge 217
Figure 47 · Age Distribution of U.S. Nuclear Fleet 230
Figure 48 · Evolution of Average Reactor Closure Age in the U.S. 240
Figure 49 · Percentages of Treated Water and Water to be Re-purified 251
Figure 50 · Contractors More Exposed to Radiation than TEPCO Staff 252
Figure 51 · Overview of Completed Reactor Decommissioning Projects, 1954–2024 263

Figure 52 · Progress and Status of Reactor Decommissioning in Selected Countries 270

Figure 53 · Russian Nuclear Fuel Services to the E.U. on the Rise 319

Figure 54 · E.U. Imports of Russian Nuclear Fuel Elements 321

Figure 55 · Consumer and Taxpayer Financial Flows Towards the U.K. Nuclear Complex. 334

Figure 56 · Global Investment Decisions in Renewables and Nuclear Power, 2004–2023. 369

Figure 57 · Regional Breakdown of Nuclear and Renewable Energy Investment Decisions, 2014–2023. 370

Figure 58 · The Declining Costs of Renewables vs. Traditional Power Sources 371

Figure 59 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in the World. . 373

Figure 60 · Added Electricity Generation by Power Source, 2013–2023 374

Figure 61 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewable Electricity Production in the World. 375

Figure 62 · Wind, Solar and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in China, 2000–2023 376

Figure 63 · Nuclear vs. Non-Hydro Renewables in China, 2000–2023. 377

Figure 64 · Wind, Solar, and Nuclear Capacity and Electricity Production in the EU27 378

Figure 65 · Electricity Generation in the EU27 by Fuel, 2013–2023. 379

Figure 66 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in India 381

Figure 67 · Wind, Solar, and Nuclear Installed Capacity and Electricity Production in the United States 383

Figure 68 · Multiple Service Areas for Storage. 392

Figure 69 · LCOEs for Solar + Storage vs. Coal and Gas in China, India, U.S. 395

Figure 70 · Nuclear Reactors Startups and Closures in the EU27, 1959–1 July 2024. 429

Figure 71 · Nuclear Reactors and Net Operating Capacity in the EU27 429

Figure 72 · Construction Starts of Nuclear Reactors in the EU27 430

Figure 73 · Age Evolution of EU27 Reactor Fleet, 1959–2023 431

Figure 74 · Age Distribution of the EU27 Reactor Fleet 431

Figure 75 · Age Distribution of the Western European Reactor Fleet (incl. Switzerland and the U.K.). 432

Figure 76 · Electricity Generation by Source in Germany, 2000–2023 440

Figure 77 · Main Developments of the German Power System Between 2010 and 2023 442

Figure 78 · Age Distribution of the Swiss Nuclear Fleet. 450

TABLE OF TABLES

Table 1 · WNISR Rationale for the Classification of 30 Reactors as Non-Operational as of end 2012 54

Table 2 · Nuclear Reactors "Under Construction" (as of 1 July 2024) 57

Table 3 · Duration from Construction Start to Grid Connection, 2014–2023 61

Table 4 · Belgian Nuclear Fleet (as of 1 July 2024) 75

Table 5 · Total Unavailability of French Nuclear Reactors, 2019–2023 (in Reactor-Days) 101

Table 6 · Fourth Decennial Visits of French 900-MW Reactors, 2019–2024 106

Table 7 · Official Reactor Closures Post-3/11 in Japan (as of 1 July 2024) 128

Table 8 · Government Plan for Electricity Mix in South Korea 162

Table 9 · Status of U.K. EDF AGR Nuclear Reactor Fleet (as of 1 July 2024) 215

Table 10 · Status of Interim Storage Facilities for Decontaminated Soil as of 30 June 2024 . . . 255

Table 11 · Overview of Status of the Decommissioning 257

Table 12 · Overview of Reactor Decommissioning Worldwide (as of 1 July 2024) 261

Table 13 · Nuclear Power Agreements Concluded Between Russia/Rosatom and African Countries 300

Table 14 · Annual Electricity Consumption in Selected African Countries That Consider the Nuclear Power Option 302

Table 15 · Fuel Supply for Soviet-designed Reactors in the E.U. and Ukraine (as of mid-2024) . 323

Table 16 · Status of Canadian Nuclear Fleet - PLEX and Expected Closures 414

Table 17 · Legal Closure Dates for German Nuclear Reactors, 2011–2023 443

Table 18 · Fuel Supply for Soviet-designed Reactors in the E.U. and Ukraine (as of mid-2024) . 491

Table 19 · Indicative Annual Value Flows to Diverse U.K. Civil and Military Nuclear-Related Activities in 2024 495

Table 20 · Status of Nuclear Power in the World (as of 1 July 2024) 498

Table 21 · Nuclear Reactors in the World "Under Construction" (as of 1 July 2024) 499

ANNEX 4 – STATUS OF NUCLEAR POWER IN THE WORLD

Table 20 – Status of Nuclear Power in the World (as of 1 July 2024)

Country	Nuclear Fleet					Power	Energy
	Operating		LTO	Mean Age[a]	Under Construction	Share of Commercial Electricity[b] (2023)	Share of Commercial Primary Energy[c] (2023)
	Units	Capacity (MW)	Units	Years	Units		
Argentina	3	1 641		33.8	1	6.3% (=)	2.2% (=)
Armenia	1	416		44.5		31.1% (=)	N/A
Bangladesh	-	-		-	2		
Belarus	2	2 220		2.4		28.6% (+)	9.9% (+)
Belgium	5	3 908		45.2		41.2% (–)	12.8% (–)
Brazil	2	1 884		33.1		2.2% (=)	0.9% (=)
Bulgaria	2	2 006		34.8		40.4% (+)	20.2 (+)
Canada	18	12 821	1	41/41.5		13.7% (=)	5.7% (=)
China	57	54 152	1	10.5/10.4	27	4.9% (=)	2.3% (=)
Czech Republic	6	3 934		33		40% (+)	17.9% (=)
Egypt	-	-		-	4		
Finland	5	4 394		36.7		42% (+)	25.7% (+)
France	56	61 370		39.1	1	64.8% (+)	35% (+)
Germany	-	-		-		1.4% (–)	0.6% (–)
Hungary	4	1 916		39		48.8% (+)	15.7% (=)
India	19	6 718	4	25.1/21.1	7	3.1% (=)	1.1% (=)
Iran	1	915		12.8	1	1.7% (=)	0.5% (=)
Japan	12	11 046	21	33.5/38.5	1	5.6% (=)	4% (+)
Mexico	2	1 552		32.4		4.9% (=)	1.3% (=)
Netherlands	1	482		51		3.4% (=)	1% (=)
Pakistan	6	3 262		9.6		17.4% (+)	6% (=)
Romania	2	1 300		22.5		18.9% (=)	7.9% (=)
Russia	36	26 802		30.5	6	18.4% (–)	6.2% (=)
Slovakia	5	2 308		26.1	1	61.3% (+)	24.5% (+)
Slovenia	1	688		42.7		36.8% (–)	19.3% (=)
South Africa	2	1 854		39.6		4.4% (=)	1.6% (=)

Country	Nuclear Fleet					Power	Energy
	Operating		LTO	Mean Age[a]	Under Construction	Share of Commercial Electricity[b] (2023)	Share of Commercial Primary Energy[c] (2023)
	Units	Capacity (MW)	Units	Years	Units		
Sweden	6	6 944		42		28.6% (=)	20.2% (=)
Switzerland	4	2 973		48.3		32.4% (–)[d]	18.5% (–)
Taiwan	2	1 874		39.7		6.9% (–)	3.5% (=)
Türkiye	-	-		-	4		
UAE	4	5 321		2.2		19.7% (+)	5.6% (+)
U.K.	9	5 883		37.1	2	12.5% (–)	5.3% (=)
Ukraine	9	7 407	6	35.4/35		50.7% (–)[c]	21.2% (–)
U.S.	94	96 952		42.7		18.6% (=)	7.8% (=)
EU27	100	96 373		38.2	2	22.6 (=)[c]	9.9% (=)
World	**408**	**367 251**	**34**	**32.1/32**	**59**	**9.15% (=)[c]**	**4% (=)**

Sources: WNISR with IAEA-PRIS, Energy Institute, 2024

Notes: **LTO:** Long-Term Outage.

(a) – Including reactors in LTO/Excluding reactors in LTO.

(b) – Data for 2023, from IAEA-PRIS, "Nuclear Share of Electricity Generation in 2023", as of July 2024, unless otherwise indicated.

(c) – Data for 2023, from Energy Institute, "Statistical Review of World Energy", 2024.

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·ice·s accueillent avec reconnaissance corrections et propositions d'amélioration.

Le rapport complet de 513 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 (Agnès Stienne) et production – a été réalisée en coopération avec les bureaux parisiens des fondations Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) et Heinrich-Böll-Stiftung (HBS).

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

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

© Mycle Schneider Consulting – 2024

Mentions légales

Mycle Schneider Consulting, BNC
45, Allée des Deux Cèdres
91210 Draveil (Paris) France
Ph: +33-1-69 83 23 79
E : mycle@WorldNuclearReport.org

Responsable de la Publication
Mycle Schneider

Traduction
Julie Hazemann

Conception, Production
Agnès Stienne, Le Mans