

La relance du nucléaire dans le monde

Rapport de veille
édition 2025



Sommaire

Édito	5
I. Retour sur l'année 2025	6
1. Les faits marquants	7
1.1 Europe : le temps de l'action	7
1.2 De grandes manœuvres stratégiques	7
1.3 SMR/AMR : l'Occident rentre dans le concret	8
1.4 Fusion nucléaire : investissements privés records et premiers contrats d'achat	8
2. Suivi des indicateurs	9
2.1 Des besoins d'investissements dans la chaîne d'approvisionnement du combustible	9
2.2 L'intérêt pour la chaleur nucléaire se confirme	9
2.3 Le nucléaire, moteur des data centers et de l'IA	10
2.4 Des financements adaptés aux projets nucléaires	10
II. Focus géographiques	12
1. L'Europe organise la relance de l'énergie nucléaire	13
2. La filière nucléaire française monte en puissance	17
3. La Chine est à la fois performante et innovante	20
4. Les États-Unis en pleine ébullition	24
5. Le Canada accélère encore sur le nucléaire	28
6. La Russie reste au niveau mondial un partenaire de choix	31
7. Le nucléaire indien se met en ordre de marche	34
8. Le Japon se tourne vers le nucléaire de demain	36
9. L'ouverture d'une nouvelle période d'incertitude en République de Corée	39
10. L'Afrique, partie prenante de la relance du nucléaire, du minerai aux réacteurs	41
11. Reste du monde	43
III. Data	44
Lexique	50



Relance mondiale du nucléaire 2025, l'année des confirmations

Par Valérie Faudon, déléguée générale de la Sfen

J'ai le grand honneur de présenter la troisième édition du rapport de la Sfen sur la relance du nucléaire dans le monde. La Sfen avait décidé fin 2023 de lancer une activité de veille sur le nouvel intérêt des gouvernements pour le nucléaire, soutenu par un changement d'attitude des opinions publiques. Elle a documenté depuis en continu les annonces des différents pays, dont certaines, pour une énergie des temps longs, ne sont encore que des promesses. En 2025, la relance commence à se concrétiser dans les chiffres. Un récent rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) analyse que les investissements dans le nucléaire ont connu une hausse de 50 % dans le monde sur les cinq dernières années. Ils devraient dépasser les 70 milliards de dollars en 2025. Si la croissance est toujours tirée par les projets chinois de gros réacteurs, l'AIE projette que la demande de SMR de la part des centres de données pourrait devenir un futur grand moteur de croissance.

Si, fin 2022, les recherches d'énergie bas carbone et de sécurité énergétique avaient été les moteurs de la relance, ces derniers douze mois voient monter au premier plan les enjeux de souveraineté industrielle. Ainsi le rapport Draghi, « Le futur de la compétitivité européenne », en septembre 2024, parlait de « promouvoir le leadership industriel européen en matière nucléaire ». Le nouveau président américain, dans ses décrets de fin mai 2025, indique que le nucléaire doit répondre aux besoins urgents d'énergie pour « relever les défis de l'IA » et aussi pour « consolider la domination énergétique » des États-Unis.

De nombreux défis restent encore à relever, mais 2025 a vu de nouveaux progrès historiques. Sur le financement, après le soutien des banques privées fin 2024, c'est le tour des banques publiques, la Banque européenne d'investissement (BEI) et la Banque mondiale, d'annoncer leur retour dans le financement des grands projets nucléaires. En matière d'innovation, l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) a répertorié début 2025 plus de 120 modèles de SMR dans le monde. En juillet 2025, le gouvernement britannique a annoncé la décision finale d'investissement pour le projet de construction de deux EPR à Sizewell C.

Je tiens à remercier les équipes de la Sfen, ainsi que les conseillers nucléaires des ambassades pour leurs relectures et leurs suggestions. Nous sommes preneurs de vos retours et propositions en vue de l'édition 2026. ■

Retour sur l'année 2025



Retour sur l'année 2025

1 Les faits marquants

1.1 Europe : le temps de l'action

En septembre 2024, le rapport Draghi, « Le futur de la compétitivité européenne », a confirmé le rôle important que doit jouer l'énergie nucléaire. D'abord dans sa dimension énergétique, pour « contribuer à la réalisation des objectifs climatiques de l'UE et au renforcement de la sécurité de l'approvisionnement », aux côtés des renouvelables. Mais aussi dans sa dimension industrielle, pour « promouvoir le leadership industriel européen en matière nucléaire ».

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

L'Europe compte désormais onze pays ayant annoncé des programmes nucléaires à différents stades. L'année 2025 voit aussi une remise en cause générale des législations antinucléaires : en mai 2025, la Belgique a abrogé sa loi de sortie du nucléaire, tout comme la

Serbie en novembre 2024. L'Italie (devenue membre de l'Alliance du nucléaire) et la Suisse suivent avec de nouveaux projets législatifs. Le Danemark a annoncé rouvrir la porte à l'énergie nucléaire, interdite depuis 1985, et l'Espagne se déclare « ouverte » à prolonger ses réacteurs au-delà de 2035. Côté construction, le projet de deux EPR à Sizewell C a franchi un jalon essentiel avec une décision finale d'investissement (FID) en juillet 2025.

1.2 De grandes manœuvres stratégiques

Pour la cinquième année consécutive, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a relevé en septembre 2025 ses projections à long terme concernant la capacité nucléaire mondiale. La projection basse montre une croissance de 50 % d'ici à 2050, et la projection haute une multiplication par plus de 2,5, passant de 377 GW en 2024 à 992 GW. L'essentiel de l'augmentation est assuré par des réacteurs de plus de 1 000 MW, mais les SMR/AMR pourraient représenter jusqu'à 24 % de la capacité. Ces projections s'approchent de l'engagement de triplement de la capacité mondiale pris par une vingtaine de chefs d'État lors de la COP28 de Dubaï en 2023.

Aux États-Unis, le président Trump a rehaussé l'objectif ambitieux de triplement fixé par l'administration Biden en annonçant désormais un quadruplement. L'Inde a également relevé son ambition, visant 22 GW en 2032 puis 100 GW d'ici à 2047, contre 7,5 GW aujourd'hui. Avec seize réacteurs en construction ou en projets, elle devient le deuxième pays au monde en nombre de chantiers, derrière la Chine. Enfin, l'Europe, comme vu plus haut, a mis à jour son programme indicatif 2050 en augmentant de 50 % ses projections par rapport à 2019.

Ces nouveaux programmes nécessitent une intense activité législative et de nouveaux cadres juridiques. C'est le cas pour

Pour la cinquième année consécutive, l'AIEA a relevé en septembre ses projections à long terme concernant la capacité nucléaire mondiale.

Retour sur l'année 2025

les nouveaux entrants, mais aussi pour des pays comme l'Italie qui reviennent à l'atome. Les pays nucléaires réforment également leurs autorités de sûreté (Finlande, Pays-Bas, France, États-Unis) et accélèrent leurs processus d'autorisation, notamment à travers le rapprochement de plusieurs autorités. L'Inde simplifie ses projets avec des amendements sur l'acquisition du foncier, la possibilité pour des acteurs privés de développer des projets nucléaires, et sa loi sur la responsabilité civile nucléaire.

1.3 SMR/AMR : l'Occident rentre dans le concret

La Chine et la Russie ont pris une avance en matière de SMR. La Chine explore toutes les technologies de réacteurs : elle exploite depuis 2021 un réacteur à haute température et construit un SMR à eau pressurisée dont la mise en service commerciale est prévue pour 2026. La Russie exploite depuis 2019 la barge Akademik Lomonosov (2 × 35 MWe), a lancé la construction du BREST-OD-300 (plomb) et prépare une série de réacteurs RITM-200 terrestres et marins (environ 55 MWe).

En Occident, aucun SMR n'est encore en service. Le Canada est pionnier avec la construction de quatre BWRX-300 (GE-Hitachi) à Darlington (Ontario), dont la première unité doit démarrer en 2030. Le Royaume-Uni avance avec le Rolls-Royce SMR de 470 MWe, en cours d'examen réglementaire, et qui a été retenu non seulement sur son sol mais aussi en République tchèque. En Suède, il est finaliste de l'appel d'offres face à GE-Hitachi, ce dernier ayant déjà été sélectionné en Pologne et en Estonie.

Aux États-Unis, le programme d'accélération du ministère de l'Énergie (DoE) a retenu onze technologies avancées qui bénéficieront d'un appui réglementaire. Objectif : atteindre la criticité d'au moins trois prototypes d'ici à juillet 2026.

En France, EDF et ses partenaires ont engagé la refonte du projet Nuward, tandis que le concepteur du SMR calogène Calogena a entamé des discussions avec le CEA en vue d'une implantation potentielle. Le pays bénéficie aujourd'hui d'un écosystème comprenant une douzaine d'acteurs spécialisés.

1.4 Fusion nucléaire : investissements privés records et premiers contrats d'achat

Si le présent rapport n'explore pas en détail le cas de la fusion, force est de constater que l'année 2025 confirme un essor inédit. Les grands réacteurs de recherche publics (WEST en France, JT-60SA au Japon, NIF aux États-Unis, Wendelstein 7-X en Allemagne, EAST en Chine) multiplient les records de performance, et ITER avance avec le début de l'assemblage de la chambre à vide.

En plus des records expérimentaux, ce sont les montants levés par les porteurs de projet qui impressionnent. Les 53 entreprises engagées dans la fusion, recensées par la Fusion Industry Association, ont récupéré 2,65 milliards de dollars en 2024 et près de 10 milliards depuis 2021, dont 90 % venant du privé. La fusion découvre aussi les contrats d'achat d'électricité (PPA). En 2023, Helion Energy avait signé un contrat d'achat d'électricité avec Microsoft, prévoyant une fourniture dès 2028. En 2025, c'est Commonwealth Fusion Systems (CFS) qui a annoncé le premier PPA avec Google. La start-up a, dans la foulée, reçu un investissement de 900 millions de dollars, notamment de Nvidia et de Morgan Stanley.

En France, GenF (soutenue par Thales) et Renaissance Fusion se distinguent. Cette dernière figure parmi les douze start-up mondiales les mieux financées en 2024 après avoir levé 36 millions de dollars, selon la Fusion Industry Association. ■

Retour sur l'année 2025

2 Suivi des indicateurs

2.1 Des besoins d'investissements dans la chaîne d'approvisionnement du combustible

Le rapport de la World Nuclear Association (septembre 2025) confirme que les ressources en uranium suffisent jusqu'en 2040, même dans les scénarios ambitieux de croissance du parc mondial. En revanche, des investissements urgents sont nécessaires pour les mettre en production. Plusieurs mines très productives arriveront en fin d'exploitation dans les années 2030, alors que le développement de nouvelles mines prend désormais de dix à vingt ans. Le temps de construction des nouvelles usines de la chaîne de fourniture du combustible est inférieur à celui des réacteurs de puissance, ce qui laisserait des marges. En revanche, pour les technologies innovantes (AMR), la fourniture du combustible peut se trouver sur le chemin critique du lancement des projets.

La crise liée à l'invasion de l'Ukraine (2022) a révélé la dépendance occidentale vis-à-vis de la Russie pour la conversion, l'enrichissement de l'uranium et la fabrication du combustible des réacteurs VVER. Les États-Unis ont interdit fin 2024 l'importation d'uranium enrichi jusqu'en 2040, avec des dérogations possibles jusqu'en 2028. L'Union européenne a annoncé en juin 2025 travailler dans le cadre de RepowerEU sur de nouvelles mesures visant à restreindre les

importations d'uranium, d'uranium enrichi et d'autres matières nucléaires provenant de Russie.

L'Occident investit dans de nouvelles capacités d'enrichissement : Orano a démarré fin 2024 le projet d'extension de capacité (+ 30 %) de son usine GB2 (Tricastin, France). Urenco investit à Eunice (États-Unis), Almelo (Pays-Bas) et Capenhurst (Royaume-Uni) pour la production de Haleu (uranium moyennement enrichi) d'ici à 2031. Ce dernier projet était soutenu par 196 millions de livres sterling du gouvernement britannique. En Europe, tous les exploitants de VVER, sauf la Hongrie, ont signé des contrats de diversification avec Westinghouse et Framatome.

2.2 L'intérêt pour la chaleur nucléaire se confirme

La cogénération – production simultanée de vapeur et d'électricité bas carbone – est déjà éprouvée : 43 réacteurs dans le monde alimentent des réseaux de chauffage urbain (principalement en Europe de l'Est et en Russie), selon les données de l'AIEA. En Suisse, Beznau fournit depuis 1983 de la chaleur à 20 000 personnes. De plus en plus de pays montrent un intérêt pour l'utilisation de la chaleur

43 réacteurs dans le monde alimentent des réseaux de chauffage urbain (principalement en Europe de l'Est et en Russie).

Retour sur l'année 2025

Le nucléaire s'impose comme carburant des data centers : selon l'AIE, leur consommation pourrait doubler d'ici à 2030.

nucléaire pour décarboner le chauffage urbain, mais aussi les procédés industriels grâce à de la haute température (supérieure à 500 °C).

La Chine mise sur l'adaptation de son parc et sur les réacteurs haute température. Elle exploite aujourd'hui un service de fourniture de chaleur bas carbone à grande échelle dans la ville côtière de Haiyang, à partir de réacteurs AP1000 sinisés, et alimente ainsi 400 000 personnes. En mars 2024, le réacteur HTR-PM de Shidao a été connecté au réseau de chauffage urbain. En Europe, trois villes finlandaises étudient des SMR pour la chaleur urbaine, et le Français Calogena travaille sur un prototype à Cadarache.

Côté industriel, Dow et X-Energy ont soumis en avril 2025 une demande de permis pour quatre Xe-100 à Seadrift (Texas). En juillet 2024, la Chine a annoncé un projet à Xuwei (Jiangsu) pour fournir 32,5 Mt/an de vapeur industrielle en cogénération.

2.3 Le nucléaire, moteur des data centers et de l'IA

En février 2025, lors du Sommet pour l'action sur l'intelligence artificielle à Paris, le président de la République Emmanuel

Macron a lancé : « Just plug, baby, plug », parodiant « Drill, baby, drill » de Donald Trump. Il soulignait la fiabilité et la compétitivité de l'électricité nucléaire pour alimenter des centres de données de plus en plus énergivores.

Le nucléaire s'impose comme carburant des data centers : selon l'AIE (« World Energy Investment 2025 »), leur consommation pourrait doubler pour atteindre 950 TWh d'ici à 2030. Les Gafam, soucieux de leur empreinte carbone et de la fiabilité de leurs services, se tournent naturellement vers cette énergie bas carbone et stable.

En 2024, Microsoft et Constellation Energy se sont engagés à redémarrer Three Mile Island 1. Google mise sur les AMR de Kairos Power, Amazon sur Dominion Energy et X-Energy. Meta prépare un appel à projets pour 4 GW aux États-Unis d'ici à 2030. Dernière annonce : Fermi envisage un centre de données adossé à quatre AP1000 au Texas.

La France, forte d'une électricité décarbonée à plus de 90 %, veut saisir cette opportunité. En mars 2025, EDF a lancé deux appels à manifestation d'intérêt auprès des entreprises du numérique pour accueillir des sites adaptés aux centres de données. En septembre, l'électricien a signé un contrat d'allocation de production nucléaire (CAPN) avec l'acteur européen Data4 (également engagé avec Westinghouse sur le SMR AP300). Les livraisons d'EDF débuteront en 2026 pour une durée de douze ans, à raison de 230 GWh annuels.

2.4 Des financements adaptés aux projets nucléaires

Un financement compétitif et adapté est essentiel à la réussite des projets de réacteurs nucléaires de grande puissance. Le message a été entendu en Europe. Plusieurs modèles de financement sont en cours d'étude à Bruxelles. En République tchèque, pour la construction de

Retour sur l'année 2025

deux réacteurs et deux en option, le pays s'engage sur un prêt étatique à taux zéro, une garantie de revenu sur quarante ans et un mécanisme de protection contre les imprévus. La Pologne a choisi un soutien à hauteur de 14 milliards d'euros, tandis que les 70 % restants du coût total (45 milliards d'euros pour trois AP1000) proviendront principalement d'un emprunt assuré par la Banque américaine d'import-export. L'État sera le garant de cette dette. Un contrat de différence bilatéral devrait aussi être mis en place afin d'assurer la stabilité des revenus. Du côté de la Suède, qui définit son programme, le pays met en place un prêt d'État, un contrat pour différence et une garantie de rendement, s'appliquant aussi bien aux réacteurs de puissance qu'aux SMR.

Outre-Manche, le modèle des deux EPR de Sizewell C a attiré de nombreux investisseurs. La CDBQ détient 20 %, Centrica 15 % et Amber Infrastructure 7,6 %. EDF, promoteur du projet, voit sa part réduite de 16 % à 12,5 %. Le reste revenant au gouvernement britannique, qui atteindra 44,9 % à terme. La majorité de la dette sera assurée par le fonds souverain du Royaume-Uni, avec jusqu'à 5 milliards d'euros de garanties export

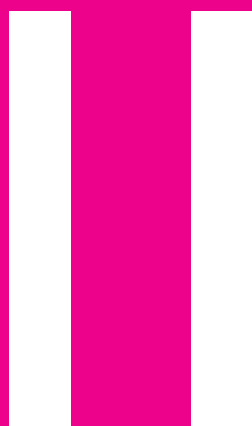
proposées par Bpifrance. Sizewell C bénéficie du modèle RAB (regulated asset base), qui réduit les risques financiers en sollicitant la contribution des futurs consommateurs dès le début de la phase de construction. De plus, l'accord dévoilé le 22 juillet 2025 prévoit un plafond aux dépassements de coûts imputables aux partenaires privés et des bénéfices si les délais sont respectés.

L'année 2025 est aussi marquée par la volte-face de la Banque mondiale sur l'atome. Dans son histoire, la puissante institution n'avait financé qu'un projet, en 1959, en Italie. Rien depuis. Mais un partenariat a été signé avec l'AIEA pour soutenir les pays qui choisissent d'inclure l'énergie nucléaire dans leurs stratégies de développement. Si les premiers projets restent à préciser, cette ouverture devrait encourager d'autres institutions financières internationales.

Du côté de la Banque européenne d'investissement (BEI), l'intérêt pour le nucléaire se confirme avec la signature d'un contrat de prêt de 400 millions d'euros dans le cadre du projet d'extension de l'usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse II, portée par Orano. L'institution européenne a également indiqué qu'elle allait prochainement financer des projets de réacteurs. ■

2025 est aussi marquée par la volte-face de la Banque mondiale sur l'atome. Elle n'avait jusqu'alors financé qu'un projet, en 1959.

Focus géographiques

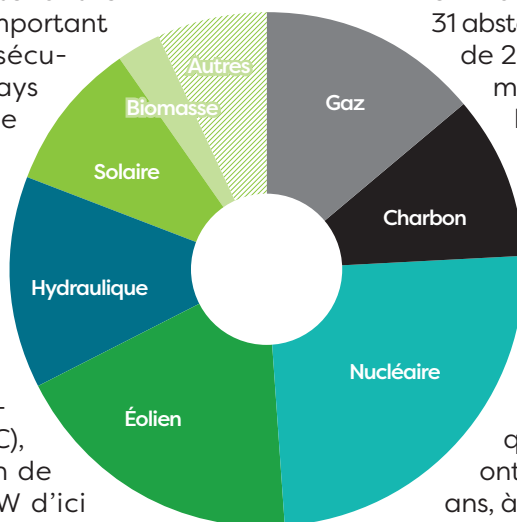


1 L'Europe organise la relance de l'énergie nucléaire

EN BREF Alors que l'exploitation à long terme s'est généralisée, les nouveaux projets se précisent, y compris dans le domaine des petits réacteurs modulaires. L'atome arrivant même à convaincre des pays historiquement plutôt réfractaires, les partenariats se resserrent alors que l'Union européenne chiffre l'ensemble des programmes nucléaires à 241 milliards d'euros¹ d'ici à 2050.

En Europe, le regain d'intérêt pour le nucléaire est certain et il touche même des pays qui étaient plutôt réfractaires à l'atome comme l'Italie, la Belgique, la Norvège ou le Danemark. Ces changements provoquent une évolution des institutions européennes qui considèrent maintenant le nucléaire comme un élément important de la décarbonation et de la sécurité d'approvisionnement des pays membres. Le lancement d'une Alliance industrielle des SMR en février 2024 ou encore celui d'un Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) sur les technologies nucléaires innovantes en avril 2025² témoignent d'une prise en main du sujet nucléaire au cœur de l'Union. Dans son huitième Programme indicatif nucléaire (PINIC), l'UE prévoit une augmentation de la capacité installée de 10 GW d'ici à 2050 en ne comptant que les projets de forte puissance³. Les petits réacteurs modulaires pourraient représenter 53 GW supplémentaires. C'est une véritable rupture par rapport au précédent PINIC (2019) qui prévoyait une chute de la capacité nucléaire à 71 GW en 2050 contre 98 GW aujourd'hui.

1 • Commission européenne, « Commission assesses nuclear investment needs by 2050 in view of decarbonisation and competitiveness goals », 13 juin 2025.
 2 • Commission européenne, « Commission announces IPCEI Design Support Hub and endorses project candidate on innovative nuclear technologies at Joint European Forum », 10 avril 2025.
 3 • Commission européenne, « Commission assesses nuclear investment needs by 2050 in view of decarbonisation and competitiveness goals », 13 juin 2025.



Mix électrique 2024
 (UE27 - sauf Malte)
 ■ Gaz : 13,9 %
 ■ Charbon : 10,4 %
 ■ Nucléaire : 24,8 %
 ■ Éolien : 18,6 %
 ■ Hydraulique : 13,2 %
 ■ Solaire : 9,5 %
 ■ Biomasse : 2,9 %
 ■ Autres : 6,7 %
 Source : ENTSO-E.

L'atome convainc à nouveau

Les lois antinucléaires de certains pays européens font aujourd'hui l'objet de vives discussions et plusieurs d'entre elles ont d'ores et déjà été levées. C'est le cas en Belgique où la loi sur les « diverses dispositions en matière d'énergie nucléaire », votée en mai 2025 à 102 voix pour, 8 contre et 31 abstentions, a abrogé la loi antinucléaire de 2003. La Serbie a elle aussi levé son moratoire sur l'énergie nucléaire, hérité de l'époque yougoslave, en octobre 2024. Le pays de 6 millions d'habitants bénéficie du soutien d'EDF et Egis pour échafauder son programme nucléaire.

Pour l'Italie, le travail législatif est en cours. Le gouvernement planche sur la mise en place d'un cadre juridique organisant le retour à l'énergie atomique alors que les derniers réacteurs du pays ont été fermés il y a près de quarante ans, à la suite du référendum sur l'énergie nucléaire organisé peu après l'accident de Tchernobyl (avril 1986). Enfin, le gouvernement du Danemark, pays dont l'exclusion du nucléaire remonte à 1985, a déclaré en mai 2025 s'intéresser à cette énergie et plus précisément aux petits réacteurs modulaires (SMR).

L'accélération des petits réacteurs modulaires : Rolls-Royce et GE-Hitachi se démarquent

Bien que les concepts restent nombreux, les projets de petits réacteurs modulaires se précisent. Le SMR de Rolls-Royce (470 MW) a par exemple été

Au-delà du réacteur, le projet Eagles illustre la capacité des Européens à pouvoir travailler ensemble.

sélectionné pour constituer les premières centrales de petite puissance de la République tchèque (septembre 2024) et du Royaume-Uni (juin 2025). La technologie britannique a également été sélectionnée en août 2025 par le Suédois Vattenfall en phase finale de l'appel d'offres face à GE-Hitachi avec son réacteur à eau bouillante, le BWRX-300. Ce dernier se démarque aussi avec plusieurs avancées récentes. En mai 2025, le gouvernement estonien a officiellement lancé les études de site pour accueillir deux BWRX-300 (600 MW), alors que le Polonais OSGE a quant à lui annoncé en août 2025 avoir sélectionné le site de Wloclawek, au centre du pays sur les rives de la Vistule, pour la construction d'un BWRX-300.

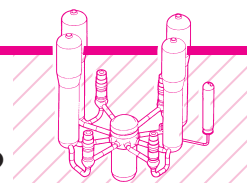
Le Rolls-Royce SMR et le BWRX-300 font partie des neuf projets sélectionnés par l'Alliance européenne des petits réacteurs modulaires en octobre 2024 au même titre que le Nuward d'EDF. La conception de ce dernier a complètement été remise à plat par les équipes d'EDF à l'été 2024. L'idée est de s'appuyer sur des briques technologiques éprouvées⁴. EDF a signé un protocole d'accord (MoU) avec Edison et l'Agence nationale italienne pour les nouvelles technologies, l'énergie et le développement économique durable (ENEA). L'évolution de la maturité du design pourrait aller de pair avec le calendrier de la relance nucléaire italienne. Par ailleurs, l'Italie dispose d'importantes ressources en ingénierie,

comme en témoigne sa forte présence dans les projets SMR, en particulier dans les technologies à neutrons rapides refroidies au plomb liquide. En juin 2025, les centres de recherche belge (SCK CEN), italien (ENEA) et roumain (Raten) ainsi qu'Ansaldo Nucleare ont annoncé la formation d'un consortium du nom d'Eagles pour commercialiser un réacteur de 300 MW en 2039. Au-delà du réacteur, le projet illustre la capacité des Européens à pouvoir travailler ensemble.

Projets de forte puissance : l'industrie mondiale s'organise

L'année a été mouvementée pour les projets européens de forte puissance. Les trois principaux vendeurs de réacteurs présents dans la région, le Français EDF, le Coréen KHNP et l'Américain Westinghouse sont en compétition aux quatre coins du continent. KHNP et Westinghouse se sont lancés dans un bras de fer concernant la propriété intellectuelle de certaines briques technologiques du réacteur APR-1400 et de sa version de 1 000 MW. Un accord a finalement été signé en janvier 2025 et celui-ci comprendrait,

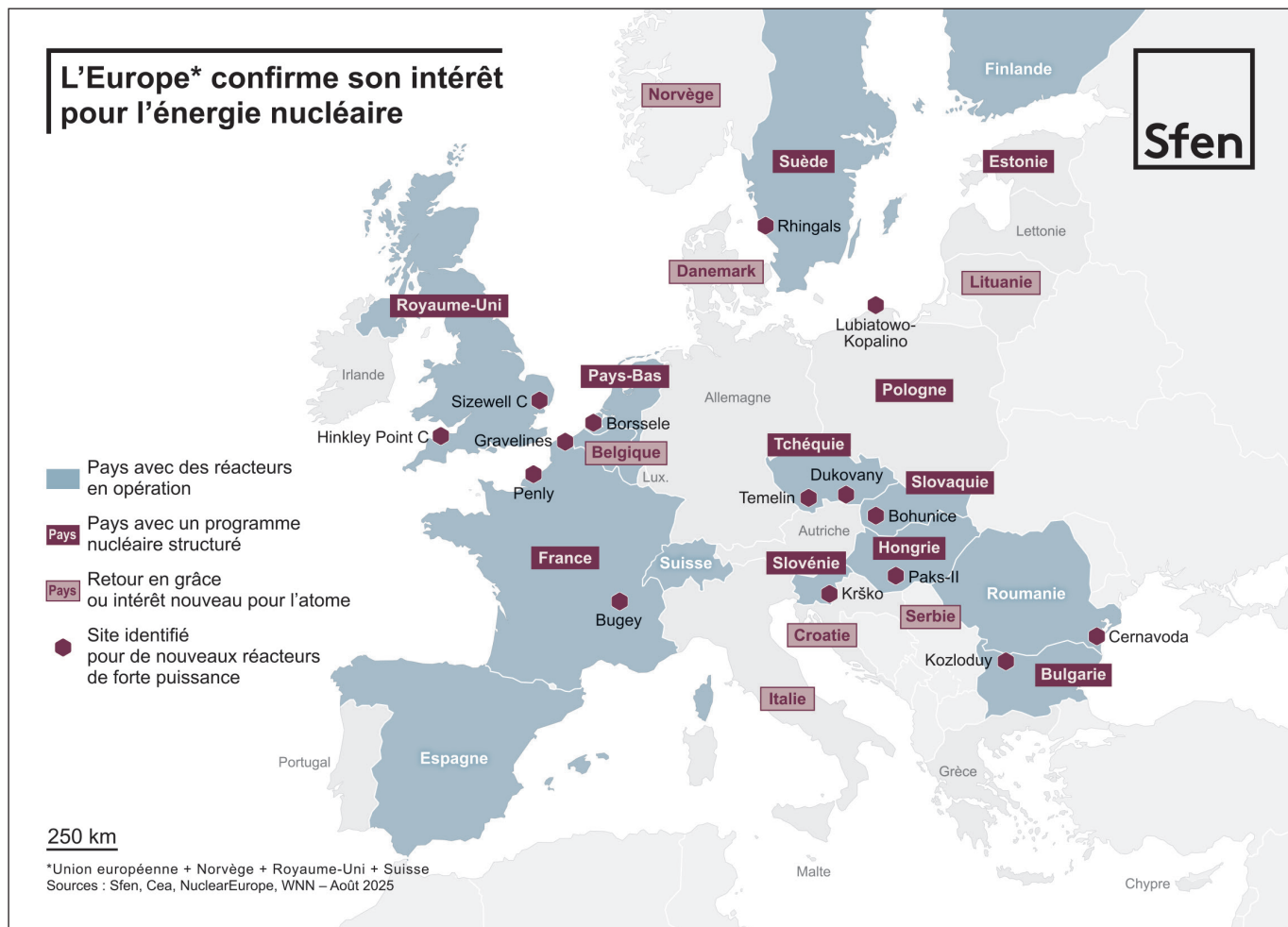
QUID de la capacité industrielle ?



L'Europe peut mobiliser une importante capacité à fabriquer de gros composants à travers plusieurs industriels, notamment ENSA (Espagne), Framatome (France), Vitkovice Machinery Group (République tchèque) pour les cuves et internes de cuves pour Skoda JS, auxquels il faut ajouter Ansaldo Nucleare et Mangiarotti (Italie) pour la production de générateurs de vapeur. Ces industriels reposent sur d'importantes forges en France (Framatome - Le Creusot), en Italie (Forgiatura A. Vienna, Societa delle Fucine), en République tchèque (Pilsen Steel, Vitkovice Heavy Machinery) et au Royaume-Uni (Sheffield Forgemasters).

⁴ • Revue générale nucléaire, « Découvrez le nouveau concept du SMR Nuward », 26 février 2025.

Europe



selon la presse⁵, une entente sur la répartition du marché mondial ainsi que des accords de coopération industrielle. Il est à noter que KHNP, dont le président a dû démissionner, s'est retiré des appels d'offres suédois (décembre 2024), slovène (février 2025), hollandais (mars 2025) et polonais (août 2025). Cela laisse penser que KHNP se limiterait en Europe à la construction de la centrale nucléaire tchèque de Dukovany et serait en soutien de Westinghouse pour les projets AP1000 au travers notamment d'un attelage américano-coréen pour la construction via la coopération avec le constructeur Hyundai. Concernant le projet tchèque,

une enquête de la Commission est toujours en cours sur de possibles subventions étrangères sud-coréennes qui seraient contraires aux règles de l'Union européenne. Par ailleurs, le schéma de financement, qui porte aujourd'hui sur deux à quatre unités, reste à valider.

Du côté d'EDF, la décision finale d'investissement pour la construction de deux EPR à Sizewell C a reçu le feu vert du gouvernement britannique en juillet 2025, alors que la construction de deux unités à Hinkley Point C se poursuit. En France, EDF a lancé en juin 2025 la démarche « Grand Chantier » qui vise à anticiper les effets territoriaux de la construction d'une paire d'EPR2 à Gravelines, dans les Hauts-de-France. Pour rappel, le programme français comprend la construction de six (phase 1) à quatorze EPR2 au total.

5 • The Korea Herald, « Westinghouse deal tensions loom over Korea-US summit », 20 août 2025. Financial Times, « US-South Korea nuclear reactor tie-up proposed amid accusations of "slave contract" », 21 août 2025.

Europe

Westinghouse a quant à lui été sélectionné par la Pologne, la Bulgarie et la Slovaquie pour la construction de respectivement trois, deux et une unités AP1000. Pour atteindre les 6 à 9 GW de capacité nucléaire installée, la Pologne a engagé le développement d'une première centrale de trois AP1000 au nord du pays (Lubiatowo-Kopalino). La mise en service de la toute première unité du pays a été repoussée à 2036⁶, soit un démarrage trois ans plus tard qu'initialement annoncé avec un surcoût de 50 %. Le projet d'une seconde centrale a été lancé durant l'été 2025 avec l'invitation formelle d'EDF à concourir.

Enfin, la technologie privilégiée pour la réalisation des programmes nucléaires de la Suède, de la Slovénie et des Pays-Bas reste à choisir. La Suède a adopté en mai 2025 une loi de financement du nucléaire pour 4 à 6 GW. La Slovénie souhaite construire un à deux réacteurs à Krško et a lancé en juin 2025 une consultation du public. Les Pays-Bas voudraient quant à eux construire deux unités d'une puissance située entre 1 000 et 1 650 MWe et ont identifié trois sites, dont celui de Borssele⁷ : un processus de consultation a été lancé début septembre (« stage 0 ») qui devrait permettre la sélection d'un site et d'une technologie d'ici à 2028.

Reste le cas hongrois. Rosatom est engagé dans la construction de la centrale Paks-II, dont le premier béton de la première unité devait être coulé en fin d'année. Mais le projet est toutefois mis en difficulté par une décision de la justice européenne qui revient sur l'autorisation d'une aide d'État au projet attribuée en 2017.

L'Europe en pointe sur les projets de stockage géologique

L'Europe compte plusieurs projets de stockage des combustibles usés parmi les plus avancés du monde. La Finlande

FAIT MARQUANT

Le 29 août 2025, la France et l'Allemagne ont annoncé travailler au réalignement de leurs politiques autour du respect du principe de neutralité technologique et de non-discrimination au sein de l'Union européenne à l'égard de toutes les énergies bas carbone⁸.

8 • Élysée, Conférence de presse du président Emmanuel Macron et du chancelier allemand Friedrich Merz, 29 août 2025.

a lancé la construction de son stockage géologique dès 2016 et réalise depuis août 2024 des essais opérationnels en vue de sa mise en service. Près d'une décennie plus tard, le 15 janvier 2025, SKB a annoncé le début de la construction du centre de stockage de déchets nucléaires suédois aux côtés de la centrale nucléaire de Forsmark. Il pourra accueillir plus de 6 000 colis de déchets représentant 12 000 tonnes de combustibles usés. Enfin, l'Agence française de gestion des déchets radioactifs (Andra) a annoncé en juillet 2025 la fin de l'instruction technique dans le cadre de sa demande d'autorisation de création du centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo déposée début 2023. L'avis final de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) sur l'ensemble de l'instruction de Cigéo est attendu pour le mois de novembre 2025. Le début de la construction est prévu pour la fin de la décennie. ■

La technologie pour les programmes nucléaires de la Suède, de la Slovénie et des Pays-Bas reste à choisir.

6 • Nuclear Engineering International, « New schedule delays Poland's first NPP », 17 décembre 2024.

7 • World Nuclear News, « Dutch nuclear new build timeline set to slip », février 2025.

2 La filière nucléaire française monte en puissance

EN BREF La France se prépare à la construction de six EPR2 dans le cadre de la phase 1 du programme nucléaire national et au renouvellement des installations du cycle du combustible. Du côté des petits réacteurs modulaires, le gouvernement souhaite rattraper son retard et faciliter la construction d'un démonstrateur.

L'année 2024 a été exceptionnelle pour le nucléaire français. En effet, le parc nucléaire confirme son retour en force après une production impactée par la découverte de corrosion sous contrainte sur certaines unités en 2022. La production nucléaire est ainsi passée de 279 TWh en 2022 à 320 TWh en 2023, puis à près de 362 TWh en 2024. Grâce à cette remontée et à la hausse de la production de la filière hydraulique – niveau record depuis 2013 –, la France est en 2024 le premier pays exportateur d'électricité en Europe avec un solde net de 89 TWh.

EDF n'est pas le seul à se réjouir de ses performances opérationnelles. Framatome⁹ a présenté un chiffre d'affaires en croissance de près de 12 %, notamment grâce à la signature des contrats pour les chaudières nucléaires des six EPR2 et de la future centrale britannique de Sizewell C. Framatome souligne également la signature de nouveaux contrats de fourniture d'assemblages de combustibles en Hongrie, en Slovaquie et aux États-Unis. Orano¹⁰ a quant à lui annoncé un chiffre d'affaires 2024 en hausse de 20 %, stimulé par de nouveaux contrats à l'export dans l'aval du cycle. Des bases saines pour préparer l'avenir.

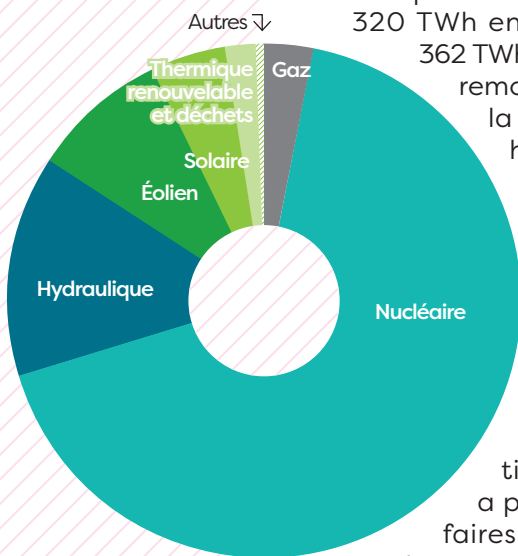
Le 17 mars 2025, l'État a réaffirmé sa vision du nucléaire de demain à travers la

réalisation de grands projets pour renouveler le parc nucléaire (programme EPR2), les installations du cycle du combustible (« Aval du futur »), la stimulation de l'innovation avec le développement de petits réacteurs modulaires (« France 2030 ») et la fermeture du cycle du combustible.

Le programme EPR2 en marche

Le programme EPR2 consiste en la construction de six réacteurs EPR2 (1 650 MWe), une version optimisée de l'EPR, avec une option à l'étude pour aller jusqu'à quatorze unités. Les premières tranches seront construites par paires sur les centrales de Penly, Gravelines et Bugey. La première unité serait mise en service en 2038 selon le Conseil de politique nucléaire (CPN) de mars 2025¹¹. En juillet 2024, les travaux préparatoires ont été autorisés sur le site de Penly, et en juin 2025, l'État, EDF et les parties prenantes territoriales ont lancé la démarche « Grand Chantier » sur le second site, à Gravelines. La démarche vise à anticiper les effets territoriaux de ce projet industriel majeur en matière de logement, de mobilité, de formation, d'emploi, de services publics ou encore d'intégration des entreprises locales.

Afin de structurer cette relance de l'atome, un nouveau contrat de filière sur la période 2025-2028 a été signé. Il organise les actions de la filière et permet de concevoir les plans d'action à plus long terme, que ce soit sur les besoins en formation ou de capacité industrielle par exemple¹². Sur ce dernier aspect,



Mix électrique 2024

- Gaz : 3,2 %
 - Nucléaire : 67,1 %
 - Hydraulique : 13,9 %
 - Éolien : 8,7 %
 - Solaire : 0,5 %
 - Thermique renouvelable et déchets : 2 %
 - Autres : 0,5 %
- Source : RTE.

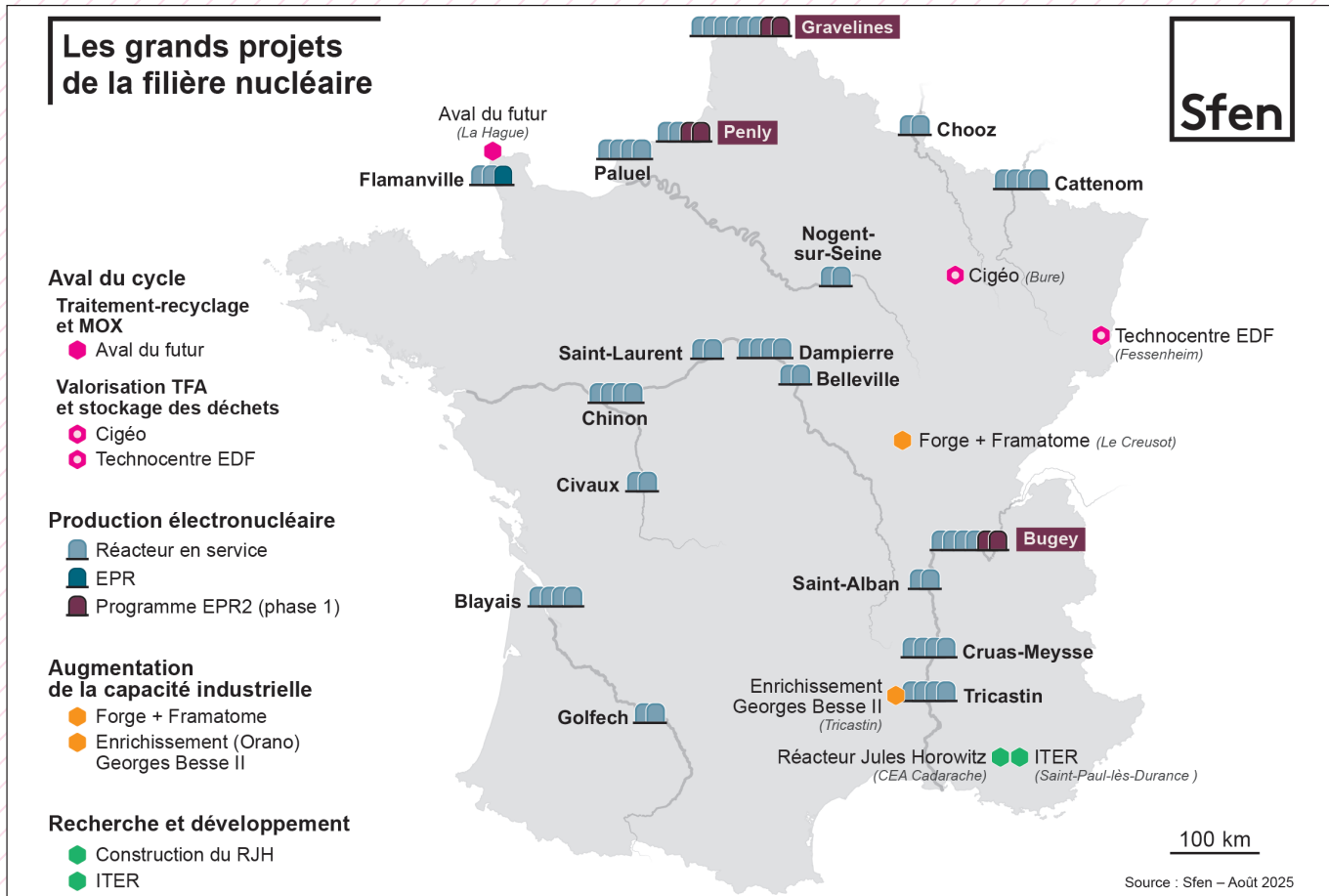
9 • Framatome, « Framatome publie ses résultats financiers 2024 », 21 février 2025.

10 • Orano, « Rapport annuel d'activité 2024 ».

11 • Élysée, Réunion du 4^e Conseil de politique nucléaire, 17 mars 2025.

12 • Contrat stratégique de la filière nucléaire, 2025-2028.

France



Framatome a d'ailleurs lancé une concertation du public sur le projet « Forge + » le 27 mai 2025. L'objectif est d'augmenter la capacité de la forge, mais aussi de relocaliser la fabrication de certaines pièces réalisées jusqu'à aujourd'hui par Japan Steel Works¹³. La forge du Creusot pourrait alors servir au mieux le programme EPR2, mais aussi l'export et la construction de petits réacteurs modulaires.

Le renouvellement des usines du cycle du combustible et la fermeture du cycle

Un réacteur EPR2 étant conçu pour une exploitation d'au moins soixante ans, le programme projette le nucléaire français au-delà de 2100. Pour continuer à servir et à accompagner le parc nucléaire français

en passe de se renouveler, Orano prévoit la construction d'une nouvelle usine de fabrication de combustible MOX (issu de matières recyclées) sur le site de La Hague pour une mise en service au début des années 2040 et d'une nouvelle usine de traitement des combustibles usés, également sur le site de La Hague d'ici à 2045-2050. Pour la réalisation de ce programme, nommé « Aval du futur », Orano a annoncé la signature de ses premiers contrats d'ingénierie en octobre 2024.

Mais quelle usine construire ? Quels seront les réacteurs de demain ? Le gouvernement a en tout cas réaffirmé en mars 2025 la stratégie de fermeture du cycle du combustible. Le Conseil de politique nucléaire a demandé aux industriels (EDF, Framatome, Orano), au CEA et à l'ensemble des acteurs mobilisés sur les neutrons rapides, « de remettre à l'État un programme de travail et une proposition

¹³ • CNDP, « Forge +, projet de construction d'un nouvel atelier de forge au Creusot, bilan de la concertation ».

France

d'organisation industrielle pour la fin de l'année 2025, qui sera examinée lors d'un prochain conseil ». Les projets de réacteurs à neutrons rapides sont aujourd'hui principalement portés par les entreprises de l'appel à projets « France 2030 ».

Petits réacteurs modulaires : un premier démonstrateur au début des années 2030 ?

Le plan d'investissement « France 2030 » a fait émerger de nouveaux acteurs portant des projets de réacteurs plus ou moins en rupture avec les technologies que nous connaissons aujourd'hui. Selon leur taille et leurs caractéristiques, ils visent à répondre à toute une palette de besoins, y compris la production de chaleur urbaine ou industrielle, d'hydrogène, d'eau douce, etc. Douze projets ont été désignés lauréats de « France 2030 ». Dans le détail, onze lauréats de l'appel à projets réacteurs innovants et Nuward, soutenu via un autre volet de « France 2030 ». Parmi eux, Jimmy Energy, le premier à avoir déposé une demande d'autorisation de création (DAC), en avril 2024, a engagé une nouvelle conception de son réacteur¹⁴, tout comme Nuward (EDF). Nuward a officialisé la revue de son concept à l'été 2024 pour mieux correspondre aux attentes du marché¹⁵. L'idée est de s'appuyer exclusivement sur des briques technologiques éprouvées et la préfabrication avec un modèle très standardisé, en particulier à l'échelle européenne.

Pour accélérer ce programme d'innovation, le gouvernement a « donné mandat au Secrétariat général pour l'investissement d'accompagner les entreprises en priorisant les projets les plus à même d'aboutir à la mise en service d'un démonstrateur au début de la décennie 2030. Le Conseil de politique nucléaire a d'ailleurs demandé au CEA de mettre à la disposition des entreprises qui en font la demande les données de site pertinentes de Marcoule et

FAIT MARQUANT

La France a retrouvé des niveaux de production élevés en 2024, avec 362 TWh d'origine nucléaire, dont 89 TWh d'exports.]

de Cadarache et d'engager des discussions en vue d'une implantation sur ces sites pour les projets les plus avancés. »¹⁶ Quelques mois plus tard, le 26 août 2025, Calogena, concepteur d'un petit réacteur calogène de 30 MWth, a signé avec le CEA une lettre d'intention relative à l'étude de l'implantation d'un démonstrateur sur le site du CEA Cadarache.

Avancées du technocentre d'EDF et de Cigéo

Porté par EDF, qui s'appuie sur l'expertise de sa filiale Cyclife, le projet de technocentre va permettre de valoriser les métaux très faiblement radioactifs issus du démantèlement des installations nucléaires, mais aussi de stimuler l'activité industrielle dans la région après la fermeture de la centrale de Fessenheim en 2020. Après le débat public organisé d'octobre 2024 à février 2025, EDF a confirmé la volonté de mener ce projet avec une mise en service au début des années 2030.

Enfin, l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra) a annoncé en juillet 2025 la fin de l'instruction technique dans le cadre de sa demande d'autorisation de création (DAC) du centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo. L'avis final de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASN) sur l'ensemble de l'instruction de Cigéo est attendu pour le mois de novembre 2025. Le début de la construction est prévu pour la fin de la décennie, ce qui en fait l'un des projets les plus avancés au monde. Seules la Finlande et la Suède ont commencé la construction de tels centres. Le stockage finlandais devrait même être mis en service prochainement. ■

14 • La Tribune, « Course aux petits réacteurs nucléaires : la start-up Jimmy contrainte de revoir son design, le calendrier dérape », 21 juillet 2025.

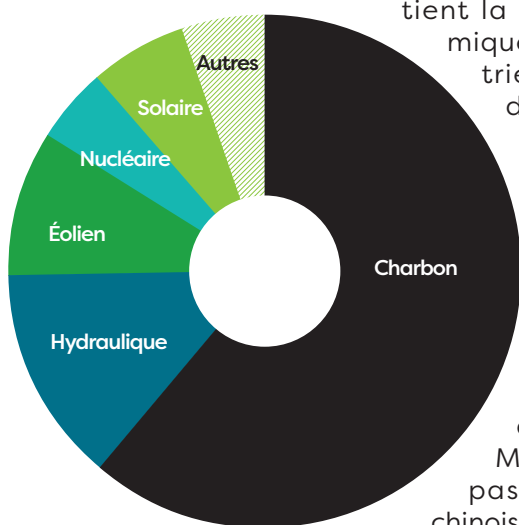
15 • Revue générale nucléaire, « [Exclusif] Découvrez le nouveau concept du SMR Nuward », 26 février 2025.

16 • Élysée, Réunion du 4^e Conseil de politique nucléaire, mars 2025.

3 La Chine est à la fois performante et innovante

EN BREF L'empire du Milieu impressionne, tant son industrie est forte, tant ses activités de recherche et développement sont variées. La Chine s'impose ainsi comme un modèle dans tous les domaines, que ce soit la construction de réacteurs ou le développement de nouvelles technologies et de nouveaux usages de l'atome.

Dans un mix électrique très charbonné, le nucléaire sera un atout pour atteindre la neutralité carbone en 2060 et sécuriser l'approvisionnement en électricité. Pour mémoire, la Chine a produit plus de 10 000 TWh en 2024, soit plus de deux fois la production électrique américaine ! Cette production, qui a doublé entre 2011 et 2025, soutient la croissance économique alors que l'industrie représente 60 % de la consommation électrique finale¹⁷.



Mix électrique 2023

■ Charbon : 61,3 %
 ■ Hydraulique : 13,5 %
 ■ Éolien : 9,3 %
 ■ Nucléaire : 4,6 %
 ■ Solaire : 6,1 %
 ■ Autres : 5,2 %

Source : AIE.

La Chine a produit plus de 10 000 TWh en 2024, soit plus de deux fois la production électrique américaine ! Cette production, qui a doublé entre 2011 et 2025, soutient la croissance économique alors que l'industrie représente 60 % de la consommation électrique finale¹⁷. L'atome, malgré la deuxième plus grande production électronucléaire au monde (450 TWh en 2024¹⁸), ne représente néanmoins que 4,5 % du mix.

Mais cela n'empêche pas le gouvernement chinois de vouloir tirer pleinement parti de toutes les qualités de l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité décarbonée, de la chaleur urbaine ou industrielle et de l'hydrogène. La stratégie de développement de l'électronucléaire de Chine, inchangée depuis 1982, fixe trois grands horizons : (1) la construction et le développement d'une flotte de réacteurs à eau pressurisée ; (2) le déploiement de réacteurs à neutrons rapides pour fermer le cycle du combustible ; et enfin, (3) le déploiement de réacteurs de fusion. La Chine se donne

les moyens d'accomplir ces objectifs. Le pays dispose à date de 58 réacteurs en exploitation et 56 en construction ou en projet, opère déjà un réacteur rapide de puissance refroidi au sodium (CFR600) et se positionne en leader dans le domaine de la fusion.

Des temps de construction records

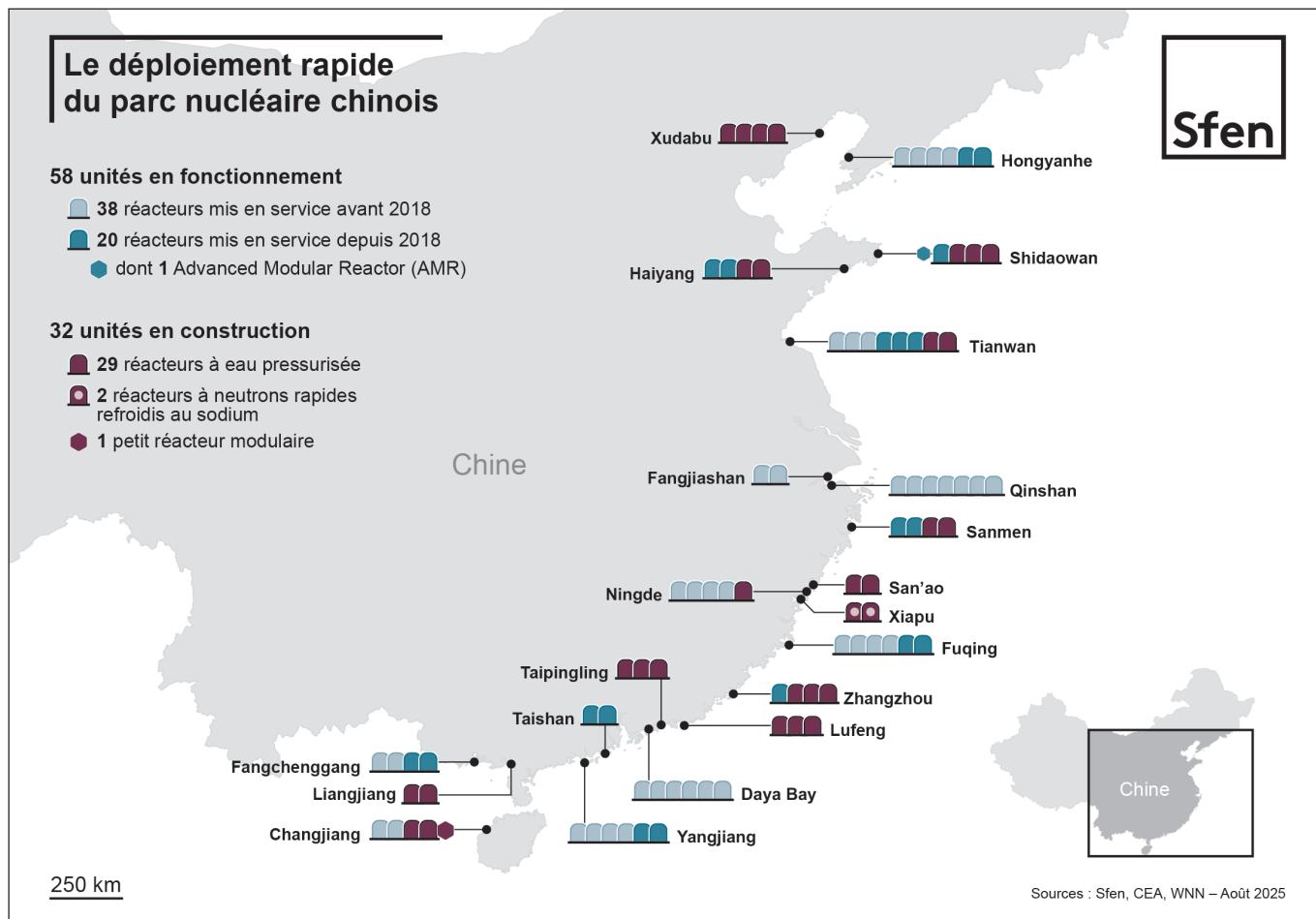
Voilà maintenant plus de trente ans que la Chine construit sans interruption des réacteurs nucléaires. Depuis 1991, 58 réacteurs commerciaux ont été connectés au réseau, dont une dizaine ces cinq dernières années et près de la moitié ces dix dernières années. Une trentaine d'unités sont encore en construction et la Chine démontre son savoir-faire avec des chantiers durant en moyenne six ans pour les réacteurs chinois de troisième génération, les Hualong-One (1 200 MW). Avec la finalisation de seulement cinq unités de ce type en Chine et deux au Pakistan, ces délais vont probablement continuer à se réduire grâce à l'expérience acquise. Le premier CAP1400 (Guohe-One), version sinisée de l'AP1000 américain montée à 1 400 MW, a d'ailleurs été connecté au réseau en novembre 2024 après seulement soixante-sept mois de construction. Ajoutons que le planning de construction des deux CAP1000 de Haiyang table sur une durée de construction de cinquante-six mois,¹⁹ soit moins de cinq ans, ce qui témoigne d'une industrie en confiance. Ces performances sont inégalées où que ce soit dans le monde.

17 • AIE, 2023.

18 • Power Reactor Information System (PRIS), AIEA.

19 • World Nuclear News, « Containment vessel heads in place at two CAP1000 units », 12 septembre 2024.

Chine



Une terre d'innovation

Un tissu d'instituts de recherche, d'universités et d'industriels permet à Pékin d'engager d'importantes activités de R&D. La Chine développe quasiment toutes les technologies de réacteurs, avec néanmoins un accent mis sur les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium et

sur les réacteurs à haute température. Les premiers visent à valoriser au maximum la matière nucléaire et bénéficient d'un programme de montée en puissance avec un prototype de 20 MW (CEFR) mis en service en 2011 et le lancement de la construction de deux unités de 600 MWe en 2017 et 2020 à Xiapu. La première unité de 600 MW a divergé en 2023 et la seconde devrait démarrer en 2026. À terme, l'objectif est de déployer un système intégré sur le même site de six réacteurs rapides commerciaux d'une puissance d'environ 1 000 MW (CFR1000 – dont le design a été approuvé en juillet 2025), de fabrication combustible et de pyro-retraitement.

Les seconds, les réacteurs à haute température, sont destinés à de nouveaux usages comme la production de vapeur industrielle, de chaleur urbaine ou potentiellement d'hydrogène. Fort du

Un tissu d'instituts de recherche, d'universités et d'industriels permet à Pékin d'engager d'importantes activités de R&D.

Du côté de la fusion nucléaire, le pays s'appuie sur le projet ITER qu'il finance à hauteur de 9 % et pour lequel il a remporté plusieurs contrats.

retour d'expérience d'une unité expérimentale de 10 MW construite dans les années 1990, le HTR-PM200 a été mis en service commercial en 2023 et l'Institut du nucléaire et des nouvelles technologies (INET) de l'université Tsinghua a lancé de nouvelles conceptions de plus grande puissance. Un projet de HTR600s est déjà validé à Xuwei dans le Jiangsu aux côtés de réacteurs Hualong-One en vue d'alimenter le parc pétrochimique voisin en vapeur industrielle.

Pour continuer à illustrer le caractère innovant des acteurs chinois, nous pourrions également citer le démarrage d'une petite unité expérimentale de réacteur à sels fondus en octobre 2023 (TMSR-LF1), qui a fonctionné avec du thorium en octobre 2024, ou même la construction d'un petit réacteur modulaire à eau légère

(SMR ACP100) à Hainan depuis 2021 dont la mise en service est prévue en mai 2026.

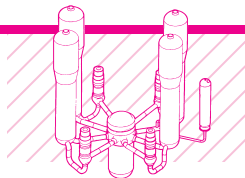
Du côté de la fusion nucléaire, la Chine dispose d'une feuille de route allant de la construction d'installations expérimentales à la commercialisation à l'horizon 2050, en passant par un démonstrateur (CFETR) d'ici à 2035. Le pays s'appuie sur le projet ITER qu'il finance à hauteur de 9 % (l'Europe prend en charge 45,6 %, le reste est réparti entre les membres), et pour lequel il a remporté plusieurs contrats d'ampleur. De plus, Pékin compte sur deux grands acteurs publics pour développer la fusion. L'un est l'Institut physique des plasmas de Chine (ASIPP) de l'Académie des sciences qui exploite le tokamak EAST et construit un tokamak de nouvelle génération (BEST), ainsi qu'un complexe d'expérimentation et de fabrication ; l'autre est la China National Nuclear Corporation (CNNC) qui exploite via son institut SWIP²⁰ le tokamak HL-3 et qui vient de fonder fin juillet une nouvelle entreprise dédiée à la fusion, China Fusion Energy Company (CFEC). Le secteur privé chinois investit également dans la fusion en finançant plusieurs start-up comme Energy Singularity qui exploite un tokamak 100 % supraconducteur à haute température (HH-70), Startorus Fusion, essaimée par Tsinghua, qui exploite un tokamak sphérique (SUNIST-2) ou encore ENN qui développe la fusion à partir de bore et d'hydrogène.

Une diversification des usages déjà en déploiement

La Chine souhaite mettre le nucléaire au service de différents usages : le chauffage

20 • Southwestern Institute of Physics.

QUID de la capacité industrielle ?



Stimulée par un important carnet de commandes, la Chine dispose d'une puissante industrie, capable de construire simultanément 40 réacteurs ! Parmi les principaux acteurs assurant la fabrication de gros composants forgés (cuves, générateurs de vapeur, pressuriseurs, pompes primaires, etc.), nous pouvons entre autres citer Dongfang Electric, Shanghai Electric, China First Heavy Industries et Harbin Electric Corporation.

FAIT MARQUANT

La Chine démontre sa capacité à construire : avec un démarrage en novembre 2024, Zhangzhou-1, réacteur chinois de troisième génération, a été construit en seulement cinq ans. De même, le tout premier CAP1400 a été construit en cinq ans et quelques mois.]

urbain, la production de vapeur industrielle, la production de radio-isotopes, la production d'hydrogène et la désalinisation de l'eau de mer. La centrale de Haiyang illustre parfaitement cette volonté de diversification des usages. Le projet vitrine, comprenant deux réacteurs AP1000, répond en effet aux besoins de chauffage de 400 000 habitants et pourrait théoriquement desservir 1 million de personnes. Le site accueille également un projet de démonstration de dessalement de l'eau de mer qui, une fois adoucie, vient alimenter en chaleur les logements des employés de la centrale avant de pouvoir être utilisée comme toute eau courante. De nouveaux projets, comprenant des petits comme des gros réacteurs, prévoient dès aujourd'hui divers usages, et le chauffage urbain nucléaire va continuer à s'étendre, en particulier dans le Shandong et dans le nord de la Chine. Plusieurs concepts chinois de SMR dédiés à la production de chaleur sont d'ailleurs en cours de développement.

Un approvisionnement en combustible à sécuriser pour répondre aux besoins futurs

La forte croissance du parc nucléaire chinois nécessite une sécurisation de l'approvisionnement en combustible. Cela commence avec la production domestique d'uranium naturel, de l'ordre de 3 % de la production mondiale²¹. Une production néanmoins insuffisante pour les besoins du parc nucléaire (environ 11 % de l'approvisionnement national). Les entreprises du

secteur cherchent donc à s'approvisionner auprès de fournisseurs étrangers et prospectent activement à l'international, en particulier au Kazakhstan et en Namibie. Plus d'un tiers des approvisionnements chinois en uranium viendraient ainsi des mines détenues par la Chine dans ces deux pays. Dans les domaines de la conversion et de l'enrichissement – usines de Lanzhou, Hanzhong et Emeishan –, les capacités sont jugées suffisantes aujourd'hui, mais des doutes subsistent quant à l'avenir, alors qu'une trentaine de réacteurs supplémentaires sont déjà en construction. Enfin, l'industrie chinoise dispose d'une capacité suffisante pour répondre aux besoins d'assemblages de combustible du parc nucléaire. ■

De nouveaux projets, comprenant des petits comme des gros réacteurs, prévoient dès aujourd'hui divers usages.

21 • AEN, AIEA, « Uranium 2022 : Resources, Production and Demand ».

4 Les États-Unis en pleine ébullition

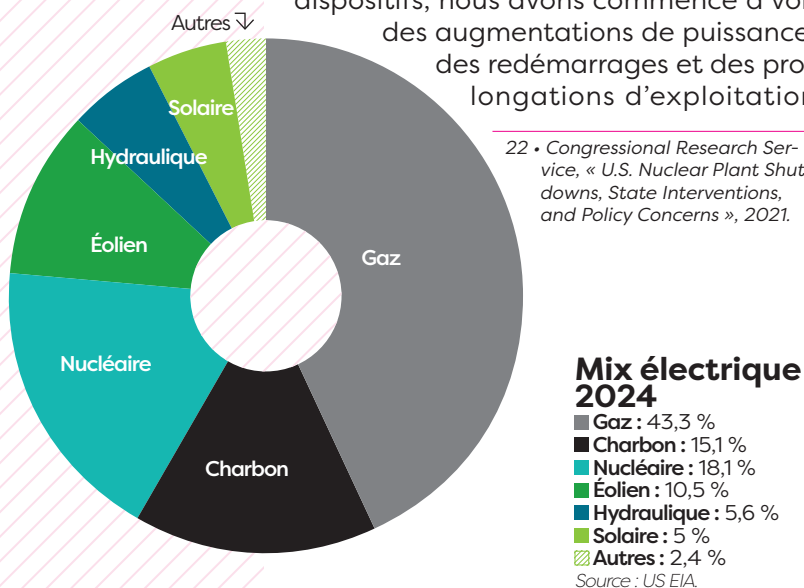
EN BREF Le nucléaire américain est en pleine ébullition. Alors que l'administration démocrate avait déjà fixé l'objectif ambitieux de tripler la capacité nucléaire d'ici à 2050, l'administration républicaine surenchérit pour la quadrupler sur le même horizon de temps. Pour ce faire, elle lance une véritable réforme du secteur nucléaire avec, entre autres, une réorganisation de l'autorité de sûreté.

Avec 94 réacteurs en exploitation répartis sur 55 centrales, les États-Unis disposent toujours du plus grand parc nucléaire au monde, produisant près de 20 % de l'électricité du pays. Le maintien opérationnel de ces réacteurs a été au cœur du mandat démocrate avec la mise en place de plusieurs dispositifs d'aide afin de mettre fin aux fermetures pour raisons économiques. Pour rappel, douze réacteurs ont fermé sur la période 2013-2021²². Bien que le soutien au nucléaire fasse l'objet d'un consensus politique, l'arrivée au pouvoir d'une administration ultralibérale début 2025 a néanmoins suscité les inquiétudes de la filière nucléaire qui s'est mobilisée pour défendre les mécanismes mis en place. « Alors que nous assistions à des fermetures prématurées de centrales nucléaires, après la mise en place de ces dispositifs, nous avons commencé à voir des augmentations de puissance, des redémarrages et des prolongations d'exploitation

de réacteurs », plaidait fin mai Maria Korsnick, présidente du Nuclear Energy Institute, organisme représentant les intérêts du secteur. Quelques jours plus tard, Donald Trump signait quatre décrets pour inscrire dans le marbre les objectifs suivants : ajouter 300 GW de capacité d'ici à 2050 ; renforcer la souveraineté du pays dans le domaine du cycle du combustible par le développement de capacités d'enrichissement et une évolution de la doctrine américaine en faveur du retraitement des combustibles usés ; développer les compétences dans le secteur ; accélérer le déploiement des réacteurs dits « avancés » ; réformer l'autorité de sûreté nucléaire (NRC) ; et enfin, faciliter le déploiement de démonstrateurs technologiques avec l'objectif d'avoir trois projets pilotes en fonctionnement d'ici au 4 juillet 2026.

Maintien des mécanismes de soutien en faveur du nucléaire

La nouvelle loi budgétaire, baptisée One Big Beautiful Bill Act of 2025 (OBBBA), élimine drastiquement les crédits d'impôt pour les projets éoliens et solaires qui ne seront pas mis en service d'ici à la fin de 2028, mais conserve les crédits pour trois sources d'énergie non carbonée : le nucléaire, l'hydroélectricité et la géothermie. Ce soutien optimise la production électrique du parc historique en permettant déjà l'arrêt des fermetures économiques, mais en encourageant aussi les redémarrages et les augmentations de puissances. L'objectif est d'emmener l'entièreté du parc à quatre-vingts années d'exploitation, et treize unités ont déjà reçu le feu vert de la NRC, si le niveau

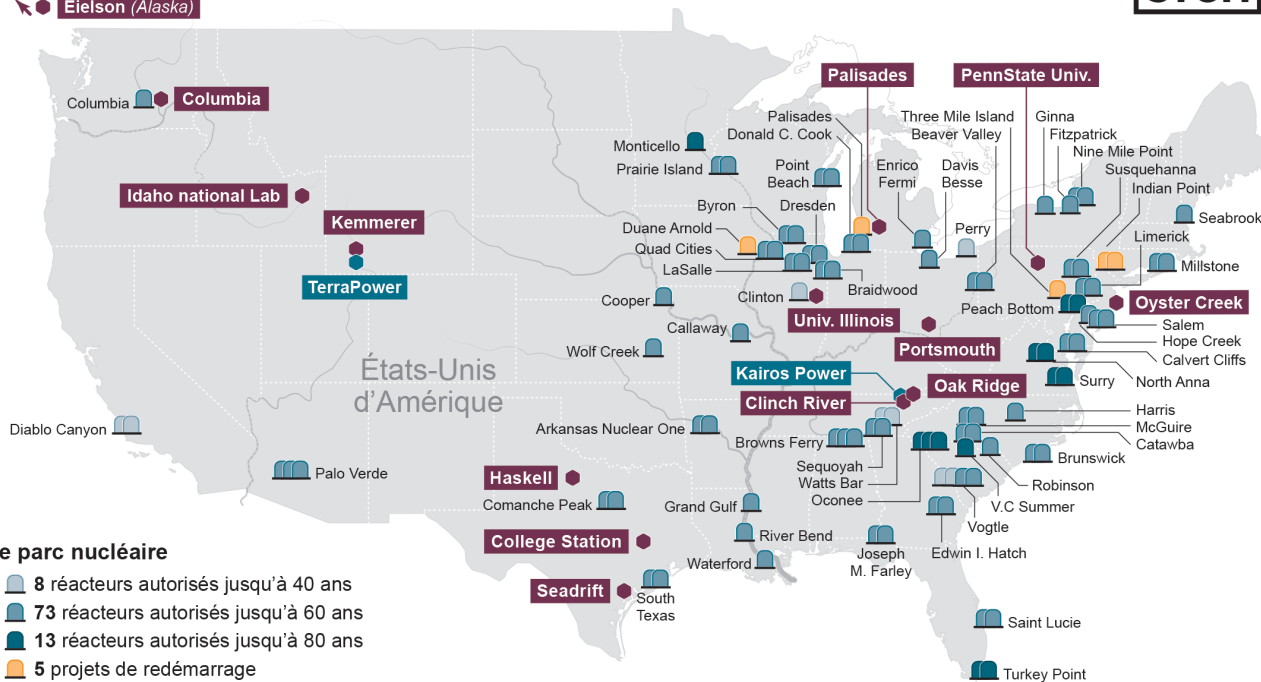


États-Unis

États-Unis : entre nucléaire historique et réacteurs innovants

Sfen

📍 Eielson (Alaska)



Le parc nucléaire

- 8 réacteurs autorisés jusqu'à 40 ans
- 73 réacteurs autorisés jusqu'à 60 ans
- 13 réacteurs autorisés jusqu'à 80 ans
- 5 projets de redémarrage

Projets de petits réacteurs modulaires (SMR/AMR)

- 14 sites identifiés

Démonstrateurs AMR en construction

- 2 sites

500 km

Sources : NRC, WNN, CEA, Sfen – Août 2025

de sûreté reste bien évidemment satisfaisant (soit cinq de plus depuis la publication de la précédente édition de ce rapport). Pour rappel, aux États-Unis, un réacteur obtient initialement une licence d'exploitation de quarante ans avec l'opportunité de prolonger cette licence deux fois de vingt ans. La quasi-totalité du parc possède ainsi déjà une licence pour soixante années d'exploitation.

Plus encore, ces crédits vont permettre à trois réacteurs fermés de revenir sur le réseau électrique. Dans le Michigan, la firme Holtec, qui avait acquis la centrale de Palisades pour la démanteler, bénéficie d'un prêt fédéral de 1,5 milliard de dollars²³, en plus du support des autorités

locales, afin de redémarrer l'unité dès 2026 (contrat d'achat de l'électricité subventionné par le ministère de l'Agriculture à hauteur de 1,3 milliard de dollars²⁴). En Pennsylvanie, Constellation Energy a annoncé vouloir redémarrer dès 2027 l'unité 1 de la centrale de Three Mile Island, cinq ans après sa mise à l'arrêt, afin d'alimenter les centres de données de Microsoft pour les vingt années à venir. Enfin, en janvier 2025, NextEra a engagé une procédure pour redémarrer la centrale de Duane Arnold. Ces trois projets représentent plus de 2 GW de capacité. Sur le sujet des augmentations de puissance, la NRC²⁵ rappelle que ces opérations ont permis d'augmenter la capacité

23 • Department of Energy, « DOE Approves Fourth Loan Disbursement to Restart the Palisades Nuclear Plant », 20 juin 2025.

24 • Utility Dive, DOE, « USDA announce over \$2.8B for Palisades nuclear plant restart », 1^{er} octobre 2024.

25 • Site internet de la NRC, « Power Uprates ».

FAIT MARQUANT

Alors que le gouvernement souhaite passer de 97 GW de capacité nucléaire à 400 GW en 2050, Westinghouse ambitionne d'avoir dix AP1000 en construction sur le sol américain dès 2030.]

nucléaire de 6 GW entre 2000 et 2021. Le gouvernement vise à gagner 5 GW supplémentaires.

L'accélération du nucléaire américain : le temps de l'action

En novembre 2024, Joe Biden annonçait l'objectif de tripler la capacité nucléaire pour atteindre 300 GW d'ici à 2050. Le 23 mai 2025, Donald Trump a encore fait monter les ambitions nucléaires du pays avec un objectif de 400 GW de capacité en 2050 contre 96 GW aujourd'hui. La priorité serait donnée aux augmentations de puissance²⁶ et au lancement de dix chantiers de réacteurs de puissance d'ici à 2030. C'est un signal fort envoyé à la filière nucléaire, bien que la feuille de route pour atteindre 400 GW d'ici à vingt-cinq ans reste à éclaircir. Pour cause, les projets sont peu nombreux et très en amont d'une quelconque concrétisation. Le chemin le plus rapide pour plus de gigawatts serait de reprendre la construction des deux AP1000 de VC Summer interrompue en 2017 à la suite de la faillite de Westinghouse. Début 2025, l'électricien Santee Cooper, propriétaire des deux unités, a lancé une procédure de Request for Information afin de céder les unités à un consortium industriel. À cela s'ajoutent quelques déclarations d'intérêts, notamment celle de l'ancien gouverneur du Texas et secrétaire à l'Énergie, Rick Perry, aujourd'hui président de Fermi America, qui propose la construction d'un centre de données adossé à quatre AP1000. À l'été 2025, la gouverneure de l'État de New York, Kathy Hochul, a quant à elle

26 • Department of Energy, « 9 Key Takeaways from President Trump's Executive Orders on Nuclear Energy », 20 juin 2025.

déclaré vouloir faire construire 1 GW de nucléaire en regardant les deux options possibles²⁷ : AP1000 ou SMR.

Beaucoup moins puissants que l'AP1000 de Westinghouse, les petits réacteurs modulaires, de technologies matures ou avancées, devront cependant jouer leur rôle et le gouvernement souhaite accélérer pour passer à l'étape de la concrétisation. Un nouveau programme vise la mise en fonctionnement dès l'été 2026 de trois projets pilotes. « Les réacteurs construits dans le cadre de ce programme ne nécessiteront pas de licence de la part de la NRC [Les licences seront accordées par le DoE, NDLR], mais les concepts retenus par le DoE pourront bénéficier d'un processus de certification accéléré²⁸ », analyse l'American Nuclear Society. Le calendrier étant serré, les candidats doivent avoir un site de construction et avoir fait le nécessaire pour s'approvisionner en combustible, notamment en uranium moyennement enrichi (Haleu) auprès du DoE. En dehors de ce programme, il est à noter que TerraPower et Kairos Power ont tous deux lancé à l'été 2024 la construction de leurs démonstrateurs dans le cadre du développement respectif d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na) et d'un réacteur à haute température avec un caloporteur sel fondu (FHR). Par ailleurs, la demande de construction d'une unité BWRX-300 (réacteur à eau bouillante) à Clinch River, dans le Tennessee, est en cours d'instruction auprès de la NRC depuis juillet 2025.

Une réforme de la sûreté qui interroge

Pour faciliter le déploiement de nouvelles unités, le gouvernement réorganise la sûreté nucléaire avec notamment plus de poids donné aux ministères de l'Énergie (DoE) et de la Défense (DoD). Le décret « Ordering the Reform of the Nuclear Regulatory Commission » a en effet établi

27 • American Nuclear Society, Nuclear Newswire, « Report : New York state adding 1 GW of nuclear to fleet », 23 juillet 2025.

28 • American Nuclear Society, Nuclear Newswire, « DOE opens pilot program to authorize test reactors outside national labs », 20 juin 2025.

États-Unis

un constat critique de l'action de la NRC. Il lui reproche des coûts très élevés et des délais d'instruction trop longs. Il est ainsi demandé à la NRC de désormais rendre une décision finale dans un délai de dix-huit mois pour les demandes de construction et d'exploitation d'un nouveau réacteur ; et dans les douze mois pour les demandes de renouvellement de licence d'un réacteur existant. Elle doit également établir des plafonds fixes pour les frais horaires facturés aux industriels pour les examens liés aux permis. La NRC a ainsi annoncé le 24 juin 2025 diviser par deux certains frais²⁹, créer un processus accéléré pour les concepteurs de réacteurs déjà approuvés par le DoE ou le DoD, et élaborer un processus d'autorisation simplifié pour le déploiement à grande échelle de microréacteurs et de réacteurs modulaires (certains modèles ou composants pourraient être autorisés via des permis délivrés par le DoD et/ou le DoE).

En juillet 2025, TerraPower a salué le nouveau calendrier de certification de son réacteur raccourci de vingt-six à dix-neuf mois. L'American Nuclear Society, société savante, a quant à elle souligné « une tendance positive », tout en émettant certaines réserves. En particulier, le licenciement d'un des commissaires de la NRC, Christopher Hanson, par la Maison-Blanche a choqué le secteur et l'American Nuclear Society a tenu à rappeler l'importance de l'indépendance de la NRC.

La fin de la doctrine anti-plutonium de Carter ?

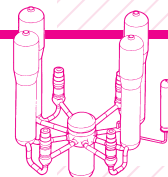
Le plutonium est un élément artificiel qui naît de la capture d'un neutron par l'uranium 238. Le plutonium est fissile (donc valorisable) en réacteur à neutrons rapides et est même capable de se régénérer. Les États-Unis ne sont jamais vraiment sortis de la doctrine Carter (1978) bannissant le retraitement des combustibles usés, et donc par la même occasion l'utilisation commerciale du plutonium, en raison des risques de prolifération

nucléaire. La nouvelle administration républicaine souhaite ouvrir à nouveau le sujet. Le ministère de l'Énergie est missionné afin de trouver un moyen de transférer efficacement le combustible nucléaire usé, entreposé sur le site des centrales, vers une installation de retraitement et de recyclage qui appartiendrait à l'État et serait gérée par le secteur privé. En outre, le président américain a ordonné la création d'un programme visant à éliminer le plutonium excédentaire en le rendant disponible pour la fabrication de combustible pour les réacteurs avancés. Cela pourrait débloquer de nouvelles options pour les réacteurs à neutrons rapides qui, sans plutonium, misaient sur un combustible enrichi jusqu'à 20 % (Haleu).

Futur champion à l'export ?

L'administration Trump aspire au leadership dans le secteur nucléaire et cela passe aussi par le domaine de l'export. Le président américain appelle les agences gouvernementales à concevoir des stratégies menant à la signature d'au moins 20 accords de coopération à l'international (123 agreement) afin de « permettre à l'industrie nucléaire américaine d'accéder à de nouveaux marchés dans les pays partenaires ». Westinghouse est omniprésent sur le marché européen où plusieurs accords ont été signés. Dans le cadre de l'accord signé avec le Sud-Coréen KHNP, il s'agit aujourd'hui du principal concurrent d'EDF. ■

QUID de la capacité industrielle ?



Les États-Unis font appel à Framatome et Westinghouse pour la fourniture de composants lourds. Historiquement, ce dernier sous-traite ses fabrications, notamment au Sud-Coréen Doosan et à l'Espagnol ENSA, et essaie plus récemment de revitaliser Mangiarotti, son usine italienne. Concernant les SMR, les concepteurs se tournent vers l'étranger, avec une forte empreinte coréenne sur le sujet.

29 • NRC, « NRC Reduces Hourly Rate for Advanced Nuclear Reactor Applicants and Pre-Applicants », 24 juin 2025.

Canada

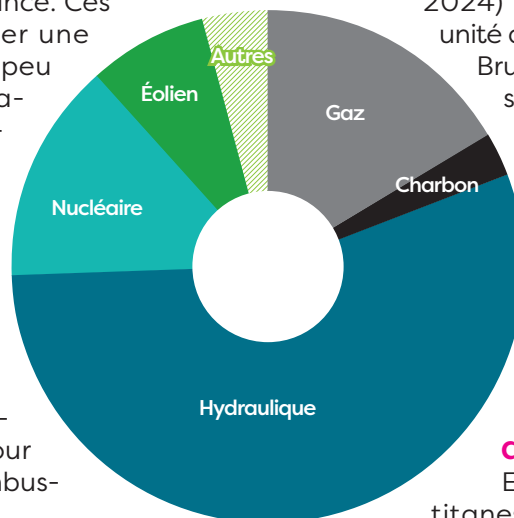
5 Le Canada accélère encore sur le nucléaire

EN BREF Le Canada avance sur tous les fronts avec son programme de prolongation de l'exploitation du parc historique, le lancement de la construction de premiers petits réacteurs modulaires et même sur le sujet des réacteurs de puissance. Enfin, l'exploitation du minerai d'uranium connaît des évolutions avec, entre autres, la levée de l'interdiction de l'exploration en Nouvelle-Écosse.

Le Canada accélère sur le nucléaire avec le début de la construction d'une première centrale de petits réacteurs modulaires et le retour de projets de forte puissance. Ces derniers pourraient représenter une capacité supplémentaire d'un peu moins de 10 GW selon les déclarations officielles. Enfin, le secteur minier évolue dans un contexte de relance globale du nucléaire, avec notamment la remise en service de la mine de McClean Lake et la fin du moratoire en Nouvelle-Écosse qui interdisait les activités d'exploration et d'exploitation du minerai d'uranium. À noter également, la sélection d'un site pour le stockage géologique des combustibles usés en novembre 2024.

Exploiter à long terme le parc nucléaire

Après la fermeture de deux unités de 500 MW fin 2024, le parc nucléaire canadien compte 17 réacteurs de la filière technologique nationale nommée Candu, sigle de « Canada deutérium-uranium ». Il s'agit de réacteurs modérés à l'eau lourde utilisant de l'uranium naturel comme combustible. La province de l'Ontario, à l'ouest du Québec, concentre 16 des 17 unités en fonctionnement. Afin de maintenir la contribution du nucléaire à la production d'électricité décarbonée, un programme de « remise à neuf » a été lancé en 2016 avec à la clé trente années



Mix électrique 2024

■ Gaz	: 16,4 %
■ Charbon	: 2,9 %
■ Hydraulique	: 55,4 %
■ Nucléaire	: 13,9 %
■ Éolien	: 7,5 %
■ Autres	: 3,9 %

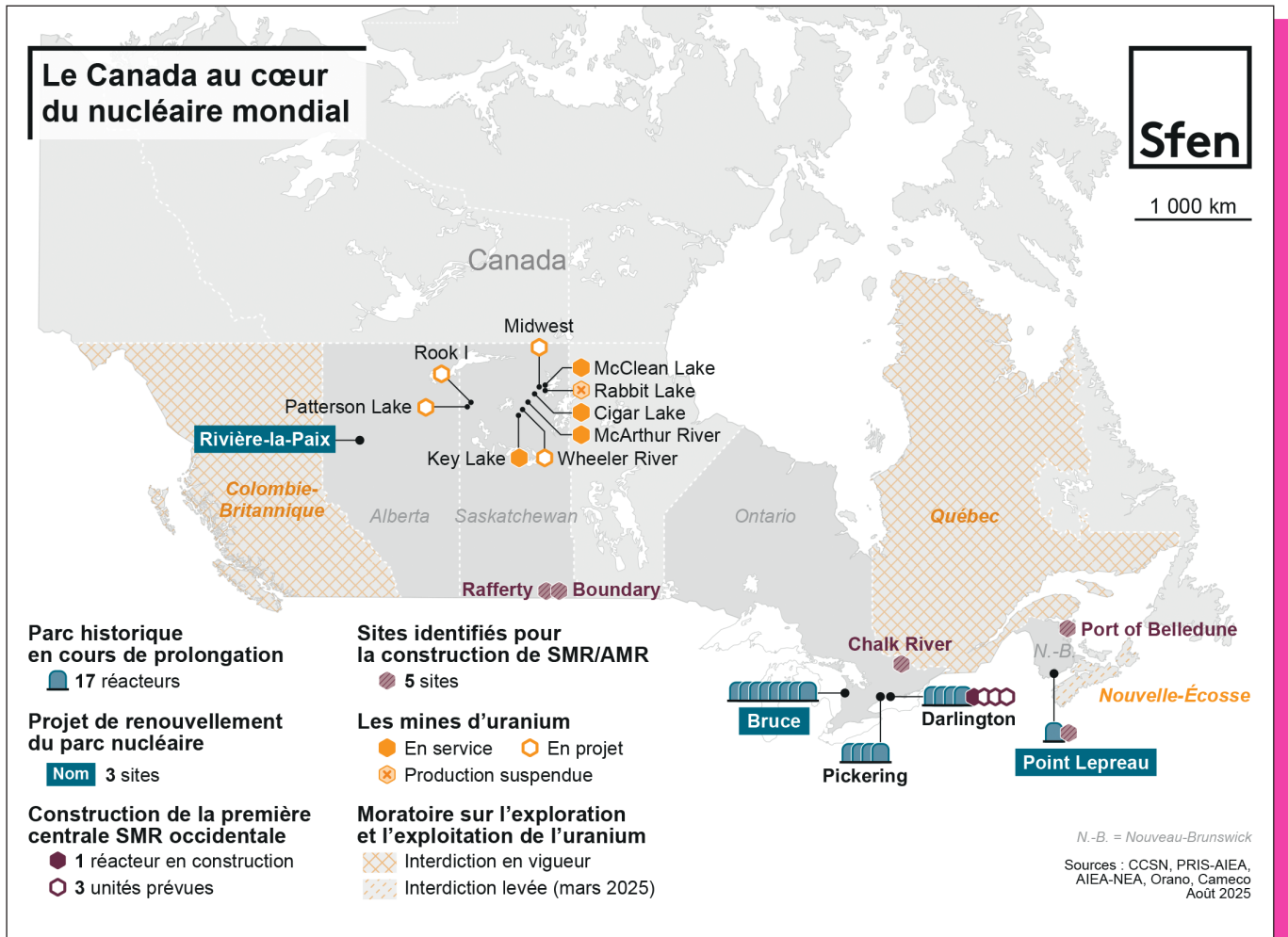
Source : AIE.

supplémentaires d'exploitation pour ces unités. Les chantiers de trois des quatre réacteurs de la centrale de Darlington ont d'ores et déjà été réalisés (2020, 2023, 2024) alors que celui de la quatrième unité a débuté en juillet 2023. Du côté de Bruce Power, le réacteur 6 est revenu sur le réseau en septembre 2023 et deux unités sont actuellement en travaux. Les mêmes opérations sont prévues pour la centrale de Pickering (unité 5 à 8) et potentiellement celle de Point Lepreau, qui dispose déjà d'une licence d'exploitation allant jusqu'en 2032.

Le retour des projets de grande puissance

En parallèle de ce programme titanesque, qui touche au cœur même des réacteurs, les provinces de l'Ontario et de l'Alberta envisagent la construction de nouveaux réacteurs de forte puissance pour une capacité installée qui pourrait aller jusqu'à 10 GW au total. Pour l'Alberta, il s'agirait de la toute première centrale de la province. Les deux projets reposent sur le Candu Monark (environ 1 000 MWe), dévoilé par Atkins-Réalisis fin 2023. En mars 2025, le gouvernement canadien a annoncé l'octroi d'un prêt public sur quatre ans représentant jusqu'à 304 millions de dollars canadiens, soit 190 millions d'euros, afin de soutenir la phase de conception. À savoir : le gouvernement, via EACL, détient la propriété intellectuelle de la technologie Candu.

Canada



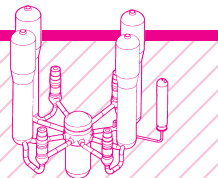
Petits réacteurs modulaires : les ambitions se concrétisent

Le Canada fait preuve d'un grand intérêt pour le nucléaire de petite taille, particulièrement adapté aux petits réseaux électriques et aux sites, industriels ou civils, isolés. Le Plan d'action canadien des petits réacteurs modulaires, publié en 2018, a d'ailleurs mis autour de la table « les acteurs clés des quatre coins du Canada » : le gouvernement fédéral, les gouvernements provinciaux et territoriaux, les peuples et communautés autochtones, les entreprises de services publics, l'industrie, les laboratoires, les universités et la société civile. Le Canada peut aujourd'hui s'enorgueillir du lancement de la construction de la première centrale commerciale SMR

de tout l'Occident après avoir reçu le feu vert du gouvernement local en mai 2025. Elle devrait compter à terme quatre unités (BWRX-300) de 300 MWe pour une première mise en service fin 2030. Malgré les coûts importants du projet, 20,9 milliards de dollars canadiens, soit 13 milliards d'euros pour 1 200 MWe, la centrale SMR de Darlington va permettre à son concepteur GE-Hitachi de s'imposer comme un pionnier du secteur et par la même occasion d'augmenter les chances de concrétisation d'autres projets au Canada ou ailleurs. Aujourd'hui, quatre sites dans trois provinces (l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et la Saskatchewan) sont d'ores et déjà identifiés pour accueillir des projets de petite puissance.

Canada

QUID de la capacité industrielle ?



BWXT Canada fournit les composants pour les réacteurs de type Candu, par exemple dans le cadre du programme Major Component Replacement (MCR), programme de grand carénage de la centrale de Bruce Power. En ce qui concerne la construction de SMR dans le pays, le Canada compte sur l'extension des capacités canadiennes de BWXT, avec l'annonce début 2024 d'un investissement de 80 millions de dollars canadiens (48 millions d'euros) portant sur l'agrandissement de l'usine de Cambridge.

Un cycle du combustible robuste

Les caractéristiques du nucléaire canadien offrent une grande robustesse à la filière. En effet, le pays est le deuxième plus gros producteur d'uranium au monde et environ 20 %³⁰ de cette production suffisent à approvisionner les 17 réacteurs nucléaires. La Nouvelle-Écosse, qui a levé l'interdiction de l'exploration et de l'exploitation de l'uranium en mars 2025, vient ouvrir de nouvelles opportunités de production. À noter également, la reprise des activités de la mine de McClean Lake, annoncée par Orano et Denison en juillet 2025, grâce à une technique d'extraction innovante (SABRE) développée par les deux partenaires. Concernant le cycle du combustible, la filière peut compter sur les usines de Blind River et de Port Hope pour la conversion de l'uranium (U3O8) en

UO3 puis en UO2. Enfin, l'Ontario abrite deux usines de fabrication de combustible, celle de BWXT et celle de Cameco.

Un site de stockage en grande profondeur sélectionné

En novembre 2024, la ville d'Ignace, dans l'Ontario, a été sélectionnée pour accueillir le projet de stockage géologique des déchets nucléaires, le combustible usé en particulier. La mise en service de l'installation située à environ 600 mètres sous terre est prévue entre 2045 et 2050. En parallèle, le Canada est à la recherche d'un second site pour les déchets radioactifs issus du secteur médical et des centrales nucléaires autres que le combustible usé. Le périmètre de ce second site pourrait néanmoins s'ouvrir lui aussi au combustible usé des futurs réacteurs du pays. « Dès que des informations supplémentaires seront disponibles, nous les inclurons dans notre calendrier et nous échangerons avec toute communauté le désirant », précise la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN/NWMO). ■

30 • AEN-AIEA, « Uranium 2024 : Resources, Production and Demand ».

FAIT MARQUANT

Le 8 mai 2025, le gouvernement de l'Ontario a donné son feu vert à la construction du premier petit réacteur modulaire (SMR) en Occident. Le calendrier de l'industriel annonce une mise en service en 2030 pour avoir dès le milieu de la prochaine décennie quatre unités en exploitation.]

Russie

6 La Russie reste au niveau mondial un partenaire de choix

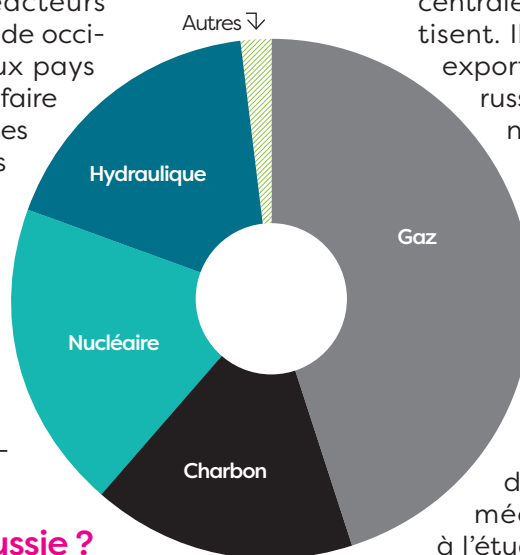
EN BREF La Russie poursuit une politique nucléaire très ambitieuse marquée par des succès à l'export, le renouvellement du parc nucléaire et une forte volonté de moins dépendre de l'uranium naturel grâce à l'innovation dans le domaine des réacteurs et du combustible. Le gouvernement envisage la construction de 30 GW de nouvelles capacités pour produire avec l'atome 25 % de l'électricité de la Fédération de Russie en 2045, mais la réalisation de cet objectif reste à définir.

Depuis l'invasion de l'Ukraine en février 2022, la Russie se voit refuser la vente de réacteurs nucléaires dans le monde occidental et de nombreux pays prennent des mesures pour se défaire des services d'enrichissement russes et font appel à d'autres acteurs (Framatome, Westinghouse) pour la fourniture du combustible des centrales russes (VVER). Mais la Russie est loin d'être isolée. Elle continue de rencontrer un certain succès grâce à une offre diversifiée, alors que sur son sol le renouvellement du parc nucléaire et l'innovation continuent.

Le pivot asiatique de la Russie ?

Le terme de « pivot asiatique » désigne la stratégie russe de renforcer ses liens avec l'Asie afin de rééquilibrer ses relations commerciales et diplomatiques dans un contexte de tension avec l'Occident. Ouzbékistan, Kazakhstan, Chine, Bangladesh, Inde ou encore Vietnam et Birmanie : une chose est sûre, Rosatom trouve des oreilles attentives à l'est.

Tout d'abord, Rosatom mène toujours plusieurs projets de construction à l'international : au Bangladesh, en Chine, en Égypte, en Hongrie, en Inde et en Turquie. Au total, 18 réacteurs VVER sont en construction à l'export et le premier béton de la première des deux unités hongroises est attendu pour cette année. Plusieurs de ces réacteurs en construction devraient être mis en service prochainement alors que les chantiers de Rooppur-1 (Bangladesh), Akkuyu-1 (Turquie), Kudankulam-3 (Inde) et Tianwan-7 (Chine) touchent à leur fin.



Mix électrique 2022

■ Gaz	: 45,1 %
■ Charbon	: 16,3 %
■ Nucléaire	: 19,4 %
■ Hydraulique	: 17,3 %
■ Autres	: 1,9 %

Source : AIE.

En Ouzbékistan, les premiers travaux des bâtiments non nucléaires d'une centrale SMR de deux unités se concrétisent. Il s'agit à la fois du tout premier export de petits réacteurs modulaires russes, mais aussi du premier projet nucléaire ouzbek. La construction de la tranche n° 1 doit démarrer en 2027. En plus de ce projet, une centrale de deux à quatre réacteurs VVER-1000 est à l'étude³¹ selon un accord signé en juin 2025. Toujours en juin 2025, Rosatom a cette fois-ci été sélectionné³² pour construire la première centrale du Kazakhstan comprenant deux réacteurs VVER-1200. Les mécanismes de financement sont à l'étude pour mener ce projet au coût estimé de 14 milliards de dollars.

Bien plus en amont que les projets cités jusqu'ici, la Russie a signé des accords de coopération avec le Vietnam en mai 2025, allant de la recherche jusqu'à la potentielle construction d'une centrale VVER-1200, selon les propos d'Alexey Likhachev, directeur général de Rosatom³³, qui a pris le soin de préciser qu'il s'agissait d'un « long voyage » vers l'énergie nucléaire. En Birmanie, ce sont des accords de coopération qui ont été signés le 4 mars 2025 pour étudier, entre autres, un potentiel projet SMR de 110 à 330 MWe.

31 • World Nuclear News, « Uzbekistan studying option of a four-unit VVER-1000 plant », 20 juin 2025.

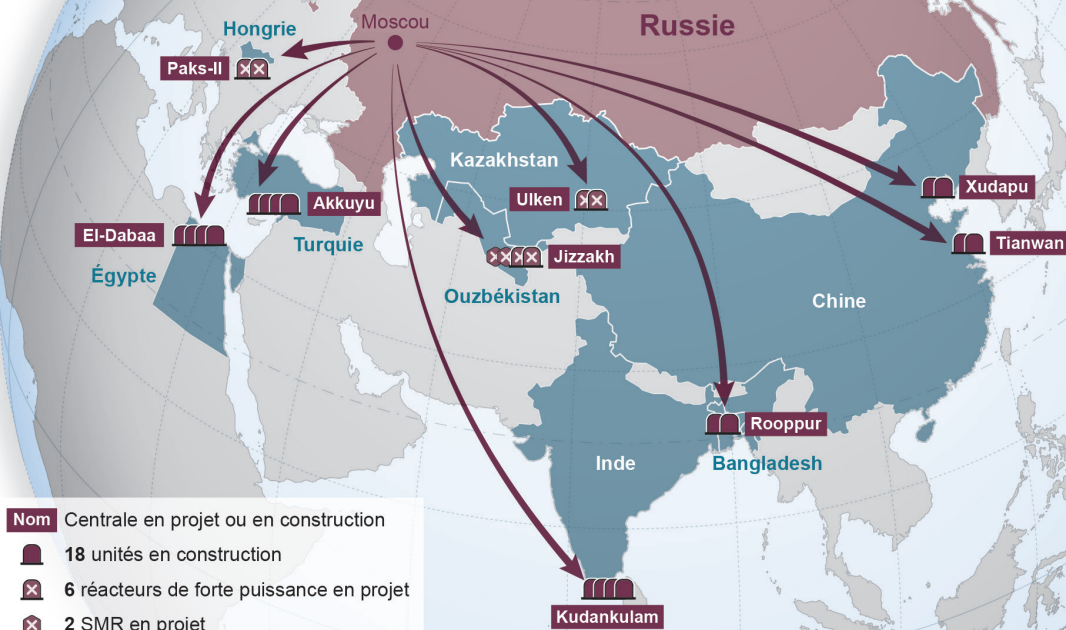
32 • Rosatom, Newsletter du 18 juin 2025.

33 • World Nuclear News, « Vietnam and Russia "to expedite" nuclear power plant talks », 12 mai 2025.

Russie

La Russie, premier pays exportateur de réacteurs nucléaires

Sfen



Source : Rosatom Août 2025

Le renouvellement du parc nucléaire

Moscou continue de moderniser sa flotte avec ses réacteurs de troisième génération, alors qu'une feuille de route envisage d'ajouter 30 GW de nucléaire, avec des unités de grande et de petite puissance, d'ici à 2042. Avec le début de la construction d'une unité VVER-1200 à la centrale de Leningrad

au printemps 2024, le pays compte aujourd'hui quatre unités en construction. Sur les 36 réacteurs en exploitation, 11 ont été connectés au réseau après 2010.

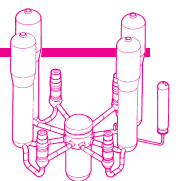
La Fédération de Russie compte aussi sur les petits réacteurs modulaires, comme en témoigne l'entrée en opération commerciale en 2020 de l'Akademik Lomonosov, une barge équipée de deux unités de 30 MWe amarrée au port de Pevek dans

QUID de la capacité industrielle?

La Russie dispose d'une puissante industrie stimulée par un carnet de commandes qui ne faiblit pas. JSC AEM-Technologies, au sein de la structure JSC Atomenergomash, fabrique les pièces forgées et moulées des-

tinées aux marchés de la pétrochimie, des centrales thermiques et nucléaires (viroles et autres pièces pour les cuves de réacteurs, générateurs de vapeur, groupes motopompes primaires, etc.). L'entreprise compte quatre

grandes usines (Petrozavodskmash, Izhora, AEM-SpetsStal, Atom-mash) et a produit cinq cuves de réacteurs et 18 générateurs de vapeur destinés aux VVER en construction en 2023.



Russie

l'Extrême-Orient russe. Aujourd'hui, OKBM Afrikantov, filiale de Rosatom, propose plusieurs successeurs au KLT-40S de la barge avec la série des RITM-200 (55 MWe) comprenant notamment des versions terrestre et maritime du réacteur. Le calendrier russe prévoit la mise en service d'ici à la fin de la décennie de deux RITM-200N de 55 MWe sur le sol de la Yakoutie, mais aussi de deux barges – soit quatre unités supplémentaires – pour alimenter une mine d'or et de cobalt à l'est du pays. Le RITM-200N est dérivé des propulsions nucléaires de la nouvelle génération de brise-glace qui sont déjà construites en série. En mars 2025, huit RITM-200 étaient en production simultanée, que ce soit pour la propulsion nucléaire ou pour les futures barges³⁴. L'industrie russe engrange ainsi une expérience conséquente pour s'imposer dans le domaine de la petite puissance.

La Russie accélère dans la fermeture du cycle

La Russie dispose certes d'importantes réserves d'uranium, mais celles-ci demeurent néanmoins difficiles à exploiter. Ainsi, le pays ne produit que moins de la moitié des besoins en uranium naturel de son parc nucléaire, alors qu'il doit également assurer l'approvisionnement en combustible des réacteurs qu'il construit à l'extérieur de ses frontières. Le parc russe consomme 5 430 tU/an, mais ses besoins doubleraient avec la mise en service des réacteurs VVER actuellement en chantier à l'export³⁵.

La première solution pour résoudre ce goulot d'étranglement consiste à aller chercher le minerai à l'international et en particulier au Kazakhstan, où des co-entreprises formées par le Russe Uranium One et Kazatomprom exploitent six importants gisements. Le conglomérat Rosatom cherche également à construire de nouveaux partenariats en Namibie, en

FAIT MARQUANT

Les travaux préparatoires pour la construction du BN-1200 ont débuté en juillet 2025. Le premier béton de ce réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 1 200 MWe est prévu pour 2027 selon Rosatom.]

Tanzanie³⁶ et au Kirghizstan. Le second levier consiste à tirer profit des surcapacités d'enrichissement en opérant ses usines avec des taux de rejets d'uranium 235 très bas (underfeeding) ou en réenrichissant de l'uranium appauvri. Enfin, toujours dans cette optique d'économie de matière, Rosatom travaille sur un nouveau combustible pour son parc de réacteurs à eau pressurisée – permettant un recyclage multiple – dont de premiers assemblages ont été chargés dans l'unité 1 de la centrale de Balakovo en 2021.

En parallèle, la politique de fermeture du cycle avec des réacteurs à neutrons rapides accélère. La Russie exploite deux réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (BN600 et BN800), mis en service en 1980 et en 2015. La prolongation de l'exploitation du BN600 jusqu'en 2040 a reçu l'aval de l'autorité de sûreté nucléaire en juin 2025. Plus encore, les premiers travaux préparatoires en vue de la construction d'un réacteur de 1 200 MW ont commencé cette année. Le coulage du premier béton de l'unité est prévu pour 2027. La France reste à ce jour le seul pays au monde à avoir exploité un réacteur de cette technologie d'une telle puissance. À mentionner aussi dans le domaine, la construction depuis 2021 d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb (BREST-OD-300) à Seversk. Ce réacteur fait partie du projet « Proryv » (« rupture » ou « percée » en français), qui comprend aussi la construction d'une usine de fabrication de combustible neuf ou issu de matières recyclées et d'une usine de retraitement³⁷. ■

34 • World Nuclear News, « Eight RITM reactors currently under production », mars 2025.

35 • Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, « L'approvisionnement en uranium naturel : enjeu de la relance nucléaire », janvier 2025.

36 • AEN, AIEA, « Uranium 2024 : Resources, Production and Demand ».

37 • OCDE-AEN, « The NEA Small Modular Reactor Dashboard : Third Edition », juillet 2025.

7 Le nucléaire indien se met en ordre de marche

EN BREF Le secteur nucléaire indien a engagé une importante mutation afin d'accélérer le déploiement de nouveaux réacteurs. Le gouvernement souhaite multiplier par plus de dix la capacité nucléaire installée d'ici à 2047, soit un total de 100 GW.

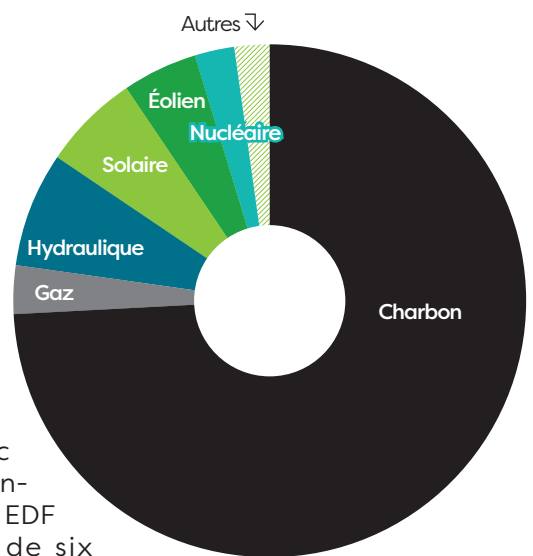
L'Inde doit répondre à une demande électrique en forte croissance tout en visant la neutralité carbone pour 2070. La production électrique a en effet déjà doublé par rapport à 2010 pour atteindre aujourd'hui les 2 000 TWh – soit quatre fois la production française – et continue à croître de l'ordre de 10 % par an. Pour répondre à ce double impératif, le nucléaire est l'un des leviers actionnés par le gouvernement. Selon les objectifs fixés en début d'année 2025, la capacité installée du parc nucléaire, composé aujourd'hui de 23 réacteurs (7,5 GW), pourrait atteindre 22 GW en 2032 puis 100 GW en 2047. Six réacteurs sont actuellement en construction pour un peu plus de 5 GW de capacité et dix unités, pour un total de 7 GW, sont en projet. Atteindre l'objectif de 100 GW à l'horizon 2050 va demander une montée en puissance considérable de la filière nucléaire indienne.

Le lancement de grandes séries de réacteurs

Le gouvernement a lancé la construction d'une flotte de réacteurs à uranium naturel de 700 MW, la technologie nationale développée à partir de modèles canadiens importés dans les années 1960. Trois de ces unités, connectées au réseau en 2021, 2024 et 2025, fonctionnent aujourd'hui à pleine puissance, et une quatrième est encore en construction. Le pays prépare les chantiers de dix unités supplémentaires dont les projets se trouvent à divers stades d'avancement. En parallèle, les constructions de quatre réacteurs russes (VVER-1000), représentant 4 GWe de capacité, ont été lancées entre 2017 et 2021, alors que deux

premières unités sont entrées en exploitation en 2013 et 2016.

En parallèle de ces chantiers, les négociations avec des fournisseurs étrangers se poursuivent : EDF pour la fourniture de six EPR à Jaïtapur ; Rosatom pour six VVER-1200 et Westinghouse pour six AP1000 en Andhra Pradesh. Si le projet EPR était confirmé, la centrale de Jaïtapur serait la plus puissante du monde avec une capacité installée de près de 10 GW. Ces trois projets représenteraient au total 23 GW. Enfin, le gouvernement étudie aussi le déploiement de petits réacteurs modulaires via deux technologies : le Bharat SMR de 220 MWe à eau lourde, et un réacteur à eau légère importé à sélectionner dont la puissance serait de l'ordre de 300 MWe. Ces réacteurs modulaires visent à remplacer en priorité les centrales thermiques au charbon en fin de vie sur des sites industriels.



Mix électrique 2023

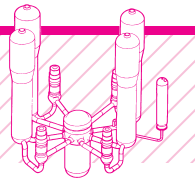
- Charbon : 74,4 %
- Gaz : 3 %
- Hydraulique : 7,2 %
- Solaire : 6 %
- Éolien : 4,7 %
- Nucléaire : 2,5 %
- Autres : 2,2 %

Source : AIE.

FAIT MARQUANT

Avec six réacteurs en construction et dix unités en projet, le programme indien est le deuxième plus important au monde derrière la Chine.]

QUID de la capacité industrielle ?



L'Inde dispose d'une filière industrielle au service du programme nucléaire national. Pour la fabrication des gros composants de la chaudière nucléaire, le pays peut notamment compter sur Larsen & Toubro, qui a participé à pratiquement tous les projets de constructions nucléaires, et Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL), la plus grande entreprise d'ingénierie et de fabrication en Inde dans le secteur de l'énergie, avec la capacité de fabriquer toute la gamme d'équipements des centrales électriques. Arabelle Solutions est également présente en Inde avec une usine offrant ses solutions intégrées de turbines nucléaires.

Le secteur nucléaire en pleine reconfiguration

Le gouvernement indien a lancé un important travail législatif afin de transformer le secteur. Il s'agit notamment de permettre au secteur privé de contribuer au programme nucléaire du pays alors que l'électronucléaire est aujourd'hui entièrement dans les mains de l'entreprise publique NPCIL. Le secteur privé pourrait ainsi posséder jusqu'à 49 % de parts des co-entreprises créées avec les entités publiques. Mais ce n'est pas tout ! Une série d'amendements visent à simplifier le développement de nouveaux projets : acquisition du foncier facilitée, réduction des zones d'exclusion des usines pour l'implantation de petits réacteurs modulaires, responsabilité civile nucléaire réformée entre les fournisseurs de technologie et l'exploitant nucléaire en cas d'accident grave... Sur ce dernier point, il faut rappeler que, selon la loi indienne, l'exploitant nucléaire, en cas d'accident, peut demander au fournisseur de la technologie des compensations financières sans plafond et sans limite dans le temps. Le gouvernement travaille depuis début 2025 à réformer ce point pour se conformer aux

standards internationaux et ainsi faciliter l'entrée du secteur privé dans le financement des grands projets mentionnés ci-dessus. Grâce à cette réforme, l'Inde espère également réduire la durée de construction de ses réacteurs de 700 MW de dix ans en moyenne aujourd'hui à six ans.

Fermeture du cycle : la mise en service du réacteur à neutrons rapides indien approche

L'Inde compte huit mines d'uranium dont la production permet d'approvisionner le parc nucléaire actuel à hauteur de 35 %. Pour se défaire de la dépendance à l'uranium, la stratégie nationale vise à mettre en service des réacteurs à neutrons rapides puis des réacteurs à eau lourde avancés qui fonctionneraient avec un combustible thorium (le thorium dit fertile se transforme, après la capture d'un neutron, en uranium 233 qui lui est fissile), dont le sol indien regorge : 13 % des réserves mondiales identifiées³⁸. La contribution de cette filière n'est cependant pas attendue dans le cadre de l'objectif des 100 GWe de puissance installée en 2047.

Outre le petit réacteur de recherche basé sur le modèle du réacteur français Rapsodie, le pays a construit un démonstrateur industriel refroidi au sodium de 500 MW. Lancé en 2004, le chantier a connu d'importants retards et la mise en service a été repoussée à mars 2026³⁹. Le développement de tels réacteurs va de pair avec la construction d'installations de retraitement du combustible usé. L'Inde dispose de trois petites usines destinées aux combustibles à base d'uranium naturel du parc en exploitation et a inauguré en janvier 2024 une installation pilote pour la démonstration du retraitement du combustible des réacteurs à neutrons rapides. Le pays s'impose ainsi, malgré les difficultés, comme un leader dans les technologies de fermeture du cycle. ■

³⁸ • World Nuclear Association.

³⁹ • Site du gouvernement indien, Press Information Bureau, « Parliament question : Prototype Fast Breeder Reactor », 21 juin 2025.

Japon

8 Le Japon se tourne vers le nucléaire de demain

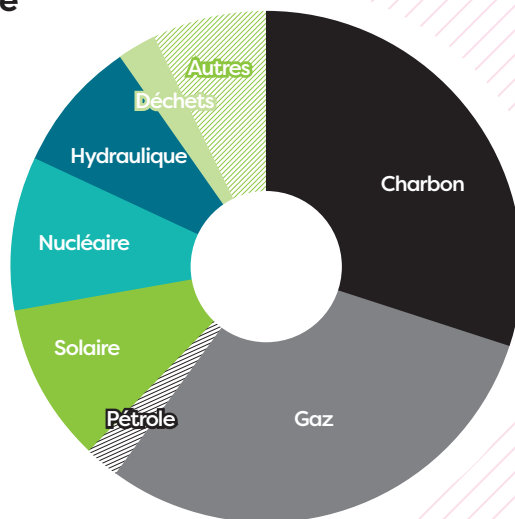
EN BREF Le redémarrage du parc historique continue avec maintenant quatorze unités en fonctionnement. Plus encore, le nucléaire japonais se projette dans l'avenir avec une évolution de la réglementation permettant de prolonger l'exploitation des unités, mais aussi avec la volonté de construire de nouvelles unités, plus sûres, plus innovantes.

À la suite de l'accident nucléaire de Fukushima en 2011, les 54 réacteurs de l'archipel furent mis à l'arrêt. Après une importante réforme de la sûreté nucléaire, un premier réacteur redémarra en 2015 et le Japon a depuis relancé 14 unités sur seulement 33 considérées comme « opérables ». Le retour sur le réseau du parc historique reste la priorité du gouvernement, bien que la question de son renouvellement soit de plus en plus présente. En juillet 2025, pour la première fois depuis l'accident nucléaire, Kansai Denryoku (Kepco), l'opérateur de la région d'Osaka, a annoncé lancer une étude de site avec l'objectif de construire un nouveau réacteur nucléaire. Bien que l'étude en question soit très en amont d'une hypothétique concrétisation, il s'agit d'un pas en avant vers le retour et la pérennisation de la production électronucléaire. Selon la presse⁴⁰, l'industriel Mitsubishi Heavy Industries (MHI), concepteur du réacteur de troisième génération SRZ-1200, consulte 200 fournisseurs dans le but d'être prêt pour construire à nouveau. L'augmentation de la part du nucléaire doit desservir l'objectif d'une production électrique diversifiée en 2040 avec 40 % à 50 % d'énergies renouvelables (contre 23 % en 2023), 20 % de nucléaire (contre 8,5 %) et 30 à 40 % de centrales thermiques (contre 65 %)⁴¹.

Mix électrique 2024

■ Charbon	: 30,1 %
■ Gaz	: 29,9 %
▨ Pétrole	: 2,3 %
■ Solaire	: 10 %
■ Nucléaire	: 9,5 %
■ Hydraulique	: 8,7 %
■ Déchets	: 2,4 %
■ Autres	: 7,1 %

Source : AIE.



Une réforme de la sûreté au service de l'exploitation à long terme

Le 6 juin 2025, la nouvelle loi énergétique (GX-Green Transformation) est entrée en vigueur, modifiant, entre autres, le système de sûreté japonais. Dans l'ancien modèle, un réacteur nucléaire bénéficiait d'une licence d'exploitation de quarante ans avec la possibilité de recevoir une unique prolongation de vingt ans. La durée d'exploitation était ainsi plafonnée à soixante ans. Afin de donner plus de visibilité aux industriels, la nouvelle loi énergétique a transformé la durée d'exploitation en une durée de fonctionnement. La différence étant que les soixante années de fonctionnement pourront ne pas prendre en compte certaines périodes d'arrêt échappant à la

40 • Nikkei Asia, « Mitsubishi Heavy talks to 200 suppliers to rebuild Japan nuclear reactors », 7 mai 2025.

41 • Agence des Ressources naturelles et de l'Énergie, « The 7th Strategic Energy Plan », février 2025.

Japon

responsabilité de l'opérateur⁴² (changement de réglementation, décision de justice, etc.). Elle permettra ainsi de récupérer la décennie d'arrêt, voire plus, post-Fukushima. Enfin, alors que l'âge moyen des 33 réacteurs opérables est de 35 ans, les opérateurs vont également devoir soumettre à l'autorité de sûreté (NRA) dès les trente ans de fonctionnement un plan de gestion du vieillissement des installations, et ce, tous les dix ans.

Une opinion publique qui reste fortement marquée par l'accident nucléaire

Les préoccupations des Japonais tournent globalement autour des sujets de santé et d'économie. Mais concernant le nucléaire, la population reste à convaincre. Pour beaucoup, le nucléaire, garde une image négative, bien qu'il soit aussi perçu comme utile, voire indispensable. À la question⁴³ « À quoi pensez-vous lorsque que l'on vous dit énergie nucléaire ? », 55 % des sondés évoquent le « danger ». Ainsi, en 2024, environ 40 % de la population est certes en faveur de l'utilisation du nucléaire, mais dans le cadre d'une lente sortie de l'atome. Seulement 18,3 % sont en faveur du maintien d'un nombre de centrales équivalent à celui d'avant l'accident ou à une augmentation. Cependant, si l'on s'intéresse aux tendances, la part de la population en faveur de l'atome a gagné 7 points entre 2021 et 2024, alors que la part des sondés en faveur d'une sortie rapide du nucléaire est passée de 16,9 % en 2016 à

seulement 4,9 % en 2024. Enfin, la part des répondants en faveur d'une sortie lente représente certes 40 %, mais il s'agit en réalité du niveau le plus bas depuis 2014. La tendance est donc en faveur de l'énergie atomique, mais il est vrai qu'il s'agit d'un sujet complexe : 33 % des sondés expliquent ne pas pouvoir répondre à la question, soit 10 points de plus par rapport à 2021. Les raisons évoquées par ces derniers sont qu'« il y a trop d'informations » pour 27 % d'entre eux ou, au contraire, « pas assez d'informations pour se faire un avis » pour 25,9 %. 33,5 % expliquent également « ne pas savoir quelles informations croire ». En résumé, la tendance est positive sur les dix dernières années, mais la défiance engendrée par l'accident nucléaire est encore palpable. Retrouver la confiance de la population reste un défi à relever pour augmenter la contribution de l'électronucléaire à la sécurité et à la transition énergétique.

Technologies avancées de réacteurs et fusion nucléaire : l'innovation continue

Le 7^e plan à l'énergie publié en février 2025 comprend la promotion de la recherche et développement des réacteurs de demain : les réacteurs à eau légère de troisième génération, les petits réacteurs modulaires, les réacteurs à neutrons rapides, les réacteurs à haute température et ceux de fusion nucléaire. Mitsubishi Heavy Industries (MHI), l'homologue de Framatome, est au cœur de cette stratégie puisque l'industriel travaille sur toutes ces technologies.

En cohérence avec la stratégie de fermeture du cycle du combustible, le gouvernement a chargé MHI en 2023 de plancher sur un concept de réacteur à neutrons rapides pour un démarrage dès 2040. Framatome, EDF et le CEA vont contribuer à ce programme dans le cadre d'accords de coopération signés en décembre 2024 avec les Japonais MHI, MFBR, JAEA et JAPC. Le Japon souhaite par ailleurs redémarrer Jôyô, un petit réacteur expérimental de cette famille

42 • Forum industriel japonais (JAIF), « GX Decarbonization Power Source Act Enacted », juin 2025.

43 • Sondage de la Japan Atomic Energy Relations Organization (JAERO) réalisé sur l'année 2024.

FAIT MARQUANT

Le Japon continue à mener une politique de recherche et développement ambitieuse. Le pays a notamment signé en décembre 2024 des accords avec ses partenaires français pour développer un réacteur à neutrons rapides.]

Japon

technologique à l'arrêt depuis 2007, dès la seconde moitié de l'année 2026 pour notamment produire un isotope médical (actinium-225).

L'archipel s'intéresse aussi aux réacteurs à haute température pour leurs caractéristiques de sûreté intrinsèque et leur potentiel pour la production d'hydrogène. Le Japon est l'un des rares pays à disposer d'un réacteur en fonctionnement : une unité expérimentale de 30 MWth, le HTTR. MHI a été missionné par le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) pour réaliser le concept d'un démonstrateur pour une mise en service à la fin des années 2030.

Enfin, le pays s'intéresse à la fusion nucléaire, en tant que partie prenante du projet ITER mais pas seulement. En novembre 2024, le projet FAST qui vise la mise en service d'un démonstrateur (tokamak) à la fin des années 2030 a été dévoilé.

Assurer le fonctionnement de l'aval du cycle

En août 2024, en conséquence d'une modification des règles de calcul sismique de la NRA, un nouveau report de la mise en service des usines de retraitement du combustible usé et de fabrication du combustible MOX a été annoncé. La première pourrait démarrer lors de l'année fiscale 2026 et la seconde lors de l'année fiscale 2027. En 2023, le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie⁴⁴ déclarait cependant que les piscines d'entreposage des combustibles

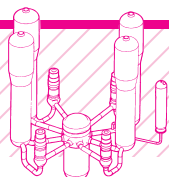
usés sur les sites des centrales étaient remplies à 80 % en moyenne, donc probablement plus pour les exploitants ayant redémarré des unités. Pour faire face à ce défi, le Japon fait appel à Orano pour la fabrication de combustibles MOX : le 2 décembre 2024, deux contrats ont été signés pour la fourniture de 64 assemblages. Quatre réacteurs peuvent aujourd'hui accueillir du MOX et l'objectif pour la filière japonaise est d'atteindre douze unités moxées d'ici à 2030⁴⁵. En plus de cela, les opérateurs japonais, via la Fédération des producteurs d'électricité (FEPC), collaborent avec Orano sur le multirecyclage (retraitement des combustibles MOX)⁴⁶. Enfin, en parallèle à ces solutions, plusieurs exploitants⁴⁷ construisent des entreposages à sec afin de garantir la continuité de la production électronucléaire.

L'ouverture du premier chantier de démantèlement

L'opérateur de la région du Chûbu a débuté en mars 2025 le démantèlement du circuit primaire du réacteur n° 2 de la centrale de Hamaoka. Il s'agit du premier démantèlement d'un réacteur commercial. Le coût estimé pour les deux unités est de 83 milliards de yens, soit environ 480 millions d'euros⁴⁸. À noter également : le Japon s'intéresse au recyclage des métaux très faiblement radioactifs et ambitionne d'avoir une usine dans la préfecture de Fukui. L'entreprise en charge du projet a été créée en août 2025 avec des investissements de la filière nucléaire, de la Préfecture et des six municipalités du Reinan. ■

44 • METI-Enecho, « The Current Status of the Nuclear Fuel Cycle to Efficiently Utilize Spent Fuel », 18 juillet 2023.

QUID de la capacité industrielle ?



Pour la fabrication de grands composants forgés (cuve, générateur de vapeur, pressuriseur, etc.), le Japon peut se reposer sur Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et la forge de Japan Steel Works.

45 • World Nuclear News, « French-Japanese MOX fuel recycling studies expanded », 13 février 2025.

46 • The 29th N-20 Joint Statement, 1^{er} mai 2025.

47 • JAIF, « NRA Approves Dry Storage Facilities at Onagawa and Takahama », juin 2025.

48 • The Asahi Shimbun, « Dismantling work begins at Hamaoka nuclear plant », 17 mars 2025.

Corée du Sud

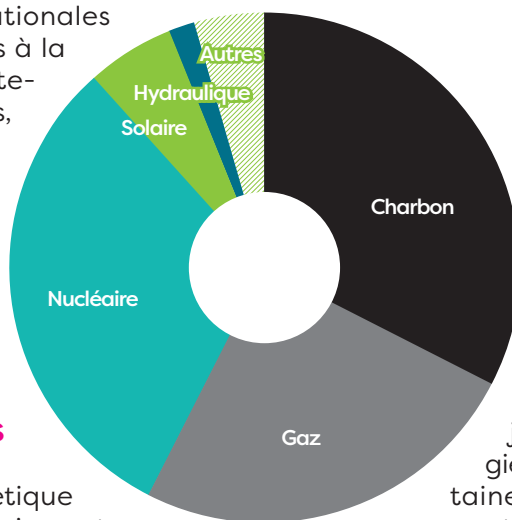
9 L'ouverture d'une nouvelle période d'incertitude en République de Corée

EN BREF En 2022, la Corée du Sud avait opté pour une relance du nucléaire, mais l'arrivée d'un nouveau gouvernement en juin 2025 pourrait remettre en question cette dynamique. Le pays jouera néanmoins un rôle important dans les projets mondiaux tant sa capacité industrielle est sollicitée, par les États-Unis en particulier.

La République de Corée traverse une nouvelle période d'instabilité politique au cours de laquelle le nucléaire pourrait être impacté. Les ambitions nucléaires nationales pourraient en effet être revues à la baisse même si l'industrie, fortement sollicitée par les États-Unis, devrait jouer un rôle à l'international. Le nouveau président de la République, Lee Jae-myung, arrivé au pouvoir en juin 2025, mettrait l'accent sur les énergies renouvelables, en mettant en pause la construction de nouvelles unités⁴⁹.

Retour sur les évolutions politiques

Bien que la politique énergétique ne soit pas la raison des attermoissements politiques, celle-ci est, de fait, impactée. Fin 2016, la destitution de la présidente conservatrice Park Geun-hye provoqua de nouvelles élections à l'issue desquelles Moon Jae-In (parti démocrate) arriva au pouvoir. Ce dernier prit la décision d'une lente sortie du nucléaire qui consistait à ne pas prolonger l'exploitation des réacteurs et à ne pas en construire de nouveaux. Cette politique fut renversée en 2022 par Yoon Suk-yeol (parti conservateur du Pouvoir au peuple) qui relança le projet de deux APR-1400 à Shin-Hanul dont le premier est entré en construction en mai 2025. Yoon Suk-yeol sera cependant destitué rapidement après sa tentative de coup d'État en décembre 2024.



Mix électrique 2024

■ Charbon	: 32,6 %
■ Gaz	: 24,9 %
■ Nucléaire	: 31,1 %
■ Solaire	: 5,5 %
■ Hydraulique	: 1,5 %
■ Autres	: 4,4 %

Source : AIE.

Après la convocation de nouvelles élections, le gouvernement démocrate de Lee Jae-myung est arrivé au pouvoir en juin 2025 et sa position sur l'énergie atomique reste aujourd'hui incertaine. Une chose est sûre, les accords secrets entre l'entreprise publique KHNP et l'Américain Westinghouse n'ont pas plu aux élus démocrates qui s'insurgent.

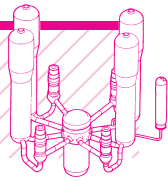
Quel avenir pour l'APR-1400 ?

L'APR-1400 est le réacteur de 1 400 MW de troisième génération porté par l'industrie nucléaire coréenne, que ce soit au niveau national ou à l'export. Il y a huit unités en exploitation dans le monde, dont quatre en Corée et quatre autres aux Émirats arabes unis. Deux unités supplémentaires devraient démarrer sur le sol coréen en 2026, qui compte également une unité en construction et une autre planifiée sur le site de Shin-Hanul. Ces dernières années, KHNP est venu proposer son réacteur à travers l'Europe, avec une forte ambition de conquête de l'Occident, mais la presse internationale a révélé que des accords avec Westinghouse

49 • Japan Times, « South Korea's presidential front-runner backs nuclear power – for now », juin 2025.

Corée du Sud

QUID de la capacité industrielle ?



Le Coréen Doosan assure entre autres la production de gros composants pour la chaudière nucléaire des réacteurs nucléaires, que ce soit pour les réacteurs coréens ou américains.

prévoient un partage du marché mondial comprenant l'abandon du marché européen à l'exception de la centrale tchèque de Dukovany⁵⁰. Les accords comprendraient également une clause pour garantir aux États-Unis 825 millions de dollars de commandes et services⁵¹ en cas d'export de l'APR-1400. Enfin, la création d'une co-entreprise entre les deux géants du nucléaire pour permettre à KHNP d'entrer sur le marché américain aurait également été discutée. KHNP s'est bien retiré de nombreux appels d'offres européens : Suède (décembre 2024), Slovénie (février 2025), Pays-Bas (mars 2025) et Pologne (août 2025). Par ailleurs, le projet tchèque, malgré la signature du contrat en juin 2025, fait toujours l'objet d'une enquête de la Commission européenne sur de possibles subventions étrangères étatiques, contraires aux règles de l'Union européenne. Le schéma de financement reste également à valider. Les ambitions d'export de l'APR-1400 pourraient ainsi être revues à la baisse. Quant au cas de l'APR-1000, il devrait se limiter à la seule République tchèque.

La capacité industrielle sud-coréenne au service de la relance

Malgré les incertitudes mentionnées plus haut, la filière industrielle sud-coréenne va rester un acteur de la relance

nucléaire mondiale. Elle est notamment sollicitée pour le développement et la construction de petits réacteurs modulaires américains. KHNP et Doosan se sont par exemple associés à X-Energy et Amazon en août 2025 pour le déploiement de Xe-100, un petit réacteur modulaire à haute température (HTR) de 80 MWe. Un investissement de 50 milliards de dollars a été annoncé. Doosan a par ailleurs forgé dès 2023 les premiers composants du SMR de NuScale. L'industrie coréenne pourra notamment contribuer à la construction de réacteurs AP1000 alors que Donald Trump a annoncé un quadruplement de la capacité nucléaire. Elle a déjà participé à la construction des deux AP1000 américains de Vogtle et des quatre unités chinoises de Sanmen et Haiyang. ■

FAIT MARQUANT

L'arrivée au pouvoir du gouvernement démocrate en juin 2025 remet en question les ambitions nucléaires exprimées lors du précédent mandat.]

50 • *The Korea Herald*, « Westinghouse deal tensions loom over Korea-US summit », 20 août 2025.

51 • *Financial Times*, « US-South Korea nuclear reactor tie-up proposed amid accusations of "slave contract" », 21 août 2025.

Afrique

10 L'Afrique, partie prenante de la relance du nucléaire, du minerai aux réacteurs

EN BREF La relance nucléaire concerne aussi l'Afrique. D'une part car les petits et microréacteurs présentent une option intéressante pour le continent, et d'autre part car la relance du nucléaire, faisant monter les prix de l'uranium, offre de nouvelles perspectives d'exploration et d'exploitation.

Le continent africain ne compte qu'une centrale nucléaire de deux unités en exploitation en Afrique du Sud, alors que quatre unités sont en construction en Égypte. Cependant, nombreux sont les gouvernements à envisager le recours à l'énergie atomique pour permettre à l'économie de se développer tout en émettant le moins de CO₂ possible. L'essor des petits réacteurs modulaires pourrait faciliter l'accès à l'énergie nucléaire avec des projets plus petits et moins coûteux. Le 30 juin 2025, le Nuclear Energy Innovation Summit for Africa a réuni à Kigali des représentants du Rwanda (pays hôte), du Togo, du Ghana, du Mali, du Kenya, de la Tanzanie et du Niger. Ces derniers ont souligné leur intérêt pour le nucléaire, que ce soit pour le développement économique (extraction et transformation de matières premières, industrialisation, etc.) ou humain (accès à l'électricité, emploi, création d'une chaîne du froid, etc.).

Peu de projets de forte puissance, mais un intérêt grandissant

Alors que la plupart des États africains misent sur des réacteurs de petite puissance, d'autres ouvrent la porte à la forte puissance. Le premier d'entre eux est bien évidemment l'Égypte, qui a inauguré en 2022 le début de la construction du premier des quatre réacteurs VVER-1200 de la future centrale d'El-Dabaa. Bien qu'aucun autre projet de forte puissance ne soit attendu sur le continent dans les prochaines années, plusieurs gouvernements se sont déclarés intéressés. Le gouvernement sud-africain a par exemple manifesté à plusieurs reprises le désir de

construire de nouvelles unités. En 2023, il était question d'ajouter 2,5 GW nucléaires et, après quelques cafouillages politiques, le ministre de l'Environnement a finalement octroyé à l'exploitant Eskom une autorisation environnementale pour une nouvelle centrale dont la puissance pourrait aller jusqu'à 4 GW de nucléaire⁵². Nous pouvons également mentionner l'Ouganda qui a missionné en mai 2025 le Coréen KHNP pour conduire une étude de site ou encore le Ghana qui a signé en avril 2024 des accords avec le Chinois CNNC pour l'éventuelle construction d'une unité Hualong-One.

Les projets cités témoignent de l'intérêt pour l'atome, mais restent très en amont de toute concrétisation. Pour donner un ordre de grandeur, 33 pays du continent africain ont un PIB inférieur au coût du projet nucléaire égyptien estimé à 30 milliards de dollars⁵³. Au-delà de la contrainte économique, il y a des contraintes techniques en lien avec les réseaux électriques qui devront pouvoir absorber la production d'une unité de forte puissance. Dans ce contexte, les petits (< 300 MWe) voire microréacteurs (< 10 MWe) nucléaires bénéficient d'un fort intérêt.

Une série de protocoles d'accord pour des petits réacteurs modulaires

Ces dernières années les protocoles d'accord concernant des petits réacteurs se sont multipliés. Le Ghana a par exemple annoncé en 2022 étudier la construction de petits réacteurs modulaires avec les

52 • Reuters, « South Africa pushes ahead with new Cape nuclear plant », 8 août 2025.

53 • Trading Economics.

Afrique

États-Unis et le Japon dans le cadre du programme First. Deux ans plus tard, en septembre 2024, le pays d'Afrique occidentale a annoncé travailler avec NuScale pour étudier la construction d'une centrale du concepteur américain. Un intérêt qui a été renouvelé en avril 2025. L'Américain Nano Nuclear Energy, qui propose des microréacteurs, a signé des accords de coopération au Rwanda en août 2024 et au Togo en décembre 2024. À noter également, l'Afrique du Sud cherche, avec le soutien de la Chine, à relancer un projet de réacteur à haute température à lit de boulets (PBMR). Enfin, en juin 2024, la République de Guinée a manifesté son intérêt pour les centrales nucléaires flottantes de Rosatom. Le Russe a également signé des accords avec le Mali et le Niger pendant l'été 2025, bien qu'il soit toujours difficile de juger la véritable consistance de ces protocoles d'accord (MoU) qui relèvent aussi d'un affichage politique, en particulier pour ces deux pays dont le pouvoir résulte de coups d'État soutenus par la Russie.

La Chine et la Russie privilégiées pour l'exploitation de l'uranium sur le continent

Alors que la Russie doit répondre au défi d'alimenter les réacteurs nucléaires sur son sol, mais aussi ceux vendus à des pays tiers et que la Chine doit assurer l'approvisionnement en combustible d'un parc national en forte croissance, l'Afrique apparaît comme une partie de la solution. Selon les estimations⁵⁴, l'Afrique représenterait 21 % des ressources mondiales d'uranium exploitables à moins de 130 dollars/kg. La Namibie (8 %), le Niger (6 %) et l'Afrique du Sud (5 %) concentrent la quasi-totalité de ces ressources. En 2023, la Namibie assurait 14 % de la production mondiale, contre seulement 2 % pour le Niger et 0,3 % pour l'Afrique du Sud⁵⁵. La production namibienne est

FAIT MARQUANT

En 2025, la Banque mondiale a levé l'interdiction de financer des projets nucléaires. Elle a notamment mis l'accent sur les petits réacteurs modulaires, ouvrant ainsi de nouvelles opportunités pour l'Afrique.]

principalement à destination du parc nucléaire chinois. China National Nuclear Corporation (CNNC) détient en effet près de 70 % de la mine de Rössing depuis 2019 ainsi que 25 % de la mine de Langer Heinrich, relancée en 2024. China General Nuclear (CGN) détient quant à elle, en partenariat avec la Banque de développement chinoise, 90 % de la mine de Husab. La Namibie dominerait également le secteur de l'exploration avec environ 70 % des 95 millions de dollars dédiés à l'exploration en 2022 sur le continent⁵⁶. La Russie souhaite d'ailleurs y reprendre son projet d'exploration du gisement Wings qui représenterait une production de 3 000 tonnes d'uranium par an pendant vingt-cinq ans selon Rosatom⁵⁷. Les différents rapports notent cependant que le manque d'eau en Namibie limite l'augmentation de la production d'uranium et Rosatom s'est notamment heurté à une défiance du ministère de l'Agriculture namibien⁵⁸. À plus court terme, c'est sur la Tanzanie que mise la Russie avec un projet de pilote lancé en juillet 2025⁵⁹ et un début de production prévu en 2029. La capacité de production nominale est estimée à 3 000 tonnes d'uranium par an⁶⁰. ■

54 • AIEA, AEN, « Uranium 2024 : Resources, Production and Demand ».

55 • Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, « L'approvisionnement en uranium naturel : enjeu de la relance nucléaire », janvier 2025.

56 • AIEA, AEN, « Uranium 2024 : Resources, Production and Demand ».

57 • Rosatom, Headspring Investments, « Wing project ».

58 • Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, « L'approvisionnement en uranium naturel : enjeu de la relance nucléaire », janvier 2025.

59 • World Nuclear News, « Pilot uranium processing plant launched in Tanzania », 31 juillet 2025.

60 • Rosatom, « Marking a milestone in the development of Tanzania's strategic uranium reserves », 30 juillet 2025.

Reste du monde

Bangladesh

La Russie construit la première centrale nucléaire du Bangladesh, qui comprend deux VVER-1200 à Rooppur, à 30 km de la frontière indienne. Le chantier a débuté en novembre 2017 pour la première unité et en juillet 2018 pour la seconde. Les essais à chaud se poursuivaient à l'été 2025, laissant présager une mise en service de la première unité avant la fin de l'année. La centrale de Rooppur va représenter 15 % de la production électrique nationale.

Brésil

Le Brésil compte une unique centrale avec deux réacteurs en exploitation et un autre, Angra-3, dont la construction est en pause depuis avril 2023. La construction d'Angra-3 subit les arrêts et les reprises depuis son lancement en 2010. L'objectif visé aujourd'hui est une mise en service en 2031.

Émirats arabes unis

La connexion de la quatrième et dernière unité de la centrale nucléaire de Barakah a eu lieu en mars 2024. Moins de quinze ans après le lancement de la construction du premier réacteur, le nucléaire représente déjà plus de 20 % de la production électrique nationale.

Kazakhstan

En juin 2025, le Kazakhstan a sélectionné Rosatom pour la construction d'une première centrale nucléaire de deux réacteurs. Le pays de 20 millions d'habitants souhaite ouvrir un second projet en parallèle avec, cette fois-ci, des partenaires chinois. Dans le secteur minier, le Kazakhstan est le premier producteur mondial d'uranium avec 43 % de la production en 2022⁶¹.

Mongolie

La Mongolie n'a aucun réacteur nucléaire, mais elle dispose de 2 % des réserves mondiales d'uranium identifiées. En janvier 2025, Orano et le gouvernement mongol ont signé un accord d'investissement pour développer et mettre

en exploitation la mine d'uranium de Zuuuvch Ovoo, située dans le sud-est du pays.

Ouzbékistan

Le pays ne possède aucun réacteur nucléaire, mais souhaite y remédier. Il a signé des accords avec Rosatom en 2017 pour la construction de deux unités russes de 1 200 MW ainsi que six petits réacteurs modulaires de 55 MW. Il étudie aujourd'hui la construction de deux à quatre unités de forte puissance, mais aux dernières annonces, le projet SMR ne comporterait plus que deux unités⁶². Le premier béton du premier SMR est prévu pour 2027.

Pakistan

Le pays compte six réacteurs nucléaires en exploitation pour environ 16 % de la production nationale d'électricité en 2024. Tous les réacteurs du parc sont de technologie chinoise. Deux réacteurs de troisième génération sont entrés en service en 2021 et 2022, alors qu'un troisième est en construction à Chashma depuis décembre 2024.

Turquie

La Turquie a commandé quatre unités VVER-1200 à la Russie. Le premier béton de la première unité a été coulé en 2018 et la mise en service industrielle de la première unité est attendue avant la fin de l'année 2025 selon les propos du président turc⁶³. La centrale va à terme répondre à environ 10 % des besoins électriques du pays.

Vietnam

Le Vietnam porte à nouveau des ambitions nucléaires alors que le gouvernement cherche à relancer le projet nucléaire de Ninh Thuan, validé en 2009, mais abandonné en 2016. Il comprenait alors la construction de deux réacteurs VVER russes. La région comptait un second projet, porté par un consortium japonais, lui aussi abandonné en 2016. En mai 2025, le Vietnam et la Russie ont signé des accords de coopération avec notamment à la clé la construction d'un second réacteur de recherche au Vietnam⁶⁴.

61 • AIEA, AEN, « Uranium 2024 : Resources, Production and Demand ».

62 • Anewz, « Uzbekistan revises small nuclear power plant project, explores larger facility with Russia », 24 juin 2025.

63 • TRT, « Erdogan annonce que la centrale nucléaire Akkuyu commencera à produire l'électricité d'ici fin 2025 », mai 2025.

64 • World Nuclear News, « Vietnam and Russia "to expedite" nuclear power plant talks », 12 mai 2025.

Data



Data

I - Le nucléaire dans le monde

1• Les réacteurs nucléaires dans le monde en 2025 Source : AIEA – PRIS, septembre 2025.

	2023	2024	2025 (septembre)
Réacteurs en opération	410	417	416
Réacteurs en opération suspendue	27	25	23
Réacteurs en construction	57	62	63

2• Le nucléaire dans le monde en 2025 Source : AIEA – PRIS, septembre 2025.

Pays	Capacité nucléaire (GW)	Réacteurs en construction	Réacteurs en opération	Part du nucléaire dans la production électrique (2025)
États-Unis	97	0	94	18,6 %
France	63	0	57	67 %
Chine**	61	32	58	5 %
Russie	27	4	36	18 %
République de Corée	25	2	26	32 %
Canada	12,7	0	17	13 %
Ukraine	13	2*	-	-
Japon	12,6	2*	14	8 %
Inde	7,5	6	21	3 %
Espagne	7	0	7	20 %
Suède	7	0	6	29 %
Royaume-Uni	5,8	2	9	12 %
Émirats arabes unis	5,3	0	4	22 %
Finlande	4,3	0	5	40 %
Tchéquie	4	0	6	40 %
Belgique	3,4	0	4	42 %
Pakistan	3,2	0	6	17 %
Suisse	3	0	4	27 %
Slovaquie	2,3	1	5	60 %
Biélorussie	2,2	0	2	36 %
Bulgarie	2	0	2	41 %
Hongrie	2	0	4	47 %
Afrique du Sud	1,8	0	2	4 %
Brésil	1,8	1	2	2 %
Argentine	1,5	1	3	7,3 %
Mexique	1,5	0	2	5 %
Roumanie	1,3	0	2	20 %
Iran	0,9	1	1	1,7 %
Slovénie	0,7	0	1	35 %
Arménie	0,4	0	1	31 %
Pays-Bas	0,5	0	1	3 %
Bangladesh	0	2	0	0 %
Égypte	0	4	0	0 %
Turquie	0	4	0	0 %

* Chantier interrompu avec date de reprise inconnue. ** Ajout des unités CAP1400 non recensées par le PRIS.

Data

3. L'évolution du parc nucléaire mondial (2005-2024) Source : AIEA – PRIS.

Année	Capacité nucléaire (GW)	Nombre de réacteurs en exploitation
2005	368	442
2010	372	438
2015	364	423
2020	375	422
2024	377	417

4. Les réacteurs connectés au réseau électrique (septembre 2024 – septembre 2025)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Connexion au réseau
Zhangzhou-1	Chine	1 126	28 novembre 2024
Flamanville-3	France	1 630	21 décembre 2024
Onagawa-2*	Japon	800	15 novembre 2024
Shimane-2*	Japon	800	12 décembre 2024
Rajasthan-7	Inde	630	17 mars 2025

* Redémarrages d'unités qui étaient à l'arrêt depuis l'accident de Fukushima.

5. Les fermetures de réacteurs (septembre 2024 – septembre 2025)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Arrêt définitif
Pickering-1	Canada	500	1 ^{er} octobre 2024
Pickering-2	Canada	500	31 décembre 2024
Doel-1	Belgique	445	14 février 2025
Maanshan-2	Taiwan	938	18 mai 2025

6. Les nouveaux chantiers (septembre 2024 – septembre 2025)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Premier béton
Zhangzhou-4	Chine	1 100	27 septembre 2024
Chasnupp-5	Pakistan	1 100	30 décembre 2024
Taipingling	Chine	1 209	10 juin 2025

II - Durée de construction des réacteurs de 3^e génération

7. La construction des réacteurs coréens (APR-1400)

Réacteur (Pays de construction)	Début de la construction	Connexion au réseau	Durée de construction (en mois)
Saeul-1 (Corée du Sud)	2008	2016	87
Saeul-2 (Corée du Sud)	2009	2019	116
Shin-Hanul-1 (Corée du Sud)	2012	2022	119
Shin-Hanul-2 (Corée du Sud)	2013	2023	126
Moyenne Corée			112 (9,3 ans)
Barakah-1 (Émirats arabes unis)	2012	2020	97
Barakah-2 (Émirats arabes unis)	2013	2021	100
Barakah-3 (Émirats arabes unis)	2014	2022	96
Barakah-4 (Émirats arabes unis)	2015	2024	103
Moyenne Émirats arabes unis			99 (8,2 ans)

Data

8• La construction des réacteurs chinois (HPR-1000)

Réacteur (Pays de construction)	Début de la construction	Connexion au réseau	Durée de construction (en mois)
Fuqing-5 (Chine)	2015	2020	66
Fuqing-6 (Chine)	2015	2022	73
Fangchenggang-3 (Chine)	2015	2023	85
Fangchenggang-4 (Chine)	2016	2024	87
Zhangzhou-1 (Chine)	2019	2024	61
Moyenne Chine			74 (6,2 ans)

9• La construction des réacteurs russes (VVER-1200)

Réacteur (pays de construction)	Début de la construction	Connexion au réseau	Durée de construction (en mois)
Novovoronezh-2-1 (Russie)	2008	2016	97
Leningrad-2-1 (Russie)	2008	2018	112
Novovoronezh-2-2 (Russie)	2009	2019	117
Leningrad-2-2 (Russie)	2010	2020	126
Moyenne Russie			113 (9,4 ans)
Astravets-1 (Biélorussie)	2013	2020	83
Astravets-2 (Biélorussie)	2014	2023	109
Moyenne Biélorussie			96 (8 ans)

10• La construction des réacteurs français (EPR)

Réacteur (Pays de construction)	Début de la construction	Connexion au réseau	Durée de construction (en mois)
Taishan-1 (Chine)	2009	2018	104
Taishan-2 (Chine)	2010	2019	110
Moyenne Chine			107 (9 ans)
Olkiluoto-3 (Finlande)	2005	2022	199
Flamanville-3 (France)	2007	2024	203
Moyenne Monde			154 (12,8 ans)

11• La construction des réacteurs américains (AP1000)

Réacteur (Pays de construction)	Début de la construction	Connexion au réseau	Durée de construction (en mois)
Sanmen-1 (Chine)	2009	2018	110
Sanmen-2 (Chine)	2009	2018	104
Haiyang-1 (Chine)	2009	2018	106
Haiyang-2 (Chine)	2010	2018	99
Moyenne Chine			104 (8,7 ans)
Vogtle-3 (États-Unis)	2013	2023	121
Vogtle-4 (États-Unis)	2013	2024	124
Moyenne États-Unis			122 (10,2 ans)

III - Les petits réacteurs modulaires

12• Certification des petits réacteurs modulaires dans le monde (février 2025)

Source : AEN, SMR Dashboard.

Année	Pré-certification	Certification en cours	Concept approuvé	Construction autorisée	Exploitation autorisée
2024	20	5	1	4	3
2025	33	7	1	7	3

13• Activités en lien avec la sélection d'un site de construction (février 2025)

Source : AEN, SMR Dashboard.

Année	Sélection d'une technologie par le propriétaire d'un site	Permis de construction obtenu	Construction en cours ou achevée
2024	17	1	6
2025	22	3	7

IV - Approvisionnement en uranium et capacité d'enrichissement

14• Ressources identifiées à un coût inférieur à 130 USD/kgU au 1^{er} janvier 2023 Source : AIEA, AEN.

Pays	Tonnes d'uranium	Part
Australie	1 671 200	28 %
Kazakhstan	813 900	14 %
Canada	582 000	10 %
Russie	476 600	8 %
Namibie	497 900	8 %
Niger	336 000	6 %
Afrique du Sud	320 900	5 %
Chine	270 500	5 %
Bésil	167 800	3 %
Autres	770 341	13 %
Total	5 925 700	100 %

Data

15. Production mondiale d'uranium naturel Source : Euratom Supply Agency.

	Production (tU) 2023	Part mondiale 2023	Production (tU) 2024	Part mondiale 2024
Kazakhstan	24 902	38,7 %	27 442	38,5 %
Canada	12 973	20,1 %	16 874	23,7 %
Namibie	8 255	12,8 %	8 664	12,2 %
Australie	5 534	8,6 %	5 443	7,6 %
Ouzbékistan	-	-	4 717	6,6 %
Russie	3 175	4,9 %	3 084	4,3 %
Chine	1 905	3 %	1 905	2,7 %
Niger	1 315	2 %	1 134	1,6 %
Autres	-	-	-	2,7 %

16. Approvisionnement d'uranium en Europe en 2024 Source : Euratom Supply Agency.

Pays d'origine	Part
Canada	34 %
Kazakhstan	24 %
Russie	15,5 %
Australie	10,5 %
Niger	8,5 %
Chine	4,6 %

17. Capacité d'enrichissement par entreprise en 2022 Source : Euratom Supply Agency.

Entreprise	Capacité (UTS)	Part de la capacité mondiale
Rosatom (Russie)	27 100	44 %
Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis)	17 900	30 %
CNNC (Chine)	8 900	14 %
Orano (France)	7 500	12 %
Autres (INB, JNFL)	100	0,001 %

Lexique

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
AIE	Agence internationale de l'énergie
AMR	Advance Modular Reactor - Réacteur modulaire de technologie avancée
AP1000	Réacteur américain de troisième génération (1 100 MW)
APR-1400	Réacteur coréen de troisième génération (1 400 MW)
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
Durée de construction	Le chantier d'un réacteur démarre au premier béton coulé et se termine lors de la connexion au réseau
EPR	Réacteur français de troisième génération (1 650 MW)
EPR2	Version optimisée de l'EPR (1 650 MW)
Gen III+	Désigne la troisième génération de réacteurs
FHR	Fluoride Salt-Cooled High-Temperature Reactors
Haleu	High-Assay Low-Enriched Uranium
HTR	Réacteur à haute température
Hualong-One	Réacteur chinois de troisième génération (1 000 MW)
MMR	Micro Modular Reactor
MW	Mégawatt
MWe	Mégawatt électrique
MWth	Mégawatt thermique
Na	Sodium
REB	Réacteur à eau bouillante
REP	Réacteur à eau pressurisée
RNR	Réacteur à neutrons rapides
SMR	Small Modular Reactor - Petit réacteur modulaire à eau légère
VVER-1200	Réacteur russe de troisième génération (1 200 MW)
WNA	World Nuclear Association



sfen.org

Contact presse :
ludovic.dupin@sfen.org
06 47 43 93 48