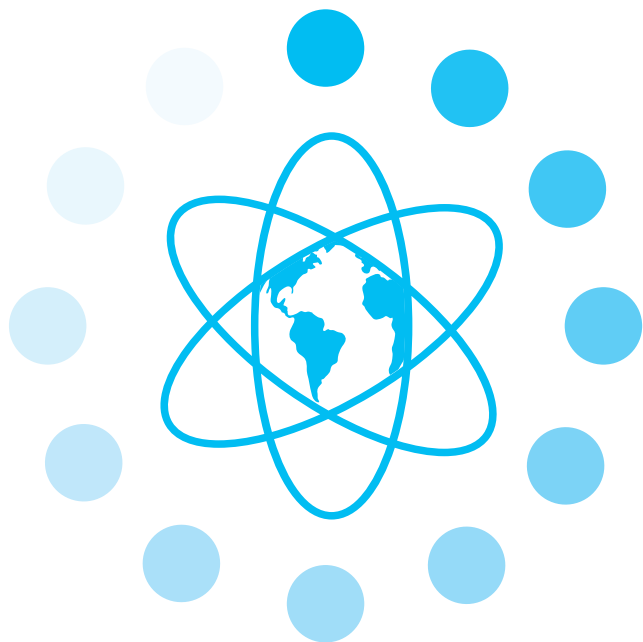




La relance du nucléaire dans le monde

Rapport de veille
édition 2026



Sommaire

Édito	5
I. Retour sur l'année 2026	6
1. Les faits marquants	7
1.1 Les canicules de l'été 2026 et les enjeux d'adaptation	7
1.2 Les SMR entrent dans une phase de déploiement	7
1.3 Le cycle du combustible au cœur de la relance du nucléaire	7
1.4 La fusion entre dans les stratégies nationales	8
2. Suivi des indicateurs	9
2.1 La chaleur nucléaire gagne du terrain	9
2.2 Les besoins énergétiques de l'IA renforcent l'intérêt pour le nucléaire	10
2.3 Des ressources en uranium suffisantes, à condition d'investir dans les mines	10
2.4 Le financement du nucléaire change d'échelle	11
II. Focus géographiques	12
1. L'Europe s'engage vers le déploiement de nouvelles capacités	13
2. La filière nucléaire française monte en pression	20
3. La Chine met l'innovation en action	24
4. Les États-Unis en pleine révolution	28
5. Le Canada consolide sa position à l'international	33
6. La Russie conserve une place solide à l'export	36
7. L'Inde ouvre le nucléaire au secteur privé	40
8. La relance nucléaire japonaise prend son envol	43
9. La République de Corée garde le cap sur le nucléaire	47
10. L'Afrique, de l'extraction d'uranium à l'électronucléaire	50
11. Reste du monde	53
III. Data	54
Lexique	60



Le nucléaire, au cœur du nouvel ordre énergétique

Par Valérie Faudon, déléguée générale de la Sfen

J'ai l'honneur de vous présenter la quatrième édition du rapport de veille de la Sfen sur la relance du nucléaire dans le monde. Amorcée en 2022, dans le contexte de la guerre en Ukraine et de la crise énergétique, cette dynamique s'est depuis installée dans la durée. Elle bénéficie du soutien des opinions publiques : selon l'Eurobaromètre SP557 de la Commission européenne, réalisé en 2024, 56 % des Européens estiment que l'énergie nucléaire aura un effet positif sur leur mode de vie au cours des vingt prochaines années, soit dix points de plus qu'en 2021.

La relance se traduit aussi par des engagements politiques forts des États : lancée à la COP28 en 2023 par 25 pays, dont la France, les États-Unis, le Canada, le Royaume-Uni et le Japon, la déclaration en faveur d'un triplement des capacités nucléaires mondiales d'ici à 2050 rassemble désormais 38 États. La Chine, le Brésil et l'Italie ont rejoint l'initiative à l'occasion du Nuclear Energy Summit à Paris en mars 2026.

L'année 2026 vient donner une nouvelle actualité à la relance du nucléaire dans le monde. La crise au Moyen-Orient nous rappelle de nouveau, après celle de 2022, la vulnérabilité de nos économies aux chocs sur les énergies fossiles. L'électrification s'affirme désormais comme un axe majeur des politiques énergétiques : la Commission européenne vise une part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de quelque 23 % aujourd'hui à 46 % en 2040. Le nucléaire, bas carbone, pilotable et garant de la stabilité des réseaux, est au cœur de la réussite de l'électrification.

Le rapport de 2025 avait aussi souligné comment, dans un contexte géopolitique marqué par le retour des rapports de force géopolitiques et des enjeux de souveraineté, la relance du nucléaire revêt également une dimension industrielle : sécuriser les chaînes d'approvisionnement, préserver les compétences et maîtriser les technologies stratégiques. Cette tendance se confirme en 2026. Dans son plan publié en mars, la

Commission entend faire des SMR « l'un des prochains grands projets de développement industriel de l'Europe ». Aux États-Unis, après les décrets présidentiels de 2025, le président Trump réaffirmait en juillet 2026 que son pays entendait « mener le monde dans le développement de la prochaine génération d'énergie nucléaire ». Le nucléaire est aujourd'hui ainsi un enjeu de souveraineté industrielle et technologique autant que de sécurité énergétique.

Pour réaliser ce rapport, la Sfen documente en continu, tout au long de l'année, les actualités du nucléaire dans les différents pays. Le nucléaire est une industrie du temps long : plusieurs années séparent nécessairement les annonces politiques, qui ne sont alors que des promesses, des décisions d'investissement, du lancement des chantiers et bien sûr des mises en service. Quatre ans après le début de la relance, celle-ci commence néanmoins à se traduire dans les chiffres. La production nucléaire mondiale a atteint un nouveau record en 2025, à 2 702 TWh, selon la World Nuclear Association (WNA). Alors que l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) recensait 62 réacteurs représentant 64,5 GW en construction fin 2024, près de 80 réacteurs sont en construction dans le monde en septembre 2026. Enfin, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les investissements mondiaux dans le nucléaire dépassent désormais 80 milliards de dollars par an. Les intentions commencent ainsi à se traduire en investissements, en chantiers et en production. Côté prospective, l'AIEA projette désormais, dans son scénario haut de septembre 2026, que les capacités mondiales pourraient plus que tripler d'ici à 2060, et quasi doubler dans son scénario bas.

Je tiens à remercier les équipes de la Sfen, ainsi que les conseillers et attachés nucléaires des ambassades pour leurs relectures et leurs suggestions. Nous sommes preneurs de vos retours et suggestions en vue de l'édition 2027. N'hésitez pas à nous contacter : sfen@sfen.org. ■

Retour sur l'année 2026



Retour sur l'année 2026

1 Les faits marquants

1.1 Les canicules de l'été 2026 et les enjeux d'adaptation

Les épisodes de chaleur et de sécheresse de l'été 2026 ont entraîné des arrêts ou réductions ponctuelles de production nucléaire en France, en Suisse, en Hongrie, en Roumanie et aux États-Unis, principalement dans des centrales en bord de fleuve. En Asie, malgré des températures record, aucun impact significatif n'a été identifié.

Ces limitations résultent pour autant le plus souvent du respect des règles environnementales encadrant la température des rejets ou le débit des cours d'eau, plutôt que d'une incapacité à assurer le refroidissement des réacteurs. Leur impact est resté limité. En France, RTE souligne que la production nucléaire de l'été 2026 est restée quasiment stable par rapport à 2025, malgré des indisponibilités climatiques record.

Ces épisodes soulignent néanmoins la nécessité de poursuivre l'adaptation du parc aux évolutions climatiques. Des centrales fonctionnent déjà dans des environnements très chauds et arides, à l'image de Palo Verde en Arizona, et ont développé des solutions adaptées à ces contraintes. Ces retours d'expérience offrent ainsi des pistes susceptibles d'être déployées plus largement à l'échelle du parc mondial.

1.2 Les SMR entrent dans une phase de déploiement

L'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) recense désormais 156 projets de SMR dans le monde, démonstrateurs ou projets commerciaux. En Amérique du Nord, deux projets ont franchi des jalons importants en avril 2026 : la construction du BWRX-300 a débuté à Darlington avec la pose du premier béton alors que TerraPower a annoncé le lancement des travaux nucléaires de sa centrale de Kemmerer. Kairos Power a engagé les travaux d'Hermès 2. Cinq petits réacteurs avancés avaient atteint la criticité à août 2026 dans le cadre du Reactor Pilot Program du Department of Energy (DOE).

L'Europe accélère également : la Commission a adopté en mars 2026 une stratégie visant la mise en service des premiers SMR européens au début des années 2030. Elle estime leur potentiel entre 17 et 53 GW dans l'Union européenne à l'horizon 2050.

La Chine et la Russie restent les plus avancées. La Chine exploite le HTR-PM et construit l'ACP100 (Linglong-One), avec une divergence attendue pour fin 2026. La Russie exploite depuis 2020 l'Akademik Lomonosov, première centrale nucléaire flottante, et développe les RITM-200, pour des centrales terrestres et flottantes destinées aux territoires isolés.

1.3 Le cycle du combustible au cœur de la relance du nucléaire

La relance du nucléaire remet l'ensemble du cycle du combustible au premier plan, à la fois pour accompagner la croissance du parc et réduire les dépendances à la Russie en Occident. Le rapport « Uranium 2026, ressources, production and demand » de l'AEN et de l'AIEA, dit « Red Book », confirme que les ressources mondiales identifiées d'uranium sont suffisantes pour répondre à

Les épisodes de canicule de l'été 2026 soulignent la nécessité de poursuivre l'adaptation du parc aux évolutions climatiques.

Retour sur l'année 2026

Selon la FIA, les entreprises du secteur ont levé un montant record de 4,48 milliards de dollars en un an, contre 2,64 milliards l'année précédente.

la demande projetée jusqu'en 2050 et au-delà, y compris dans le scénario haut.

En Europe, la construction de nouvelles capacités d'enrichissement avance : extension de Georges Besse II en France (+30 %, première production en 2028) et nouvelles capacités d'Urenco aux Pays-Bas et en Allemagne. Framatome développe parallèlement, avec quatre électriciens européens, un combustible VVER-440 entièrement européen, afin de diversifier les approvisionnements de réacteurs historiquement dépendants du combustible russe. En France, le Conseil de politique nucléaire de mars 2026 a confirmé l'avancement du programme « Aval du futur », destiné à renouveler les capacités d'entreposage et de traitement-recyclage de La Hague ainsi que celles de fabrication du MOX. Le pays a par ailleurs lancé un programme pour étudier la possibilité de fermer le cycle d'ici à 2100, et ainsi s'affranchir de toute importation d'uranium.

Aux États-Unis, l'accélération concerne désormais toute la chaîne du combustible : en janvier, le DOE a attribué 2,7 milliards de dollars pour développer les capacités nationales de production d'uranium faiblement enrichi (Leu) et moyennement enrichi (Haleu) et, en avril, il a lancé des appels à projets visant le recyclage des combustibles usés, le retraitement et la fabrication de nouveaux combustibles.

1.4 La fusion entre dans les stratégies nationales

En 2025, le rapport de veille de la Sfen soulignait l'afflux des capitaux privés et la signature des premiers contrats d'achat d'électricité. La dynamique s'est encore accélérée en 2026 : selon la Fusion Industry Association (FIA), les entreprises du secteur ont levé un montant record de 4,48 milliards de dollars en un an, contre 2,64 milliards l'année précédente. La filière emploie plus de 16 000 personnes.

Ces investissements s'inscrivent désormais dans des stratégies nationales. L'Allemagne prévoit 2 milliards d'euros d'ici à 2029 pour soutenir la fusion et accompagne notamment Proxima Fusion et Focused Energy. Le Japon envisage d'y consacrer près de 17 milliards d'euros d'ici à 2040. La Chine vise, quant à elle, une commercialisation à l'horizon 2050, en s'appuyant sur de grands programmes publics et un écosystème privé en plein développement.

La France prépare aussi une stratégie nationale. Elle s'appuie déjà sur le programme « SupraFusion », doté de 50 millions d'euros sur sept ans, ainsi que sur deux start-up (Renaissance Fusion et GenF) soutenues par « France 2030 ». Parallèlement, l'Union européenne élabore sa première stratégie pour la fusion, tandis que les autorités de sûreté européennes ont créé en mai 2026 une task force dédiée.

Retour sur l'année 2026

Les grands programmes publics continuent également de progresser. En 2025, les tokamaks EAST en Chine et WEST en France ont établi, dans leurs configurations respectives, de nouveaux records de durée de plasma : 1 066 secondes en régime de confinement élevé pour EAST et 1 337 secondes pour WEST. En 2026, ITER a achevé l'assemblage de son solénoïde central et installé six des neuf modules de sa chambre à vide.

2 Suivi des indicateurs

2.1 La chaleur nucléaire gagne du terrain

En Chine, le chauffage urbain fourni par la centrale de Haiyang, déjà étendu à plusieurs villes du Shandong, prépare une nouvelle étape vers Qingdao. À terme, le réseau pourrait desservir plusieurs millions d'habitants. La centrale de Tianwan fournit aussi déjà de la vapeur industrielle

au complexe pétrochimique de Lianyungang. Le projet Xuwei, en construction, doit changer d'échelle en associant deux Hualong-One et un réacteur à haute température.

En août 2026, Washington a renforcé son soutien au démonstrateur Xe-100 de X-Energy chez Dow au Texas, avec jusqu'à 1 milliard de dollars de financement fédéral supplémentaire, portant le soutien potentiel du programme à 2,15 milliards de dollars. Le projet doit fournir de la vapeur industrielle au complexe chimique de Seadrift.

En Finlande, Helen poursuit en 2026 son appel d'offres lancé en avril 2025 pour sélectionner la technologie de son futur SMR destiné à fournir de 400 MW à 500 MW de chauffage urbain. En parallèle, la Banque européenne d'investissement (BEI) a accordé à Steady Energy, développeur d'un réacteur calogène de 50 MWth, un prêt de 40 milliards de dollars pour la R&D, les essais et le licensing : c'est le premier financement de la BEI consacré à une technologie SMR.

En Chine, à terme, le réseau de chauffage urbain fourni par la centrale de Haiyang pourrait desservir plusieurs millions d'habitants.

Retour sur l'année 2026

Depuis deux ans, les partenariats entre géants de la tech et producteurs nucléaires se généralisent.

2.2 Les besoins énergétiques de l'IA renforcent l'intérêt pour le nucléaire

Depuis deux ans, les partenariats entre géants de la tech et producteurs nucléaires se généralisent. Ils changent d'échelle en 2026 : les entreprises technologiques contribuent désormais directement à la prolongation du parc existant et au financement de nouveaux réacteurs.

En Finlande, Google a signé avec Fortum un contrat d'achat d'électricité de vingt-deux ans couvrant jusqu'à 50 % de la production de la centrale de Loviisa. Cet engagement apporte à l'électricien la visibilité financière nécessaire pour prolonger l'exploitation de ses deux réacteurs jusqu'en 2050. Aux États-Unis, Google soutient également des augmentations de puissance aux centrales de Vogtle et Hatch, en Géorgie, qui doivent ajouter environ 96 MW au réseau.

Meta a, de son côté, conclu plusieurs accords représentant jusqu'à 6,6 GW de capacités nucléaires existantes ou nouvelles. Ils portent sur le développement de réacteurs avancés par TerraPower et Oklo, ainsi que sur la prolongation et l'augmentation de puissance de centrales exploitées par Vistra.

La demande en électricité portée par les centres de données commence également à se matérialiser en France : Soft-Bank a été choisi par EDF en juin 2026

pour implanter un centre de données sur le site de l'ancienne centrale de Bouchain, dans le Nord. Le projet s'inscrit dans un programme de 45 milliards d'euros prévoyant 3,1 GW de capacités dans une première phase.

2.3 Des ressources en uranium suffisantes, à condition d'investir dans les mines

L'édition 2026 du Red Book sur les ressources en uranium, publiée par l'AEN et l'AIEA, indique que les ressources identifiées récupérables à moins de 260 dollars par kilogramme d'uranium dépassaient 8,1 millions de tonnes au 1^{er} janvier 2025, en hausse de 2,1 % par rapport à l'édition précédente. Elles permettraient de répondre aux besoins mondiaux jusqu'en 2050, y compris dans un scénario de forte croissance du nucléaire. Au-delà, en supposant que la puissance nucléaire se stabilise après 2050, les ressources aujourd'hui identifiées couvriraient la demande jusqu'à dans les années 2080 dans le scénario haut et jusqu'à dans les années 2120 dans le scénario bas, sans tenir compte de nouvelles découvertes ni du développement du recyclage et des réacteurs avancés.

Ces ressources sont en outre largement diversifiées géographiquement : plus de 40 % sont situées dans des pays de l'OCDE, dont 24 % en Australie et 10 %

Retour sur l'année 2026

au Canada. La reprise de l'activité minière est déjà visible. La production mondiale a atteint 61 924 tonnes en 2024, son niveau le plus élevé depuis 2006. Les dépenses d'exploration ont progressé de 46 % par rapport à la période 2021-2022, tandis que les dépenses d'exploration et de développement minier ont atteint 1,8 milliard de dollars en 2023 et 2024.

Cette reprise doit néanmoins se poursuivre : les besoins annuels pourraient atteindre entre 84 800 et 143 900 tonnes d'uranium en 2050. Or, le développement d'une mine demande généralement de dix à vingt ans. Des prix suffisamment stables et des contrats de long terme sont donc nécessaires pour transformer les ressources géologiques en capacités de production.

2.4 Le financement du nucléaire change d'échelle

En 2026, plusieurs mécanismes publics ont été mis en place pour faciliter le financement des nouveaux projets nucléaires. En France, le schéma de financement des six premiers EPR2 a été précisé : un prêt bonifié garanti par l'État couvrira 60 % du programme, financé par le fonds d'épargne de la Caisse des dépôts, complété par un contrat pour différence sur la production. À l'échelle mondiale, l'AIE estime les investissements nucléaires à environ 80 milliards de dollars en 2026.

Selon l'AEN, le rythme devrait atteindre 150 milliards à 200 milliards de dollars par an en 2030. L'Union européenne se joint de plus en plus à cette dynamique. A été annoncée en mars 2026 une garantie de 200 millions de dollars pour favoriser l'investissement privé dans les SMR. En septembre, la BEI a réalisé son premier investissement dans cette technologie, jusqu'à 40 millions de dollars pour le finlandais Steady Energy.

Aux États-Unis, le DOE a engagé en juin 2026 jusqu'à 17,5 milliards de dollars de prêts pour préfinancer les composants à long délai de fabrication de dix AP1000. Ce mécanisme vise à sécuriser les commandes en série et la chaîne d'approvisionnement avant les décisions finales de construction, avec l'objectif de dix grands réacteurs en chantier d'ici à 2030. ■

Plusieurs mécanismes publics ont été mis en place en 2026 pour faciliter le financement des nouveaux projets nucléaires.

Focus géographiques



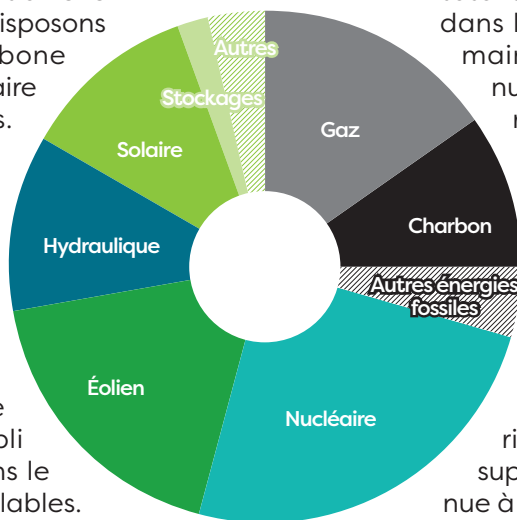
1 L'Europe s'engage vers le déploiement de nouvelles capacités

EN BREF L'option de construire ou non de nouvelles capacités nucléaires est a minima en discussion dans les parlements des États européens. L'atome a même convaincu des pays historiquement plutôt réfractaires, permettant une plus grande inclusion du nucléaire au sein de la stratégie énergétique de l'Union européenne. L'allongement des durées d'exploitation s'est généralisé et les projets de forte et de petite puissances continuent de gagner en maturité.

Le début de la décennie 2020 a été marqué par une succession de crises appelant à redéfinir rapidement les politiques énergétiques menées jusqu'alors en Europe¹. Le nucléaire est désormais considéré comme incontournable pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la transition énergétique du continent. « Nous disposons de sources d'énergie bas carbone produites localement : le nucléaire et les énergies renouvelables. Ensemble, elles peuvent dès à présent devenir les garants solidaires de l'indépendance, de la sécurité de l'approvisionnement et de la compétitivité, déclarait la présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen le 10 mars 2026². Au cours de la dernière décennie, nous avons accompli des progrès considérables dans le domaine des énergies renouvelables. [...] L'histoire du nucléaire est malheureusement différente. [...] Réduire la part du nucléaire a été un choix mais, avec le recul, je pense que c'était une erreur stratégique de l'Europe de se détourner d'une source d'énergie bas carbone fiable et abordable », reconnaissait-elle.

Priorité au maintien du socle nucléaire

Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie, l'UE devrait voir sa



Mix de production électrique 2025

■ Gaz naturel : 15,3 %
 ■ Charbon : 9,8 %
 ▨ Autres énergies fossiles : 4,4 %
 ■ Nucléaire : 24,7 %
 ■ Éolien : 18,1 %
 ■ Hydraulique : 11,2 %
 ■ Solaire : 11,1 %
 ■ Stockages : 2 %
 ▨ Autres : 3,4 %
 Source : ENTSO-E.

demande d'électricité croître de 2,3 % par an en moyenne sur la période 2026-2030, tirée par l'électrification du chauffage et des transports mais aussi par la construction de centres de données³. Afin de faire face à cette demande tout en réduisant leur dépendance au gaz naturel, la quasi-totalité des pays européens investissent dans leurs réacteurs nucléaires pour les maintenir sur le réseau électrique. Le nucléaire, avec une capacité d'environ 100 GW, représente de l'ordre de 25 % du mix de production électrique européen⁴.

Le Royaume-Uni continue par exemple d'étendre la durée d'exploitation du parc de réacteurs avancés refroidis au gaz (AGR) et Sizewell B, le seul réacteur à eau pressurisée en exploitation, a reçu en juillet 2026 le feu vert des autorités pour fonctionner vingt années supplémentaires. En France, EDF continue à investir dans le parc pour maintenir les 63 GW de capacité nucléaire, alors que le pays a exporté 17 % de sa production électrique en 2025⁵. Par ailleurs, de plus en plus de pays projettent leurs réacteurs à quatre-vingts années de fonctionnement quand la réglementation le permet, comme la Suède, la Suisse ou la Tchéquie.

Enfin, l'année 2026 a aussi été marquée par le lancement des négociations entre le gouvernement belge et Engie pour la reprise des centrales nucléaires, qu'elles soient en exploitation (Tihange-3 et Doel-4) ou fermées. Les opérations de

1 • Nous traitons ici aussi bien de l'Europe continentale que de l'Union européenne.

2 • Commission européenne, « Discours de la présidente von der Leyen à l'occasion du Sommet sur l'énergie nucléaire », 10 mars 2026.

3 • AIE, Electricity 2026.

4 • ENTSO-E, Statistical Factsheet 2025.

5 • RTE, Bilan électrique 2025.

démantèlement ont été arrêtées et le redémarrage de certaines des cinq unités fermées ces dernières années est sur la table des discussions.

Le sujet nucléaire devenu incontournable

Depuis maintenant quelques années, le nucléaire s'est imposé dans les parlements européens, y compris parmi les plus historiquement réfractaires à l'atome.

En Belgique, les débats ont mené à l'abrogation en mai 2025 de la loi anti-nucléaire de 2003. Quelques mois plus tôt, en octobre 2024, c'était la Serbie qui mettait fin à son moratoire sur l'énergie nucléaire, hérité de l'époque yougoslave. Depuis, le pays a engagé les premières étapes de structuration de son programme nucléaire avec l'appui de la France. Après la réalisation par EDF d'une étude technique préliminaire, présentée en 2025, le gouvernement serbe, EDF et l'Agence française de développement (AFD) ont signé en juillet 2026 un accord de partenariat pour accompagner la première phase du programme. Le 24 septembre 2026, le parlement italien a définitivement adopté la loi-cadre autorisant le gouvernement à relancer la production d'énergie nucléaire sur son territoire, alors que le pays avait décidé de mettre fin à l'exploitation de ses centrales après l'accident de Tchernobyl (1986).

Le Danemark, malgré une position gouvernementale toujours défavorable au nucléaire, se montre de plus en plus ouvert à la question avec le lancement d'une étude début 2026 sur le recours à

cette énergie⁶, tout comme la Grèce qui a lancé une initiative similaire avec la création d'une commission interministérielle en août 2026. En juin 2026, la Suisse a fait un pas en avant vers la fin à l'interdiction de la construction de nouveaux réacteurs avec le vote favorable du Conseil national. La Croatie a présenté une loi sur le développement de l'énergie nucléaire civile et des initiatives privées émergent en Norvège pour l'installation de solutions SMR. Enfin, en Irlande aussi, le nucléaire s'est installé dans le débat national alors que les centres de données consomment environ un quart de l'électricité du pays⁷. Le Premier ministre irlandais Micheál Martin a déclaré en mai 2026 qu'il était nécessaire « d'examiner sérieusement l'option nucléaire »⁸.

Des avancées importantes dans le financement des projets de forte puissance

La Bulgarie, la France, la Hongrie, les Pays-Bas, la Pologne, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Slovénie, la Suède et la Tchéquie ambitionnent de construire des réacteurs de forte puissance. Depuis l'édition 2025 de ce rapport, plusieurs de ces programmes nucléaires ont atteint des jalons importants, notamment sur le volet financier.

Le premier à mentionner est le programme nucléaire britannique qui comprend déjà deux EPR en construction à Hinkley Point C (HPC) – mise en service de la première unité actuellement prévue autour de 2030 – et le projet Sizewell C, deux EPR supplémentaires, qui a reçu la décision finale d'investissement en juillet 2025. EDF détient 12,5 % de ce dernier avec une part de 44,9 % du gouvernement britannique, 20 % pour La Caisse, 15 % pour Centrica et 7,6 % pour Amber. Le projet a également obtenu 5 milliards de livres sterling de financement export garanti par Bpifrance Assurance Export ainsi qu'un financement en dette du

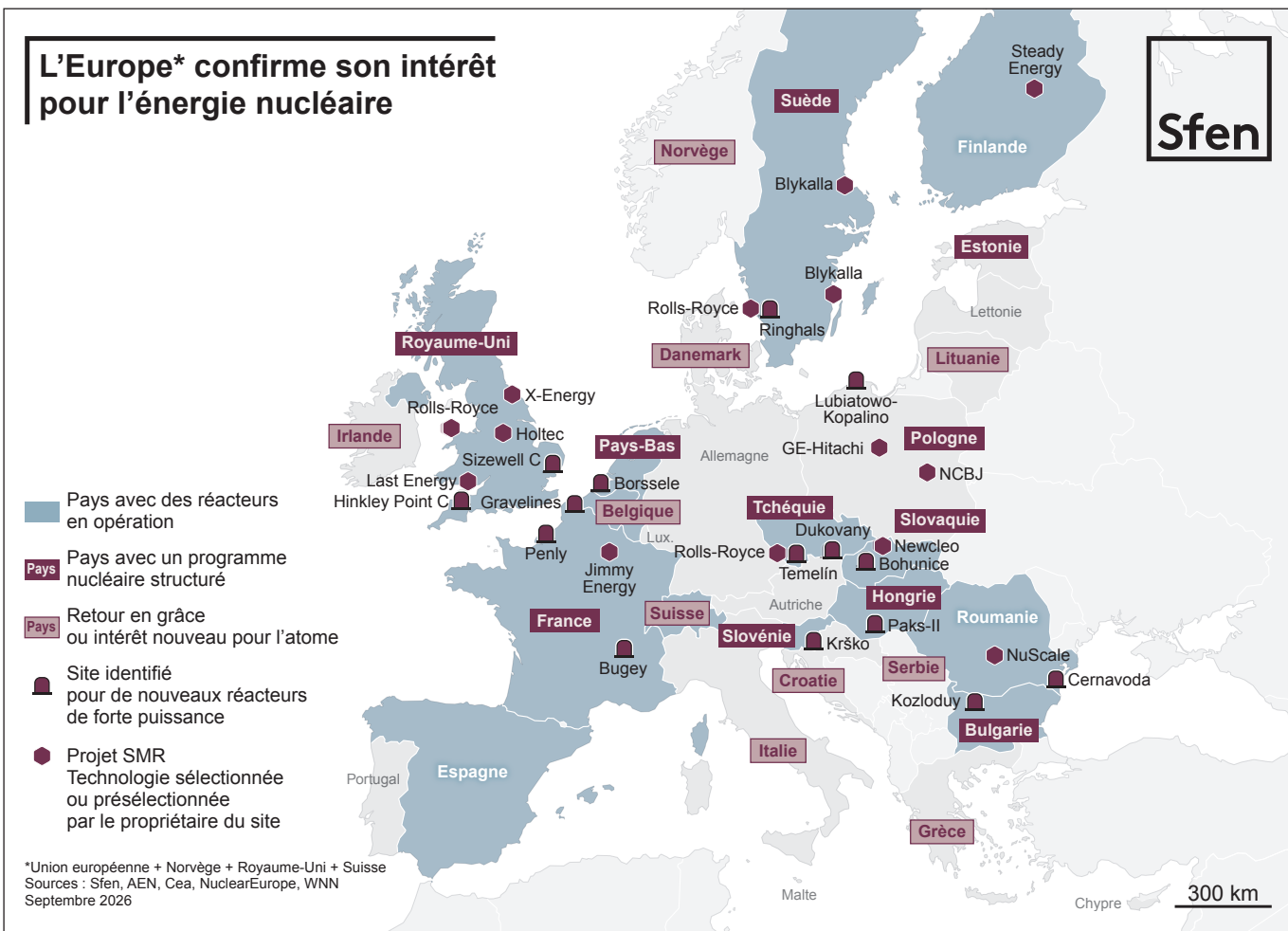
Bulgarie, France, Hongrie, Pays-Bas, Pologne, Royaume-Uni, Slovaquie, Slovénie, Suède et Tchéquie ambitionnent de construire des réacteurs de forte puissance.

6 • WNN, « Denmark begins study on potential use of nuclear energy », 23 janvier 2026.

7 • Le Monde, « Ireland, striving to become Europe's data center hub, falls victim to its own success », 17 avril 2026.

8 • YouTube, « Ken O'Flynn challenges Taoiseach on nuclear ban vs imports », 6 mai 2026.

Europe



National Wealth Fund. Ces deux projets vont représenter à eux seuls une capacité installée de 6,4 GW, soit déjà plus que le parc britannique actuellement en exploitation (5,8 GW). Au-delà des capacités installées, Sizewell C s'inscrit dans une logique de réplication industrielle : les deux EPR reprendront autant que possible le design et la chaîne de fournisseurs développés pour HPC. Cette continuité permettra de capitaliser sur les compétences et les retours d'expérience acquis sur le premier chantier et de générer des effets de série qui bénéficieront également au programme EPR2 en France. Le programme britannique de forte puissance sera par ailleurs complété par la construction de petits réacteurs modulaires, dont ceux de Rolls-Royce SMR au Pays de Galles.

En France, le programme de construction de six EPR2 à Penly, Gravelines et Bugey est entré dans une phase de préparation industrielle et réglementaire plus concrète. L'année 2026 sera une année charnière pour EDF qui est dans l'attente d'une décision de la Commission européenne sur le schéma de financement proposé en vue de la décision finale d'investissement pour les trois paires, mais en attente aussi du décret d'autorisation de création (DAC)⁹ pour le chantier de Penly (Normandie). Le modèle de financement du programme consisterait en un contrat pour différence (CfD) bidirectionnel sur quarante ans, une participation de l'État et un partage des risques en cas d'imprévu. Le 31 mars 2026, la Commission a

9 • EDF, « Information sur le programme EPR2 et l'avancement des projets », via HCTISN, 26 janvier 2026.

En décembre 2025, la Pologne a reçu la bénédiction de la Commission afin de construire une première centrale.

annoncé vérifier le bon respect du droit de la concurrence des aides d'État accordées. À noter également l'obtention de l'autorisation environnementale en août 2026 pour le chantier de Gravelines permettant d'engager de premiers travaux, hors bâtiments nucléaires.

La Tchéquie aussi attend le feu vert de la Commission sur le schéma financier des deux APR1000, proposés par le Coréen KHNP et ses partenaires à Dukovany. Par ailleurs, EDF avait saisi la Commission européenne en 2025 sur le fondement de la réglementation des subventions étrangères (FSR), cette dernière a annoncé la clôture de l'enquête sans engager d'investigation approfondie mais se réserve le droit de la rouvrir dans le futur. Le lancement de la construction de la première tranche reste attendu pour 2029¹⁰. Deux unités supplémentaires sont également envisagées pour Temelín, la seconde centrale du pays, sans qu'aucune décision n'ait été prise.

La Hongrie a annoncé en février 2026 le lancement de la construction du premier des réacteurs de technologie russe prévus à Paks. Un symbole fort qui dénote avec les efforts partagés en Europe de prendre de la distance avec Moscou. Deux mois plus tard, les élections ont provoqué la chute de Viktor Orbán et le nouveau gouvernement a annoncé en mai 2026 réévaluer les conditions économiques de la construction de la centrale¹¹.

En décembre 2025, la Pologne a reçu la bénédiction de la Commission afin de construire une première centrale de trois réacteurs américains AP1000, bien que le contrat global (EPC) entre Bechtel et Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) reste

à signer. Le 31 mars 2026, PEJ a annoncé avoir déposé sa demande pour obtenir le permis de construction de la centrale poméranienne¹². Le calendrier affiché prévoit la mise en service du premier réacteur en 2036, soit trois ans plus tard que les annonces initiales. Le programme nucléaire prévoyant 6 à 9 GW, un second site sera bientôt annoncé – probablement Konin ou Belchatow – et un partenaire sera sélectionné en 2027. Le gouvernement a invité les États-Unis, la France, le Canada et la Corée du Sud à répondre à l'appel d'offres – une invitation déclinée par les Sud-Coréens selon les propos du ministre de l'Énergie Mieszch Motyka¹³.

Enfin, pour compléter ce tour d'horizon des projets de forte puissance, la Slovénie a engagé des études de faisabilité avec EDF et Westinghouse pour le site de Krško. Le pays doit encore clarifier son projet nucléaire afin de le soumettre à un nouveau référendum – après l'abandon de celui de 2024 – pour construire une unité¹⁴. Les Pays-Bas souhaitent quant à eux construire deux unités de forte puissance et ont invité EDF et Westinghouse, tous deux engagés dans le processus concurrentiel avec les signatures des contrats de la première phase du Front-End Engineering Design (FEED) en août 2026¹⁵. Trois sites ont été identifiés, dont Borssele¹⁶, privilégié aujourd'hui. La Roumanie a lancé un programme de finalisation de deux unités Candu de 700 MW (Cernavodă 3 et 4) pour un budget de 7 milliards d'euros. La Bulgarie, qui a choisi la technologie AP1000 de Westinghouse en janvier 2023 pour construire deux nouvelles unités à Kozloduy, poursuit son projet, avec en juin 2026 la documentation clé livrée par le consortium Westinghouse-Hyundai qui concerne principalement l'ingénierie et l'évaluation

10 • WNN, « Dukovany project on schedule, says Czech ministry's progress report », juillet 2026.

11 • Reuters, « Hungary to review Paks nuclear plant expansion, ministerial nominee says », mai 2026.

12 • Polskie Elektrownie Jądrowe, Communiqué du 31 mars 2026.

13 • Reuters, « Poland to pick partner for second nuclear plant in 2027 », 12 juin 2026.

14 • WNN, « Slovenia moves ahead with new nuclear planning », 18 février 2025.

15 • NEO NL, « NEO NL takes next step in preparing for new nuclear power plants », 25 août 2026.

16 • WNN, « Dutch nuclear new build timeline set to slip », février 2025.

Europe

de l'infrastructure locale (études FEED incluant l'audit des fournisseurs bulgares). La Suède souhaite construire jusqu'à 2,5 GW d'ici à 2035 et même jusqu'à 10 GW d'ici à 2045, mais les projets restent à préciser. Le pays a en premier lieu jeté son dévolu sur le petit réacteur de Rolls-Royce de 470 MW (projet porté par Videberg Kraft/Vattenfall sur le site de Ringhals) dont il ferait construire trois unités, soit la mise en service de 1 410 MW dans la prochaine décennie. Parallèlement au projet de Vattenfall, Fortum poursuit ses travaux sur de nouvelles capacités nucléaires dans les pays nordiques. L'électricien a notamment présélectionné la technologie EPR d'EDF parmi ses options de forte puissance et signé en 2025 un Early Works Agreement avec EDF portant sur son potentiel déploiement en Finlande et en Suède. En août 2026, sa nouvelle filiale NuCore Energi a engagé avec l'État suédois les discussions sur un potentiel soutien public à un projet de 1,2 à 3,4 GW à Oskarshamn.

Les projets de petits réacteurs modulaires se concrétisent

Le réacteur slovaque Mochovce 4 a achevé le chargement de son combustible, puis atteint la première criticité début août 2026. Sa montée en puissance a commencé le 21 septembre : sa puissance doit désormais être relevée par paliers, avec un couplage au réseau à 20 %, avant un ultime essai à pleine puissance. Dans le domaine des petits réacteurs nucléaires,

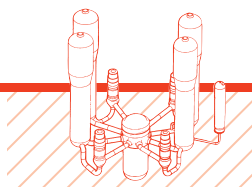
Dans le domaine des petits réacteurs, l'actualité a été marquée par les progrès du Britannique Rolls-Royce SMR.

l'actualité a été marquée par les progrès du Britannique Rolls-Royce SMR et son réacteur à eau pressurisée de 470 MW, avec notamment la signature des contrats de mise en œuvre en avril 2026 au Royaume-Uni et en Tchéquie ainsi que la sélection du Britannique en Suède en juin. La technologie a été sélectionnée par l'électricien public tchèque ČEZ afin de construire jusqu'à 3 GW de capacité, alors que trois unités sont prévues au Pays de Galles et trois autres à Ringhals en Suède. Ces projets bénéficient tous d'un fort soutien des États respectifs. La Suède a d'ailleurs annoncé prendre directement une part de Videberg Kraft de 60 % alors que l'électricien public Vattenfall possèdera 20 %. Le projet gallois pourrait apporter la crédibilité nécessaire à Rolls-Royce pour s'installer durablement dans le paysage énergétique européen.

L'autre réacteur qui continue à faire parler de lui est le BWRX-300 conçu par GE Vernova Hitachi et principalement porté en Europe par le Polonais Synthos Green Energy (SGE). À la différence de ses concurrents européens, le BWRX-300 compte une unité en construction au Canada – sur un projet comptant au total quatre unités – depuis mai 2025. Orlen-Synthos Green Energy (OSGE), en charge du projet polonais, a annoncé en août 2025 avoir sélectionné le site de Włocławek, au centre du pays sur les rives de la Vistule, pour la construction de jusqu'à six BWRX-300, comme le mentionnent les accords de coopération signés avec la municipalité en juin 2026¹⁷.

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 (Tchéquie) pour les cuves, auxquels il faut ajouter Ansaldo Nucleare (Italie) et Westinghouse Electric Italy pour la production de générateurs de vapeur. Ces industriels reposent sur d'importantes forges en France (Framatome – Le Creusot), en Italie (Forgiatura A. Vienna, Società delle Fucine), en Tchéquie (Pilsen Steel, Vitkovice Heavy Machinery) et au Royaume-Uni (Sheffield Forgemasters).



17 • OSGE, « Włocławek and OSGE Sign an Agreement on Cooperation », Communiqué du 22 juin 2026.

Europe

SGE s'intéresse aussi au Royaume-Uni, à la Lituanie et à la Bulgarie, avec des annonces ambitieuses. En juillet 2026, l'entreprise a déclaré vouloir construire quatorze unités outre-Manche, quelques jours après avoir déposé une demande de Contrat de différence auprès du ministère de l'Énergie polonais pour la construction de quatorze unités. En Estonie, GE Vernova Hitachi s'est associé à Fermi Energia autour d'un projet de construction de deux unités avec un objectif de mise en service à l'horizon 2035.

Enfin, le projet français Nuward poursuit quant à lui une stratégie européenne, avec l'objectif de favoriser la standardisation du modèle pour faciliter son déploiement dans plusieurs pays. En 2026, la troisième phase de la « Joint Early Review » (JER), démarche de coopération réglementaire initiée par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection française (ASNR), s'est élargie à huit autorités de sûreté européennes (Belgique, Finlande, France, Italie, Pays-Bas, Pologne, Suède, Tchéquie), avec l'arrivée des régulateurs belge et italien. En parallèle, Nuward travaille à structurer une supply chain à l'échelle du continent : en juin 2026, l'entreprise a notamment signé une déclaration d'intention avec huit industriels italiens afin d'explorer leur contribution potentielle au développement et au déploiement du réacteur dans la continuité des accords du traité du Quirinale signés en 2021. Les conclusions de cette troisième phase de la JER sont attendues début 2027. Ces initiatives illustrent l'un des principaux enjeux du déploiement des SMR en Europe : parvenir à dépasser la fragmentation des marchés, des réglementations et des filières nationales pour bénéficier pleinement des effets de standardisation et de série.

SMR : passer de la recherche et développement au déploiement

L'Alliance européenne des petits réacteurs modulaires – de troisième et de quatrième générations – a été créée en février 2024 avec comme objectif le déploiement de premières unités

au début des années 2030. Un objectif confirmé dans la toute première feuille de route publiée par la Commission européenne en mars 2026¹⁸. Dans le document, la Commission insiste sur le besoin de collaboration entre les différents acteurs et sur l'importance de limiter le nombre de concepts afin de maximiser les chances de réussite. Elle encourage toute coopération, y compris pour

la construction de démonstrateurs, à l'image d'Eagles – consortium qui réunit les centres de recherche belge (SCK-CEN), italien (ENEA) et roumain (Raten) ainsi qu'Ansaldo Nucleare – et Newcleo, qui s'engagent pour la mise en service d'un démonstrateur (Leandrea) à spectre rapide refroidi au plomb liquide en 2034 sur le site du SCK-CEN¹⁹.

En Finlande, Helen poursuit en 2026 son appel d'offres lancé en avril 2025 pour sélectionner la technologie de son futur SMR destiné à fournir de 400 à 500 MW de chauffage urbain. Le calendrier étant serré, la feuille de route appelle à rapidement créer des « coalitions pour les petits réacteurs modulaires » afin d'élargir la coopération au champ politique et réglementaire, la standardisation étant l'un des défis à relever pour le succès de ces réacteurs. Au-delà de la standardisation des réacteurs, des normes de sûreté et même des processus d'autorisation, la Commission insiste sur l'importance du soutien public pour le financement des projets tout en mettant en avant des dispositifs européens comme le Projet

Le projet français Nuward poursuit une stratégie européenne, avec l'objectif de favoriser la standardisation du modèle.

18 • Commission européenne, « Strategy for the development and deployment of small modular reactors (SMRs) in Europe », 10 mars 2026.

19 • Eagles, Communiqué du 10 février 2026.

Europe

important d'intérêt européen commun (PIIEC) et le développement de « vallées d'accélération zéro net » dans le cadre du règlement pour une industrie zéro net (NZIA).

Pour rappel, lors de son premier appel à projets, l'Alliance a retenu neuf projets rassemblant parfois plusieurs acteurs : EU-SMR-LFR project (Ansaldo Nucleare, SCK-CEN, ENEA, Raten) ; CityHeat project (Calogena, Steady Energy) ; Project Quantum (Last Energy) ; European LFR AS Project (Newcleo) ; Nuward SMR (EDF) ; European BWRX-300 SMR (OSGE) ; Rolls-Royce SMR (Rolls-Royce) ; NuScale (RoPower Nuclear) et Thorizon One Project (Thorizon). De nouveaux projets doivent être ajoutés via le second appel à projets lancé en juillet 2026, une occasion de combler l'absence de projet de réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium.

Assurer l'approvisionnement en combustible de l'Europe sans la Russie

Les exploitants européens continuent de diversifier leur approvisionnement en combustible pour se détacher de l'industrie russe. L'Euratom Supply Agency (ESA) note dans son dernier rapport²⁰ que « fin 2025, tous les exploitants de réacteurs russes VVER de l'UE [qui concentrent les dépendances à la Russie, NDLR] avaient conclu des contrats d'approvisionnement en combustible auprès de fournisseurs non russes, renforçant ainsi la sécurité d'approvisionnement à long terme ». Cependant, les capacités supplémentaires de conversion, d'enrichissement et de fabrication de combustible n'étant pas encore disponibles, la Russie continue aujourd'hui de fournir une partie non négligeable des besoins européens en uranium, en assemblages de combustible ou en services de conversion et d'enrichissement. En 2025, l'uranium acheté par les exploitants européens provenait du Canada (36 %), du Kazakhstan (20 %), de la Russie (16 %), de l'Ouzbékistan

FAIT MARQUANT

En mars 2026, l'Union européenne s'est dotée d'une feuille de route pour le déploiement de réacteurs modulaires de troisième et de quatrième générations, alors que plusieurs projets à travers l'Europe ont atteint des jalons importants.]

(10 %), de l'Australie (9 %) et de la Namibie (6 %), les autres pays ne représentant que 3 %. Les services d'enrichissement russes ont répondu à un peu plus de 20 % des besoins européens. À noter par ailleurs que l'ESA observe depuis 2022 que les exploitants constituent des stocks et achètent donc plus de matières qu'ils n'en consomment. En 2025, 14 678 tonnes d'uranium²¹ ont été livrées et 11 729 tonnes d'uranium ont été chargées dans les réacteurs européens.

Plusieurs projets en cours en Europe visent à renforcer l'indépendance européenne dans les prochaines années : l'extension de 30 % de l'usine d'enrichissement Georges Besse II d'Orano en France, passant ainsi de 7,5 millions à 10 millions d'unités de travail de séparation (UTS) avec une mise en service progressive à partir de 2028 ; l'extension de l'usine Almelo d'Urenco aux Pays-Bas qui va passer de 5 millions à 6,5 millions d'UTS avec la mise en service d'une première extension en 2027 puis d'une seconde à partir de 2030 ; la fabrication de combustibles compatibles avec les centrales VVER dans les usines françaises et allemandes de Framatome²², mais aussi la construction d'une nouvelle usine Framatome de combustible au Royaume-Uni. ■

20 • ESA, Rapport annuel 2025.

21 • Comprend l'uranium enrichi converti ici en équivalent uranium naturel. Ne comprend pas le combustible MOX équivalent en Europe à 725 tonnes d'uranium naturel.

22 • Framatome, Communiqué du 9 avril 2026.

2 La filière nucléaire française monte en pression

EN BREF La filière française se prépare à la construction de six EPR2 dans le cadre de la phase 1 du programme nucléaire national et au renouvellement des installations de l'aval du cycle du combustible. Du côté des petits réacteurs modulaires, les projets de démonstration foisonnent plus que jamais.

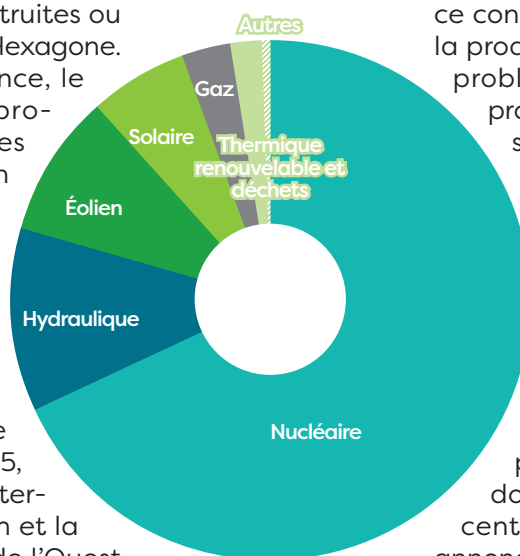
La montée en puissance de la filière nucléaire française se poursuit en lien avec la première phase du programme EPR2 : six réacteurs EPR2 avec un coût cible de 72,8 milliards d'euros de 2020²³. Les projets d'augmentation de capacité industrielle se multiplient et des usines seront construites ou étendues aux quatre coins de l'Hexagone.

Du côté de la petite puissance, le volet réacteur innovant du programme France 2030 porte ses fruits : la France connaît un foisonnement de projets de démonstrations technologiques unique en Europe.

Nucléaire et renouvelables, un duo gagnant

Avec l'exportation de 17 % de sa production électrique en 2025, la France occupe une place déterminante pour la décarbonation et la stabilité du réseau en Europe de l'Ouest et 2026 devrait être une année record. Une étude²⁴ réalisée par Aurora Energy Research, mandatée par la Société française d'énergie nucléaire (Sfen), montre qu'avec une capacité nucléaire française inférieure de 15 %, les prix moyens de l'électricité subiraient une hausse de 17 euros/MWh en France sur l'ensemble de l'année, et de 1 à 6 euros/MWh dans les pays voisins. Une telle baisse entraînerait aussi une hausse des émissions de CO₂ cumulées sur les six pays de l'étude de 8 % sur l'année.

Cette situation permet au gestionnaire du réseau RTE de recommander



Mix électrique 2025

Nucléaire	: 68,1 %
Hydraulique	: 11,4 %
Éolien	: 9,1 %
Solaire	: 6 %
Gaz	: 3 %
Thermique renouvelable et déchets	: 2 %
Autres	: 0,4 %

Source : RTE.

une trajectoire de décarbonation rapide dans son bilan prévisionnel 2025-2035 « permettant à la France d'atteindre l'objectif du Fit for 55, de réussir sa réindustrialisation avec une croissance de 1,1 % du PIB par an, tout en réduisant les coûts complets du système électrique ». « Dans ce contexte, le rythme de croissance de la production électrique ne pose plus de problème stratégique pour les toutes prochaines années et peut alimenter sans conflit d'usage la décarbonation des secteurs des transports, de l'industrie et du bâtiment de manière prioritaire, ainsi que le développement du secteur du numérique (datacenters) », analyse RTE. Dans ce domaine, EDF a d'ailleurs désigné en juin 2026 le Japonais Softbank comme attributaire pressenti pour développer un centre de données sur le site d'une ancienne centrale thermique. L'investissement annoncé dans les Hauts-de-France est de 45 milliards d'euros d'ici à 2031.

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. Les travaux préparatoires ont débuté à l'été 2024 à Penly alors que le chantier est en attente du décret d'autorisation de création. L'Agence de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) doit rendre un avis sur le dossier déposé par EDF en 2023 d'ici à la fin de

23 • Élysée, Cinquième Conseil de politique nucléaire, 12 mars 2026.

24 • Aurora/Sfen, « La valeur du nucléaire français dans le système électrique européen », 2026.

France

Sfen

Les grands projets de la filière nucléaire

Aval du cycle

Traitement-recyclage et MOX

- Orano Aval du futur

Valorisation TFA et stockage des déchets

- Technocentre EDF
- Cigéo

Production électronucléaire

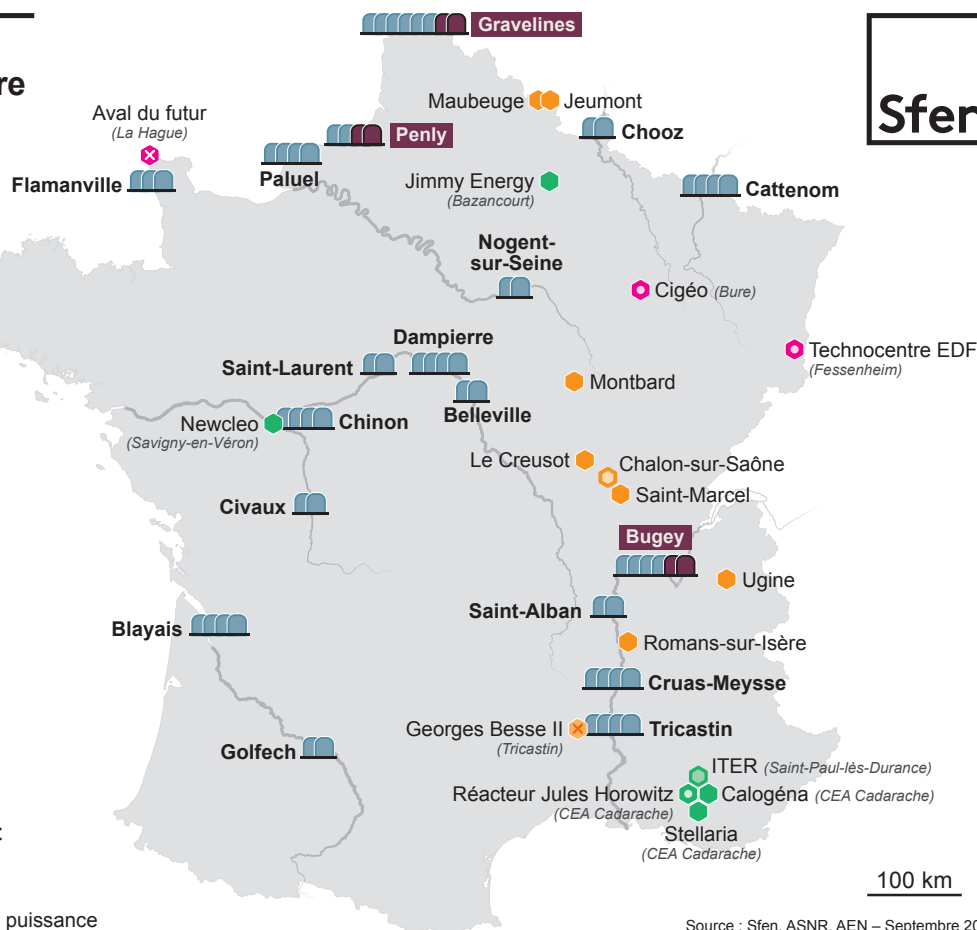
- Réacteur en service
- Programme EPR2 (phase 1)

Augmentation de la capacité industrielle

- Framatome
- Arabelle Solutions
- Orano

Recherche et développement

- Construction du RJH
- ITER
- Projets de réacteurs de petite puissance



l'année 2026. Le premier béton de la première unité EPR2 de Penly est attendu en 2029. À noter également, l'obtention de l'autorisation environnementale en août 2026 pour le chantier de la seconde paire à Gravelines permettant d'engager de premiers travaux, hors bâtiments nucléaires.

En outre, EDF et l'État français sont à date en attente des conclusions de la Commission européenne qui a ouvert le 31 mars 2026 une procédure d'examen visant à vérifier que les soutiens publics permettaient bien de financer un projet jugé stratégique, sans pour autant fausser excessivement la concurrence sur le marché européen de l'électricité. Trois dispositifs d'aides ont été notifiés à Bruxelles : un prêt, un contrat de différence et un mécanisme de partage des risques.

Ce programme entraîne toute la filière française qui multiplie les projets d'augmentation de capacité industrielle : le chaudieriste Framatome augmente ses capacités industrielles, que ce soit à Saint-Marcel, au Creusot, à Maubeuge, à Jeumont ou à Romans-sur-Isère ; Arabelle Solutions va créer une nouvelle usine dédiée à la fabrication d'échangeurs de chaleur à Chalon-sur-Saône ; Orano, dans le cadre du programme « Aval du futur », projette au siècle prochain ses opérations

FAIT MARQUANT

Le programme EPR2 est dans l'attente d'un avis de la Commission européenne sur les mécanismes de financement proposés.]

Les concepteurs partagent aujourd'hui l'objectif de se diriger rapidement vers la construction d'une première unité ou d'un démonstrateur technologique.

pour desservir le futur parc nucléaire et augmente la capacité d'enrichissement de l'usine Georges Besse II.

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

Depuis 2024, Framatome a multiplié les acquisitions et prises de participation – Jeumont Electric, Vanatome, Valserve, Segault, Selectarc et Reaktortest – afin de sécuriser des compétences et équipements stratégiques, notamment dans la robinetterie, le soudage et l'inspection. Ces opérations répondent à une même logique : renforcer la maîtrise de sa chaîne d'approvisionnement et ses capacités industrielles.

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 combustibles issus de matières nucléaires recyclées (MOX) sur le site d'Orano La Hague pour une mise en service au début des années 2040. Le Conseil de politique nucléaire de mars 2026 a demandé à EDF et Orano de finaliser d'ici à la fin de l'année, en lien avec l'État, les modalités de l'accord de financement du programme. La construction d'une nouvelle usine de traitement des combustibles usés est également prévue sur le site de La Hague d'ici à 2045-2050.

Par ailleurs, le gouvernement a lancé début 2026 une phase d'études de

quatre ans pour, potentiellement, déboucher sur le lancement à l'horizon 2030 de la construction d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium et la stratégie de cycle associée.

Réacteurs innovants : un foisonnement de démonstrateurs technologiques à venir ?

Les projets de construction, d'usines, de démonstrateurs ou de réacteurs, se multiplient dans l'Hexagone. Les concepteurs partagent aujourd'hui l'objectif de se diriger rapidement vers la construction d'une première unité ou d'un démonstrateur technologique.

Pour mémoire, l'appel à projets « Réacteurs nucléaires innovants » lancé en 2022 dans le cadre du plan d'investissement « France 2030 » a désigné douze lauréats lors de la phase 1. Parmi eux, Jimmy Energy et Calogena vont bénéficier de financements supplémentaires – plus de 180 millions d'euros au total en subventions et en avances remboursables – dans le cadre du « temps 2 » de l'appel à projets. Jimmy ambitionne de construire une unité commerciale dans la Marne pour une mise en service possible en 2032 : « Le financement contribuera à la finalisation des études de son réacteur et au lancement de la phase industrielle », a indiqué le Secrétariat général à l'investissement²⁵. L'entreprise

²⁵ • SGPI, « France 2030 : 2 premiers lauréats de nouveaux petits réacteurs nucléaires innovants », 12 mars 2026.

France

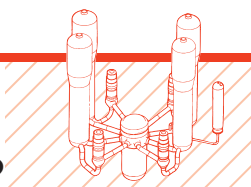
Le Conseil de politique nucléaire a demandé au CEA de poursuivre la mise à disposition des données de site pertinentes de Marcoule et Cadarache aux porteurs de projet qui en feraient la demande.

Calogena a quant à elle signé une lettre d'intention à l'été 2025 pour l'implantation d'une unité sur le site de Cadarache, alors qu'elle étudie l'implantation de son réacteur dans plusieurs villes de Finlande. Stellaria, concepteur d'un réacteur à sels fondus, a signé un document similaire en avril 2026, alors que le Conseil de politique nucléaire de mars 2026 a demandé au CEA de poursuivre la mise à disposition des données de site pertinentes de Marcoule et Cadarache aux porteurs de projet qui en feraient la demande. Newcleo porte quant à lui un projet de construction d'un réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb en Indre-et-Loire sur lequel le débat public a débuté en février 2026. Hexana, qui développe un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium, a annoncé en mars 2026 l'im-

plantation d'une plateforme dédiée aux qualifications et aux essais dans le Gard rhodanien, et Otrera, qui développe une unité de la même famille technologique, a annoncé choisir la Normandie pour la construction d'une usine de fabrication. Blue Capsule, concepteur d'un réacteur à haute température dit FHR, a commencé la construction d'un banc d'essai en février 2026 pour étudier la thermohydraulique et la circulation naturelle du sodium liquide à haute température.

Enfin, le projet français Nuward est à mentionner : celui-ci poursuit une stratégie européenne avec, début 2026, le lancement de la troisième phase de la « Joint Early Review », démarche de coopération réglementaire initiée par l'ASNR qui s'est élargie à huit autorités de sûreté européennes (Belgique, Finlande, France, Italie, Pays-Bas Pologne, Suède, Tchèque). [Voir la partie Europe.]

QUID de la capacité industrielle ?



Framatome va augmenter la capacité de la forge du Creusot et des ateliers de Saint-Marcel pour la fabrication des cuves et des générateurs de vapeur des EPR2. Arabelle Solutions, groupe EDF, va ouvrir une nouvelle usine à Chalon-sur-Saône pour la production d'échangeurs de chaleur et va également agrandir son usine de Belfort pour la production de turbines.

Avancées du projet de stockage en grande profondeur Cigéo

L'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra) a annoncé en décembre 2025 avoir reçu un avis satisfaisant de l'ASNR dans le cadre de sa demande d'autorisation de création (DAC) du centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo. 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 après ceux de la Finlande et de la Suède. ■

3 La Chine met l'innovation en action

EN BREF Que ce soit dans les domaines de la construction ou de l'innovation, la Chine impressionne. La capacité nucléaire a doublé en dix ans et le pays dispose d'une grande variété non seulement de réacteurs mais aussi d'usages, avec le développement de projets de chaleur à destination des secteurs résidentiel et industriel. Afin de relever les défis qu'impose la forte croissance du nucléaire, la filière s'organise à l'international pour assurer l'approvisionnement en uranium de ses réacteurs.

Le parc nucléaire se déploie à grande vitesse et la Chine bénéficie désormais de la deuxième plus grande production électronucléaire au monde : 439 TWh en 2025²⁶. La filière maintient un rythme de déploiement important alors que la stratégie de développement de l'électronucléaire de la Chine reste inchangée depuis 1983. Celle-ci 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 première étape est bien engagée avec plus de 60 unités en service et 37 autres en construction. Le parc représente 5 % de la production électrique du pays, qui a d'ailleurs doublé entre 2011

et 2025 avec un fort recours au charbon. Les réacteurs nucléaires sont également mis à contribution dans la production de chaleur résidentielle et industrielle à travers des projets innovants incluant même de nouvelles technologies de réacteur.

Sur le déploiement de réacteurs à neutrons rapides, la Chine a mis en service une des deux unités de 600 MW de Xiapu

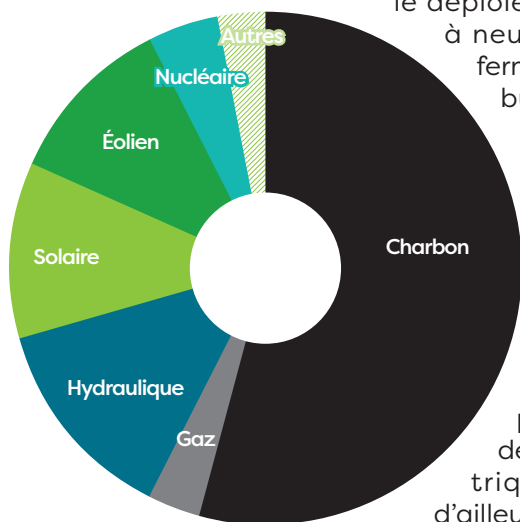
en 2023 et développe un réacteur de 1000 MW. Concernant la fusion nucléaire, le pays se positionne en leader grâce à de nombreuses installations de recherche.

Des temps de construction records

Depuis 1991, plus de 60 réacteurs commerciaux ont été connectés au réseau, dont près de la moitié ces dix dernières années. Lorsque les 37 unités actuellement en chantier seront terminées, la Chine détiendra le plus grand parc nucléaire au monde devant les États-Unis, alors même que le gouvernement chinois a, ces dernières années, validé en moyenne dix nouveaux projets de réacteurs nucléaires par an. Ce rythme soutenu permet à la filière nucléaire chinoise de performer avec des chantiers durant en moyenne six ans pour les réacteurs chinois de troisième génération Hualong-One (1 200 MW). L'unité Zhangzhou-1, mise en service en 2024, a par exemple été construite en soixante et un mois, soit seulement cinq années, et le planning de construction des deux CAP1000 de la centrale Haiyang (Shandong) vise une durée de construction de cinquante-six mois²⁷. Ces performances sont aujourd'hui inégalées.

L'innovation en production

Un tissu dense d'instituts de recherche, d'universités et d'industriels permet à Pékin de mener d'importantes activités de R&D qui se matérialisent déjà dans le paysage énergétique. La Chine affiche notamment des réalisations notables sur les réacteurs à



Mix électrique 2025

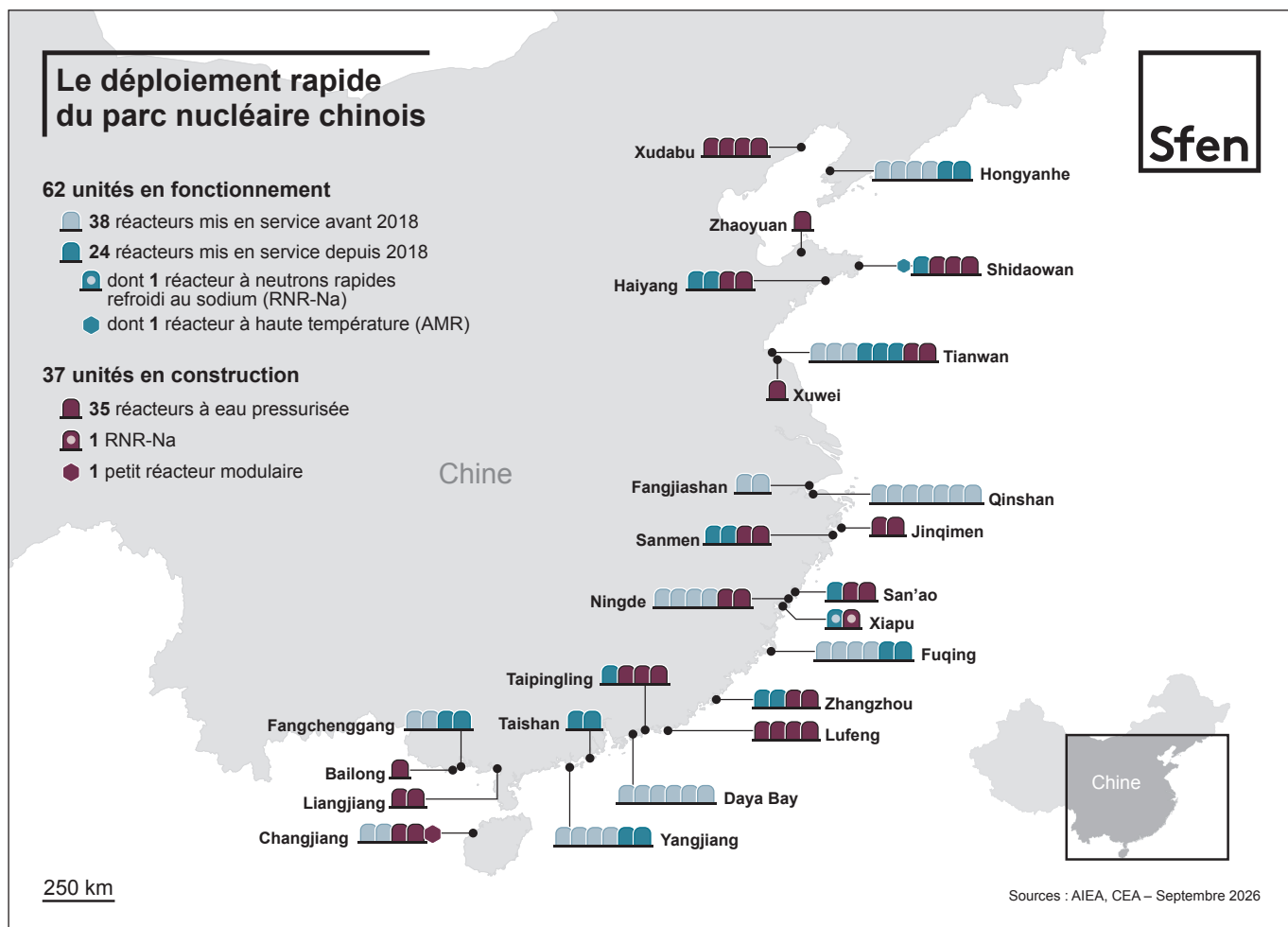
■ Charbon : 54,4 %
 ■ Gaz : 3,2 %
 ■ Hydraulique : 13,2 %
 ■ Solaire : 11,1 %
 ■ Éolien : 10,7 %
 ■ Nucléaire : 4,6 %
 ■ Autres : 2,8 %

Source : Ember.

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

27 • WNN, « Containment vessel heads in place at two CAP1000 units », 12 septembre 2024.

Chine



neutrons rapides refroidis au sodium et sur les réacteurs à haute température.

Pour les premiers, la Chine dispose d'un prototype de 20 MW (CEFR) construit avec le soutien de l'industrie russe et mis en service en 2011. Elle a ensuite lancé, toujours avec l'aide de Moscou, la construction de deux unités de 600 MW en 2017 et 2020 à Xiapu. La première

unité de 600 MW a divergé en 2023, mais bénéficie de très peu de communication, et la seconde était originellement attendue courant 2026. La prochaine étape consiste à déployer un système intégré de six réacteurs rapides commerciaux d'une puissance de 1 000 MW (CFR1000), dont la conception a été approuvée en juillet 2025, et d'usines de fabrication combustible et de pyro-retraitement.

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

FAIT MARQUANT

En août 2026, l'État a approuvé la construction de huit nouveaux chantiers, alors que la Chine continue à démontrer sa capacité à construire : début 2026, deux nouveaux réacteurs ont été connectés au réseau. Taipingling-1 a été construit en six ans et San'ao-1 en seulement cinq années.]

Chine

de nouvelles conceptions de plus grande puissance. Un projet de HTR600s est déjà validé à Xuwei dans le Jiangsu, aux côtés de deux réacteurs Hualong-One dont le premier est entré en construction en janvier 2026.

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) ou la construction d'un petit réacteur modulaire à eau légère (ACP100) à Haïnan depuis 2021, dont la mise en service est prévue avant la fin de l'année 2026.

Le nucléaire au-delà de l'électricité

Chauffage urbain, production de vapeur industrielle, radio-isotopes, production d'hydrogène, désalinisation de l'eau de mer... certaines centrales chinoises sont mises à contribution bien au-delà de la seule production d'électricité. La centrale de Haiyang, comprenant deux réacteurs AP1000 et deux CAP1000 en construction, répond par exemple aux besoins de chauffage de 400 000 habitants et pourrait desservir plusieurs millions de personnes dès 2027²⁸. Le site accueille également un projet de démonstration de dessalement de l'eau de mer qui, une fois adoucie, chauffe les logements des employés de la centrale avant de pouvoir être utilisée comme

toute eau courante. Le chauffage urbain nucléaire va continuer à s'étendre, en particulier dans le nord de la Chine.

Du côté de la production de vapeur industrielle, le projet Heqi-1 fait office de référence. Depuis 2024, les deux unités de la centrale de Tianwan ont fourni 4,8 millions de tonnes de vapeur aux usines pétrochimiques de Lianyungang²⁹. C'est d'ailleurs juste à côté que la centrale de Xuwei, susmentionnée, sera construite avec deux Hualong-One dont la vapeur sera montée en température par un réacteur à haute température de 660 MW, le HTR-PM600. À pleine capacité, les trois réacteurs fourniraient 32 millions de tonnes de vapeur industrielle par an, soit une économie annuelle de 7 millions de tonnes de charbon³⁰. D'autres projets sont à l'étude ou en construction, comme à Fuqing ou à Zhangzhou.

Un approvisionnement en combustible à sécuriser pour répondre aux besoins futurs

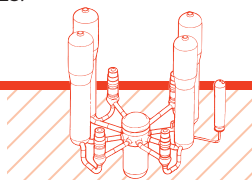
La forte croissance du parc nucléaire chinois nécessite une sécurisation de l'approvisionnement en uranium. Pour cela, le pays a misé sur la « Stratégie des trois tiers », car devant subvenir équitablement aux besoins : (1) une production nationale ; (2) l'import de minerais via l'investissement dans des mines ; (3) des achats sur le marché. À cela s'ajoute la constitution de stocks³¹.

La production domestique d'uranium naturel est de l'ordre de 3 % de la production mondiale,³² soit seulement autour de 10 % de l'approvisionnement national. Avec l'ouverture de la plus grande mine du pays en juillet 2025 à Ordos (Mongolie intérieure), la Chine possède huit mines en production ou en attente de

28 • AIEA, « China's carbon-free district heating plan », YouTube, 23 décembre 2025.

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.



29 • Global Times, « World's largest nuclear-chemical coupling base begins operation in E.China's Jiangsu, expected to supply over 35M tons of industrial steam annually », 24 juillet 2026.

30 • WNN, « China starts construction of innovative nuclear project », 16 janvier 2026.

31 • Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, « L'approvisionnement en uranium naturel : enjeu de la relance nucléaire », 13 janvier 2025.

32 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

Chine

Pour atteindre ses objectifs sur 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.

redémarrage³³. Pour compléter cette production, les entreprises du secteur prospectent activement à l'international, en particulier au Kazakhstan et en Namibie, et cherchent à s'approvisionner auprès de fournisseurs étrangers. Pour parer à toute éventualité, le pays constitue un stock d'uranium naturel. Les données douanières analysées par l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques montrent que « la Chine a continué d'importer entre 1 000 et 5 000 tonnes d'uranium de plus qu'elle ne consomme ces quatre dernières années ».

Pour sécuriser l'approvisionnement en combustible, au-delà de l'uranium, les capacités dans les domaines de la conversion et de l'enrichissement – usines de Lanzhou, Hanzhong et Emeishan – sont aujourd'hui jugées suffisantes. Enfin, l'industrie chinoise dispose d'une capacité suffisante pour répondre aux besoins d'assemblages de combustible du parc nucléaire.

La fusion nucléaire

La fusion nucléaire représente l'accomplissement du programme nucléaire chinois. Pour atteindre ses objectifs, 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. S'appuyant sur l'expérience d'ITER, projet auquel la

Chine participe à hauteur de 9 %³⁴ tout en ayant remporté plusieurs contrats d'ampleur, le pays compte sur deux grands acteurs publics pour développer la fusion. L'un est l'Institut physique des plasmas de Chine de l'Académie des sciences (ASIPP), 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 CNNC, qui exploite via son institut SWIP³⁵ le tokamak HL-3 et qui a fondé en juillet 2025 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, essaimé par Tsinghua qui exploite un tokamak sphérique (SUNIST-2), ou encore ENN, qui développe la fusion à partir de bore et d'hydrogène. Le secteur bénéficie d'un véritable foisonnement d'acteurs et de technologies. ■

33 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

34 • L'Europe prend en charge 45,6 % des coûts de construction et le reste est réparti en parts égales entre la Chine, l'Inde, le Japon, La République de Corée, la Russie et les États-Unis.

35 • Southwestern Institute of Physics.

4 Les États-Unis en pleine révolution

EN BREF Les États-Unis ont engagé une mutation de leur écosystème nucléaire sans précédent, caractérisée par, à la fois, le développement rapide, en étroite collaboration avec le secteur privé, de nouvelles technologies de réacteurs et la relance de projets de construction de réacteurs de puissance, tout en prenant à bras-le-corps le sujet de la fermeture du cycle nucléaire. L'année 2026 sera une année historique de la relance nucléaire américaine.

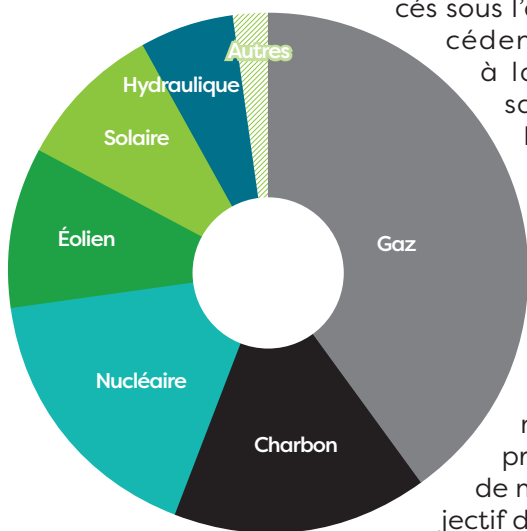
Avec 94 réacteurs en exploitation répartis sur 54 sites, les États-Unis disposent à ce jour du plus grand parc nucléaire au monde, produisant près de 20 % de l'électricité du pays et 50 % de son électricité décarbonée. Le maintien opérationnel de ces réacteurs fait l'objet d'une attention continue, que ce soit à travers des prolongations d'exploitation ou des projets de redémarrage, tous lancés sous l'administration précédente pour répondre à la demande croissante en électricité.

Du côté des nouveaux réacteurs, la petite puissance et l'innovation sont mises à l'honneur avec le Reactor Pilot Program, lancé durant l'été 2025, mais aussi avec les programmes militaires de microréacteurs. L'objectif du Reactor Pilot Program du ministère de l'Énergie (DOE), qui était la divergence d'au moins trois démonstrateurs au 4 juillet 2026, a été atteint avec les démonstrateurs d'Antares (4 juin), de Valar Atomics (18 juin), de Deployable Energy (1^{er} juillet) et d'Aalo Atomics (4 juillet). Oklo a quant à lui fait diverger son Groves Isotope Test Reactor début août. Tous ces modèles sont promus par le secteur privé. Même en considérant la taille réduite des démonstrateurs et la criticité à froid (sans puissance), la performance a de quoi impressionner.

Ce foisonnement technologique s'accompagne d'une véritable volte-face sur les questions de fermeture du cycle : « Il n'y aura pas de renaissance du nucléaire si nous ne fermons pas le cycle du combustible », a notamment déclaré Tim Walsh, à la tête de l'Environment Management Office du ministère de l'Énergie (DOE-EM), en charge de l'assainissement et du démantèlement des sites du programme militaire américain. Pour rappel, Donald Trump souhaite quadrupler la capacité nucléaire américaine d'ici à 2050, soit l'ajout de 300 GW sur le réseau.

Maintenir le parc en exploitation

En 2025, une nouvelle loi budgétaire, baptisée One Big Beautiful Bill Act of 2025 (OBBBA), a éliminé 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, tout en prolongeant les crédits pour trois sources d'énergie décarbonée : le nucléaire, l'hydroélectricité et la géothermie. S'agissant du nucléaire, le maintien de ces crédits a permis d'éviter les fermetures d'unités pour des raisons économiques, en accord avec l'objectif de porter la durée de vie de l'intégralité du parc à quatre-vingts ans. À l'été 2026, 23 unités avaient déjà reçu l'aval de la NRC, soit 10 de plus par rapport à l'édition 2025 de ce rapport, et la quasi-totalité du parc possède déjà une licence pour soixante années d'exploitation. 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.



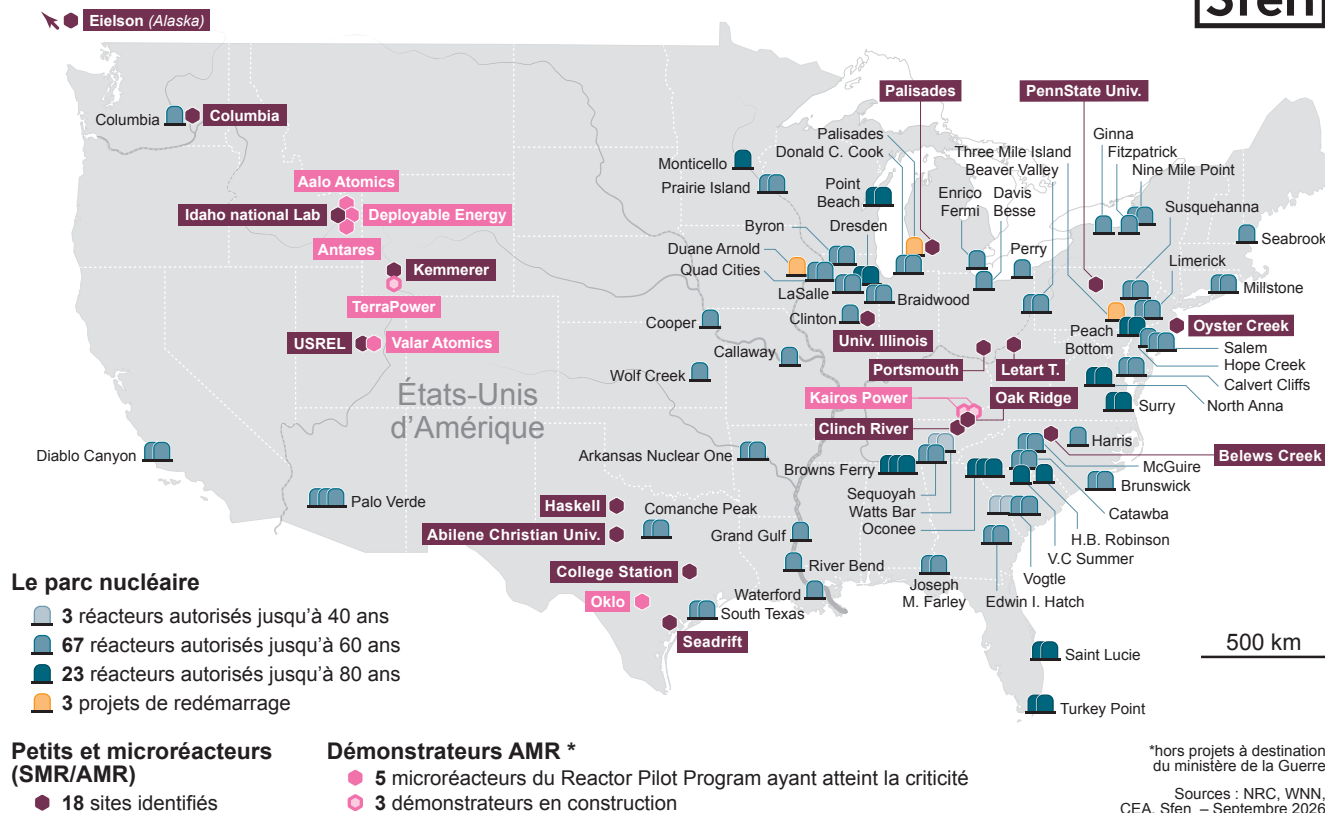
Mix électrique 2025

■ Gaz : 40 %
 ■ Charbon : 16 %
 ■ Nucléaire : 17 %
 ■ Éolien : 10 %
 ■ Solaire : 9 %
 ■ Hydraulique : 6 %
 ■ Autres : 2 %

Source : US EIA.

États-Unis : entre nucléaire historique et réacteurs innovants

Sfen



Ces crédits ont également rendu possibles trois projets de redémarrage. Dans le Michigan, Holtec, qui avait acquis la centrale de Palisades pour la démanteler, bénéficie d'un prêt fédéral de 1,5 milliard de dollars³⁶, en plus du soutien des autorités locales (contrat d'achat de l'électricité subventionné par le ministère de l'Agriculture à hauteur de 1,3 milliard de dollars³⁷) afin de redémarrer l'unité. Le chargement du combustible a débuté le 30 août 2026. En Pennsylvanie, Constellation Energy a annoncé vouloir redémarrer dès 2027 l'unité 1 de la centrale de Three Mile Island, huit ans après sa mise à l'arrêt, afin d'alimenter les centres de données

de Microsoft pour les vingt ans à venir. En janvier 2025, NextEra a engagé une procédure pour redémarrer la centrale de Duane Arnold. Outre ces trois réacteurs, le secrétaire à l'Énergie Chris Wright a appelé au redémarrage d'Indian Point, fermée en 2021, mais la gouverneure de New York, Kathy Hochul, s'y oppose³⁸.

Des démonstrateurs à la pelle

Le pays connaît un tel foisonnement de projets de démonstration qu'il est facile de s'y perdre.

Au 1^{er} septembre, cinq démonstrateurs ont atteint la criticité dans le cadre du Reactor Pilot Program, comme mentionné en introduction. Sans minimiser la

36 • Department of Energy, « DOE approves fourth loan disbursement to restart the Palisades nuclear plant », 20 juin 2025.

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

38 • Reuters, « Despite Trump push, New York opposes reopening Indian Point nuclear power plant », 11 mars 2026.

FAIT MARQUANT

En 2026, les États-Unis ont lancé un déploiement de démonstrateurs de petite taille sans précédent : une quinzaine d'unités sont en construction ou en projet.]

performance, il est important de garder à l'esprit qu'il s'agit de démonstrateurs de microréacteurs (≤ 20 MW) qui ont atteint une criticité à froid, c'est-à-dire sans puissance. Les technologies moins matures et plus puissantes prendront, comme partout ailleurs, plus de temps à développer. Cela étant dit, et pour poursuivre dans les microréacteurs, il est incontournable de mentionner les différents projets du ministère de la Défense, ou plutôt du ministère de la Guerre, comme l'a renommé Donald Trump en 2025. Ces derniers visent à renforcer la résilience et l'autonomie énergétique des bases militaires en cas de conflit. Le microréacteur mobile Pele doit par exemple être assemblé au Laboratoire national de l'Idaho en 2027 : BWXT a débuté la fabrication du cœur en juillet 2025. Westinghouse a annoncé en août 2026 la criticité à puissance nulle de son eVinci, alors que le réacteur a été sélectionné par l'US Air Force en avril 2026 aux côtés de Radiant Industries (Kaleidos) et Antares (R1) pour la construction d'une unité de chaque sur trois bases américaines. Enfin, le 27 août 2026, le ministère de la Guerre a sélectionné cinq concepteurs pour construire des microréacteurs sur différentes bases militaires dans le cadre du projet Janus³⁹ : Antares Nuclear à Fort Bragg (Caroline du Nord), BWXT avec son BANR à Fort Campbell (Kentucky), General Atomics à Fort Hood (Texas), Radiant Industries à Fort Benning (Géorgie) et Westinghouse Government Services à Fort Drum (New York). Forts de ces programmes, les États-Unis sont amenés à s'imposer dans le secteur de la toute petite puissance.

Enfin, l'année 2026 a vu naître deux nouveaux chantiers pour la démonstration de réacteurs de quatrième génération. En avril 2026, Kairos Power a donné les premiers coups de pioche pour la construction de son second démonstrateur à haute température refroidi aux sels fondus (FHR) de 50 MW, Hermes 2. Un démonstrateur qui, contrairement à son prédécesseur, participera à alimenter le réseau électrique local, en partenariat avec Google. Le même mois, TerraPower, qui avait débuté les travaux des bâtiments non nucléaires en 2024, a commencé la construction de son réacteur Natrium : une unité à spectre rapide refroidie au sodium. Enfin, Natura Resources devrait bientôt lancer la construction d'un tout petit réacteur à sels fondus (1 MWth) à l'université chrétienne d'Abilene après avoir reçu le feu vert du DOE le 21 juillet 2026.

La montée en puissance des projets et le foisonnement technologique sont impressionnants, mais ces projets seuls ne pourront répondre à l'objectif de quadruplement de la capacité nucléaire d'ici à 2050. D'autant plus que la viabilité économique des différents concepts en cours de développement constituera le facteur déterminant quant à leur pérennité.

Où sont les projets domestiques de forte puissance ?

En novembre 2024, Joe Biden annonçait d'abord l'objectif de tripler la capacité nucléaire pour atteindre 300 GW d'ici à 2050, avant que Donald Trump ne surenchérisse le 23 mai 2025 avec le quadruplement. La priorité était alors donnée aux augmentations de puissance (5 GW) et au lancement de dix chantiers de réacteurs de puissance d'ici à 2030⁴⁰. Un signal fort pour la filière nucléaire mais qui reste, encore en 2026, à concrétiser en projets, les industriels attendant des autorités fédérales, en plus du soutien déjà apporté sur les plans réglementaire

39 • Department of War, « Army selects vendors, sites for nuclear microreactors », 27 août 2026.

40 • DOE, « 9 key takeaways from President Trump's executive orders on nuclear energy », 10 juin 2025.

États-Unis

et technique, des garanties financières en cas de dérive des coûts et des délais de construction.

L'initiative la plus rapide serait certainement la reprise des chantiers des deux AP1000 de VC Summer, interrompus en 2017 lors de la faillite de Westinghouse. Début 2025, l'électricien Santee Cooper, propriétaire de l'installation, a lancé une procédure de « Request for Information » afin de céder les unités à un consortium industriel, et en mai 2026, The Nuclear Company (développeur de projet) et Brookfield (société d'investissement) se sont unis dans le but de finir ce chantier de 2,2 GW. À noter également, les déclarations de la gouverneure de l'État de New York, Kathy Hochul, concernant la construction de 1 GW de nucléaire avec deux options⁴¹ : AP1000 ou SMR. En juin 2026, elle a invité les industriels à proposer une trajectoire crédible pour la construction « d'au moins 1 GW avec un début de chantier lancé avant 2033 ». Enfin, Fermi America propose au sein du projet Matador la construction d'un centre de données adossé à quatre AP1000 au Texas. Toutefois, les démissions inattendues du directeur général et du directeur financier en avril 2026 font planer le doute quant à l'avenir du projet.

L'option SMR : l'industrialisation des petits réacteurs modulaires

Contrairement à la forte puissance, les projets SMR ne manquent pas et les Américains semblent se diriger inéluctablement vers le déploiement de SMR à grande échelle.

Parmi les grands projets, il faut citer l'alliance de NuScale, l'électricien Tennessee Valley Authority (TVA) et Entra1 en septembre 2025 pour déployer 6 GW, ce qui correspondrait à six centrales VOYGR équipées chacune de 12 modules de 77 MW, soit la fabrication de 72 modules. Moins ambitieux mais plus avancé, TVA a vu sa demande de permis de construction

Contrairement à la forte puissance, les projets SMR ne manquent pas et les Américains semblent se diriger inéluctablement vers un déploiement à grande échelle.

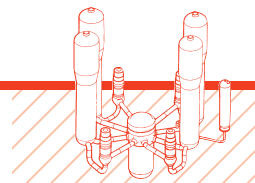
pour un BWRX-300 à Clinch River validée par la NRC en septembre 2026. En janvier 2026, Holtec a déposé auprès de la NRC sa demande pour la construction de deux SMR-300. Enfin, Dow et X-Energy visent à construire quatre réacteurs Xe-100, soit 320 MW, à Seadrift : le projet a bénéficié en août 2026 de 1 milliard de dollars de fonds publics supplémentaires⁴².

L'administration continue à soutenir le déploiement de petits réacteurs modulaires, notamment à travers le programme Generation III+ SMR, qui a octroyé en décembre 2025 deux enveloppes de 400 millions de dollars afin de dérisquer les projets SMR de Clinch River et de Palisades. En mai 2026, une seconde phase a désigné de nouveaux

42 • Reuters, « X-Energy gets additional up to \$1 billion public US funding for Texas nuclear project », 13 août 2026.

QUID de la capacité industrielle ?

Les États-Unis sous-traitent une grande partie des fabrications au Coréen Doosan. Concernant les SMR, les concepteurs se tournent vers l'étranger, avec une forte empreinte coréenne sur le sujet, mais les capacités nationales sont en développement dans le cadre du programme Generation III+ SMR, qui comprend des investissements dans les forges (Scot Forge Company, American Forgemasters) et l'usine d'assemblage de BWXT. Bien que ces financements restent aujourd'hui très insuffisants, il s'agit d'un signal positif.



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

États-Unis

lauréats pour développer des capacités nationales de construction de SMR. Scot Forge Company a par exemple bénéficié de 12 millions de dollars, et American Forgemasters de près de 3 millions. BWXT a bénéficié de 21 millions de dollars pour son usine de Mount Vernon destinée à assembler le circuit primaire de futurs SMR. Pour mémoire, plusieurs projets américains comptent aujourd'hui sur le Coréen Doosan pour la fabrication de leurs composants lourds (NuScale, TerraPower, X-Energy). Dans le domaine du combustible, Framatome US a bénéficié de près de 8 millions de dollars pour agrandir son usine de combustible de Richland et Global Nuclear Fuel Americas a reçu 3 millions de dollars pour ouvrir une nouvelle ligne de production dédiée aux assemblages de combustible des réacteurs à eau bouillante.

Le cycle du combustible en pleine révolution

Dans l'amont du cycle, plusieurs actualités sont à relever, comme la mise en production de deux nouvelles mines (Burke Hollow, Shirley Basin) ou l'augmentation de la production de 20 % en 2026 par rapport à 2024 de l'usine de conversion de ConverDyn à Metropolis. ConverDyn envisage même de construire une usine jumelle. Alors que le pays doit se défaire des services d'enrichissement russes d'ici à 2028, Orano USA a déposé une demande de permis de construire en mars 2026 pour une nouvelle usine d'enrichissement (IKE) à Oak Ridge, dont la NRC doit compléter la revue en douze mois⁴³. Le projet s'est vu octroyer 900 millions de dollars de

subvention de la part du DOE en janvier 2026. Global Laser Enrichment, coentreprise de Cameco et de l'Australien Silex, porte un projet d'enrichissement dans le Kentucky, alors qu'Urenco a lancé l'augmentation de capacité de son usine au Nouveau-Mexique en août 2026.

Mais les changements les plus importants concernent l'aval du cycle, avec un fort intérêt pour le traitement-recyclage du combustible usé, mettant fin à cinquante ans de doctrine Carter. Le 22 avril 2026, le DOE a publié deux « Requests for Application » à l'intention du secteur industriel privé pour développer des usines commerciales de retraitement. La France est présentée comme un modèle avec l'usine d'Orano La Hague, qui a reçu plusieurs délégations américaines en 2026 : « Le leadership de la France dans le traitement-recyclage du combustible usé et la vitrification peut nous apporter de précieux enseignements afin de mener à bien nos projets », a notamment déclaré Tim Walsh, numéro 1 de l'Office environnemental du DOE. En mars 2026, l'office a annoncé le redémarrage d'une ligne de production de combustible MOX à Savannah River. ■

43 • WNN, « US enrichment plant begins accelerated review », 22 mai 2026.

Les changements les plus importants concernent l'aval du cycle, avec un fort intérêt pour le traitement-recyclage du combustible usé, mettant fin à cinquante ans de doctrine Carter.

Canada

5 Le Canada consolide sa position à l'international

EN BREF En 2026, le Canada s'est doté d'une nouvelle stratégie nucléaire pour renforcer sa position à l'international. Le pays continue d'avancer sur tous les fronts avec des investissements dans le parc historique, le lancement de la construction de premiers petits réacteurs modulaires, des projets de forte puissance et une augmentation de l'exploitation d'uranium avec l'ouverture de nouvelles mines.

En juin 2026, le gouvernement fédéral a dévoilé sa stratégie nucléaire composée de quatre piliers : construire de nouvelles centrales au Canada, tant de forte que de petite puissance ; faire du pays un fournisseur et un exportateur de choix à l'échelle mondiale en matière d'équipement et de matière ; développer la production d'uranium et les débouchés dans le domaine du combustible tout en soutenant les solutions définitives de stockage des déchets ; et, enfin, stimuler l'innovation nucléaire, que ce soit dans la fission ou la fusion. « Nous devons agir rapidement et de manière stratégique pour rester à l'avant-garde de l'innovation, en travaillant main dans la main avec des partenaires clés, afin d'offrir à la population canadienne de l'électricité propre, des factures abordables, une croissance économique et un environnement sûr », a notamment déclaré Tim Hodgson, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles.

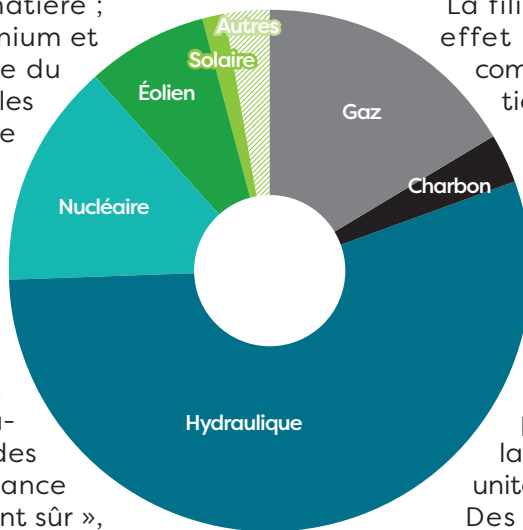
Candu : exploiter à long terme le parc nucléaire et développer l'export

Depuis 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 – si l'on exclut la rénovation de Point Lepreau en 2012 – avec à la clé trente à trente-cinq années supplémentaires d'exploitation pour le parc.

La filière bénéficie aujourd'hui d'un effet d'apprentissage important, comme en témoigne le dernier chantier de la centrale de Darlington, qui s'est terminé début 2026 avec quatre mois d'avance, ou encore celui de Bruce-3, reconnecté au réseau en juin 2026 avec sept mois d'avance pour une économie de 150 millions de dollars canadiens⁴⁴ (soit 93 millions d'euros). L'exploitant OPG a reçu le feu vert de la province en novembre 2025 pour lancer la remise à neuf des quatre unités de Pickering.

Des performances nationales qui vont également servir l'export. En effet, la Stratégie nucléaire nationale rappelle l'engagement du pays auprès de ses partenaires pour mener à bien la réalisation de travaux de remise à neuf des unités roumaines de Cernavodă, mais aussi des deux chinoises de Qinshan, sans oublier le projet de finalisation des unités 3 et 4 de Cernavodă. Le Canada souhaite par ailleurs exporter de nouveaux réacteurs Candu sur au moins « quatre nouveaux marchés » et gagner, en tant que fournisseur, une partie significative d'au moins cinq projets de construction de réacteurs

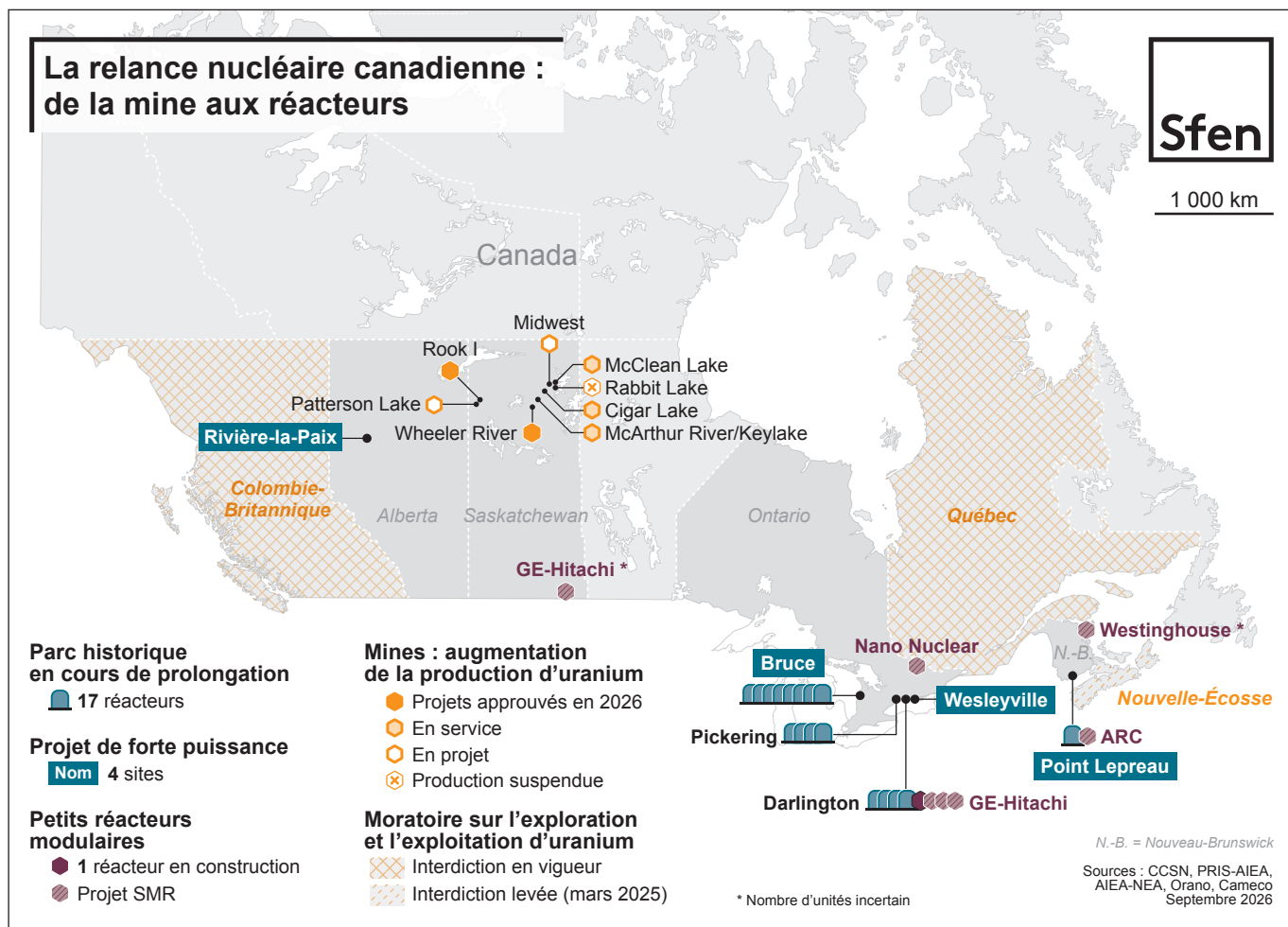


Mix électrique 2024

■ Gaz : 16,5 %
 ■ Charbon : 3 %
 ■ Hydraulique : 55 %
 ■ Nucléaire : 14 %
 ■ Éolien : 7,5 %
 ■ Solaire : 1,3 %
 ■ Autres : 2,7 %
 Source : AIE.

44 • Gouvernement de l'Ontario, Communiqué du 8 juin 2026.

Canada



de forte ou de petite puissance d'un concepteur tiers d'ici à 2040.

Petits réacteurs modulaires : les ambitions se concrétisent

Le Canada fait preuve d'un intérêt soutenu pour le nucléaire de petite taille, particulièrement adapté aux petits réseaux électriques et aux sites isolés, qu'ils soient industriels, militaires ou civils. Le Canada peut aujourd'hui s'enorgueillir du lancement de la construction de la première centrale commerciale SMR de tout l'Occident : le premier béton de l'unité a été déposé sous une forme modulaire – et non coulé – en avril 2026. La centrale devrait compter à terme quatre unités BWRX-300 pour une première mise en service fin 2030. Malgré les coûts assez 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 Vernova Hitachi de s'imposer comme un pionnier du secteur et de consolider la crédibilité de son offre à l'international. SaskPower, l'électricien de la Saskatchewan, étudie deux sites autour d'Estevan pour la construction d'une unité en 2029.

En dehors du BWRX-300, la construction d'un réacteur ARC-100 est envisagée à Point Lepreau et le gouvernement de l'Alberta a accordé en avril 2026 une subvention de 5 millions de dollars canadiens à CSMC pour le développement d'un microréacteur destiné au Grand Nord. Une décision en accord avec la feuille de route canadienne qui fixe l'objectif de déployer un microréacteur à la fin des années 2030.

Canada

Le retour des projets de grande puissance

Le programme nucléaire canadien vise à mettre en service jusqu'à dix unités, probablement d'une puissance d'environ 1 000 MW, avec deux réacteurs en construction en 2035 et cinq de plus en projet ou en développement en 2040. Avec la centrale SMR actuellement en construction, un peu plus de 10 GW de capacité seraient donc ajoutés sur le réseau.

Pour ce faire, la stratégie nationale vise à assurer la disponibilité d'un concept Candu moderne et compétitif en 2030. Du côté du financement, elle rappelle l'importance de capter des fonds privés et de réserver une place importante aux populations indigènes dans les projets (respect des droits, possibilités économiques, leadership).

Doubler les exportations d'uranium

La nouvelle stratégie nucléaire fixe l'objectif de doubler les exportations d'uranium entre 2024 et 2035 avec l'ouverture de nouvelles mines. À l'été 2026, la Saskatchewan a vu le lancement de la construction de deux nouvelles mines à Wheeler River (Denison) et Rook I (Nex-Gen Energy). Avec 24 % de la production mondiale en 2024, le Canada est le deuxième plus gros producteur d'uranium au monde. Près de 90 % de sa production⁴⁵ sont destinés à l'export.

Stimuler l'innovation : de la fusion aux isotopes médicaux

La nouvelle feuille de route prévoit une augmentation des investissements annuels de recherche et développement dans le domaine nucléaire de 300 millions de dollars canadiens à une fourchette de 500 millions à 700 millions en 2032. Le pays ambitionne d'occuper une place importante dans la fusion nucléaire, de développer un réacteur de quatrième génération 100 % canadien, mais aussi d'investir dans ses réacteurs de

FAIT MARQUANT

En juin 2026, le gouvernement canadien a publié une toute nouvelle stratégie nucléaire avec l'objectif de construire dix nouveaux réacteurs de forte puissance sur le territoire, mais aussi de renforcer sa présence à l'export avec une filière unie sous une seule bannière : Team Canada.]

recherche, notamment pour la production de radio-isotopes médicaux.

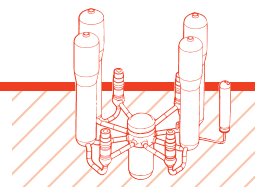
Un site de stockage en grande profondeur sélectionné

En novembre 2024, la ville d'Ignace en 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 janvier 2026, la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) est entrée dans le processus d'instruction auprès des autorités compétentes (CCSN, AEIC) avec le dépôt de la conception initiale du projet⁴⁶. 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. ■

46 • NWMO, Communiqué du 5 janvier 2026.

QUID de la capacité industrielle ?

BWXT Canada fournit les composants pour les réacteurs Candu dans le cadre des opérations de remise à neuf et devrait fournir les générateurs de vapeur des SMR Rolls-Royce. L'entreprise va également produire la cuve du BWRX-300 en construction à Darlington. En 2024, BWXT avait annoncé l'expansion de son usine de Cambridge (Ontario) grâce à un investissement de 80 millions de dollars canadiens, soit environ 53 millions d'euros.



45 • Site gouvernemental, « Stratégie canadienne en matière d'énergie nucléaire », juin 2026.

6 La Russie conserve une place solide à l'export

EN BREF La Russie vise la construction d'environ 30 GW de nouvelles capacités nucléaires et progresse dans la fermeture du cycle avec le développement de réacteurs à neutrons rapides. Sur le plan international, Rosatom indique avoir signé des accords pour 17 tranches supplémentaires dans six pays, tandis que des négociations sont conduites avec quinze autres États. Bien qu'il soit aujourd'hui difficile de dire quels seront les impacts de la guerre en Ukraine sur la filière nucléaire russe, cette dernière devrait continuer à occuper une place centrale au niveau mondial.

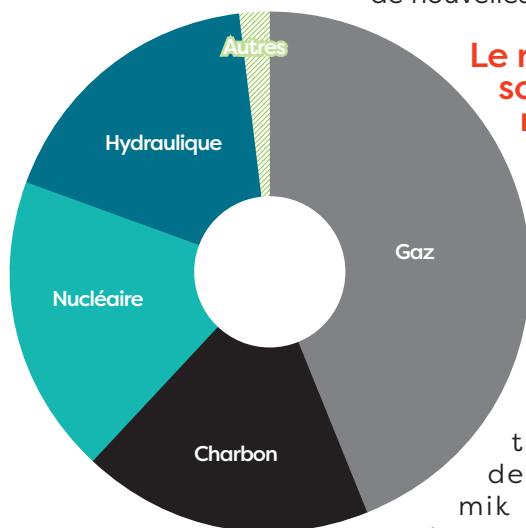
Depuis l'invasion de l'Ukraine en février 2022, la Russie se voit refuser la vente de réacteurs nucléaires dans de nombreux pays et l'Occident prend des mesures pour se défaire des services d'enrichissement russes. Dans le même temps, Rosatom séduit de nouveaux clients et consolide sa position dans le domaine du combustible au fur et à mesure que l'entreprise met en service de nouvelles unités.

30 GW⁴⁷. La Fédération de Russie compte sur la forte puissance mais aussi sur les petits réacteurs modulaires, que ce soit au niveau national ou à l'export. Deux unités RITM-200N (55 MW) – concept dérivé des propulsions nucléaires de la nouvelle génération de brise-glace – doivent être mises en service en 2031 en Yakoutie⁴⁸, alors que le chantier de la première des deux unités de la future centrale ouzbèke a débuté en juin 2026 pour une connexion au réseau annoncée dès 2029.

L'industrie russe engrange ainsi une expérience conséquente pour s'imposer dans le domaine de la petite puissance. Lors de sa présentation à Vladimir Poutine le 20 août 2026, Alexeï Likhatchev, à la tête de Rosatom, a indiqué que quinze réacteurs de la famille RITM-200 avaient déjà été fabriqués et que treize autres étaient en cours de fabrication. Ce chiffre semble correspondre au cumul de réacteurs destinés à différents programmes domestiques et à l'export, à la flotte de brise-glace ainsi qu'aux futures centrales flottantes et terrestres.

Les chantiers à l'export se poursuivent

La Russie mène une multitude de projets de construction à l'extérieur de ses frontières : au Bangladesh, en Chine, en Égypte, en Hongrie, en Inde, en Iran et en Turquie. À l'été 2026, quatorze réacteurs



Au niveau national, Moscou continue de moderniser sa flotte de réacteurs. Depuis 2015, neuf unités ont été mises en service, dont les deux petits réacteurs modulaires de la barge Akademik Lomonosov et un réacteur à neutrons rapide refroidi au sodium (Beloyarsk-4) de 800 MW. Ce parc de 34 réacteurs, composé en grande majorité de réacteurs à eau pressurisée, est encore amené à grandir : en août 2026, cinq réacteurs étaient en construction et Rosatom prévoit de construire 40 réacteurs supplémentaires d'ici à 2040, soit environ

Mix électrique 2023

■ Gaz : 44 %
■ Charbon : 18,1 %
■ Nucléaire : 18,7 %
■ Hydraulique : 17,4 %
■ Autres : 1,8 %

Source : AIE.

47 • WNN, « Russia plans to add 30 GW nuclear capacity, expand exports », 21 août 2026.

48 • Nuclear Engineering International, « Yakutia SMRs approved », 10 mars 2026.

La Russie, premier pays exportateur de réacteurs nucléaires



étaient en construction à l'export et six autres sont en phase de mise en service en vue d'un démarrage dans les mois à venir : Rooppur-1 (Bangladesh, 2026), Akkuyu-1 (Turquie, 2026), Kudankulam-3 (Inde, 2027), Tianwan-7 (Chine, 2026), Tianwan-8 (Chine, 2027) et Xudabao-3 (Chine, 2027).

Dans l'ensemble, ces chantiers ont pu suivre leur cours malgré la guerre et les sanctions occidentales. Le retrait de Siemens du projet turc aurait cependant été la source d'importants retards et le Bangladesh a connu des difficultés de paiement à la suite du bannissement des banques russes du réseau de télécommunication bancaire Swift⁴⁹. S'ajoute à cela le projet hongrois de Paks-II dont le premier béton a été coulé en février 2026

mais qui semble être remis en question par le gouvernement de Péter Magyar, arrivé au pouvoir en mai 2026. Le gouvernement hongrois a annoncé se pencher sur le projet, notamment sur les volets du financement et de l'implantation⁵⁰.

Le pivot asiatique de la Russie

Pour continuer à remplir son carnet de commandes, Rosatom se tourne vers ses partenaires asiatiques. L'Ouzbékistan a en effet choisi Rosatom, après différentes options envisagées, pour construire deux petits réacteurs modulaires RITM-200N et deux VVER-1000. Il s'agit à la fois du tout premier export de petits réacteurs modulaires russes et du premier projet nucléaire ouzbek. Le lancement du chantier de la première unité a été célébré en juin 2026.

49 • OSW, Filip Rudnik, « An uncertain future for Rosatom's nuclear technology exports », 14 janvier 2026.

50 • Politico, « Magyar casts doubt on Hungary-Russia nuclear power deal », 13 août 2026.

Russie

FAIT MARQUANT

Alexeï Likhatchev, le directeur général de Rosatom, a déclaré en mai 2026 vouloir construire 80 réacteurs de grande puissance d'ici à 2040, dont la moitié à l'export.]

Un an plus tôt, Rosatom a été sélectionné⁵¹ pour bâtir la première centrale du Kazakhstan comprenant deux réacteurs VVER-1200. Un financement de 85 % du projet au coût estimé de 16,5 milliards de dollars est envisagé – à noter que le Kazakhstan réserve la construction d'une seconde centrale à l'industrie chinoise au lieu d'opter pour un parc VVER standardisé. Enfin, la Russie a signé des accords avec le Vietnam⁵² en mars 2026 pour la construction de deux réacteurs VVER-1200 à Ninh Thuan sur le modèle russe de la centrale n° 2 de Leningrad. Hanoï vise un démarrage à la fin des années 2030.

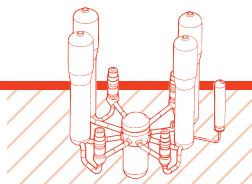
Plusieurs autres projets sont proposés par Rosatom dans des pays disposant d'infrastructures nucléaires et des réacteurs VVER comme la Biélorussie, la Chine, l'Égypte, l'Inde ou encore l'Arménie. Bien plus en amont que les projets cités jusqu'ici, Rosatom a engagé des discussions avec la Birmanie, le Burkina Faso, l'Éthiopie, l'Indonésie, la Guinée équatoriale, le Kirghizstan, le Laos, la Namibie, le Niger, le Nigeria, les Philippines et le Rwanda, pour la construction de petits réacteurs modulaires, au sol ou sur barge.

51 • Rosatom, Newsletter du 18 juin 2025.

52 • WNN, « Vietnam, Russia sign agreement on new nuclear plant », 23 mars 2026.

QUID de la capacité industrielle ?

La Russie dispose d'une puissante industrie stimulée par un important volume de commandes. JSC AEM-Technologies, au sein de la structure JSC Atomenergomash, fabrique les pièces forgées et moulées destinées aux marchés de la pétrochimie, des centrales thermiques et des centrales nucléaires (viroles et autres pièces pour les cuves de réacteur, générateurs de vapeur, groupes motopompes primaires, etc.). L'entreprise compte quatre grandes usines (Petrozavodskmash, Izhora, AEM-SpetsStal, Atomash).



Export : la fin d'un modèle ?

Au-delà des sanctions, la dégradation de l'économie russe pourrait entacher l'une des forces du pays à l'export : le financement. En effet, Rosatom doit notamment son succès à une offre intégrée pouvant comprendre une grande partie du financement d'un projet nucléaire comme à Kudankulam 1-4 (85 %), Rooppur (90 %)⁵³ ou Akkuyu (100 %)⁵⁴. « Dans une situation détériorée, l'État pourrait être moins enclin à financer des projets extérieurs et l'attractivité de l'offre russe s'en trouverait fortement diminuée », analyse un chercheur du Centre d'études orientales polonais (OSW). Le nombre de réacteurs vendus au cours des dernières années étant inférieur au volume observé dans les années 2010, un ralentissement de l'activité pourrait être constaté dans les années 2030.

Cela étant dit, les chantiers actuels sont associés à des contrats de fourniture en combustible sur le long terme et leurs complétions vont venir consolider la filière russe sur le plan international.

La Russie accélère dans la fermeture du cycle

La Russie dispose certes d'importantes réserves d'uranium, mais celles-ci demeurent difficiles à exploiter. Ainsi, le pays ne produit que moins de la moitié des besoins en uranium naturel de son parc nucléaire, alors qu'elle doit également assurer l'approvisionnement en combustible des réacteurs qu'elle construit à l'extérieur de ses frontières. Le parc russe consomme environ 5 500 tU/an mais ses besoins doubleraient avec la mise en service des réacteurs VVER actuellement en chantier dans le monde⁵⁵.

La première solution pour résoudre ce goulot d'étranglement est l'augmentation

53 • Center for Strategic & International Studies (CSIS), Jane Nakano, « The geopolitics of Russia's civil nuclear exports four years into the war », 6 mars 2026.

54 • WNA, « Nuclear power in Turkey ».

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

Russie

La production nationale d'uranium pourrait croître rapidement pour passer de 2 800 tU à 4 000 tU/an au cours des années 2030.

de la production nationale. Le gisement d'Elkon en Yakoutie pourrait ainsi être mis en exploitation pour une production de 5 000 tU/an, alors que le gisement de Shirondukuyskoye devrait produire 400 tU par an dès 2028⁵⁶. Des augmentations de production à Dalur ou à Khiagda sont également envisagées. La production nationale pourrait ainsi croître rapidement pour passer de 2 800 tU à 4 000 tU/an au cours des années 2030. La deuxième solution est d'aller chercher le minerai à l'international et en particu-

lier au Kazakhstan où des coentreprises formées par le Russe Uranium One et Kazatom-prom exploitent six importants gisements. Rosatom cherche également à nouer de nouveaux partenariats en Namibie, en Tanzanie⁵⁷ et au Kirghizstan. Enfin, la troisième solution consiste à tirer profit des surcapacités d'enrichissement en opérant les usines avec des taux de

rejet d'uranium 235 très bas (underfeeding) ou en réenrichissant de l'uranium appauvri. « Il est probable que Rosatom intensifie ces stratégies dans les années à venir, l'arrêt des contrats d'approvisionnement en Europe et aux États-Unis libérant des capacités d'enrichissement en Russie », analysait l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques en janvier 2025. Toujours dans cette optique d'économie de matière, Rosatom travaille sur un nouveau combustible, dénommé « Remix », pour son parc de réacteurs à eau pressurisée permettant un recyclage multiple. Trois cycles de dix-huit mois ont d'ores et déjà

été réalisés à Balakovo depuis le chargement du premier assemblage en 2021.

En parallèle, la politique de fermeture du cycle avec des réacteurs à neutrons rapides garde le rythme. La Russie exploite deux réacteurs refroidis au sodium (BN600 et BN800), mis en service en 1980 et en 2015. Ce dernier a notamment réalisé un cycle avec trois assemblages de combustible contenant des actinides mineurs, dont l'élimination en réacteur, à l'échelle industrielle, constituerait une révolution pour la gestion des déchets. Plus encore, le lancement de la construction d'un réacteur de 1 200 MW (BN1200) est maintenu à 2027⁵⁸. La France reste à ce jour le seul pays au monde à avoir exploité un réacteur de cette technologie d'une telle puissance. Enfin, un réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb (BREST-OD-300) est en construction depuis 2021 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 et d'une usine de retraitement⁵⁹. Si le BREST-OD-300 est un succès, Moscou pourrait alors lancer une paire de réacteurs refroidis au plomb de 1 200 MW (BR-1200) pour une connexion au réseau à la fin des années 2030⁶⁰. ■

56 • WNN, « Progress reported on Shirondukuyskoye deposit works », 30 juillet 2026.

57 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

58 • WNN, « BN-1200 targeted for construction start in 2027 », 10 juin 2026.

59 • OCDE-AEN, « The NEA small modular reactor dashboard: third edition », juillet 2025.

60 • WNN, « New heat-resistant steel developed for BR-1200 », 26 février 2026.

7 L'Inde ouvre le nucléaire au secteur privé

EN BREF Fin 2025, les parlementaires indiens ont validé la réforme du nucléaire ouvrant le secteur aux acteurs privés et à l'international afin d'accélérer le déploiement de nouvelles unités. Le gouvernement souhaite multiplier par plus de dix la capacité nucléaire installée d'ici à 2047, soit un objectif de 100 GW.

L'Inde n'a pas attendu la crise énergétique de 2022 pour lancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Après la mise en service de trois unités à eau lourde de 700 MW en 2021, 2024 et 2025, le pays prépare en 2026 le démarrage de la dernière des quatre tranches lancées au début des années 2010. Les quatre réacteurs russes de 1 000 MW en construction à Kudankulam sont quant à eux attendus sur le réseau entre 2027 et 2030⁶¹. Et

l'Inde compte bien tenir la cadence. En effet, huit projets de réacteurs de 700 MWe ont d'ores et déjà été validés par le gouvernement et, en septembre 2025, l'autorité de sûreté nationale a donné le feu vert à la construction de quatre d'entre eux à Bānsvāra, au sud du Rajasthan. En mars 2026, les premiers bétons de deux réacteurs de 700 MWe ont également été coulés à Kaiga, dans l'État du Karnataka, avec une durée de construction visée de seulement cinq ans.

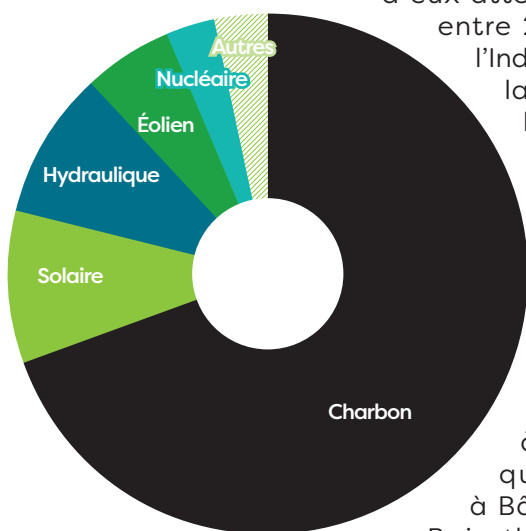
Avec sept unités en construction (6 GW) et huit autres en préprojet (7 GW), l'Inde déploie aujourd'hui le deuxième plus grand programme nucléaire au monde après la Chine. Et la réforme du nucléaire

adoptée fin 2025 doit permettre un déploiement encore plus important grâce au secteur privé et aux partenaires internationaux.

Le secteur privé prépare son entrée dans le nucléaire

L'approbation de la réforme du secteur nucléaire le 18 décembre 2025 permet désormais la participation du secteur privé, indien ou non. La réforme met fin à l'ancien système dans lequel un opérateur pouvait se retourner contre ses fournisseurs dans les cas où « l'incident nucléaire serait la conséquence d'un fournisseur ou un de ses employés »⁶². Le risque d'être entraîné dans un processus d'indemnisation, sans aucun plafond, a tenu à l'écart le secteur privé et a bloqué les projets d'import de technologies étrangères. L'Inde étant maintenant en phase avec les standards internationaux, les industriels Tata Power, Reliance et Adani Power ont notifié leur intérêt pour les petits réacteurs modulaires (SMR). Les entreprises ont d'ores et déjà créé des entités dédiées au nucléaire et Tata Power a même annoncé vouloir construire une première centrale dès 2032⁶³. Le sidérurgiste Jindal a quant à lui lancé des discussions avec l'exploitant nucléaire public NPCIL et se concentrerait plutôt sur la forte puissance.

Concernant les activités du cycle du combustible, elles pourront elles aussi s'ouvrir au secteur privé, mais l'enrichissement et de recyclage des combustibles usés resteront sous l'entière responsabilité du département de l'Énergie atomique (DAE).



Mix de production électrique année fiscale 2025-2026

Charbon :	69,5 %
Solaire :	9,4 %
Hydraulique :	9,2 %
Éolien :	5,7 %
Nucléaire :	3 %
Autres :	3,2 %

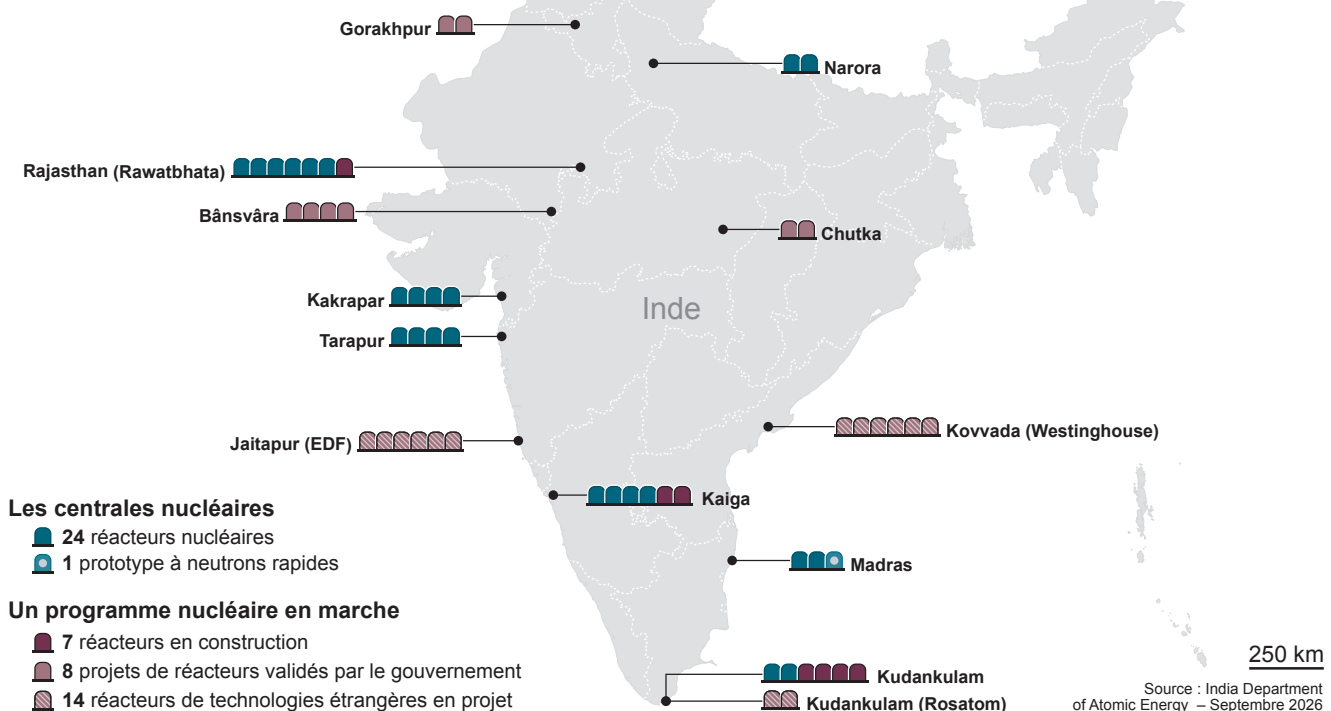
Source : India Climate & Energy Dashboard.

61 • Department of Atomic Energy, « Lok Sabha, Unstarred question No - 1735 answered on 29.07.2026 ».

62 • The Civil Liability For Nuclear Damage Act, 2010.

63 • Bloomberg, « Tata Power eyes first atomic plant by 2032 as India opens sector », 28 juillet 2026.

L'Inde déploie son programme nucléaire



Nouvelle donne pour les coopérations internationales

Une partie de la politique nucléaire indienne repose sur 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. L'autre repose sur les offres et les capacités industrielles des partenaires internationaux qui pourraient fortement contribuer au déploiement de plus de gigawatts.

Aujourd'hui, seule la Russie a exporté des unités avec la centrale de Kudankulam qui compte deux VVER en exploitation et quatre autres en construction. Le gouvernement indien réfléchit même à l'ouverture d'une seconde centrale VVER mais aussi à l'import de petits réacteurs

modulaires conçus par Rosatom⁶⁴, et ce, malgré le dérapage calendaire et budgétaire du chantier actuel de Kudankulam qui est de l'ordre de 55 %, soit un coût par tranche de 14,4 milliards de dollars, selon Bloomberg⁶⁵. EDF propose la fourniture de six EPR à Jaitapur et

64 • WNN, « India and Russia discuss new nuclear power plant options », 8 décembre 2025.

65 • Bloomberg, « India's Russian nuclear reactor costs surge 55% after delays », 30 juillet 2026.

FAIT MARQUANT

Deux événements ont marqué l'année 2025-2026 : l'adoption de la réforme du secteur nucléaire civil en décembre 2025 et le démarrage, en avril 2026, d'un démonstrateur à neutrons rapides refroidi au sodium.]

Le démarrage d'un démonstrateur à neutrons rapides refroidi au sodium de 500 MWe marque un jalon historique de la stratégie qui doit permettre à l'Inde de se défaire des imports d'uranium.

Westinghouse six AP1000 à Kovvada, en Andhra Pradesh. La construction de six réacteurs EPR (9,6 GW) à Jaitapur permettrait, à elle seule, de doubler la capacité installée nucléaire indienne actuelle.

Fermeture du cycle : démarrage du réacteur à neutrons rapides indien

La stratégie nationale vise à installer des réacteurs à neutrons rapides puis, dans un second temps, des réacteurs à eau lourde avancés qui fonctionneraient avec un combustible thorium⁶⁶, dont le sol indien regorge : 13 % des réserves mondiales identifiées⁶⁷. Le démarrage d'un démonstrateur à neutrons rapides refroidi au sodium de 500 MWe, le 6 avril 2026, marque un jalon historique de cette stratégie qui doit permettre à l'Inde de se défaire des imports d'uranium. Malgré

les importantes difficultés – le chantier a débuté en 2004 –, le pays continue de progresser dans sa politique de fermeture du cycle du combustible et devient l'un des rares États à disposer d'un tel démonstrateur avec la Russie et la Chine.

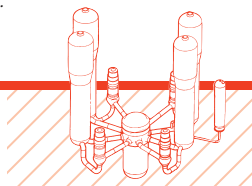
Le développement de réacteurs à neutrons rapides va de pair avec la construction d'installations de retraitement du combustible usé puisqu'une génération de réacteurs produit le combustible de la génération suivante. Le pays dispose de trois petites usines destinées aux combustibles à base d'uranium 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. L'Inde s'impose ainsi, malgré les difficultés rencontrées, comme un leader dans les technologies de fermeture du cycle. ■

66 • Après la capture d'un neutron, le thorium (dit fertile) se transforme en uranium 233 qui lui est fissile.

67 • World Nuclear Association.

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) ou encore Godrej & Boyce.



8 La relance nucléaire japonaise prend son envol

EN BREF Alors que le retour de l'énergie atomique s'est principalement manifesté par le redémarrage d'une partie du parc nucléaire ces dix dernières années, 2026 marque une importante rupture, avec le projet de construire jusqu'à quatorze réacteurs d'ici à 2050 et d'investir 27 milliards d'euros dans les réacteurs innovants.

Ces dix dernières années, les gouvernements successifs du Parti libéral-démocrate (PLD) ont mis l'accent sur le redémarrage du parc nucléaire tout en écartant le sujet de nouvelles constructions. Depuis le redémarrage d'un premier réacteur en 2015, le Japon a relancé 15 unités sur 33 considérées comme opérables – l'archipel en comptait 54 avant l'accident nucléaire de Fukushima de mars 2011. Mais de premières évolutions de discours sont apparues sous le mandat de Kishida Fumio (2021-2024), dans un contexte de crise énergétique, et aujourd'hui, cette volonté de renouveler le parc nucléaire s'affirme pleinement sous la gouvernance de Takaichi Sanae, arrivée au pouvoir en octobre 2025.

L'année 2026 pourrait ainsi marquer la naissance d'un programme nucléaire japonais : au mois de juin, le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) a présenté une feuille de route visant à construire jusqu'à quatorze réacteurs dans les trente prochaines années. C'est la première fois que le gouvernement japonais projette un horizon chiffré pour la construction de nouvelles unités. L'année 2026 sera aussi charnière pour le redémarrage du parc qui va bénéficier de simplifications réglementaires.

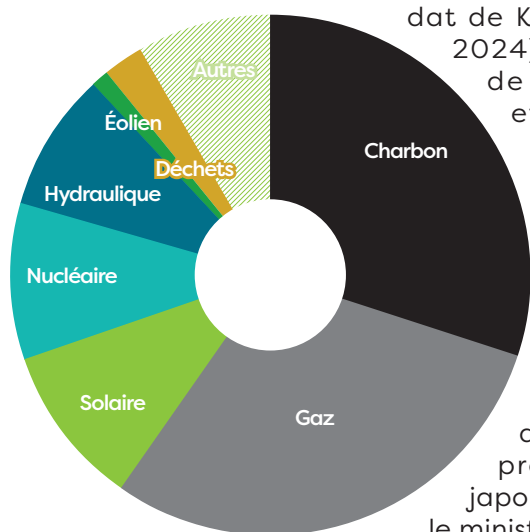
L'augmentation de la part du nucléaire doit desservir l'objectif d'une production

électrique plus diversifiée et moins dépendante du gaz naturel 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 %)⁶⁸.

Des changements de régulation en faveur du redémarrage du parc historique

L'Autorité de sûreté nucléaire (NRA) a confirmé plusieurs changements de réglementation afin de faciliter les redémarrages. Il n'est pas ici question de dérégulation mais plutôt d'une optimisation des procédures afin d'alléger la charge administrative associée, que ce soit pour la NRA ou les opérateurs.

Par exemple, la nouvelle loi énergétique (GX-Green Transformation), entrée en vigueur le 6 juin 2025, permet aux réacteurs de bénéficier d'un plafond de soixante ans de fonctionnement contre, auparavant, un plafond de soixante ans d'exploitation. La différence étant que certaines périodes d'arrêt échappant à la responsabilité de l'opérateur⁶⁹ (changement de réglementation, décision de justice, etc.) pourront être décomptées en faveur de l'exploitant, l'incitant à investir dans le redémarrage de ses unités. Dans ce système, les opérateurs sont par ailleurs tenus de soumettre à l'autorité de sûreté dès les trente ans de fonctionnement un plan de gestion du vieillissement des installations tous les dix ans. Autre changement, la NRA a modifié en avril 2026 la règle imposant la mise en œuvre des mesures antiterroristes dans un délai de cinq ans



Mix électrique 2024

- Charbon : 30,1 %
- Gaz : 29,9 %
- Solaire : 10 %
- Nucléaire : 9,5 %
- Éolien : 1,2 %
- Déchets : 2,4 %
- Autres : 8,2 %

Source : AIE.

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

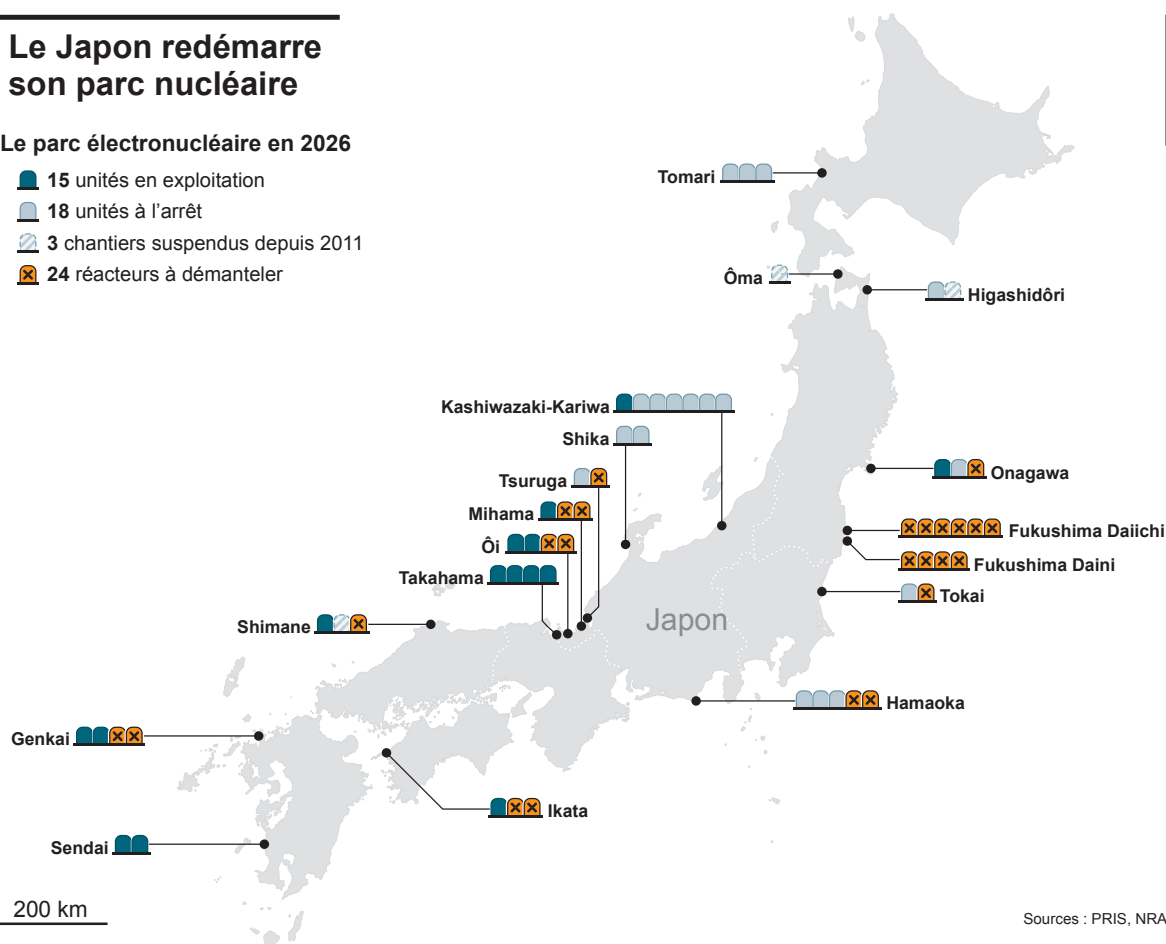
69 • Forum industriel japonais (JAIF), « GX Decarbonization Power Source Act enacted », juin 2025.

Le Japon redémarre son parc nucléaire

Sfen

Le parc électronucléaire en 2026

-  15 unités en exploitation
-  18 unités à l'arrêt
-  3 chantiers suspendus depuis 2011
-  24 réacteurs à démanteler



Sources : PRIS, NRA – Septembre 2026

après l'approbation du plan de construction car elle mettait en difficulté les exploitants. La NRA demande désormais la complétion des travaux cinq ans après le début de l'exploitation commerciale.

Enfin, la NRA a présenté en juin 2026 un plan de révision du processus de redémarrage qui doit être soumis aux parlementaires début 2027. L'évaluation des risques naturels associés aux sites et celle de l'impact sur les installations sont aujourd'hui réalisées simultanément, mais des changements importants dans la première ont provoqué des modifications tardives de conception, et donc des retards. La NRA propose de réaliser la première étape en amont du redémarrage pour une meilleure stabilité. Une révision jugée favorable à l'investissement et saluée par les opérateurs.

L'émergence d'un programme nucléaire

Le 31 juillet 2026, le gouvernement a annoncé organiser la construction de deux à cinq réacteurs pour éviter un déficit de production électrique attendu dans les années 2040⁷⁰. Un programme qui compterait au total onze à quatorze unités ajoutées sur le réseau dans les trois prochaines décennies.

Le réacteur à eau pressurisée de troisième génération SRZ-1200 présenté par l'industriel Mitsubishi Heavy Industries (MHI) en 2022 pourrait être privilégié. Selon la presse⁷¹, en 2025 MHI consultait 200 fournisseurs en préparation

70 • Japan Times, « Japan aims to rebuild two to five nuclear reactors by 2040s », 1^{er} août 2026

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

Japon

d'éventuels nouveaux chantiers, alors qu'en 2025 Kyushu EPCO et Kansai EPCO avaient tous deux déclaré envisager des réacteurs de nouvelle génération. À noter que GE Hitachi et Toshiba développent aussi des réacteurs de troisième génération, mais à eau bouillante. Par ailleurs, le Japon pourrait s'investir financièrement et industriellement dans des projets américains, stimulant ainsi sa filière, si l'on en croit les accords signés en mars 2026⁷².

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

Une feuille de route ministérielle d'investissement public-privé présentée en juin 2026 prévoit un investissement de 150 milliards d'euros⁷³ dans la politique de Transformation verte (GX) à l'horizon 2040, qui inclut notamment le solaire, l'éolien, l'hydrogène, etc. Concernant le nucléaire, l'équivalent de 27 milliards d'euros serait alloué aux réacteurs nucléaires innovants et près de 17 milliards à la fusion nucléaire.

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 réacteur expérimental de cette famille technologique à l'arrêt depuis 2007, pour étudier l'utilisation de plutonium (stabilisation du plutonium, retraitement du combustible...) ⁷⁴. Le redémarrage était planifié mi-2026 mais il a été retardé, la NRA demandant des justifications complémentaires à JAEA avant la divergence. Une nouvelle échéance doit être annoncée d'ici à la fin de l'année⁷⁵.

72 • Nuclear Engineering International, « US, Japan in SMR deal », 23 mars 2026.

73 • Taux de change de 1 € = 185 ¥.

74 • JAEA, Communiqué du 20 février 2026.

75 • Nihon Keizai Shimbun (en ligne), 24 avril 2026.

Dans le domaine des réacteurs à haute température, le Japon est l'un des rares pays à disposer d'une unité en fonctionnement : le HTTR (30 MWth).

Dans le domaine des réacteurs à haute température, le Japon est l'un des rares pays à disposer d'une unité en fonctionnement : le HTTR (30 MWth). Le centre de recherche JAEA, exploitant le HTTR, coopère avec le Royaume-Uni, en particulier avec le Centre de recherche nucléaire national (UKNNL) et Rolls-Royce SMR avec lesquels il a signé un accord en juin 2026, mais aussi avec le Centre national de recherche nucléaire polonais (NCBJ). Ce dernier a développé sur la base du HTTR une unité de 30 MWth, le HTGR-POLA. Enfin, JAEA et MHI ont été missionnés par le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie pour réaliser le concept d'un démonstrateur pour une mise en service à la fin des années 2030.

Sur le sujet de la fusion nucléaire, il faut rappeler que le Japon est partie prenante du projet ITER et que le gouvernement prévoit la construction d'un démonstrateur (Q-DEMO) électrogène dans les années 2030. L'archipel compte aussi plusieurs start-up : Kyoto Fusioneering,

FAIT MARQUANT

Pour la première fois, le gouvernement japonais annonce un objectif chiffré : onze à quatorze réacteurs nucléaires pourraient être construits d'ici à 2050.]

Japon

Helical Fusion, Ex-Fusion... Starlight Engine porte le projet FAST dont l'objectif est la construction d'un démonstrateur (Tokamak) dans les années 2030.

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 était annoncé. Selon les dernières prévisions, l'usine de retraitement pourrait débuter ses opérations durant l'année fiscale 2027 et la seconde produirait de premiers assemblages MOX en 2030⁷⁶. Or, le Japon fait face à deux défis : réduire ses stocks de plutonium afin de respecter ses engagements et éviter la saturation des piscines de combustible de ses centrales. En 2023, le METI⁷⁷ déclarait que les piscines d'entreposage des exploitants étaient remplies à 80 % en moyenne, donc plus pour les exploitants ayant redémarré des unités, en particulier pour Kansai Epcō qui a redémarré sept réacteurs⁷⁸. Pour faire face à ces défis, 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 2030⁷⁹. En plus de cela, les opérateurs japonais, via la Fédération

le Japon fait face à deux défis : réduire ses stocks de plutonium afin de respecter ses engagements et éviter la saturation des piscines de combustible de ses centrales.

des producteurs d'électricité (FEPC), collaborent avec Orano sur le retraitement des combustibles MOX⁸⁰. Le 20 janvier 2026,

Orano a signé un nouveau contrat avec NuRO (Nuclear Reprocessing and Decommissioning Facilitation Organization of Japan) pour le traitement en France d'environ 200 tonnes de combustibles usés supplémentaires provenant des réacteurs de l'électricien du Kansai. Enfin, plusieurs exploitants⁸¹ construisent des entrepôts à sec afin de garantir la continuité de la production de leurs installations. ■

76 • JNFL, Communiqué du 28 janvier 2026.

77 • METI-Enecho, « The current status of the nuclear fuel cycle to efficiently utilize spent fuel », 18 juillet 2023.

78 • Asahi Shimbun, « Nuke fuel storage capacity nears limit, with 1 site nearly full », mai 2026.

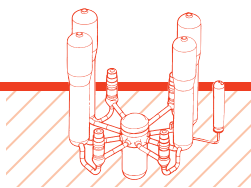
79 • WNN, « French-Japanese MOX fuel recycling studies expanded », 13 février 2025.

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

81 • JAIF, « NRA approves dry storage facilities at Onagawa and Takahama », juin 2025.

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.



République de Corée

9 La République de Corée garde le cap sur le nucléaire

EN BREF Le gouvernement démocrate arrivé au pouvoir en juin 2025 a cette année confirmé la construction de deux nouveaux réacteurs APR1400 pour une mise en service d'ici à 2038, mais aussi d'une première centrale de petits réacteurs modulaires d'ici à 2035. En plus des chantiers domestiques, la filière nucléaire coréenne est amenée à fournir des composants majeurs des projets américains de forte et de petite puissances.

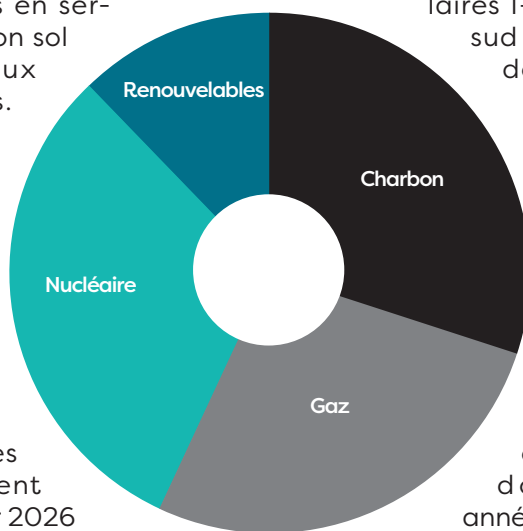
À u 1^{er} septembre 2026, la République de Corée compte 26 réacteurs en exploitation et elle devrait bientôt en compter deux de plus avec la mise en service cette année des réacteurs de Saeul. Depuis 2015, la filière, organisée autour de Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), a mis en service cinq unités sur son sol et quatre autres aux Émirats arabes unis. Cependant, malgré la force de cette industrie et ses succès, l'édition 2025 de ce rapport faisait écho d'incertitudes sur le lancement de nouveaux projets nationaux après l'arrivée du gouvernement démocrate. Ces doutes ont finalement été dissipés en janvier 2026 lorsque le ministère du Climat, de l'Énergie et de l'Environnement a confirmé le maintien de la trajectoire définie dans le 11^e Plan pour l'offre et la demande en électricité.

La place du nucléaire confortée

Après de nombreux atermoiements politiques, l'énergie nucléaire confirme sa place dans le bouquet énergétique de la République de Corée. En effet, alors qu'une sortie du nucléaire à long terme était envisagée sous le mandat de Moon Jae-In (2017-2022), le retour de

l'atome a été acté par les deux mandats suivants. Le 11^e Plan électrique prévoit la construction de deux nouvelles unités de forte puissance APR-1400 d'ici à 2038 à Yeongdeok, à environ 150 km au nord de Busan⁸². Il comprend aussi la construction d'une toute première centrale équipée de quatre petits réacteurs modulaires I-SMR de 170 MW au sud du pays⁸³. En considérant les projets en phase de complétion (Saeul 3 et 4), les chantiers lancés en 2025 et 2026 (Shin-Hanul 3 et 4) et les nouveaux projets confirmés, la République de Corée devrait mettre 8,7 GW de capacité nucléaire en service dans les douze prochaines années.

Ces chantiers, en plus de contribuer à la décarbonation de l'économie et au développement de l'intelligence artificielle, vont permettre de soutenir les ambitions à l'export de la filière nucléaire coréenne, qui conservera un rôle important, que ce soit pour fournir des technologies de réacteur ou pour répondre aux commandes d'autres vendeurs, américains en particulier.



Mix électrique 2025

■ Charbon : 30 %
■ Gaz : 27 %
■ Nucéaire : 31 %
■ Renouvelables (incluant hydraulique) : 12 %
Source : Kepco.

82 • MCEE, ministère du Climat, de l'Énergie et de l'Environnement, « New nuclear power plant construction under the 11th basic plan to proceed as planned », 26 janvier 2026.

83 • WNN, « Sites selected for Korean nuclear new build », 18 juin 2026.

République de Corée

FAIT MARQUANT

En janvier 2026, le gouvernement a confirmé la construction de deux nouvelles unités de forte puissance pour une mise en service d'ici à 2038 et d'une première centrale équipée de petits réacteurs modulaires. La République de Corée va mettre en service 8,7 GW de capacité nucléaire sur son sol dans les douze prochaines années.]

Réacteurs : des ambitions à l'export contraintes...

En août 2025, la presse internationale révélait qu'à l'issue du conflit ayant opposé KHNP à l'Américain Westinghouse sur les droits de propriété intellectuelle liés aux réacteurs APR, un accord avait été conclu entre les deux groupes. Celui-ci prévoyait, entre autres, un partage du marché nucléaire mondial, KHNP renonçant en tant que vendeur de technologie de réacteur aux marchés européen et nord-américain, à l'exception du projet tchèque de Dukovany, où deux réacteurs APR1000 doivent être construits⁸⁴. KHNP s'est ainsi retiré des appels d'offres suédois (décembre 2024), slovène (février 2025), néerlandais (mars 2025) et polonais (août 2025).

En contrepartie, l'industrie sud-coréenne devait être sollicitée pour la réalisation des projets nucléaires américains,

associant ainsi la force politique et d'ingénierie américaine aux capacités industrielles de la République de Corée. Pour rappel, l'objectif annoncé par Donald Trump est le quadruplement de la capacité nucléaire états-unienne d'ici à 2050, soit 300 GW de chantiers.

À date, aucune coentreprise n'a été créée et le programme américain peine à se concrétiser. La filière sud-coréenne tente de se placer sur des projets à plus long terme comme au Vietnam ou aux Philippines avec la signature d'accords de coopération (MoU) respectivement en avril et en juillet 2026. Sur le volet des petits réacteurs modulaires, la filière étudie le déploiement de son I-SMR avec une multitude de partenaires (Jordanie, Singapour, Thaïlande, Zimbabwe...) dont l'Inde, qui a récemment ouvert le nucléaire au secteur privé et qui dispose d'infrastructures nucléaires solides⁸⁵.

Fournisseur : un acteur mondial quasi incontournable

Si elle n'exportera peut-être pas autant de réacteurs qu'escompté, la Team Korea est aujourd'hui un partenaire vital de l'industrie américaine qui, elle, bénéficie d'un grand nombre de projets, à concrétiser, en Europe et aux États-Unis. L'AP1000 de Westinghouse a par exemple été sélectionné en Pologne pour la construction de trois premières unités et en Bulgarie pour une paire de réacteurs. Sur le sol américain, les projets devraient se multiplier pour être en

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

85 • KHNP, « KHNP lays foundation for SMR cooperation with India's Tata Power », 6 mars 2026.

La Team Korea est aujourd'hui un partenaire vital de l'industrie américaine qui, elle, bénéficie d'un grand nombre de projets, à concrétiser, en Europe et aux États-Unis.

République de Corée

L'administration coréenne a entamé en 2026 un nouveau cycle de négociations avec Washington afin de disposer de droits indépendants sur l'enrichissement.

phase avec l'objectif de quadruplement de la capacité nucléaire.

La filière nucléaire sud-coréenne est d'ores et déjà sollicitée pour fabriquer des composants majeurs de plusieurs projets américains de petite puissance (TerraPower, X-Energy, Oklo...). Doosan a par exemple forgé dès 2023 les premiers composants du SMR de NuScale, dont le projet en Roumanie a bénéficié d'une décision finale d'investissement en février 2026. En décembre 2025, X-Energy a annoncé un accord pour réserver les capacités de fabrication de Doosan en vue de produire seize unités Xe-100⁸⁶. La République de Corée, à travers son programme national et l'attelage américano-coréen, est appelée à occuper une place centrale dans la relance nucléaire mondiale.

Des enjeux persistants sur le cycle du combustible qui menacent l'indépendance de la filière

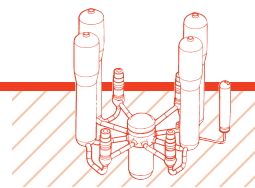
La République de Corée fait toujours face à des enjeux majeurs dans le domaine du cycle du combustible. Tout

d'abord, le pays, contraint par l'accord 123 signé avec les États-Unis, ne peut pas enrichir l'uranium sur son sol. L'administration coréenne a entamé en 2026 un nouveau cycle de négociations avec Washington afin de disposer de droits indépendants sur l'enrichissement, négociations qu'elle espère concluantes dans la lignée des autorisations accordées à l'Arabie saoudite en juillet 2026.

Enfin, sur l'aval du cycle, le pays fait face à un problème de saturation de ses entreposages en sortie de réacteur. KHNP a lancé plusieurs études pour de nouveaux entreposages à sec sur site sans qu'aucune décision définitive n'ait été prise pour le moment. Le pays continue par ailleurs les études d'un site d'entreposage géologique profond, qui devrait voir le jour d'ici à 2060. ■

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.



⁸⁶ • X-Energy, Communiqué du 18 décembre 2025.

9 L'Afrique, de l'extraction d'uranium à l'électronucléaire

EN BREF La relance nucléaire concerne aussi le continent africain, que ce soit par le développement de capacités nucléaires ou par la production d'uranium. Les petits et microréacteurs représentent une option intéressante pour le continent, alors que de nouvelles opportunités de financement apparaissent. En outre, la relance du nucléaire faisant monter les prix de l'uranium, de nouvelles opportunités se profilent dans son extraction.

L'essor mondial des petits réacteurs modulaires pourrait faciliter l'accès des pays africains à l'énergie nucléaire avec des projets plus petits et moins coûteux. Le développement de ces unités fait de surcroît partie des objectifs inscrits dans le partenariat conclu entre l'AIEA et la Banque mondiale en juin 2025. Par ailleurs, la relance nucléaire faisant monter les prix de l'uranium, de nouveaux projets sont en développement à travers le continent : l'Afrique représentait 17 % de la production mondiale en 2022⁸⁷.

L'approche par étapes de l'AIEA

Alors que les annonces se multiplient, l'approche en phases de l'AIEA est un bon indicateur du développement réel des infrastructures des nouveaux entrants – l'Afrique du Sud étant le seul pays du continent avec des réacteurs en exploitation et l'Égypte, le seul à avoir des unités en construction. L'AIEA distingue trois phases de développement de l'énergie nucléaire que nous pouvons résumer ainsi : (1) le temps de la réflexion, (2) la mise en place d'infrastructures pour le développement de l'électronucléaire et, après la sélection d'une technologie et d'un partenaire, (3) la construction d'une centrale et la préparation de l'exploitation. Ainsi, l'Égypte est en phase 3 avec la construction de quatre réacteurs nucléaires russes à El-Dabaa, et l'AIEA recense le Ghana, le Kenya et le Nigeria comme étant en phase 2⁸⁸.

87 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

88 • AIEA, « Outlook for nuclear energy in Africa », 2025.

Panorama continental des projets de forte puissance

L'Afrique du Sud dispose des deux seules unités en exploitation du continent et prévoit 5,2 GW de nouveau nucléaire d'ici à 2039, bien que les projets restent à préciser. En plus de ce nouveau programme à mettre en mouvement, le pays a prolongé de vingt ans l'exploitation des réacteurs de Koeberg pour qu'ils produisent jusqu'en 2044 et 2045.

L'Égypte a inauguré en 2022 le début de la construction du premier des quatre réacteurs de 1 200 MW de la future centrale d'El-Dabaa. Le chargement en combustible de la première unité est prévu en 2027 pour un démarrage en 2028. Rosatom propose même aujourd'hui à l'Égypte l'ajout de deux unités de forte puissance et a engagé des discussions sur les petits réacteurs modulaires⁸⁹.

Concernant les pays engagés dans la seconde phase de développement de l'électronucléaire de l'AIEA, le Ghana envisage aussi bien la construction d'un réacteur de forte puissance que de petits réacteurs modulaires. Le pays s'est doté d'une autorité de sûreté en 2015 et d'un futur exploitant nucléaire en 2018. Deux sites ont été identifiés en 2023 avec la priorité donnée à Nsuban. Le Nigeria prévoit dans sa planification électrique 20 GW de capacité nucléaire en 2060⁹⁰, mais les projets restent là encore à déterminer. Enfin, le Kenya a quant à lui établi l'agence NuPEA en charge du développement du nucléaire

89 • WNN, « Rosatom and Egypt discussing more potential units », 26 août 2026.

90 • Nigeria Federal Ministry of Power, National Integrated Electricity Policy, février 2025.

Afrique

avec l'Energy Act de 2019 et KenGen a été désigné comme le futur exploitant nucléaire du pays en février 2026⁹¹. L'État d'Afrique de l'Est a appelé les vendeurs de technologies à se manifester via une « Request for Information » en juillet 2025, alors que l'objectif affiché est un début de construction en 2027 pour la connexion au réseau d'un premier réacteur en 2034. La puissance de ce premier projet serait de 2 GW⁹².

Un engouement pour la petite puissance

L'Afrique du Sud se distingue aussi dans le domaine de la petite puissance. En novembre 2025, le ministre de l'Électricité et de l'Énergie a annoncé la fin de la mise sous cocon du PBMR, un réacteur à haute température à lit de boulets, en vue de son redémarrage et de la reprise d'activité des laboratoires de recherche associés. Un écosystème ravivé qui pourrait aider Stratek Holdings à développer son HTMR-100 de 35 MW. Enfin, en mars 2026, Necsa a lancé une « Expression of Interest » pour identifier des partenaires et préparer le lancement d'un processus concurrentiel.

Le Ghana a annoncé en 2024 travailler avec l'Américain NuScale pour le déploiement d'une centrale VOYGR, alors qu'en janvier 2025, le simulateur d'une salle de conduite du VOYGR a été inauguré avec le lancement du NuScale Power Energy Exploration (E2) Centre.

Enfin, le Rwanda, qui a accueilli une mission de revue de l'infrastructure nucléaire (INIR) de l'AIEA (phase 1) en mai 2026, souhaite le déploiement d'une première unité au début des années 2030. Pour ce faire, un accord a été signé en mai 2026 lors du Sommet de l'innovation nucléaire pour l'Afrique (Neisa) avec l'Américain Holtec. À noter que le pays a hébergé les deux premiers Neisa, le prochain étant prévu au Togo, en 2027.

Nous pourrions également mentionner les partenariats de Rosatom signés avec le Burkina Faso (2024), le Nigeria (octobre 2025), le Mali (juin 2025), la Guinée équatoriale (mai 2026) pour développer l'énergie nucléaire ou encore l'appel du Niger en septembre 2025 pour que Rosatom l'équipe de deux réacteurs⁹³.

Vers une hausse de la production d'uranium

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 estimations⁹⁴, 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.

91 • NuPEA, « Parliament briefed on progress of Kenya's nuclear power programme », 26 février 2026.

92 • The Star, « Groundbreaking for Kenya's first nuclear power plant set for March 1, 2027 », 9 mars 2026.

93 • Reuters, « Niger says it wants to build two nuclear reactors in partnership with Russia », 26 septembre 2025.

94 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

Selon les estimations, l'Afrique représenterait 21 % des ressources mondiales d'uranium exploitables à moins de 130 dollars/kg.

FAIT MARQUANT

L'Afrique multiplie les sommets pour le développement de l'énergie nucléaire, avec notamment le Sommet de l'innovation nucléaire pour l'Afrique (Neisa) qui se tient annuellement depuis 2025 ou encore la SMR School de l'AIEA qui a ouvert une première édition en 2025 au Kenya.]

En 2023, la Namibie assurait 14 % de la production mondiale, contre seulement 2 % pour le Niger et 0,3 % pour l'Afrique du Sud⁹⁵. Cette production est principalement à destination du parc nucléaire chinois. 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 – Paladin détient une part de 75 %. CGN, l'autre géant du nucléaire chinois, détient en partenariat avec la Banque de développement chinoise 90 % de la mine de Husab. En 2026, un partenariat sino-australien (Bannerman 55 % – CNNC 45 %) s'est conclu pour la construction d'une nouvelle mine dans l'Erongo. Le pays d'Afrique australe va ainsi continuer à représenter une part importante de la production d'uranium au niveau mondial.

Le Niger souhaite quant à lui relancer la production d'uranium après avoir exproprié les anciens propriétaires lors

du coup d'État de l'été 2023. Un accord a ainsi été signé entre Atomic Eagle et le gouvernement nigérien pour exploiter la mine de Madaouela, mettant fin au conflit judiciaire engagé⁹⁶ par le Canadien GoviEX, rebaptisé depuis Atomic Eagle à la suite de son rachat par l'Australien Tombador Iron en novembre 2025. La mine d'Arlit historiquement exploitée par la Somaïr du Français Orano, lui aussi exproprié par la junte militaire, serait réattribuée à une entreprise détenue à majorité par l'État selon les annonces gouvernementales de l'été 2026⁹⁷.

Pour conclure ce bref tour d'horizon, la Russie mise sur la Tanzanie, pays aujourd'hui non producteur, avec un projet pilote (Mkuju River) lancé en juillet 2025⁹⁸. Le début de la production est prévu en 2029 et la capacité de production nominale est estimée à 3 000 tonnes d'uranium par an⁹⁹. ■

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

96 • WNN, « Atomic Eagle reaches agreement on Niger uranium project », 24 août 2026.

97 • WNN, « Niger awards Arlit uranium mining permit to state-owned company », 26 août 2026.

98 • WNN, « Pilot uranium processing plant launched in Tanzania », 31 juillet 2025.

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

En 2023, la Namibie assurait 14 % de la production mondiale, contre seulement 2 % pour le Niger et 0,3 % pour l'Afrique du Sud.

Reste du monde

Arabie saoudite

Des accords de coopération nucléaire dits « 123 Agreements » ont été signés avec les États-Unis en juillet 2026, pouvant ouvrir à des projets de construction.

Birmanie

Un accord intergouvernemental avec la Russie a été signé en mars 2025 pour le développement d'un projet SMR de deux unités RITM-200 (55 MW), avec une option ajoutant jusqu'à 220 MW de capacité. Rosatom vise un début des travaux en 2027.

Brésil

Le Brésil compte une unique centrale avec deux réacteurs en exploitation et un autre 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. La décision de reprise ou non du chantier était encore à l'étude début 2026. En mai 2025, le ministre des Mines et de l'Énergie du Brésil a déclaré vouloir développer des projets SMR avec la Russie.

Ouzbékistan

En juin 2026, le pays a officiellement lancé la construction de sa première centrale

nucléaire. Elle rassemblera à terme deux réacteurs russes de 1 200 MW et deux petits réacteurs modulaires de 55 MW. Un second site est en préparation et fera l'objet d'une communication plus détaillée ultérieurement.

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 une, voire deux autres installations, avec cette fois-ci des partenaires chinois. La feuille de route énergétique publiée en 2026 prévoit jusqu'à quatre centrales nucléaires en exploitation en 2050. Dans le secteur minier, le Kazakhstan est le premier producteur mondial d'uranium avec 43 % de la production en 2022¹⁰⁰.

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 Zuuvch Ovoo, située dans le Sud-Est de la Mongolie, dans la province de Dornogovi. La construction a débuté en juin 2026.

Pakistan

Le pays compte six réacteurs nucléaires en exploitation pour 16 % de la production nationale d'électricité en 2025. Tous les réacteurs 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.

Philippines

En 2022, le gouvernement Duterte a dressé une trajectoire menant à une capacité nucléaire de 4,8 GW en 2050, en passant par 1,2 GW dès 2032. Le pays donnerait la priorité aux SMR, alors que l'agence américaine pour le Commerce et le Développement a annoncé en février 2026 un financement de 2,7 millions de dollars pour soutenir Meralco PowerGen dans son évaluation du déploiement de SMR américains.

Turquie

La Turquie a commandé quatre unités de 1 200 MW à

la Russie. Le premier béton de la première unité a été coulé en 2018 et le démarrage de cette première unité est attendu avant la fin de l'année 2026. La centrale va produire environ 10 % des besoins électriques du pays. Ankara envisage la construction de deux centrales supplémentaires, mais les partenaires restent à sélectionner.

Émirats arabes unis

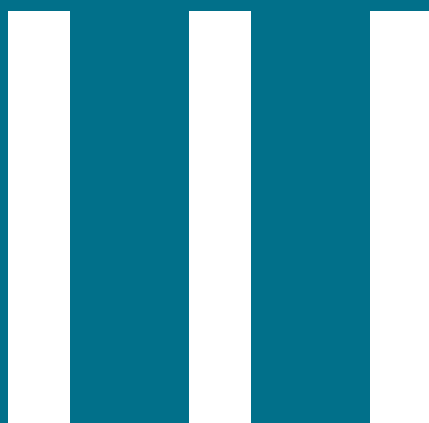
La centrale de Barakah, comprenant quatre APR1400, a été finalisée en mars 2024 et le nucléaire a représenté 22 % de la production électrique nationale en 2025. Le lancement très rapproché des chantiers a permis aux quatre réacteurs de sortir de terre en douze ans, soit un peu plus de huit ans de construction par unité.

Vietnam

En mars 2026, le Vietnam a signé un accord intergouvernemental avec la Russie pour la construction de deux VVER-1200 à Ninh Thuan avec pour modèle la centrale russe de Leningrad. L'objectif serait de mettre en service la toute première centrale du pays à la fin des années 2030.

100 • AEN, AIEA, « Uranium 2024, resources, production and demand », 2025.

Data



Data

I - Le nucléaire dans le monde

1• Les réacteurs nucléaires dans le monde en 2026 Source : AIEA – PRIS, septembre 2026.

	2023	2024	2025 (septembre)	2026 (septembre)
Réacteurs en opération	410	417	416	417
Réacteurs en opération suspendue	27	25	23	21
Réacteurs en construction	57	62	63	78

2• Le nucléaire dans le monde en 2026 Source : AIEA – PRIS, septembre 2026.

Pays	Capacité nucléaire (GW)	Réacteurs en construction	Réacteurs en opération	Part du nucléaire dans la production électrique (2025)
États-Unis	97	0	94	18 %
France	63	0	57	68 %
Chine**	60	37	60	5 %
Russie	28	5	34	19 %
République de Corée	25	4	26	31 %
Canada	12,7	1	17	13 %
Japon	14	2*	14	9 %
Ukraine	13	2*	—	—
Inde	7,7	8	23	3 %
Espagne	7,1	0	7	19 %
Suède	7	0	6	27 %
Royaume-Uni	5,8	2	9	11 %
Émirats arabes unis	5,3	0	4	22 %
Finlande	4,3	0	5	40 %
Tchéquie	4	0	6	42 %
Pakistan	3,2	1	6	17 %
Suisse	3	0	4	27 %
Slovaquie	2,3	1	5	64 %
Biélorussie	2,2	0	2	39 %
Bulgarie	2	0	2	38 %
Hongrie	2	1	4	45 %
Belgique	2	0	2	33 %
Afrique du Sud	1,8	0	2	5 %
Brésil	1,8	1	2	2 %
Argentine	1,6	1	3	7 %
Mexique	1,5	0	2	4 %
Roumanie	1,3	0	2	20 %
Iran	0,9	2	1	1 %
Slovénie	0,7	0	1	40 %
Arménie	0,4	0	1	30 %
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 d'une unité CAP1400 non recensée par le PRIS.

Data

3• L'évolution du parc nucléaire mondial (2005-2025) 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
2025	380	420

4• Les réacteurs connectés au réseau électrique (septembre 2024 – septembre 2026)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Connexion au réseau
Onagawa-2*	Japon	800	15 novembre 2024
Zhangzhou-1	Chine	1 126	28 novembre 2024
Shimane-2*	Japon	800	12 décembre 2024
Flamanville-3	France	1 630	21 décembre 2024
Rajasthan-7	Inde	630	17 mars 2025
Zhangzhou-2	Chine	1 126	22 novembre 2025
Koursk-2-1	Russie	1 200	31 décembre 2025
Tarapur-1*	Inde	150	1 ^{er} janvier 2026
Taipingling-1	Chine	1 116	13 février 2026
Sanao-1	Chine	1 117	12 mars 2026
Kashiwazaki-Kariwa-6*	Japon	1 315	16 avril 2026
Tarapur-2	Inde	150	6 juin 2026

5• Les fermetures de réacteurs (janvier 2025 – septembre 2026)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Arrêt définitif
Doel-1	Belgique	445	14 février 2025
Maanshan-2	Taïwan	938	18 mai 2025
Tihange-1	Belgique	962	1 ^{er} octobre 2025
Doel-2	Belgique	445	30 novembre 2025
Bilibino-2	Russie	11	1 ^{er} décembre 2025
Bilibino-3	Russie	11	19 décembre 2025
Bilibino-4	Russie	11	30 décembre 2025

6• Les nouveaux chantiers (janvier 2025 – septembre 2025)

Réacteur	Pays	Puissance (MWe)	Premier béton
Taipingling	Chine	1 209	10 juin 2025
Jinqimen-1	Chine	1 145	10 août 2025
Zhaoyuan-1	Chine	1 117	18 novembre 2025
Sanao-3	Chine	1 208	19 novembre 2025
Ningde-6	Chine	1 117	16 décembre 2025
Bailong-1	Chine	1 160	22 décembre 2025
Lufeng-2	Chine	1 250	22 décembre 2025
Kursk-2-3	Russie	1 123	24 décembre 2025
Paks-5	Hongrie	1 185	5 février 2026
Kaiga-5	Inde	630	1 ^{er} mars 2026
Kaiga-6	Inde	630	1 ^{er} mars 2026
Jinqimen-2	Chine	1 145	4 avril 2026
Darlington SMR-1	Canada	300	22 avril 2026
Taipingling-4	Chine	1 209	10 mai 2026
Shin-Hanul-4	Corée du Sud	1 340	29 mai 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 ans)
Barakah-1 (Émirats arabes unis)	2012	2020	97
Barakah-2 (Émirats arabes unis)	2013	2021	101
Barakah-3 (Émirats arabes unis)	2014	2022	97
Barakah-4 (Émirats arabes unis)	2015	2024	104
Moyenne Émirats arabes unis			99 (8 ans)

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	88
Zhangzhou-1 (Chine)	2019	2024	61
Zhangzhou-2 (Chine)	2020	2025	62
Sanao-1 (Chine)	2020	2026	63
Taipingling-1 (Chine)	2019	2026	74
Moyenne Chine			71 (6 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
Koursk-2-1	2018	2025	91
Moyenne Russie			108 (9 ans)
Astravets-1 (Biélorussie)	2013	2020	84
Astravets-2 (Biélorussie)	2014	2023	109
Moyenne Biélorussie			96 (8 ans)

* Certaines durées de construction sont différentes de celles communiquées en 2025 en raison de nouvelles méthodologies de calcul de l'AIEA.

Data

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	103
Taishan-2 (Chine)	2010	2019	110
Moyenne Chine			106 (9 ans)
Olkiluoto-3 (Finlande)	2005	2022	199
Flamanville-3 (France)	2007	2024	204
Moyenne Monde			154 (13 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	107
Haiyang-2 (Chine)	2010	2018	100
Moyenne Chine			105 (9 ans)
Vogtle-3 (États-Unis)	2013	2023	120
Vogtle-4 (États-Unis)	2013	2024	124
Moyenne États-Unis			122 (10 ans)

III - Les petits réacteurs modulaires

12• Certification des petits réacteurs modulaires dans le monde (septembre 2026)

Source : AEN, SMR Dashboard 2025 – Digital Dashboard 2026.

Année	Pré-certification	Certification en cours	Concept approuvé	Construction autorisée	Exploitation autorisée
2025	33	7	1	7	3
2026 (sept.)	42	14	2	8	3

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

Source : AEN, SMR Dashboard 2025 – Digital Dashboard 2026.

Année	Sélection d'une technologie par le propriétaire d'un site	Permis de construction obtenu	Construction en cours ou achevée
2025	22	3	7
2026 (sept.)	27	5	7

Data

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 %
Brésil	167 800	3 %
Autres	770 341	13 %
Total	5 925 700	100 %

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 %

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

Pays d'origine	2024	2025
Canada	34 %	36,7 %
Kazakhstan	24 %	20,3 %
Russie	15,5 %	16 %
Ouzbékistan	1,8 %	10,3 %
Australie	10,5 %	9,4 %
Namibie	1	5,7 %
Niger	8,5 %	0,2 %
Chine	4,6 %	0 %

17 • Capacité d'enrichissement par entreprise en 2025 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)	17 200	28 %
CNNC (Chine)	10 000	16 %
Orano (France)	7 500	12 %
Autres (INB, JNFL)	400	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)
APR1400	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)
GenIII+	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
VVER1200	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