

Résumé

Annalisa Manera and Andreas Pautz (Paul Scherrer Institute)

Énergie nucléaire en Suisse

En 2023, la Suisse a produit de l'énergie nucléaire au moyen de quatre réacteurs en exploitation (Beznau 1 et 2, Gösgen et Leibstadt) d'une capacité totale d'environ 3 gigawatts électriques (GWe). La production d'énergie nucléaire continue de jouer un rôle important dans le mix d'électricité en Suisse : en 2022, les quatre centrales nucléaires ont produit 23,1 TWh, ce qui représente près de 36 % de la production totale d'électricité et la deuxième plus grande contribution à la production nationale d'électricité. L'énergie hydraulique, qui contribue à presque 53 % de la production d'électricité en Suisse, reste la source d'énergie dominante. L'énergie nucléaire revêt une importance particulière pendant les mois d'hiver (en 2022, elle a contribué à plus de 40 % du mix de production national sur une période de cinq mois). Grâce à la prédominance de l'énergie hydraulique et de l'énergie nucléaire (89,2 % du mix d'électricité en 2022), le bilan net des émissions de CO₂ de la production d'électricité en Suisse est aujourd'hui quasiment nul (tableau 1.3 du rapport principal).

Énergie nucléaire dans le monde

Dans les pays de l'OCDE également, l'énergie nucléaire reste la principale source d'électricité à faible émission de carbone (part de l'électricité en 2022 : 15,8 % de nucléaire, 12,6 % d'hydraulique, 9,9 % d'éolien, 5,9 % de solaire). Que ce soit dans les pays de l'OCDE ou dans le reste du monde, la majeure partie de la production d'électricité provient toutefois de la combustion de carburants fossiles (près de 50 % dans l'OCDE et plus de 60 % dans le monde). Le tableau s'assombrit encore si l'on considère la consommation mondiale d'énergie primaire, avec plus de 80 % de l'énergie toujours produite à partir de sources fossiles, contre seulement 7 % pour l'énergie hydraulique, 4 % pour l'énergie nucléaire et 5 % pour l'énergie éolienne et solaire prises ensemble.

32 pays du monde recourent à l'énergie nucléaire, 13 autres sont à un stade avancé de planification ou de construction pour inclure le nucléaire dans leur mix d'électricité (trois de ces pays sont déjà en train de construire des centrales nucléaires) et 17 autres sont en phase de décision. Quatre pays prévoient de sortir du nucléaire, mais seule l'Allemagne a définitivement cessé de produire de l'électricité à partir de l'énergie nucléaire en 2023. L'Espagne prévoit une sortie du nucléaire d'ici 2035, tandis que la Belgique, malgré sa décision de sortir du nucléaire en raison de la récente crise énergétique, a prolongé la durée de vie de deux de ses sept réacteurs, et la Suisse projette une exploitation à long terme de ses centrales existantes pouvant aller jusqu'à 80 ans, avec une sortie progressive dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050.

En mars 2024, au total 415 centrales nucléaires, pour une puissance installée totale de 373.257 GWe, étaient en service dans le monde. De plus, 57 centrales sont en cours de construction, pour une capacité supplémentaire de 59,22 GWe. En Europe, 167 centrales nucléaires sont en service (148 GWe) et 9 en construction (10,1 GWe).

Les pays dans lesquels se trouve le plus grand nombre de centrales nucléaires en service sont les États-Unis, la France, la Chine et la Russie. En mars 2024, la Chine était le pays où l'énergie nucléaire connaissait la plus forte croissance, avec 27 centrales en construction, suivie par l'Inde (sept centrales en construction), la Turquie (4), l'Égypte (4), la Corée du Sud (2) et la Russie (4). La Chine a déjà atteint une puissance nucléaire installée de 53,3 GWe en 2023 (avec près de 400 TWh produits en 2022), 30,9 GWe supplémentaires sont en cours

de construction et ses plans de croissance sont considérables (avec l'objectif d'atteindre jusqu'à 150 GWe de capacité nucléaire installée d'ici 2030). En Europe, les pays suivants construisent ou prévoient de construire de nouvelles centrales dans un proche avenir : France (1 centrale EPR en construction, 6 centrales EPR 2 autorisées, d'autres planifiées), Royaume-Uni (2 centrales EPR en construction, 2 autres centrales EPR prévues), Slovaquie (1 centrale en construction, d'autres proposées), Bulgarie (2 centrales AP1000 prévues), République tchèque (4 centrales prévues, plus 3 sites identifiés pour plusieurs SMR), Pays-Bas (2 centrales prévues), Roumanie (2 centrales CANDU prévues, 6 modules SMR de NuScale proposés), Hongrie (2 centrales VVER approuvées), Slovénie (1 centrale proposée), Suède (2 centrales prévues d'ici 2035, 10 installations supplémentaires prévues après 2035), Estonie et Pologne (3 centrales AP1000 approuvées, 2 centrales APR1400 prévues, 24 installations SMR BWR-300 prévues). Deux nouvelles centrales ont en outre été raccordées au réseau en Biélorussie et en Finlande en 2023. Parmi les développements récents, il convient de mentionner la construction en Finlande du premier dépôt en couches géologiques profondes au monde pour les déchets hautement radioactifs, dont la construction doit aboutir au milieu des années 2020. La Suède a aussi octroyé un permis de construire pour un tel site, dont la construction devrait commencer ces prochaines années, tandis qu'en France, une demande de construction est actuellement examinée par l'autorité de surveillance. Une décision concernant le site définitif est attendue pour 2025, et l'exploitation devrait débuter en 2040. Au Canada, la sélection du site d'entreposage des déchets devrait être connue en 2024. En Suisse, l'autorisation d'un dépôt en couches géologiques profondes est attendue vers 2030 (sous réserve d'une évaluation positive par les autorités de surveillance et, le cas échéant, d'un référendum facultatif), la mise en service prévue pour 2050.

Ces dernières années, notamment dans le contexte des changements géopolitiques induits par la guerre en Ukraine, plusieurs pays ont revu leurs plans en matière nucléaire. Ce qui a abouti à :

- la création en 2023 de l'Alliance européenne du nucléaire, dans le cadre de laquelle 16 pays (France, Belgique, Bulgarie, Croatie, République tchèque, Finlande, Hongrie, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovénie, Slovaquie, Estonie, Suède, Italie, Royaume-Uni) prévoient de mettre en place une industrie nucléaire européenne intégrée et s'engagent à atteindre une part de 150 GWe d'énergie nucléaire dans le mix d'électricité de l'UE d'ici 2050 (soit une augmentation de 50 % par rapport à la part actuelle) ;
- la création en 2024 de l'Alliance des petits réacteurs nucléaires modulaires de la Commission européenne dont l'objectif est de « maintenir le leadership technologique et industriel de l'Europe dans le domaine de l'énergie nucléaire » ;
- la déclaration sur l'énergie nucléaire lors de la Conférence des Nations unies sur le climat (COP28) en décembre 2023, adoptée par 22 pays qui se sont fixés pour objectif de tripler l'énergie nucléaire d'ici 2050 afin d'atteindre le nouvel objectif zéro, « en reconnaissant le rôle clé de l'énergie nucléaire dans l'atteinte d'émissions nettes de gaz à effet de serre/neutralité carbone à l'échelle mondiale d'ici le milieu du siècle environ ». Figurent parmi ces pays les États-Unis, la Bulgarie, le Canada, la République tchèque, la Finlande, la France, le Ghana, la Hongrie, le Japon, la Corée du Sud, la Moldavie, la Mongolie, le Maroc, les Pays-Bas, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie, la Slovénie, la Suède, l'Ukraine, les Émirats arabes unis et le Royaume-Uni ;
- l'introduction aux États-Unis d'un plan d'investissement pour promouvoir le développement de SMR et de micro-réacteurs et leur utilisation aux États-Unis ainsi qu'à l'étranger. La loi sur la réduction de l'inflation signée en 2022 vise à soutenir les centrales existantes et les nouvelles centrales par le biais d'aides à l'investissement et d'incitations fiscales, tant pour les

grandes centrales existantes que pour les réacteurs de pointe plus récents destinés à la production d'uranium et d'hydrogène. La durée de vie de plusieurs centrales a été prolongée (p. ex. Diablo Canyon en Californie, dont la désaffectation était prévue en 2022. Six réacteurs ont vu leur durée de vie prolongée de 80 ans. Plusieurs autres attendent une décision de l'autorité de surveillance.) À noter que l'État du Michigan remet en service la centrale de Palisades, à l'arrêt depuis 2022. Certains projets pilotes ont été lancés avec succès dans des centrales nucléaires existantes afin d'utiliser l'énergie nucléaire pour la production d'hydrogène.

Compte tenu de la reconnaissance croissante de l'importance d'une production fiable en ruban, plusieurs entreprises américaines telles qu'Amazon, Google, Microsoft et des industries à forte consommation d'énergie comme Nucor (production d'acier) et Dow Chemicals ont signé des accords avec des fournisseurs ou des distributeurs d'énergie nucléaire pour leur approvisionnement futur.

Statut des réacteurs à eau légère (LWR) de génération III/III+ et durée de construction

Les réacteurs de génération III/III+ sont une nouvelle génération de centrales nucléaires basées sur la même technologie de réacteurs à eau légère (LWR) que celles des centrales en service actuellement, mais qui se distinguent par une nette amélioration des dispositifs de sécurité, dont les caractéristiques de conception tiennent compte des enseignements tirés des trois plus grands accidents nucléaires de l'histoire. En décembre 2023, 38 grandes unités LWR de génération III/III+ sont en service, et sur les 60 réacteurs actuellement en construction, 51 sont de grandes LWR de génération III/III+. D'autres unités ont été commandées ou des appels d'offre sont en cours (p. ex. trois unités en Pologne, deux unités en Grande-Bretagne, une unité en République tchèque, etc.), et plusieurs autres sont prévues.

La durée moyenne de construction des 38 réacteurs de génération III/III+ en service est de 7,7 ans, la médiane étant de 8 ans (voir figures 2.5 et 2.6 du rapport principal). En comparaison, la durée moyenne de construction des 413 réacteurs de génération II et II dans le monde est globalement de 7,5 ans, la valeur médiane de 6,3 ans. Ces chiffres ne tendent pas confirmer l'avis général selon lequel la durée de construction des nouvelles centrales a fortement augmenté. Ils corroborent plutôt un allongement modéré des travaux de construction, avec quelques projets d'exception notoires, notamment pour les premières centrales nucléaires en Europe et aux États-Unis, dont les durées de construction ont connu une hausse disproportionnée. D'autre part, il a été prouvé à maintes reprises qu'il est techniquement possible de livrer un système clé en main en moins de six ans, pour autant qu'une chaîne d'approvisionnement performante soit mise en place pour les composants clés. En particulier les centrales ABWR (GE Hitachi/Toshiba) au Japon se caractérisent par leur courte durée de construction, puisqu'elles ont toutes été achevées en moins de quatre ans. Le réacteur AP-1000 de Westinghouse aux États-Unis (Vogtle 3) et les deux centrales EPR à Olkiluoto (Finlande) et Flamanville (France) se situent à l'extrémité opposée du spectre, avec des durées de construction respectives de 10 et 16 ans et demi.

Dès le départ, ces projets ont dû faire face à des défis particuliers, car il s'agissait de chantiers pionniers pour la construction des premières grandes centrales de ce type en Europe et aux États-Unis après une pause de plusieurs décennies dans les projets de construction de nouvelles centrales, et il fallait relancer les capacités de fabrication et les chaînes d'approvisionnement. De plus, les autorités de surveillance, tant en Finlande qu'aux États-Unis, ont exigé d'importantes modifications de la conception des centrales pendant une bonne

partie de la phase de construction. Les deux centrales EPR en construction à Hinkley Point au Royaume-Uni ont aussi subi des retards importants, bien que de moindre ampleur qu'en Finlande et à Flamanville. Ces retards étaient en partie dû à l'absence de certains éléments dans la chaîne d'approvisionnement britannique, à la nécessité de former la main-d'œuvre (avec des retards principalement dans la construction des bâtiments) et à un grand nombre de changements de conception (plus de 7000) imposés par l'autorité de surveillance. Malgré ces écueils, le gouvernement britannique a confirmé la construction de deux nouvelles centrales EPR sur le site de Sizewell.

Le degré d'exactitude de la conception en début de construction et la mise en place d'une chaîne d'approvisionnement et de capacités de fabrication opérationnelles sont donc des facteurs importants dans la détermination de la durée de construction ; l'expérience acquise sur plusieurs sites consécutifs et la fiabilité du cadre financier et juridique sont également des facteurs importants. La Chine n'a cessé de réduire les délais de construction de ses centrales, ses neuf dernières installations (de conception standardisée HPR1000 et ACPR-1000) ayant toutes été construites en 5 à 7 ans. Le récent exemple des Émirats arabes unis, où la société sud-coréenne KHNP a établi une capacité nucléaire de 5,2 GWe (4 unités APR1400) en neuf ans pour un coût total de seulement 24 milliards de dollars, est également remarquable.

Rentabilité des LWR de génération III/III+

Des estimations basées sur des sources scientifiques sérieuses (PSI 2019) chiffrent le coût de revient de l'électricité (levelized cost of electricity, LCOE) des nouvelles centrales nucléaires entre 7 et 12 centimes/kWh. Tant que la durée de construction reste inférieure à 8 ans (la médiane des 38 constructions de génération III/III+ est de 7,7 ans), il est possible d'atteindre des LCOE de 7 centimes, ce qui est conforme aux études PSI réalisées en 2019. Ce chiffre se situe bien dans la fourchette des LCOE actuels et futurs pour les sources d'énergie renouvelables en Suisse et les centrales hydroélectriques existantes, et fournirait de l'électricité en ruban. Les résultats PSI de 2019 sont conformes à d'autres études validées par des experts et publiées dans la littérature en libre accès. Les LCOE actuels pour l'exploitation des centrales nucléaires suisses existantes se situent à 4,0-5,5 cts/kWh (y compris l'intégralité des coûts de gestion des déchets). Une exploitation à long terme de ces centrales jusqu'à 60 ans entraînerait une augmentation de 1 à 2 centimes du coût de production de l'électricité. Il convient toutefois de noter que le concept de coût de revient de l'électricité LCOE a été introduit à l'origine pour comparer des sources d'énergie réglables, mais que sa valeur est limitée dans un système énergétique de plus en plus complexe, avec une proportion de plus en plus importante d'énergies renouvelables fluctuantes. Il est de plus en plus reconnu qu'il est nécessaire, en pareil cas, de tenir compte non seulement des coûts de production de l'électricité, mais également de l'ensemble des coûts des systèmes (coûts d'équilibrage, coûts de développement du réseau, coûts de réserve, etc.). L'OCDE a récemment publié la tentative d'une étude de ce type pour le système énergétique suisse, mais aucun grand modèle complet incluant différents scénarios d'utilisation de l'énergie nucléaire n'a jamais été réalisé.

Les premières centrales EPR à 1600 MWe à Olkiluoto et Flamanville ont été bien plus coûteuses que les centrales APR1400 sud-coréennes à 1400 MWe construites aux Émirats arabes unis. Alors que l'APR1400 coûte 6 milliards de dollars par unité, les deux EPR à Olkiluoto et Flamanville coûtent respectivement près de 11 et 13,2 milliards d'euros. Ce coût élevé du capital doit toutefois être rapporté à l'énergie produite. Une seule unité EPR produirait plus de 12 TWh/an. À titre de comparaison, pour produire la capacité annuelle d'une centrale EPR avec des installations solaires alpines, il faudrait plus de 3800 « Alpin Solar » (installation du barrage de Muttsee) pour un coût supérieur à 30 milliards de francs (sans compter les coûts supplémentaires de réserve, de stockage et de développement du réseau), ou plus de 780 installations du type de l'installation de Gondosolar pour un coût d'env. 29 milliards de francs.

Le coût élevé du capital d'une grande centrale nucléaire constitue l'un des principaux défis économiques de l'énergie nucléaire, car il réduit le nombre potentiel d'investisseurs privés. Ce risque est légèrement atténué par les SMR et pourrait être totalement éliminé par les microréacteurs dont le coût total du capital est comparable aux centrales solaires alpines, tout en fournissant une production d'énergie beaucoup plus élevée et plus régulière.

Plusieurs modèles impliquant la participation des gouvernements en tant que bailleurs de fonds propres ou fournisseurs de crédit ou par le biais de mesures politiques telles que garanties de prêt ou « contracts of differences » (CfD, rémunérations minimales) ont été mis en œuvre par le passé pour maîtriser le coût élevé du capital des grandes centrales. Contrairement à la perception générale du public, l'énergie nucléaire est la moins subventionnée de toutes les sources d'énergie, comme nous le verrons en détail à la section 1.4.2 du présent rapport. Dans l'Union européenne, sur la période 2015-2022, les subventions pour l'énergie nucléaire ont atteint un record de 7,6 milliards d'euros en 2021, comparé à 88 milliards d'euros pour les énergies renouvelables et 123 milliards d'euros pour les combustibles fossiles. Aux États-Unis, le montant maximum des subventions pour l'énergie nucléaire était inférieur à 600 millions de dollars entre 2016 et 2022, contre plus de 17 milliards pour les énergies renouvelables, plus de 2,5 milliards pour le charbon et près de 3 milliards pour le gaz.

Les taux d'intérêt du capital ont été fortement influencés par le système financier (p. ex. la garantie de crédit de l'État) et le cadre réglementaire. Une méthode efficace pour réduire les coûts consiste à construire plusieurs unités sur le même site. Lors du projet Barakah aux Émirats arabes unis par exemple, les coûts ont pu être réduits de 40 % entre la construction des unités 1 et 4. Au nombre des facteurs ayant un impact positif sur la réussite d'une nouvelle construction figurent la réalisation des parties pertinentes de la conception avant le début de la construction, l'existence d'une chaîne d'approvisionnement bien établie, l'accès à une main-d'œuvre qualifiée et un cadre réglementaire stable.

Le coût de production de l'électricité pour les SMR atteindront vraisemblablement un niveau similaire aux grandes centrales nucléaires, les économies d'échelle étant compensées par les retombées de la fabrication (production de masse), bien que des coûts plus élevés soient attendus pour les premières unités. Pour le premier projet de SMR de NuScale, qui devrait être construit ces prochaines années dans l'Utah, le coût a été estimé à 5,8 cts/kWh (estimation de 2020). En raison d'une hausse des taux d'intérêt de 150 % et d'une augmentation considérable des frais de matériel (p. ex. 40 % d'augmentation du coût de l'acier) au cours des 18 derniers mois, les coûts devraient grimper à 8,9 cts/kWh jusqu'en 2023. Le projet n'étant pas compétitif par rapport à la production d'électricité à partir du gaz et du charbon, auxquels les services publics locaux de l'Utah avaient accès, il a été suspendu au profit d'une centrale à gaz.

Sécurité de la génération III/III+

D'importantes modifications ont été apportées aux exigences de sécurité des centrales de génération III/III+. Les systèmes de gestion des accidents majeurs font désormais partie intégrante de la conception, et l'indépendance des différents niveaux de sécurité superposés (defense in depth) a été renforcée. La mise en œuvre de cette nouvelle philosophie de sécurité a abouti à la mise en place de toute une série de nouveaux systèmes de sécurité passifs (qui ne dépendent pas d'une énergie externe comme les générateurs diesel ou d'une intervention de l'exploitant pour fonctionner) et de délais de carence prolongés (grace period) dont l'objectif est de pratiquement exclure la survenance de conséquences graves telles que cœur en fusion suivi d'une défaillance de l'enceinte de confinement (containment), qui pourraient entraîner des fuites précoces ou importantes de substances radioactives. Ces nouvelles approches ont notamment débouché sur les éléments suivants :

- prolongation du délai de carence (pendant lequel aucune intervention humaine n'est nécessaire, même dans les circonstances les plus extrêmes d'un accident) de 30 minutes pour les conceptions de génération II à minimum 3 jours, plus souvent plus d'une semaine ;
- fréquences de dommages nucléaires inférieures à 10^{-6} /an (c'est-à-dire, en termes de probabilité, moins d'une fois tous les millions d'années) ;
- probabilité d'une défaillance de l'enceinte de confinement après l'accident avec rejets dans l'environnement inférieure à 10^{-7} /an (soit moins d'une fois tous les dix millions d'années).

La probabilité d'un accident nucléaire et d'une très importante émission de radioactivité est donc d'une à deux fois inférieure à celle des centrales actuelles de génération II dûment mises à niveau, lesquelles ont déjà atteint un excellent niveau de sécurité grâce aux mesures et aux tests de résistance post-Fukushima.

Statut des petits réacteurs modulaires (SMR)

Les petits réacteurs modulaires (SMR) sont des réacteurs modernes d'une puissance nominale pouvant atteindre 300 MW(e) par unité. Ils sont conçus pour être construits en usine et transportés sur le lieu où ils seront utilisés. Ils sont généralement installés sous terre. L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) estime que les SMR constitueront près de 9 % de la capacité totale des nouvelles centrales nucléaires d'ici 2035. Dix SMR sont actuellement en service en Russie et en Chine, et plusieurs autres sont en construction ou attendent une approbation (États-Unis, Canada, France), voir tableau 1 et 2.

Parmi les SMR refroidis à l'eau, NUWARD (EDF), Roll-Royce (Royaume-Uni), BWXR-300 (États-Unis), Holtec-180 (États-Unis), AP300 (États-Unis) et VOYGR (NuScale) sont les types de construction les plus avancés pour une utilisation en Europe d'ici 2030. VOYGR a déjà été homologué aux États-Unis, tandis que les autres conceptions en sont à différents stades de pré-certification aux États-Unis, au Canada et dans certains pays européens. Certains fournisseurs de SMR ont reçu des commandes (p. ex. BWRX-300 au Canada). En 2022, NUWARD a reçu 500 millions d'euros de la part du gouvernement français en vue de la construction d'un premier réacteur prévu pour 2030.

L'intérêt général pour les SMR est né de la nécessité d'alimenter en électricité des régions isolées ou des zones hors réseau qui dépendent actuellement du gaz, du pétrole ou du diesel, et de remplacer les centrales électriques à combustibles fossiles vieillissantes de l'ordre de 300 à 400 MWe. Pour les pays disposant de réseaux électriques de petite taille, dans lesquels l'utilisation d'une grande centrale nucléaire ne serait pas possible ou dont les investisseurs et exploitants ne seraient pas en mesure ou refusent d'investir des capitaux importants, les SMR sont considérés par certains comme une option économiquement viable. De plus, les SMR peuvent offrir des possibilités d'alimenter des sites industriels gourmands en énergie (p. ex. l'industrie du béton et de l'acier) ou de proposer des applications non électriques de l'énergie nucléaire, telles que le chauffage urbain, le dessalement de l'eau de mer ou même la production d'hydrogène.

En raison de leur taille réduite, la plupart des SMR présente des caractéristiques de sécurité basées entièrement sur la sécurité passive. De ce fait, la Nuclear Regulatory Commission américaine a approuvé une nouvelle règle de dimensionnement des zones de planification d'urgence (emergency planning zone, EPZ) basée sur différents scénarios d'accident et leurs conséquences. Le SMR de NuScale a donc été autorisé avec une EPZ limitée au périmètre du terrain des installations (c'est-à-dire qu'aucune zone d'évacuation n'est requise). D'autres SMR aux États-Unis devraient bénéficier d'une réglementation similaire.

Tableau 1 LWR SMR à un stade de développement avancé

Nom	Puissance thermique [MWth (MWe)]	Type	Organisation de conception	Pays	Statut
CAREM	100 (30)	Integral PWR	CNEA	Argentine	En construction
ACPR50S	200 (60)	Floating PWR	CGNCP	Chine	En construction
ACP100	385 (125)	Integral PWR	CNNC et NPIC	Chine	Début construction en 2021
KLT-40S	150 (35)	Floating PWR	OKBM	Russie	2 unités en service
VOYGR	250 (77)	Integral PWR	NuScale Power	États-Unis	Sélectionné aux États-Unis et en Europe
AP300	900 (300)	One-loop PWR	Westinghouse	États-Unis	Sélectionné en GB
UK SMR	1,358 (470)	Integral PWR	Rolls-Royce	GB	Sélectionné en Estonie et en GB
NUWARD	540 (170)	Integral PWR	EDF	France	Premier du genre en France d'ici 2030.
BWRX-300	870 (290)	Integral BWR	GE-Hitachi	États-Unis	Plusieurs unités prévues au Canada et aux États-Unis Sélectionné en Europe.
SMR-160	525 (160)	PWR	Holtec	États-Unis	Sélectionné dans divers pays
SMART	365 (107)	PWR	KAERI	Corée	Autorisé en Corée
RITM-200	175 (55)	Floating PWR	OKBM	Russie	6 unités en service. Plus en construction.
RITM-200N	190 (55)	On-shore PWR	OKBM	Russie	Premier concrètement planifié pour 2024.
RITM-200S	198	Floating PWR	OKBM	Russie	Prévu sur le site de la mine de cuivre de Baimskaya, déploiement en 2027.
RITM-200M	175 (50)	Floating PWR	OKBM	Russie	Protocole d'accord signé pour le déploiement aux Philippines et au Myanmar.

Les avantages principaux des SMR sont leurs très faibles coûts d'investissement initiaux dus à la taille réduite de l'installation, les délais de construction réduits résultant du passage à la production en usine, la grande flexibilité de la compensation de charge, ce qui facilite leur intégration avec des sources d'énergie renouvelables intermittentes, et des concepts de sécurité améliorés. Les économies d'échelle des grandes centrales nucléaires seront probablement remplacées par des gains de production (modules fabriqués en usine) et des chantiers plus simples, le coût du kWh étant du même ordre que pour celles-ci. L'AIEA et les autorités de surveillance américaines/européennes sont en train d'harmoniser les procédures d'octroi de licence pour les SMR afin de créer un cadre stable et transparent qui évite les modifications imprévisibles des réglementations d'octroi nationales.

La plupart des SMR à court terme appartiennent, comme les grands réacteurs, à la catégorie des réacteurs à eau légère de génération III/III+, avec une perspective plausible d'exploitation commerciale des premières centrales de démonstration dans les pays occidentaux d'ici 2030, voire avant (voir tableau 1 ci-dessus). Les SMR avancés faisant appel à d'autres agents réfrigérants que l'eau (p. ex. métal liquide, hélium, sel fondu) font partie des centrales nucléaires de génération IV et leur développement est assuré par un grand nombre de start-up. Toutefois, sur le plan commercial, certaines de ces conceptions (le sel fondu p. ex.) accusent un retard de plusieurs années sur le développement des LWR. Alors que des SMR non refroidis à l'eau sont déjà en service en Chine et en Russie, le premier SMR refroidi au sodium devrait être celui de Terrapower, qui doit être construit dans le Wyoming (États-Unis). La demande de permis de construire pour ce SMR a été déposée en mars 2024 et acceptée aux fins d'examen par l'autorité de surveillance américaine en mai 2024.

Tableau 2 SMR non-LWR à un stade de développement avancé

Nom	Puissance thermique (MWth)	Type	Organisation de conception	Pays	Statut
Spectre thermique					
HTR-PM	500	HTGR	INET	Chine	2 unités en service en Chine depuis déc. 2021, 18 unités HTR-PM supplémentaires proposées.
KP-FHR	311	MSR / fuel solide	Kairos Power	États-Unis	Permis de construire pour une unité de démonstration obtenu en déc. 2023.
XE-100	200	HTGR	X-energy	États-Unis	Pré-certification terminée au Canada. Pré-licence aux États-Unis. Sélectionné par Dow Chemical (États-Unis)
IMSR	884	MSR intégral	Terrestrial Energy	Canada	Pré-licence aux États-Unis et au Canada.
Spectre rapide					
ARC-100	286	SFR	ARC Clean Tech.	Canada	Pré-licence aux Canada.
Wasteburner	750	MSR	Moltex Energy	Canada	Pré-licence aux Canada
Sodium	840	SFR	TerraPower	États-Unis	Pré-licence aux États-Unis. À construire dans le Wyoming (États-Unis)
BREST-OD-300	700	LFR	NIKIET	Russie	En construction en Russie. Fin des travaux prévu pour 2026.
CFR-600	1500	SFR	CNNC	Chine	2 unités en construction en Chine. Connexion au réseau en 2024-2025.

État de la technologie des **microréacteurs**

Au cours des sept dernières années, une tendance intéressante s'est dessinée à propos de ce que l'on appelle les microréacteurs, lesquels sont conçus pour atteindre des puissances électriques allant jusqu'à environ 10 MWe (plusieurs d'entre eux sont en cours de développement aux États-Unis, voir le tableau 4.1 du rapport principal). Il s'agit de réacteurs entièrement assemblés en usine, qui tiennent dans un container ISO pour être aisément acheminés (par bateau, camion ou train) de l'usine au site d'utilisation (aucun chantier n'est nécessaire) et qui **fonctionnent pendant 5 à 10 ans ou plus sans renouvellement du combustible**. Ils peuvent fonctionner de manière indépendante, comme partie intégrante du réseau électrique ou au sein d'un micro-réseau. Ils sont conçus pour être utilisés dans des zones isolées (p. ex. dans des sites miniers) ou pour approvisionner en électricité et en chaleur des industries à forte consommation d'énergie (dessalement de l'eau, production d'hydrogène, etc.). Ils présentent également un intérêt pour les industries qui ont besoin d'un certain degré d'indépendance vis-à-vis du réseau électrique en termes de sécurité d'approvisionnement. Le refroidissement se fait au gaz (hélium), au métal liquide, au sel fondu ou par des caloducs (sodium) (heat pipes).

Leur développement avance à vitesse grand V en raison de leur très petite taille et de la simplicité de leur conception. La première unité de démonstration (caloducs) a été élaborée, construite et testée en trois ans par la NASA et le laboratoire national Los Alamos pour un coût inférieur à 20 millions de dollars. Une deuxième unité (refroidie au métal liquide) est actuellement en construction dans l'Idaho (États-Unis) et devrait démarrer début 2025. Une

unité refroidie au fluorure a obtenu le permis de construire en décembre 2023 et sa mise en service est prévue pour 2026. Trois autres conceptions se situent à différentes phases du processus d'obtention de la licence aux États-Unis et au Canada.

Puisque les microréacteurs sont entièrement construits en usine et qu'ils devraient profiter des effets de la fabrication en série, une courbe d'apprentissage positive est attendue comme dans d'autres secteurs. D'autres avantages présumés sont les très faibles coûts du capital (de l'ordre d'env. 100 millions de dollars ou moins), qui pourraient le rendre accessible à un plus grand nombre d'investisseurs, et le faible coût de production de l'électricité (LCOE) par rapport aux alternatives de secours dans les régions isolées ou les grandes industries, du fait de la fabrication complète en usine, de la très faible surface au sol (environ 15 m² pour la centrale et moins de 2'000 m² pour le site de la centrale), du planning prévisible de construction et du risque réduit de rayonnements. En raison de la très faible quantité de combustible et de la simplicité de la construction, ils s'apparentent plus à des réacteurs de recherche, leur homologation devrait donc être beaucoup plus rapide que celle des SMR ou des grandes centrales nucléaires. L'utilisation de combustible tri-structurel isotropique à particules (TRISO) plus hautement enrichi dans les microréacteurs nécessite le développement de capacités de production de combustible adaptée, actuellement en cours aux États-Unis et en France. Il ne s'agit toutefois pas d'un frein, car la technologie est connue (le même combustible est utilisé dans les SMR HTR-PM en service en Chine).

État des réacteurs de génération IV et autres qu'à eau légère

Les réacteurs non refroidis à l'eau (refroidis p. ex. au gaz, au plomb, au sodium ou au sel fondu) sont développés dans le but d'augmenter leur rendement, soit en améliorant l'efficacité thermodynamique et/ou l'utilisation du combustible et en réduisant davantage la quantité de déchets hautement radioactifs (dans le cas des réacteurs à spectre rapide), ce qui permet de boucler le cycle du combustible nucléaire³. Il existe plusieurs conceptions, dont les plus prometteuses sont mentionnées ici :

- Réacteurs thermiques refroidis au gaz utilisant l'hélium comme agent réfrigérant. Ces réacteurs présentent une meilleure efficacité thermodynamique pour convertir la puissance thermique générée dans le réacteur en électricité et, comme ils fonctionnent à des températures beaucoup plus élevées que les LWR, ils se prêtent également à la production de chaleur pour les processus industriels à haute température et à forte consommation d'énergie (voir figure 1 pour une illustration des températures requises pour différents processus industriels et des conceptions de réacteurs correspondantes susceptibles de

³ Plus de 90 % du combustible nucléaire irradié est réutilisable. Dans un cycle du combustible fermé, le combustible nucléaire usé est retraité afin d'en extraire la matière réutilisable (généralement de l'uranium), laquelle est destinée à la fabrication de nouveaux éléments de combustible. Un tel cycle peut par exemple être obtenu en combinant des LWR et des réacteurs rapides de génération IV. Les réacteurs rapides utilisent des neutrons de haute énergie (« rapides ») pour la fission du combustible nucléaire, tandis que les LWR utilisent principalement des neutrons thermiques (de basse énergie). Un cycle du combustible fermé permet d'améliorer la durabilité en augmentant la production d'énergie par unité de masse de combustible et en réduisant la quantité de déchets hautement radioactifs par unité d'énergie.

fournir de telles températures). Deux réacteurs thermiques refroidis au gaz (conception HRT-PM) sont déjà opérationnels depuis 2021 en Chine. Le Xe-100 (X-energy, États-Unis) vient de passer avec succès la pré-certification au Canada (c'est-à-dire que l'autorité de surveillance n'a identifié aucun problème qui empêcherait l'octroi d'une licence).

- Réacteurs rapides refroidis au moyen de métaux liquides (sodium ou plomb/plomb-bismuth). Ce type de réacteur travaillent à des températures élevées, entre celles des LWR et des réacteurs refroidis au gaz, et à une pression proche de la pression ambiante (pression atmosphérique). Il existe une vaste expérience pratique (France, Japon, Russie, etc.), et plusieurs centrales sont actuellement en service (voir tableau 3). Terrapower (entreprise américaine) mettra sur le marché un SMR rapide refroidi au sodium, dont la première installation devrait être construite dans le Wyoming (États-Unis) avant 2030.
- Réacteurs à sels fondus (MSR), utilisant du sel fondu comme agent réfrigérant, combustible et/ou modérateur. Ces réacteurs fonctionnent à des températures élevées, et il existe des conceptions thermiques et rapides. L'un des principaux défis opérationnels subsistant avec ce type de réacteurs est la nature hautement corrosive des sels. En décembre 2023, un projet de réacteur thermique de KAIROS (États-Unis) utilisant du sel fondu uniquement comme agent réfrigérant (avec du combustible HALEU TRISO et du graphite comme modérateur) a obtenu un permis de construire pour une première centrale de démonstration dans le Tennessee. Un MRS intégral (Terrestrial Energy) est actuellement en phase de pré-licence aux États-Unis et au Canada. Un MSR expérimental, utilisant du sel fondu à base de thorium comme combustible, a obtenu sa licence d'exploitation en juin 2023 en Chine. La construction de ce réacteur TMSR-LF1 a débuté en septembre 2018 et devrait se terminer en 2024. Cependant, selon les rapports, il a été achevé en août 2021, à la suite d'un coup d'accélérateur des travaux.

Réacteurs de génération IV pertinents pour le marché occidental :

- KAIROS, Terrestrial, X-energy (tous des réacteurs thermiques, voir tableau 2),
- Terrapower, IMSR (Moltex), ARC-100 (tous des réacteurs rapides, voir tableau 2),
- les conceptions de microréacteurs actuellement en phase d'octroi de licence aux États-Unis et au Canada (voir tableau 4.1 du rapport principal).

Tableau 3 Réacteurs rapides en service (tous du type SFR)

Pays	Nom du réacteur	Années en opération	État actuel
Chine	CEFR	2010-actuellement	Actif
Inde	FBTR	1985-actuellement	Actif
Russie	BOR-60	1969-actuellement	Actif
Inde	PFBR	Planifié pour 2024	En construction
Russie	BN-600	1980-actuellement	Actif
Russie	BN-800	2014-actuellement	Actif

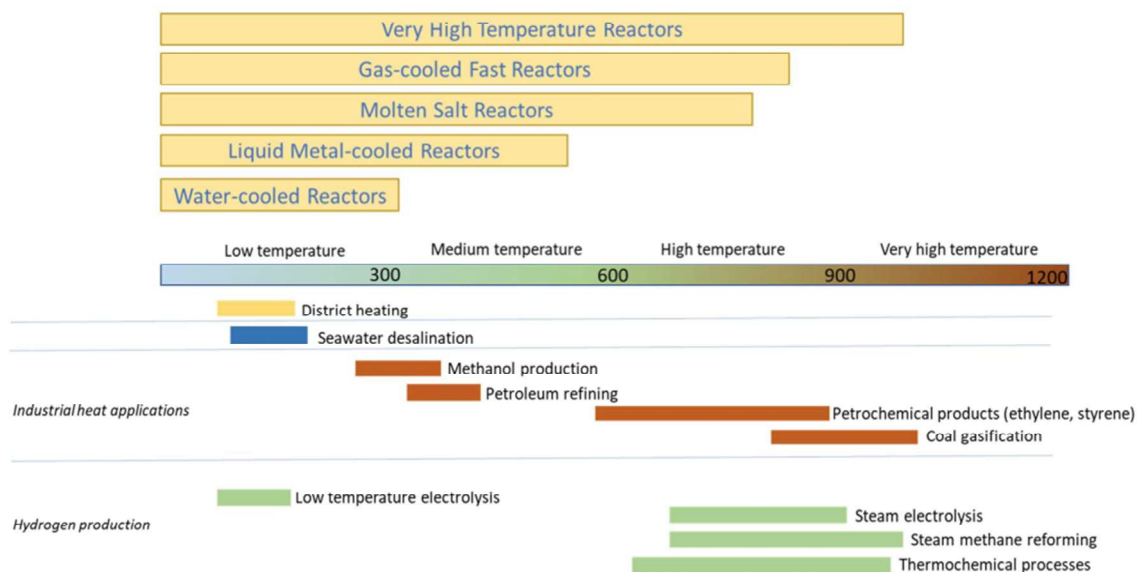


Figure 1 : Température de départ des technologies nucléaires et utilisations non électriques correspondantes

Disponibilité de l'uranium et cycles du combustible alternatifs

Les réserves naturelles d'uranium sont une ressource très répandue (voir figure 2) et suffisent pour les siècles à venir. Elles dépendent du prix du marché, tout comme les autres ressources.

Le combustible faiblement enrichi (LEU) utilisé dans les réacteurs à eau légère (p. ex. dans les centrales suisses) est produit dans plusieurs installations d'enrichissement, et la diversité et les différentes sources sont suffisantes pour assurer son approvisionnement. La sécurité de l'approvisionnement en combustible nucléaire de la Suisse ne devrait pas être menacée à long terme.

En ce qui concerne la seconde moitié de ce siècle, il est raisonnable de penser qu'un besoin accru d'énergie nucléaire entraînera une augmentation des activités d'exploration et donc des réserves d'uranium. De plus, durant cette période, le technologie des réacteurs à cycle fermé se développera de telle sorte qu'il sera possible d'utiliser d'autres combustibles ayant un potentiel énergétique beaucoup plus important que l'U-235, ce qui prolongera la disponibilité du combustible nucléaire de centaines à plusieurs milliers d'années. À l'échelle mondiale, plusieurs réacteurs rapides sont déjà opérationnels ou en construction (voir tableaux 2 et 3) ou en sont à un stade de planification avancé, tel que le réacteur de Terrapower dont la première centrale devrait être construite dans le Wyoming au cours de cette décennie. Un combustible important pour les réacteurs modernes non refroidis à l'eau, incluant la conception de Terrapower, est l'uranium hautement enrichi (HALEU), caractérisé par un enrichissement compris entre 5 et 20 %. La production de combustible HALEU devrait donc augmenter. Ironiquement, les incertitudes quant à la chaîne d'approvisionnement du combustible nucléaire provoquées par la guerre en Ukraine favoriseront le renforcement et l'expansion des capacités et de la résilience de l'approvisionnement en combustible de l'Occident ces 5 à 10 prochaines années. De nouvelles chaînes d'approvisionnement du combustible HALEU sont actuellement développées aux États-Unis et en France, tandis que la capacité des installations existantes d'uranium faiblement enrichi (LEU) a été augmentée tant en Europe qu'aux États-Unis. Le LEU est généralement utilisé dans les réacteurs

conventionnels refroidis à l'eau. À fin 2023, les États-Unis ont en outre ouvert trois nouvelles mines d'uranium pour gagner en indépendance dans leur approvisionnement.

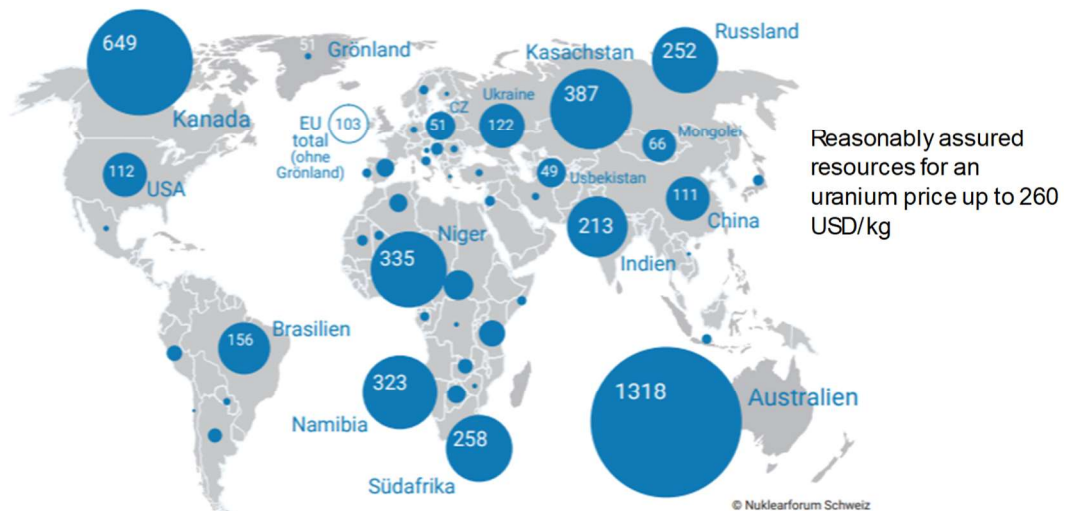


Figure 2 Répartition mondiale des réserves d'uranium au 1er janvier 2021 (en milliers de tonnes) à un prix allant jusqu'à 260 USD/kg. Données tirées du Redbook 2022 de l'AIEA.

Les cycles du combustible les plus avancés, visant une utilisation plus efficace du combustible et une réduction des déchets hautement radioactifs, se basent sur le retraitement du combustible et comprennent :

- la production de nouveaux éléments de combustible (appelés MOX) pour les LWR en utilisant le plutonium (Pu) et l'uranium (U) retraité issu du combustible utilisé des LWR. Normalement, quatre éléments de combustible irradiés (Fuel Assemblies FA) peuvent donner naissance à un nouvel élément de combustible. Il s'agit d'une technologie éprouvée. Le combustible MOX a été utilisé avec succès pendant plusieurs années dans des centrales suisses. **La loi sur l'énergie nucléaire de 2003 a interdit le retraitement par moratoire. Dans d'autres pays (p. ex. en France), le retraitement reste une pratique de routine ;**
- Réacteurs surgénérateurs rapides uranium-plutonium (cycle du combustible Breed-and-Burn). Dans ce cas, du combustible supplémentaire est produit dans le cœur du réacteur pendant le fonctionnement de la centrale, ce qui permet de produire plus d'énergie à partir de la même quantité de combustible. Ce processus nécessite du combustible HALEU ;
- Consommation d'actinides mineurs dans des « brûleurs » spécifiques **(p. ex. les conceptions de réacteurs MYRRHA et Transmutex)** afin de réduire la radiotoxicité du combustible utilisé existant. Ce processus nécessite le retraitement des actinides mineurs, lequel a déjà été testé en laboratoire, mais n'existe pas encore à l'échelle industrielle. Des brûleurs spécifiques peuvent permettre d'atteindre un taux de transmutation par unité d'énergie plus élevé que dans les réacteurs rapides conventionnels, mais l'exploitation de réacteurs de transmutation spéciaux accentue la complexité technologique et donc les risques opérationnels. De plus, la majeure partie de la quantité retraitée serait toujours de l'uranium de retraitement (RepU), dont la manipulation ultérieure par le transmuter n'est pas prise en compte. Si toutefois les actinides mineurs étaient retraités, un transmuter spécial pourrait constituer un élément pertinent du cycle du combustible et contribuer à minimiser le flux de déchets ;
- Cycle thorium (Th)-uranium : Le Th-232 est un isotope fertile naturel analogue à l'U-238, qui trois fois plus abondant dans la croûte terrestre que l'uranium. Le thorium peut se transformer en U-233 tout comme l'U-238 peut être utilisé pour générer du Pu-239. L'utilisation du thorium nécessite un retraitement et quelques adaptations de la technologie actuelle. Cependant, si

cette solution était mise en œuvre, elle pourrait fournir du combustible supplémentaire pendant des centaines ou des milliers d'années, compte tenu des exigences actuelles. Des réacteurs expérimentaux au thorium ont été exploités avec succès par le passé. Un réacteur de démonstration au thorium utilisant du sel fondu a été mis en service en Chine en 2023 et un réacteur équivalent de 373 MWt devrait suivre d'ici 2030. Un surgénérateur rapide au thorium de 40 MWth est opérationnel en Inde, le pays disposant de grandes quantités de cette ressource.

Il existe des installations commerciales de retraitement de combustible en France, en Russie, en Inde, au Japon (cette dernière est en construction et devrait être terminée en 2024) et en Chine (deux sont en construction, la première devrait être opérationnelle en 2025). En Grande-Bretagne, une usine de retraitement a été fermée en 2022 après 58 ans d'exploitation. Les États-Unis s'emploient à reconstituer leurs capacités de retraitement après l'arrêt du processus dans les années 1970 pour des raisons politiques. Ils n'ont pas encore accepté la demande de la Corée du Sud de développer ses propres capacités de retraitement.

Homologation de nouvelles centrales nucléaires en Suisse

La loi suisse sur l'énergie nucléaire interdit expressément le dépôt de demandes d'autorisation générale pour de nouvelles centrales nucléaires. Ne sont pas concernées par cette interdiction les installations de stockage, d'élimination des déchets et de recherche ainsi que les centrales nucléaires à faible risque (un terme qui est expliqué plus en détail dans l'ordonnance sur l'énergie nucléaire). Ces dernières ne requièrent pas de demande d'autorisation générale. En raison de leur niveau élevé de sécurité passive et leur faible inventaire radioactif, les microréacteurs et les SMR peuvent potentiellement être classés parmi les installations à faible risque selon la loi suisse sur l'énergie nucléaire.

Écobilan (life cycle assessment, LCA)

Les impacts environnementaux quantifiés par la LCA englobent les effets sur le changement climatique, les émissions de polluants atmosphériques et de substances toxiques ainsi que l'utilisation du sol, de l'eau et d'autres ressources. Les résultats de l'écobilan peuvent être utilisés pour comparer l'impact environnemental de différentes technologies de production d'électricité. Il existe plusieurs études internationales, et notamment des analyses de l'institut Paul Scherrer réalisées spécialement pour les centrales nucléaires suisses. L'impact environnemental des centrales nucléaires suisses est en grande partie déterminé par l'origine de l'uranium, dont les émissions totales de gaz à effet de serre sont d'environ 6 g CO₂eq/kWh pour les réacteurs à eau pressurisée et 9 g CO₂eq/kWh pour les réacteurs à eau bouillante, ce qui est très faible par rapport aux autres formes de production d'énergie. Les comparaisons avec les autres indicateurs montrent invariablement que les technologies présentant les impacts environnementaux les plus faibles (selon la plupart des indicateurs) sont l'éolien, le nucléaire et l'hydroélectricité (voir figures 8.9 et 8.10 du rapport principal).

Le dépôt en couches géologiques profondes des déchets radioactifs est la méthode de choix dans la plupart des pays producteurs d'énergie nucléaire et est considérée comme la principale méthode de gestion du combustible irradié ne représentant aucun danger majeur pour les générations futures. En Suisse, la Nagra déposera en novembre 2024 une demande d'autorisation générale pour un stockage à Nord des Lägern, qui sera ensuite notamment examinée par l'autorité de surveillance suisse ENSI. Les coûts prévus pour l'ensemble de la voie d'évacuation sont évalués tous les cinq ans et s'élèvent actuellement à env. 17,171 milliards de francs (selon l'étude de coûts de 2021, sans les coûts de post-exploitation, de désaffectation et des flux des déchets fédéraux). Ce montant équivaut à 1 centime par kWh produit et est déjà compris dans les coûts de production d'électricité des centrales suisses mentionnés plus haut. La loi suisse sur l'énergie nucléaire prévoit que les provisions pour la gestion des déchets pendant l'exploitation des installations sont à la charge des exploitants

des centrales nucléaires et alimentent deux fonds spéciaux (le fonds d'évacuation des déchets et le fonds de désaffectation).

État de la technologie de fusion

Si la fusion nucléaire recèle un énorme potentiel en tant que source d'énergie future, elle n'en est encore qu'à la phase de recherche, et une installation de démonstration capable de produire de l'électricité doit encore être testée. Cette technologie est donc encore loin des applications commerciales, ce qui complique la prévision d'un calendrier précis. Il n'est d'ailleurs pas prévu que la fusion joue un rôle dans les scénarios énergétique avant 2050. Malgré les progrès considérables réalisés ces dernières décennies, certains défis doivent encore être relevés grâce à des activités ciblées de recherche et développement. Au nombre des principaux domaines figurent l'amélioration des scénarios de plasma, la propagation de la chaleur, le contrôle des transitoires du plasma et le développement de la recherche sur les matériaux exposés au plasma (en particulier dans des conditions de flux neutronique élevé), ainsi que le développement de technologies pour le « blanket », dans lequel le tritium doit être transformé.

Tableau 4 Résumé du triple produit atteint par rapport au triple produit requis pour différents concepts de fusion

	Achieved Triple Product [10^{21} keV·s/m ³]	Triple Product required for reactor [10^{21} keV·s/m ³]
Inertial fusion energy (NIF)	≈ 10	≈ 50 – 500
Tokamak (JET, JT-60U,...)	≈ 1	≈ 5
Stellarator (W7-X)	≈ 0.1	≈ 5
Others: FRC, Z-pinch,...	≈ 0.0001	≈ 5
Private sector, tokamak	≈ 0.01	≈ 5
Private sector, other approaches	≈ 0.0005	≈ 5 for steady-state DT ≈ 50-1000 for steady-state alternative fuels

Le triple produit et le facteur scientifique de multiplication de puissance Q_{sci} sont des indices importants pour évaluer la performance d'une installation de fusion. Ils permettent d'évaluer la maturité technologique d'un concept de fusion vers une centrale à fusion permettant une production nette d'énergie et une exploitation commerciale rentable. L'examen du tableau 4 montre clairement que le tokamak (approche de la fusion par confinement magnétique) constitue le concept le plus prometteur, mais qu'il est encore loin de répondre aux exigences d'une centrale à fusion rentable. De plus, le Q_{sci} le plus élevé enregistré dans un tokamak est actuellement d'env. 0,67, alors qu'un Q_{sci} nettement supérieur à 1 est nécessaire (le Q_{sci} se réfère uniquement à l'accroissement de la puissance de chauffe et ne tient compte ni de la puissance supplémentaire nécessaire au fonctionnement de l'installation, ni de l'efficacité de la conversion de l'énergie thermique en électricité). Le domaine de l'énergie de fusion inertielle a aussi connu des progrès, et des recherches sont en cours pour la rendre plus pertinente pour les réacteurs.

En raison de défis à la fois physiques et techniques, de grandes incertitudes entourent actuellement le calendrier de réalisation d'une première centrale à fusion. Bien que de nombreuses entreprises privées promettent que l'électricité pourra déjà être introduite dans le réseau en 2035 voire avant, ces déclarations sont à prendre avec beaucoup de prudence. Devant les multiples défis à relever, ces annonces devraient plutôt être considérées comme des velléités de motivation et placées dans le contexte de la nécessité d'attirer des investisseurs privés.

Au-delà du projet ITER, la feuille de route européenne pour la fusion prévoit un premier réacteur de démonstration DEMO d'ici 2045. Les progrès dépendent du niveau de financement et des décisions prises actuellement.