



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

RAPPORT #5 – Septembre 2020

Les stratégies nucléaires civiles de la Chine, des États-Unis et de la Russie



Teva MEYER
Philippe COPINSCHI
Pierre LABOUÉ



AVEC LE SOUTIEN DE



À PROPOS DE L'OBSERVATOIRE	5
À PROPOS DES AUTEURS DU RAPPORT	6
AVANT-PROPOS	7
L'ORGANISATION DES FILIÈRES NUCLÉAIRES CHINOISE, RUSSE ET ÉTATS-UNIENNE.....	9
À RETENIR	9
RUSSIE : ROSATOM ET LA CONSTRUCTION POLITIQUE D'UN GÉANT DU NUCLÉAIRE CIVIL.....	10
Rosatom, un instrument du pouvoir politique russe	10
Une stratégie à horizon 2030 déjà très avancée	10
Un acteur clé de la Route Maritime du Nord	11
CHINE : LA LENTE STRUCTURATION D'UN COMPLEXE INDUSTRIEL DIVISÉ	11
Un secteur très fragmenté	11
Une gouvernance complexe	12
Des rivalités à l'international.....	13
ÉTATS-UNIS : LE DÉCLIN DE LA TEAM USA SUR LE MARCHÉ MONDIAL	13
L'accident de Three Mile Island, un tournant historique	14
Une filière pénalisée par les règles de la libre concurrence.....	14
Un développement à l'export bridé par la lutte contre la prolifération nucléaire	15
Un tissu industriel en déclin	15
LES STRATÉGIES DE CONQUÊTE DANS L'INDUSTRIE MINIÈRE URANIFÈRE	17
À RETENIR	17
MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DE L'URANIUM	18
CARTE : RESSOURCES ET PRODUCTION D'URANIUM, QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES ET GÉOPOLITIQUES ?.....	21
ÉTATS-UNIS : RETROUVER UNE INDÉPENDANCE STRATÉGIQUE EN URANIUM	22
Une industrie uranifère états-unienne en difficulté.....	22
Des approvisionnements dépendants des importations	22
Une prise de conscience progressive d'une vulnérabilité stratégique.....	24
Des stratégies offensives pour relancer l'industrie uranifère américaine	25
RUSSIE : ALIMENTER EN URANIUM L'EXPANSION MONDIALE DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE RUSSE	27
Une production nationale insuffisante pour Rosatom.....	27
Une stratégie de conquête tournée vers l'international.....	29

Une concurrence parfois frontale avec la Chine	30
CHINE : LA STRATÉGIE DE CONTRÔLE TERRITORIAL CHINOISE EN AFRIQUE	31
Une dépendance grandissante envers les importations d’uranium	31
Offensive chinoise sur les mines africaines	32
PERSPECTIVES : LES NOUVELLES ROUTES DE L’URANIUM	35
PRODUCTION DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES : DES RISQUES À SURVEILLER.....	37
À RETENIR	37
MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES	38
CARTE : LES DIFFÉRENTES ÉTAPES DE LA FABRICATION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	41
RUSSIE : LES RISQUES POSÉS PAR LES AMBITIONS DE MOSCOU DANS LA FABRICATION DU COMBUSTIBLE	42
Un poids écrasant sur le marché mondial de la fabrication du combustible	42
Une offre globale et une présence sur l’ensemble de la chaîne de valeur	42
L’exportation de combustibles, véritable levier géopolitique pour la Russie	43
Les risques de dépendance à la Russie pour les pays exploitants des réacteurs VVER	43
ÉTATS-UNIS : LES DIFFICULTÉS DE LA PRODUCTION AMÉRICAINE DE COMBUSTIBLES	45
De premier exportateur à principal importateur de combustibles	45
Reconstruire une indépendance nationale	46
CHINE : UNE HAUSSE DE LA PRODUCTION DE COMBUSTIBLE AU SERVICE DES AMBITIONS NUCLÉAIRES DE PÉKIN	47
Des capacités suffisantes pour le marché national	47
Renforcer les capacités de production nationales pour s’imposer à l’étranger	48
L’EXPORTATION DE RÉACTEURS : ENJEUX SÉCURITAIRES, STRATÉGIES GÉOPOLITIQUES	49
À RETENIR	49
MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES	50
CARTE : LES RIVALITÉS RUSSO-CHINOISES AUTOUR DE LA FOURNITURE DES CENTRALES NUCLÉAIRES	52
RUSSIE : UNE DOMINATION À FORT ENJEUX SUR L’EXPORTATION DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES	53
La Russie, premier exportateur de réacteurs nucléaires.....	53
Une diplomatie offensive et différenciée.....	53
Des instruments financiers au service d’une stratégie de conquête	54
Des objectifs géopolitiques : militarisation et dépendance électrique.....	55

CHINE : L'EXPORT, UN IMPÉRATIF POUR LE PROGRAMME NUCLÉAIRE CHINOIS	56
Un secteur plus fragile qu'il n'y paraît.....	56
Le déploiement d'une stratégie d'expansion à l'international	57
Des ambitions freinées par des tensions géopolitiques grandissantes.....	58
ÉTATS-UNIS : UNE PERTE D'HÉGÉMONIE EN MATIÈRE DE NUCLÉAIRE CIVIL	59
Un parc nucléaire en difficulté	59
Des désaccords politiques	60
Un secteur industriel éprouvé par la perte de sa domination internationale	60
Un faible soutien diplomatique à l'international	61
Reconstruire une industrie nucléaire civile	61
FOCUS SUR : LES SMR : CONTINUITÉ OU RUPTURE GÉOPOLITIQUE ?	63
Définition des SMR : des réacteurs modulaires de petite et moyenne puissance.....	63
Avantages des SMR sur les centrales classiques	63
Standardisation et normalisation : des prérequis à la compétitivité des SMR	64
Usages des SMR : une réponse à des besoins décentralisés.....	64
Compétition internationale	65
Les SMR : un avenir encore incertain	67
PERSPECTIVES : ENJEUX GÉOPOLITQUES DE LA GESTION DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES USÉS	69
ANNEXES.....	70
ANNEXE A : LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES EN CONSTRUCTION DANS LE MONDE EN AOÛT 2020	70
ANNEXE B : AUTRES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DU PARC NUCLÉAIRE MONDIAL (HORS RUSSIE, ÉTATS-UNIS, CHINE).....	72
ANNEXE C : IMAGE SATELLITE DE LA BASE D'ASTRAVETS	73



Observatoire
de la sécurité des flux,
et des matières énergétiques

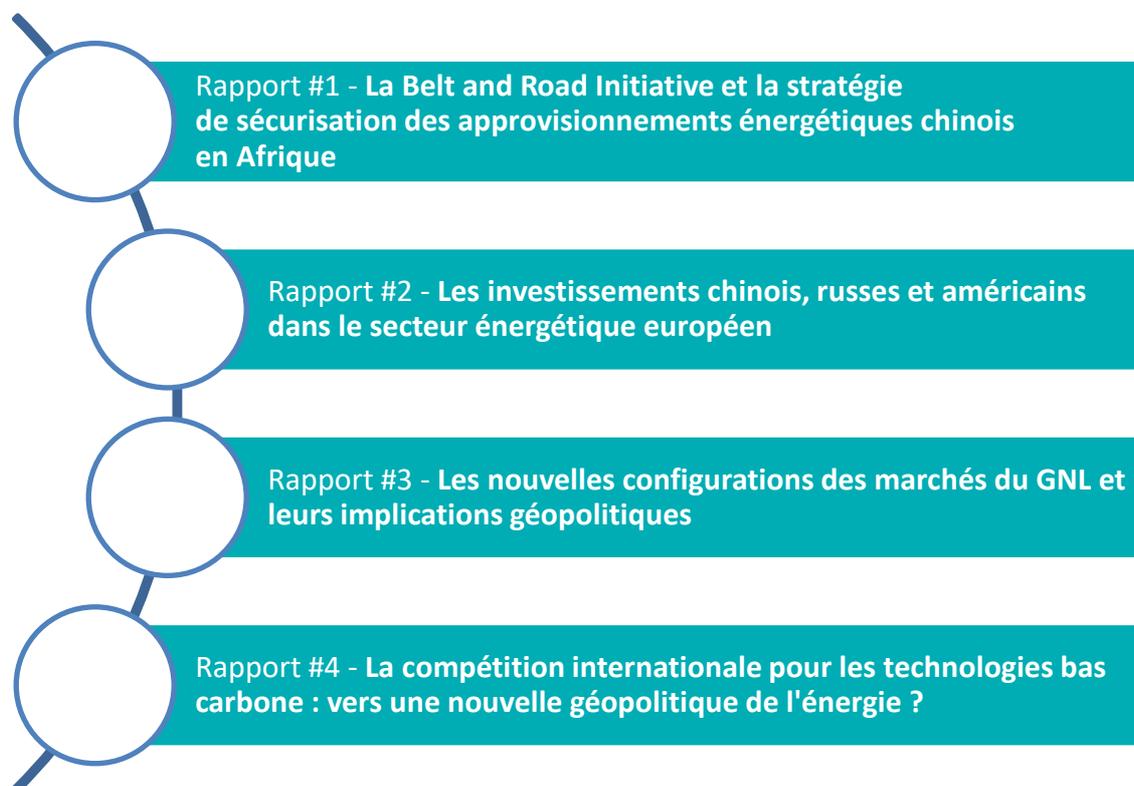
5

L'**Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques** est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (**IRIS**), en consortium avec **Enerdata** et **Cassini**, dans le cadre d'un contrat avec la Direction générale des relations internationales et de la stratégie (**DGRIS**) du ministère des Armées.

Au travers de rapports d'études trimestriels, de séminaires et de travaux cartographiques, l'objectif principal de cet observatoire consiste à analyser les stratégies énergétiques de trois acteurs déterminants : la **Chine**, les **États-Unis** et la **Russie**.

Plusieurs autres rapports de l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME) sont déjà accessibles en ligne sur :

<https://www.iris-france.org/observatoires/observatoire-securite-flux-energie/>



Philippe Copinschi

Philippe Copinschi est un expert des questions énergétiques internationales et africaines, sur lesquelles il travaille depuis 20 ans. Ses domaines de spécialité portent sur la géopolitique du pétrole et du gaz, la sécurité des approvisionnements énergétiques, la transparence et la gouvernance dans le secteur énergétique ainsi que la Responsabilité sociale des entreprises (RSE) du secteur extractif. Il intervient régulièrement comme consultant pour le compte d'agences gouvernementales, de compagnies privées et d'ONG internationales. Il a notamment été consulté par plusieurs organisations internationales, dont l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), et des think tanks réputés dont Chatham House (Londres), le CERI (Paris), le Policy Center for the New South (ex-OPC Policy Center, Rabat). Philippe Copinschi est titulaire d'un doctorat en science politique (relations internationales) de Sciences Po Paris sur les enjeux pétroliers dans le Golfe de Guinée. Il dispense plusieurs cours sur la géopolitique de l'énergie et sur l'Afrique à la Paris School of International Affairs (PSIA) et à l'École des Affaires publiques de Sciences Po Paris, ainsi que sur le campus de Sciences Po Reims.

6

Pierre Laboué

Pierre Laboué est chercheur à l'IRIS au sein du programme « Climat, énergie et sécurité ». Spécialisé sur les questions énergétiques, en particulier l'industrie pétro-gazière, il pilote l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques pour le compte de la DGRIS du ministère des Armées. Il enseigne à l'IRIS Sup et gère la formation Enjeux géostratégiques de l'énergie. Avant de rejoindre l'IRIS, Pierre Laboué a occupé différentes fonctions dans une société d'intelligence économique à l'international, un institut d'études économiques français et à l'ambassade de France en Ouzbékistan.

Teva Meyer

Teva Meyer est maître de conférences en géographie et géopolitique au sein du Centre de Recherches sur les Économies, les Sociétés, les Arts et les Techniques (CRESAT-UHA Mulhouse). Spécialiste de l'analyse des dynamiques spatiales du nucléaire militaire et civil, il dirige différents programmes de recherche en France, aux États-Unis et en Grande-Bretagne sur cette thématique et enseigne la géopolitique et la géographie critique dans plusieurs universités, dont l'Institut Français de Géopolitique et l'Université de Haute-Alsace.

AVANT-PROPOS

Face à la profusion d'études portant sur les dynamiques géopolitiques des hydrocarbures, l'énergie nucléaire fait pâle figure. Deux biais nous ont rendus aveugles à ces enjeux. D'une part, la prépondérance des questions de prolifération a largement invisibilisé les autres formes d'utilisation politique du nucléaire civil. D'autre part, la transposition des modes de raisonnement venant de l'analyse du pétrole et du gaz a faussé nos interprétations. Reposant sur une matière première, l'uranium, dont la répartition à l'échelle mondiale est perçue comme mieux distribuée que les hydrocarbures et dont la densité énergétique permet de constituer facilement des stocks stratégiques, le nucléaire a été faussement perçu comme une énergie présentant moins de risques d'approvisionnement. Cette lecture tend à oublier que les centrales ne consomment pas d'uranium, mais des assemblages fortement transformés par des étapes portant chacune leurs propres enjeux. Qui plus est, cette approche focalisée sur les ressources néglige le poids des réacteurs dans les caractéristiques géopolitiques de l'électronucléaire.

7

Les enjeux sécuritaires du nucléaire civil ont été mis en lumière par les transformations que traverse aujourd'hui la filière. En juin 2020, 413 réacteurs commerciaux étaient en fonction dans 31 pays, produisant 10,15% de l'électricité mondiale. Si l'Europe et l'Amérique du Nord restent les espaces les plus nucléarisés¹, c'est vers l'Asie, l'Afrique, l'Amérique du Sud et le Moyen-Orient que se trouvent les principaux relais de croissance du marché. Il faut ici bien séparer le cas des États déjà équipés renforçant leur parc de réacteurs, à l'image de la Chine et de l'Inde, de celui des nouveaux entrants dans le club, tels que le Bangladesh, la Turquie et les Émirats arabes unis, et des pays ayant exprimé l'ambition de le faire à plus long terme². Parallèlement, et en dépit du regain d'intérêt pour la filière affiché par l'administration de Donald Trump, **les fournisseurs historiques de technologies nucléaires nord-américains et européens ont été mis en forte difficulté par leurs concurrents russes et chinois.** Rosatom en Russie, ainsi que CNNC, SPIC et CGN en Chine bénéficient du soutien financier de leurs gouvernements respectifs ainsi que d'un appui politique tant sur leur marché domestique qu'à l'international.

Les objectifs qui motivent l'implication croissante de la Russie et de la Chine sur le marché du nucléaire civil posent question. Cette dynamique laisse planer un doute quant à une éventuelle utilisation coercitive de la fourniture de combustibles ou du contrôle de centrales dans un territoire étranger. Elle nourrit également des craintes quant à l'émergence de formes hybrides de dépendance énergétique et à la concurrence grandissante sur le marché de l'approvisionnement

¹ On comptait en juin 2020 126 réacteurs dans l'UE, le Royaume-Uni et la Suisse ainsi que 119 réacteurs au Canada et aux États-Unis.

² Une bataille de chiffres persiste entre, d'une part, la World Nuclear Association qui relève une trentaine de pays qui ont planifié la construction d'une centrale et une vingtaine d'autres qui ont exprimé la volonté de se nucléariser et, d'autre part, le World Nuclear Industry Status Report qui ne compte qu'une douzaine d'État dont les projets seraient assez avancés.

en uranium. Parallèlement, le déploiement de réacteurs dans des pays jusqu'à alors non-nucléarisés aura des conséquences géopolitiques importantes.

Ce rapport propose de faire le point sur les stratégies géopolitiques de la Chine, des États-Unis et de la Russie dans le nucléaire civil. Pour ce faire, les approches des trois pays seront comparées sur les trois principaux segments de la filière : l'extraction de l'uranium, la fabrication du combustible et l'exportation de réacteurs. Les relations d'interdépendances entre ces trois segments seront également mises en avant.

L'ORGANISATION DES FILIÈRES NUCLÉAIRES CHINOISE, RUSSE ET ÉTATS-UNIENNE

La Russie, la Chine et les États-Unis présentent des modes d'organisation radicalement différents, liés à leur développement historique, à leurs stratégies géopolitiques et à des rivalités de pouvoir internes spécifiques. La structuration de l'industrie nucléaire dans ces trois pays constitue un déterminant fondamental de leur capacité de projection à l'étranger.

À RETENIR

La **filière industrielle russe** est structurée de manière verticale autour de **Rosatom**, qui contrôle toute la chaîne de valeur du nucléaire civil, de l'extraction de l'uranium à la gestion des déchets en passant par la production de combustible et la construction, vente et exploitation de réacteurs. Cette intégration verticale constitue un des atouts majeurs de la Russie dans l'exportation de technologies nucléaires. Rosatom est un interlocuteur unique capable de fournir une offre intégrée aux pays cherchant à se nucléariser.

La **filière nucléaire chinoise** est organisée autour de 3 grands groupes : **CNNC, CGN et SPIC**, qui contrôlent l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière. Malgré les efforts du gouvernement chinois pour éviter une cannibalisation des intérêts chinois à l'international, les trois entités se retrouvent fréquemment en concurrence sur les mêmes marchés. Cependant, CNNC a pris l'ascendant sur ses rivaux en proposant un guichet unique en matière de nucléaire civil aux acheteurs étrangers, sur le modèle de Rosatom.

Alors que les **États-Unis** restent de loin le pays le plus nucléarisé du monde, le tissu industriel américain s'est fortement contracté depuis l'accident de la centrale de *Three Mile Island* en 1979. Sur les quatre constructeurs de réacteurs que le pays comptait dans les années 1970, seul Westinghouse dispose encore d'un réacteur conventionnel (à eau légère) en catalogue. Les difficultés financières des exploitants de centrales nucléaires, pénalisés par les conditions de l'économie de marché et les règles imposées par Washington à l'exportation de biens et services nucléaires, ont entraîné un déclin structurel de la filière sur le marché mondial. **De fait, aucun réacteur actuellement en construction à l'international n'est américain, alors que les fabricants russes et chinois multiplient les contrats d'exportation.**

RUSSIE : ROSATOM ET LA CONSTRUCTION POLITIQUE D'UN GÉANT DU NUCLÉAIRE CIVIL

La filière électronucléaire russe était en grande difficulté dans la première décennie suivant l'effondrement de l'URSS. Sur les 95 réacteurs entrés en fonction entre 1990 et 2010, seuls 9 étaient de technologie russe. L'industrie nucléaire a été réorganisée par Vladimir Poutine en 2007 et entièrement intégrée au sein d'une seule société, Rosatom, contrôlée par l'État. À l'été 2020, Rosatom rassemblait 335 entreprises et 255 400 salariés, regroupant toutes les activités nucléaires civiles russes (extraction de l'uranium, production de combustible, construction, vente et exploitation de réacteurs, gestion des déchets) en Russie et à l'étranger. **Cette intégration verticale constitue un des atouts majeurs de la Russie dans l'exportation de technologies nucléaires.** Rosatom est un interlocuteur unique capable de fournir une offre intégrée aux pays cherchant à se nucléariser.

10

Rosatom, un instrument du pouvoir politique russe

Si les dirigeants successifs de Rosatom ont toujours nié suivre des objectifs autres qu'économiques, le mode de gouvernance de l'entreprise est hautement politisé. Le groupe appartient à l'État russe et non à l'Agence fédérale pour la gestion des biens, qui détient la majorité des entreprises publiques en Russie. Son directeur général ainsi que les membres de son conseil de surveillance sont nommés par le Président de la Fédération de Russie tandis que la stratégie de l'entreprise est validée par le gouvernement. Rosatom jouit d'une importante autonomie vis-à-vis des autorités locales, qui ont l'interdiction d'interférer dans ses affaires. Qui plus est, le conglomérat dispose du pouvoir de signer des contrats à l'étranger sans l'approbation d'autres agences gouvernementales, ce qui lui permet de répondre plus rapidement aux demandes de ses clients.

Une stratégie à horizon 2030 déjà très avancée

Tournée vers l'export depuis le départ, la stratégie de Rosatom a été formalisée en 2011 par l'adoption d'un plan de développement à l'horizon 2030. Ce dernier ambitionne de porter à 50% la part du chiffre d'affaires réalisé à l'étranger grâce à environ 30 contrats de vente de réacteurs. Ce plan fixe comme objectif à Rosatom de devenir l'un des trois premiers fournisseurs mondiaux sur l'ensemble des segments du marché en chiffre d'affaires, en planifiant de contrôler 42% de l'enrichissement de l'uranium et 22% de la fabrication du combustible d'ici à 2030.

Les objectifs du plan 2030 ont déjà été quasiment remplis. En 2018, 47,5% du chiffre d'affaires de l'entreprise venait de l'étranger, tandis que le conglomérat se situait déjà à la première place en termes d'enrichissement de l'uranium (36% du marché mondial), à la troisième pour la fabrication

du combustible (22%) et que son portfolio comptait 36 projets de réacteurs à l'étranger. De plus, l'entreprise fournissait des services à 43 pays, soit deux fois plus que la France. Le développement commercial de Rosatom s'est appuyé sur la présence de représentants de l'entreprise au sein d'ambassades russes (Bangladesh, Biélorussie, Chine, Inde, Iran, Japon, Kazakhstan, Turquie) et des chambres de commerce russes (Argentine, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Vietnam, Royaume-Uni).

Un acteur clé de la Route Maritime du Nord

Le transfert décidé par Vladimir Poutine en décembre 2018 des principales tâches de supervision de la Route Maritime du Nord (RMN) à Rosatom a renforcé le poids politique du groupe. En plus d'approuver les règles de navigation, d'organiser les opérations de secours et de produire les informations nécessaires à la navigation, Rosatom aura la charge d'assigner l'aide des brise-glaces russes pour la traversée de navires étrangers³, ce qui lui permettra de contrôler *de facto* le passage sur cet axe stratégique. De plus, le conglomérat sera responsable de l'aménagement d'infrastructures le long de la RMN, lui octroyant un rôle central dans le développement futur de l'Arctique russe et dans l'extraction de ses hydrocarbures. L'entreprise exploite déjà, *via* sa filiale Rosatomflot, l'unique flotte de brise-glaces à propulsion nucléaire au monde composée de quatre navires (trois autres étant en construction en juillet 2020). Rosatom a déployé fin 2019 son premier réacteur nucléaire flottant, l'Akademik Lomonosov, à Pevek, base orientale de la RMN. L'engagement du groupe dans le Grand Nord préfigure l'installation de capacités nucléaires supplémentaires pour alimenter les industries de la région.

CHINE : LA LENTE STRUCTURATION D'UN COMPLEXE INDUSTRIEL DIVISÉ

La Chine est entrée tardivement dans l'électronucléaire⁴. Historiquement regroupé au sein d'agences gouvernementales, le complexe nucléaire est restructuré dans les années 1980 et divisé au sein d'entreprises publiques. **Ainsi, malgré son contrôle par l'État, la structure du secteur nucléaire chinois reste fragmentée.**

Un secteur très fragmenté

Trois groupes contrôlent l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière : CNNC, CGN et SPIC.

³ La première traversée de la RMN sans escorte de brise-glace a été réalisée en août 2017. En dépit du réchauffement climatique et du développement de cargos capables de se mouvoir dans les glaces, cette aide reste toujours impérative une grande partie de l'année.

⁴ La première centrale chinoise n'est entrée en fonction à Qinshan dans la province du Zhejiang qu'en 1991.

Héritière du ministère de l'Industrie nucléaire, la **China National Nuclear Corporation (CNNC)** a été fondée par le gouvernement en 1988. Composée de 110 filiales, l'entreprise est active sur l'ensemble du secteur et assure la construction de centrales depuis l'absorption en 2018 de la China Nuclear Engineering and Construction Corporation.

La **China General Nuclear Power Corporation (CGN)**⁵ a été créé en 1994 suite à la décision du gouvernement chinois de conduire une stratégie duale visant à importer des réacteurs de technologie étrangère tout en renforçant le développement de solutions nationales. L'entreprise est établie pour nouer des projets de coopérations avec les groupes d'ingénierie étrangers et stimuler la concurrence avec la CNNC⁶.

L'équation s'est encore complexifiée en 2015 avec la création d'une troisième entreprise, la **State Power Investment Corporation (SPIC)**, née de la fusion de deux groupes : SNPTC, chargé depuis 2007 de siniser des réacteurs nucléaires étrangers, et CPIC, un des cinq principaux producteurs d'électricité du pays. Cette fusion permet à la Chine de disposer d'un géant du nucléaire tourné vers l'exportation en alliant, d'une part, des compétences d'exploitation et de conception de centrales nucléaires et, d'autre part, l'expérience internationale d'un énergéticien déjà présent dans 36 pays.

Une gouvernance complexe

L'action des entreprises d'État est contrôlée par le gouvernement central par le biais de deux agences : la Commission nationale du développement et de la réforme et la Commission nationale de l'énergie, en charge d'établir les plans quinquennaux et d'approuver la construction de centrales nucléaires⁷.

Simultanément, **les dirigeants respectifs de CNNC, CGN et SPIC jouissent de prérogatives viceministérielles**, ce qui les place au même niveau que les gouverneurs de provinces ou certaines agences censées réguler l'industrie nucléaire.

En interne, la stratégie des trois entreprises est contrôlée par deux groupes de pouvoirs : les managers et les cadres du Parti communiste. Les principaux postes de direction sont nommés par le Premier ministre pendant que leurs équipes de direction réalisent des allers-retours avec des emplois au sein des administrations provinciales et centrales.

⁵ Ex-China Guangdong Nuclear Power Group (CGNPC)

⁶ Par ailleurs, la CGN est en partie contrôlée par le gouvernement de la région de Shenzhen (province du Guangdong), qui détient 7% du capital du groupe

⁷ Les responsabilités dans le secteur nucléaire sont éclatées entre trois autres agences dont les champs de compétence se chevauchent (l'Agence de l'énergie atomique de Chine, l'Administration nationale de la sûreté nucléaire, Administration d'État pour la Science, la Technologie et l'Industrie de la Défense nationale)

Cet agencement complexe a nourri les rivalités internes à la filière. Créés pour servir de plateforme à des technologies différentes, ces trois groupes ont souvent été en concurrence à l'international. **Plusieurs initiatives ont été prises par le gouvernement pour juguler cette compétition** potentiellement délétère pour les intérêts chinois à l'export. Premièrement, le gouvernement a intimé à CNNC et à CGN de coopérer pour développer un modèle unique de réacteur dédié à l'export, *via* la création d'une nouvelle *coentreprise* (Hualong Pressurized Water Reactor Technology Corporation) en mars 2016⁸. Deuxièmement, en février 2014, les trois groupes ont fondé la *China Nuclear Energy International Development Alliance* dans le but de partager des informations et d'éviter toute concurrence entre intérêts chinois sur les marchés à l'export en assignant à chacun des zones géographiques d'influence. CGN, SPIC et CNNC ont accepté en 2016 de ne pas s'affronter dans les mêmes territoires pour la vente de réacteurs et délimiter leur champ d'intervention.

Dans les faits, cette répartition n'est pas respectée. CGN et CNNC sont fréquemment présents sur les mêmes segments de marché dans un même pays, comme en Namibie sur le segment de l'extraction d'uranium. De plus, le rapport de forces entre les trois *leaders* chinois du nucléaire est de plus en plus déséquilibré. CNNC a pris l'ascendant sur ses rivaux : le groupe est le seul capable de proposer un guichet unique en matière de nucléaire civil aux acheteurs étrangers, sur le modèle de Rosatom. Cette situation a poussé CGN à réfléchir à des solutions de fusion avec d'autres électriciens ou ingénieristes nationaux chinois pour renforcer ses positions.

ÉTATS-UNIS : LE DÉCLIN DE LA TEAM USA SUR LE MARCHÉ MONDIAL

Avec 94 réacteurs en opération et une capacité installée de 102 MW qui assure une production annuelle d'environ 850 TWh (soit près de 20% de la production totale d'électricité du pays et 30% de la production nucléaire mondiale), les États-Unis restent de loin le pays le plus nucléarisé du monde⁹. Pourtant, alors que la convergence particulière de facteurs économiques et géopolitiques a permis au pays de s'imposer comme la principale force motrice de la filière nucléaire mondiale dans les années 1960 et 1970, à la fois en tant que fournisseur de biens et de services nucléaires (réacteurs, équipements, composants, combustible, maintenance) et en tant qu'architecte de la sûreté nucléaire et de la non-prolifération, **la voix des États-Unis est aujourd'hui devenue quasiment marginale sur le marché mondial du nucléaire civil.**

⁸ Ce réacteur commun est envisagé pour le projet de centrale nucléaire de Bradwell B au Royaume-Uni.

⁹ Source : Enerdata

Le tournant majeur est intervenu en mars 1979 avec l'accident de la centrale de Three Mile Island (Pennsylvanie) : du jour au lendemain, la quasi-totalité des commandes qui avaient été passées par les opérateurs électriques avant l'accident furent annulées. Depuis 1990, seuls six réacteurs ont été connectés au réseau, tous dont la construction avait commencé dans les années 1970.

Le renouveau attendu avec la mise en chantier en 2013 de deux nouveaux réacteurs à la centrale de Summer (Caroline du Sud) et deux autres à Vogtle (Georgie) s'est révélé laborieux : le projet de Summer a fini par être abandonné en 2017 en raison de la dérive des coûts et du calendrier, et si les deux réacteurs en construction à Vogtle devraient bien être achevés en novembre 2021 et novembre 2022 respectivement, c'est avec plus de 5 ans de retard sur le calendrier initial et à un coût quatre fois plus élevé que celui qui était prévu¹⁰. Ces deux nouveaux réacteurs (des AP-1000 de Westinghouse) seront, à leur mise en service, les seuls réacteurs de 3^e génération en opération aux États-Unis.

En parallèle, douze réacteurs ont été définitivement mis à l'arrêt au cours des dix dernières années (dont deux depuis le début de l'année 2020) et une dizaine d'autres devraient suivre d'ici 2025. Aujourd'hui, avec une moyenne d'âge de 40 ans, le parc nucléaire américain est parmi les plus âgés du monde. En conséquence, et malgré l'allongement de la durée de vie des réacteurs à 60 voire 80 ans, le secteur nucléaire américain ne devrait plus disposer que d'une capacité d'environ 50 GW en 2050¹¹.

Une filière pénalisée par les règles de la libre concurrence

Outre une certaine défiance de l'opinion publique vis-à-vis du nucléaire suite à l'accident de Three Mile Island, **la raison principale de ce déclin tient en l'organisation de la filière nucléaire américaine**, fondée sur les principes de l'économie de marché, c'est-à-dire dominée par des acteurs économiques privés (même si tous ne le sont pas) encadrés par un puissant système de régulation, dont le principal organe est la Nuclear Regulatory Commission (NRC)¹². Qu'ils soient privés ou publics (une dizaine de réacteurs appartient à des municipalités ou des gouvernements locaux), **la trentaine d'opérateurs de centrales nucléaires est placée en situation de concurrence avec les producteurs d'électricité utilisant d'autres sources d'énergie**, dont les coûts de production très bas (pour le gaz naturel, depuis le *boom* de la production gaz de schiste) ou en

¹⁰ World Nuclear Industry Status Report 2019, p. 126.

¹¹ Jane Nakano, *The Changing Geopolitics of Nuclear Energy. A Look at the United States, Russia and China*, Center for Strategic and International Studies (CSIS), mars 2020.

¹² Etablie par l'Energy Reorganization Act de 1974, la NRC est l'autorité de sûreté nucléaire en charge de la réglementation de la sûreté nucléaire et de son respect, et, à ce titre, responsable de l'attribution des licences d'exploitation tant pour les réacteurs que pour les installations de traitement et de transport des matières nucléaires, y compris les déchets.

baisse constante (pour les énergies renouvelables) ont fait perdre sa compétitivité au nucléaire. Confrontés de leur côté à une hausse des coûts, notamment en matière de sûreté, la plupart des opérateurs de centrales nucléaires ont opté ces dernières années pour la prolongation de la durée de vie des centrales existantes et l'augmentation du facteur de charge (à plus de 90%, soit l'un des plus élevés au monde) plutôt que pour la construction de nouvelles unités. Pour autant, **un nombre croissant de centrales n'arrivent plus à rester rentables et sont poussées à la fermeture** malgré un soutien financier parfois important de la part des autorités, notamment sous la forme de subsides *via* le mécanisme des *Zero-Emission Credits* (ZEC) visant à soutenir une production électrique non émettrice de CO₂.

Un développement à l'export bridé par la lutte contre la prolifération nucléaire

Les entreprises de la filière nucléaire américaine sont également pénalisées à l'export par la réglementation sur la non-prolifération des armes nucléaires. Alors que les entreprises russes et chinoises bénéficient du soutien intégral de leur gouvernement respectif (quitte à devoir s'engager dans des projets non rentables économiquement mais géopolitiquement importants), les entreprises américaines privées se heurtent à d'importantes restrictions à l'exportation d'équipements et de matières nucléaires qui réduisent leur compétitivité à l'export¹³. La principale préoccupation du gouvernement américain était d'atténuer les risques de prolifération qu'une transaction nucléaire commerciale pourrait soulever en finalisant des accords de gouvernement à gouvernement afin de fixer des termes de référence qui satisfont aux critères de non-prolifération (section 123 du *US Atomic Energy Act* de 1954). Ainsi, depuis 1978, les États-Unis subordonnent les exportations nucléaires à l'acceptation par les pays bénéficiaires de garanties sur toutes leurs installations nucléaires, y compris celles qui ne sont pas fournies par les États-Unis. De plus, les accords bilatéraux qui autorisent les exportations américaines de biens et services nucléaires contiennent des dispositions qui imposent au pays signataire de possibles inspections afin de vérifier que ces biens et services n'ont pas été détournés à des fins militaires, ce qui offre aux États-Unis une véritable capacité de supervision du secteur nucléaire des pays concernés. Si d'un côté ces conditions ont permis aux États-Unis de se positionner en gendarme de la non-prolifération et leur ont assuré une influence géopolitique certaine, elles ont également constitué un frein à l'export pour l'industrie nucléaire américaine.

Un tissu industriel en déclin

Pénalisé par les difficultés de son marché intérieur, freiné dans ses ambitions à l'international, le tissu industriel de la filière nucléaire américaine s'est fortement contracté. Alors que le pays comptait pas moins de quatre constructeurs de réacteurs dans les années 1970 (Westinghouse

¹³ Il s'agit notamment de la Partie 110 ("Export and import of nuclear equipment and material") du Titre 10 (Code of Federal Regulations) de la National Regulatory Commission (NRC) et de la Partie 810 du Département de l'Énergie (DoE).

Corporation, Combustion Engineering, Babcock & Wilcox et General Electric), seul Westinghouse, qui fut racheté par le Japonais Toshiba en 2006 puis mis en faillite en 2017 avant d'être repris par le fonds d'investissement canadien Brookfield Business Partners, dispose encore d'un réacteur conventionnel (à eau légère) en catalogue. **Ce déclin structurel de la filière aux États-Unis est devenu un obstacle majeur à la présence américaine sur le marché mondial du nucléaire. De fait, aucun réacteur actuellement en construction à l'international n'est américain, alors que les fabricants russes et chinois multiplient les contrats d'exportation.**

LES STRATÉGIES DE CONQUÊTE DANS L'INDUSTRIE MINIÈRE URANIFÈRE

17

L'uranium est fréquemment présenté comme une ressource avec de faibles enjeux géopolitiques, car les gisements sont moins concentrés que les hydrocarbures et que le marché y est moins concurrentiel. La faible part de l'uranium dans le coût d'exploitation d'une centrale nucléaire (environ 6% en moyenne) ainsi que la facilité de constituer des stocks de précaution ont renforcé l'idée que les tensions en matière d'approvisionnement seraient limitées. Cette vision apparaît aujourd'hui dépassée par les stratégies chinoises, russes et américaines de (re)conquête des ressources.

À RETENIR

Le **marché de l'uranium** est marqué depuis 2011 par **d'importantes pressions sur les prix** : les cours de l'uranium sur le marché spot sont tombés à 88 USD/kg et 83,6 USD/kg pour les contrats à long terme en avril 2020, contre 187 USD/kg en janvier 2011. La baisse des cours de l'uranium a entraîné une profonde restructuration de l'industrie uranifère mondiale et a orienté les flux de production vers les pays à bas coûts d'extraction.

Les **industriels états-uniens** ont été très durement touchés par la chute des prix de l'uranium. En 2019, la production d'uranium est tombée à son plus bas niveau depuis 70 ans. Ce qui reste de l'industrie uranifère américaine est largement passé sous le contrôle de groupes étrangers, principalement canadiens (Energy Fuels, Ur Energy et Cameco) mais aussi russe (Uranium One). Un groupe d'étude, le Nuclear Fuel Working Group (NFWG), a été chargé en 2019 d'établir une stratégie pour sauvegarder l'industrie uranifère du pays.

La **Russie** a fait de l'exploitation de gisements d'uranium à l'étranger l'une des priorités de sa *Stratégie Énergie 2035*. En effet, la production russe ne permet ni de répondre aux besoins de sa propre industrie ni d'accompagner les ambitions internationales de Rosatom. Le groupe russe est très fortement présent au Kazakhstan, qui concentre près de 31% des réserves mondiales d'uranium exploitables à 80 USD/kg, et l'Afrique fait partie de ses priorités.

La **Chine**, 2^e plus gros consommateur d'uranium au monde, s'efforce de sécuriser de nouvelles sources d'approvisionnement pour compenser la faiblesse de ses ressources internes. Les ambitions chinoises entrent directement en concurrence avec celles de la Russie. C'est en Asie centrale, et plus particulièrement en Mongolie, que l'affrontement sino-russe est le plus visible. L'Afrique constitue également une zone développement prioritaire pour Pékin. Les groupes chinois, en particulier CNNC et CGN, sont parvenus à s'implanter au Niger, en Namibie et au Botswana.

MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DE L'URANIUM

Des réserves mondiales d'uranium aux coûts d'extraction variables

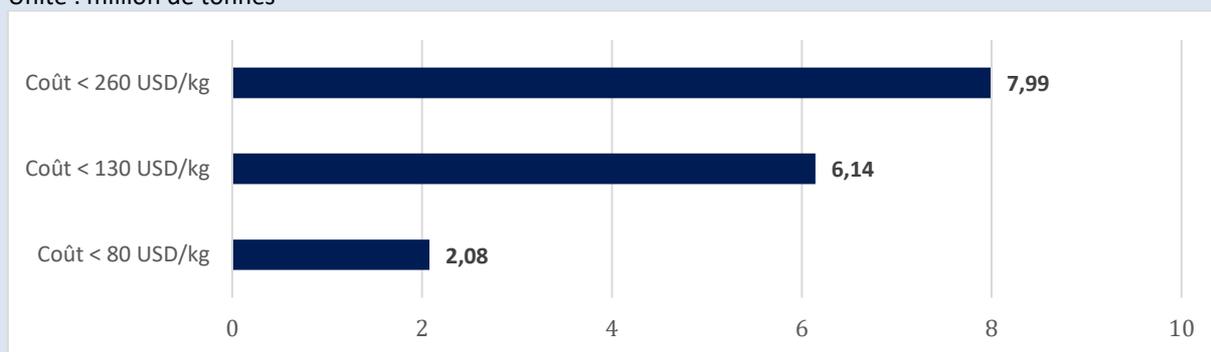
Le montant des réserves d'uranium disponibles dépend de plusieurs facteurs, dont le coût d'extraction des ressources. La quantité de réserves d'uranium pouvant être extraite à moins de 80 USD/kg est limitée à environ 2,1 milliards de tonnes. Des réserves additionnelles sont également disponibles mais leur coût de production est plus élevé : environ 8 milliards de tonnes de réserves d'uranium sont économiquement exploitables à moins de 260 USD/kg.

18

Figure 1

Les réserves mondiales d'uranium identifiées

Unité : million de tonnes



Source : AEN/AIEA (2019), « Uranium 2018 : Resources, Production and Demand », Éditions OCDE, Paris

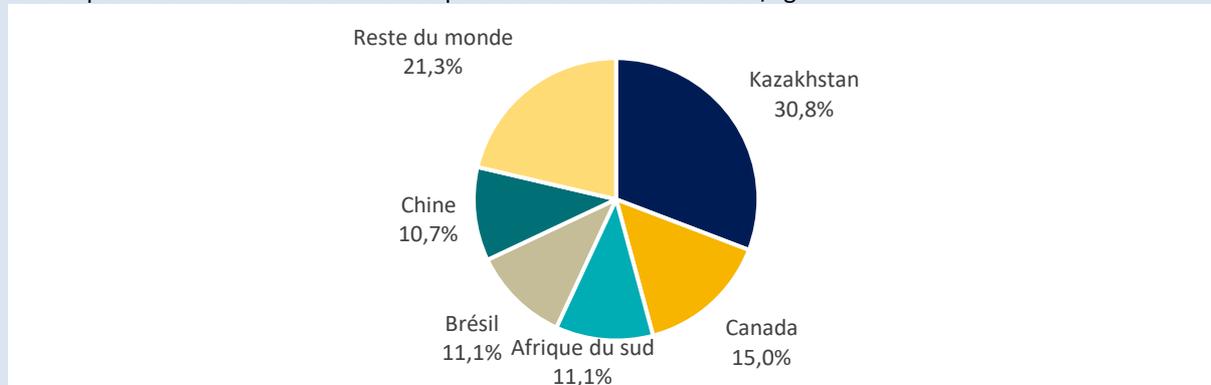
Des réserves à faible coût concentrées dans 5 pays

Les réserves mondiales d'uranium sont réparties entre 52 pays. Mais tous les pays ne disposent pas des mêmes volumes de réserves. À titre d'exemple, 78,7% des réserves d'uranium exploitables à moins de 80 USD/kg sont localisées dans 5 pays : le Kazakhstan (30,8%), le Canada (15,0%), l'Afrique du Sud (11,1%), le Brésil (11,1%) et la Chine (10,7%).

Figure 2

Répartition géographique des réserves identifiées d'uranium exploitables à moins de 80 USD/kg

Unité : part en % des réserves totales exploitables à moins de 80 USD/kg



Source : AEN/AIEA (2019), « Uranium 2018 : Resources, Production and Demand », Éditions OCDE, Paris

À noter que l’Australie, qui ne dispose pas de réserve exploitable en dessous de 80 USD/kg, concentre environ 30% des réserves mondiales d’uranium exploitables à 130 USD/kg, devant le Kazakhstan (14%) et le Canada (8%).

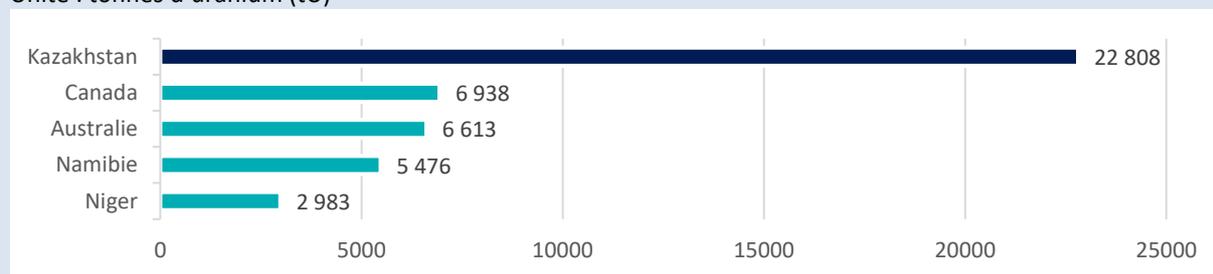
Le Kazakhstan, premier producteur mondial d’uranium

Une poignée de pays dans le monde assurent la majeure partie de la production d’uranium. Le Kazakhstan est le *leader* mondial : avec une production de 22 808 tonnes d’uranium en 2019, il devance à lui seul la production cumulée du Canada, deuxième plus important producteur mondial (6 938 tU), de l’Australie (6 613 tU), de la Namibie (5 476 tU) et du Niger (2 983 tU).

Figure 3

Top 5 des principaux pays producteurs d’uranium en 2019

Unité : tonnes d’uranium (tU)



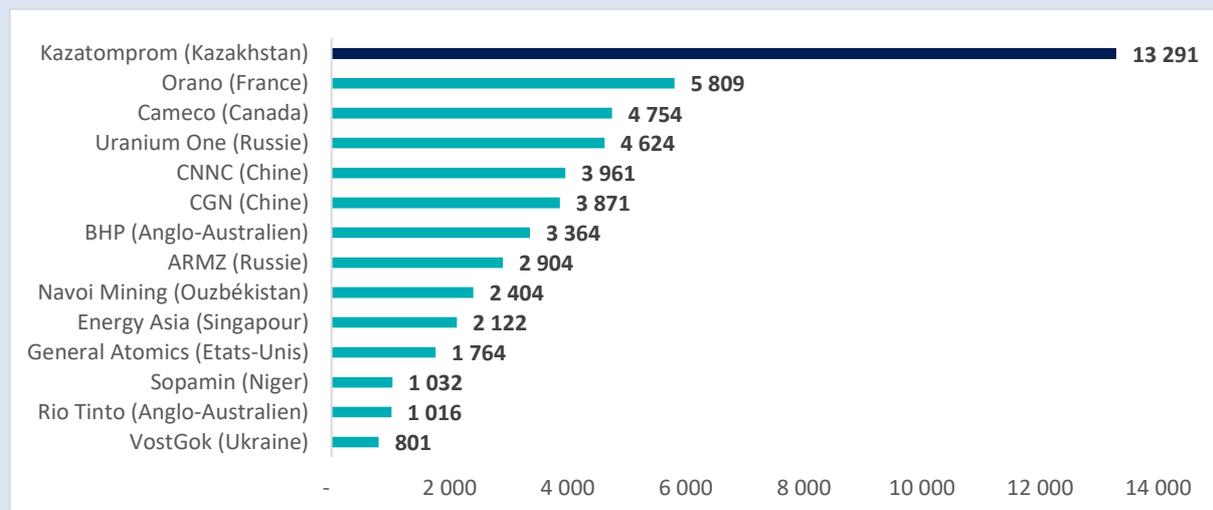
Source : AEN/AIEA (2019), « Uranium 2018 : Resources, Production and Demand », Éditions OCDE, Paris

Dix entreprises assuraient 94% de la production mondiale en 2019 avec une forte domination du groupe Kazatomprom (Kazakhstan). Orano (France) était le deuxième plus important producteur mondial, devant Cameco (Canada), Uranium One (Russie), CNNC et CGN (Chine).

Figure 4

Classement de la production d’uranium par entreprise en 2019

Unité : tonne d’uranium (tU)



Source : World Nuclear Association

De multiples sources secondaires d'uranium

La consommation annuelle d'uranium du parc nucléaire¹⁴ en 2019 est estimée à 63 273 tU¹⁵, soit environ 22% de plus que la production. La différence est fournie par des stocks constitués dans les années 1980¹⁶ ainsi que par d'autres sources secondaires (retraitement de combustibles, démantèlement d'armes nucléaires et sous-produit de l'enrichissement d'uranium).

Des transactions réalisées sur les marchés spots et de long terme

L'uranium se vend sur deux marchés. Le premier, dit spot, couvre des échanges à court terme et permet de répondre aux besoins exceptionnels ou de constituer des stocks au gré des baisses de prix. Le second est un marché à long terme, avec des transactions qui peuvent comprendre des durées d'engagement de 2 à 15 ans¹⁷.

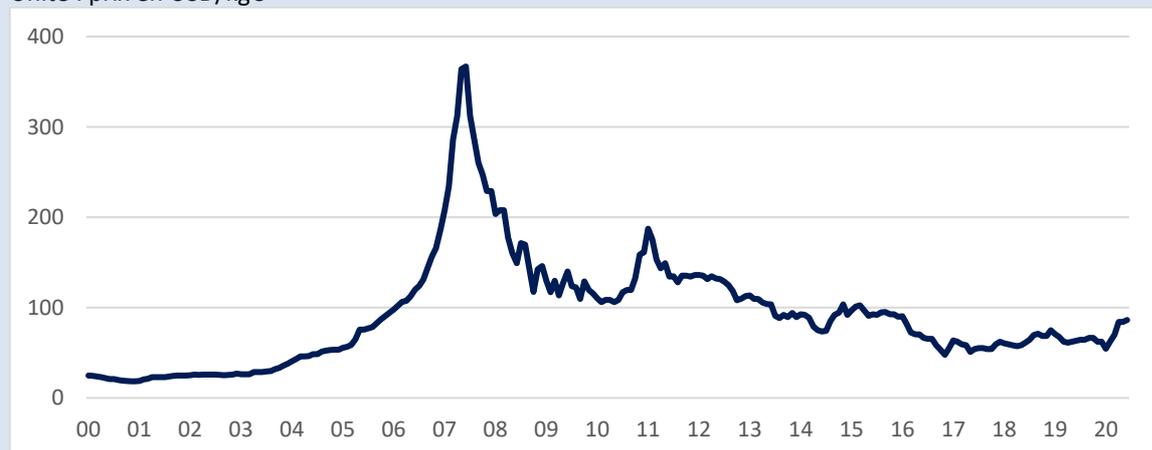
Recul des prix de l'uranium depuis 2011

Après avoir connu une forte hausse à la fin des années 2000, les prix de l'uranium se sont continuellement dépréciés suite à l'accident de Fukushima, pour tomber en avril 2020 à 88 USD/kg sur le marché spot et 83,6 USD/kg pour les contrats à long terme¹⁸, ce qui a provoqué la fermeture de mines, limité les projets d'explorations et renforcé l'attrait des pays à faible coût de production. Ces pressions sur les prix sont en partie liées à l'existence de stocks importants et aux possibilités offertes par les approvisionnements secondaires, comme le retraitement de combustible.

Figure 5

Évolution du prix de l'uranium sur le marché spot

Unité : prix en USD/kgU



Source : TradeTech

¹⁴ En moyenne, une centrale de 1000 MW consomme environ 200 tonnes d'uranium par an, ce chiffre baissant à mesure de l'amélioration de l'efficacité des réacteurs.

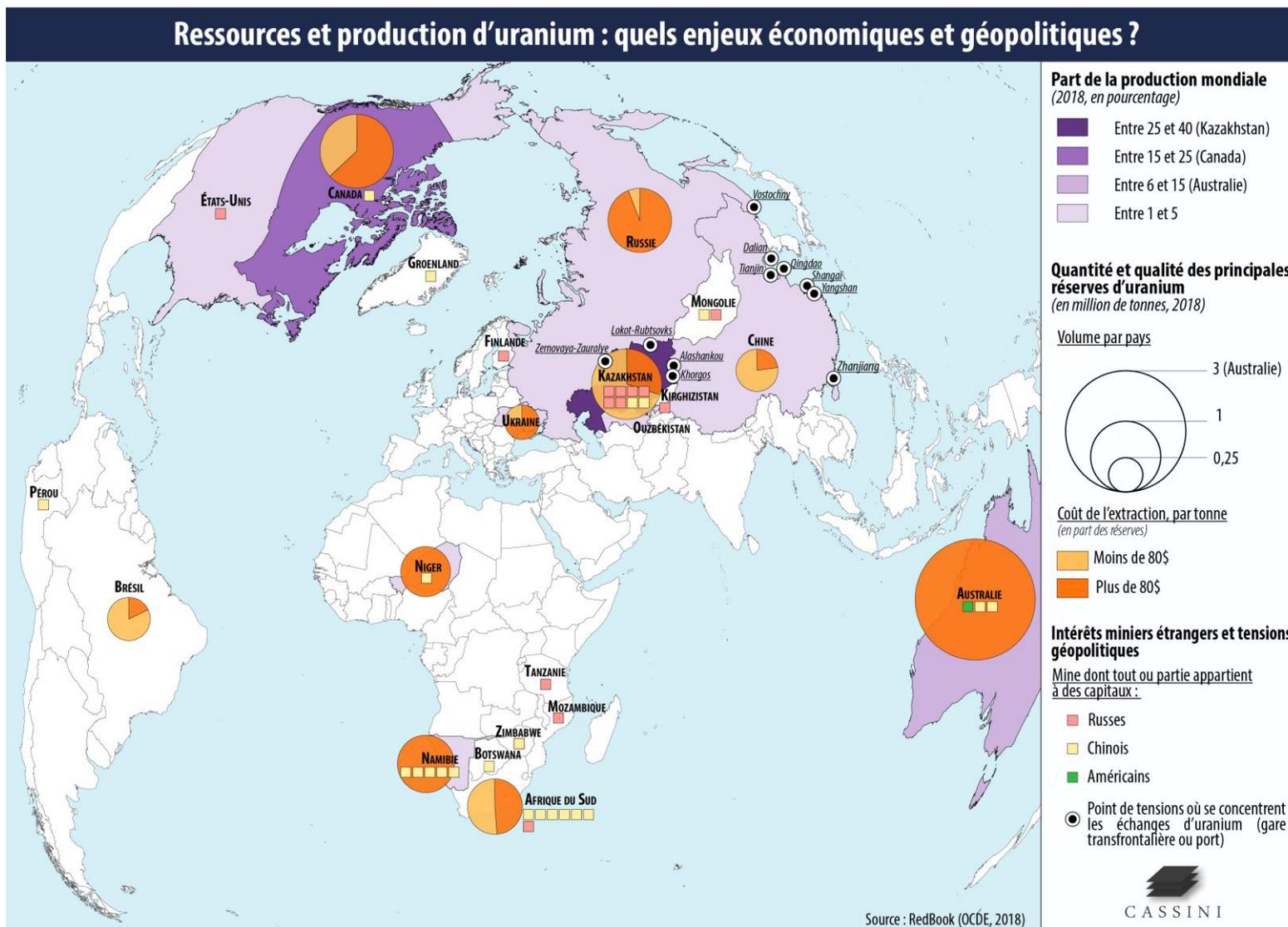
¹⁵ L'AIEA projette une hausse de la demande d'uranium de 2% à 2,5% annuellement jusqu'en 2035.

¹⁶ En 2018, ces stocks étaient estimés à 280 000 tU dans le monde.

¹⁷ En 2018, le marché spot représentait 16% des échanges contre 84% pour les contrats à long terme.

¹⁸ Les prix des contrats sont usuellement plus importants que sur le marché spot pour refléter les engagements de sécurité d'approvisionnement. La situation actuelle répercute la hausse des prix spot causée par la crise de la COVID.

CARTE : RESSOURCES ET PRODUCTION D'URANIUM, QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES ET GÉOPOLITIQUES ?



Une industrie uranifère états-unienne en difficulté

La baisse constante des prix *spot* et l'absence de soutien politique ont durement affecté l'industrie uranifère américaine. En 2019, seules 67 tonnes d'uranium ont été extraites des mines du pays, le plus bas volume depuis 70 ans. La production d'uranium américaine a été divisée par 24 depuis 2014, faisant reculer les États-Unis à l'avant-dernière place des producteurs mondiaux. Parallèlement, les investissements dans l'exploration sont passés de 66 millions de dollars en 2012 à un montant quasiment nul en 2019.

Au début de l'année 2020, seuls trois sites d'extraction étaient en activité : *Nichols Ranch* (capacité de 900 tU/an), *Lostcreek* (900 tU/an) et *Smith Ranch-Highland* (2 494 tU/an). Tous trois opéraient en dessous de leur capacité de production. Ces exploitations, toutes situées au Wyoming, subsistent grâce aux aides introduites spécialement par l'État fédéré, qui s'efforce de sauvegarder son industrie locale face à la concurrence du marché mondial.

Des approvisionnements dépendants des importations

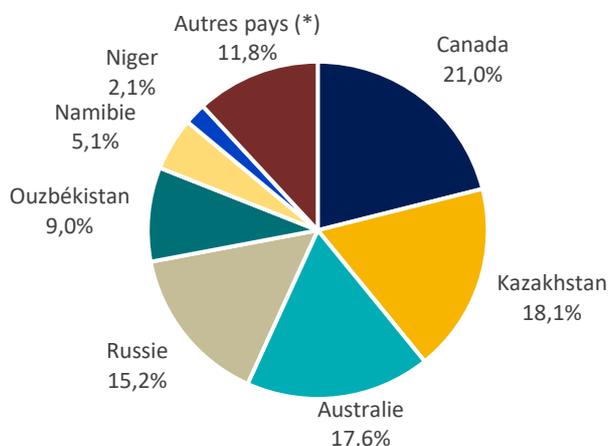
L'industrie nucléaire américaine est devenue presque entièrement dépendante des importations pour son approvisionnement. 93% du minerai actuellement utilisé par les réacteurs du pays provient de l'étranger, contre moins de la moitié en 1990. Les exploitants de centrales aux États-Unis ont acheté plus de 42 000 tonnes d'uranium à l'étranger en 2019, dont 23% provenaient du Canada, 20% d'Australie, 20% du Kazakhstan et 17% de Russie. Si les quantités fluctuent d'une année à l'autre, ces proportions sont restées globalement identiques entre 2015 et 2019, exception faite de l'Ouzbékistan, dont les approvisionnements ont progressé de près de 320% au cours de la période à mesure que la production américaine s'amenuisait.

La dépendance des États-Unis en matière d'approvisionnement n'est pas liée à un manque de minerais, mais à l'impossibilité de les exploiter d'une manière économiquement rentable. Les réserves américaines, principalement localisées sur le plateau du Colorado, le bassin du Wyoming et la côte texane, s'élèvent à 100 800 tU pour un coût de production de 260 USD/kg, mais le montant des réserves exploitables à 80 USD/kg tombe à seulement 13 100 tU. En raison de la qualité relativement médiocre des gisements aux États-Unis, le seuil de rentabilité des mines américaines est estimé à environ à 100 USD/kg, alors que le prix *spot* était de 80 USD/kg en avril 2020. Dans ce contexte, 9 mines ont été mises à l'arrêt et 6 autres n'ont pas été mises en activité alors même que les permis d'extraction avaient été obtenus. Leur capacité théorique de production s'élève à 5 749 tU/an soit environ un tiers de la consommation du pays.

Figure 6

Provenance de l'uranium acheté par les exploitants de réacteurs nucléaires aux États-Unis en 2019

Unité : part en % du total



(*) Pays dont les données sont couvertes par le secret statistique car trop faibles (dont États-Unis, Allemagne)

Source : U.S. Energy Information Administration, Form EIA-858, Uranium Marketing Annual Survey (2015–2019)

Tableau 1

Les 7 principaux fournisseurs d'uranium des exploitants de réacteurs civils aux États-Unis en 2019

Unité : millier de livres équivalent U₃O₈, classement des pays par ordre décroissant en 2019

Pays	2015	2016	2017	2018	2019	Variation 2015/2019
Canada	16 876	11 119	14 048	9 556	10 172	↓↓↓↓
Kazakhstan	10 723	10 806	4 638	8 168	8 760	↓↓
Australie	9 678	8 963	8 129	7 167	8 504	↓
Russie	9 063	6 539	7 068	5 360	7 365	↓↓
Ouzbékistan	1 040	2 030	2 148	2 540	4 365	↑↑↑↑
Namibie	3 456	1 993	1 040	2 178	2 450	↓↓↓
Niger	922	1 032	1 971	n.d.	998	↓
Autres pays	4 766	8 113	3 991	5 324	5 714	↑
Total	56 524	50 595	43 033	40 293	48 328	↓↓

Source : U.S. Energy Information Administration, Form EIA-858, Uranium Marketing Annual Survey (2015–2019)

L'industrie uranifère américaine est largement passée sous le contrôle de groupes étrangers. Les trois sites d'extraction d'uranium encore en activité dans le pays sont contrôlés par trois groupes canadiens (Energy Fuels, Ur-Energy et Cameco). Parmi les 15 autres sites de production d'uranium aux États-Unis, qui ne sont pas en activité, seuls 5 sont contrôlés par des industriels américains. Bien que le conglomérat de la Défense, *General Atomics*, détienne plusieurs mines d'uranium en dehors des États-Unis, dont les sites de *Four Mile* et de *Beverley* en Australie, il n'y a pas, à l'heure actuelle, de stratégie de recherche de nouvelles ressources à l'étranger.

L'affaire *Uranium One* a mis en lumière les difficultés de l'industrie américaine de l'extraction d'uranium. En effet, en 2010, Rosatom a racheté 51% des parts de l'entreprise minière canadienne *Uranium One* qui détenait alors deux permis d'exploitation aux États-Unis et environ 20% des capacités de production ISL¹⁹ américaines. Cette acquisition a été politiquement utilisée par Donald Trump en 2016 pour contrer les accusations d'ingérence russe en sa faveur²⁰, en dénonçant une collusion entre Hillary Clinton et le Kremlin pour faciliter ce rachat. La médiatisation de l'affaire *Uranium One* n'a toutefois pas déclenché de débat ni de réaction du gouvernement sur les risques liés aux prises de participation de groupes étrangers dans l'industrie uranifère aux États-Unis.

L'alerte a été donnée par des exploitants de mines qui se sont saisis des enjeux géopolitiques pour tenter de défendre leurs intérêts économiques. En janvier 2018, Ur-Energy (propriétaire de la mine de Lost Creek) et Energy Fuels (exploitant celle de Nichols Ranchs) ont conjointement déposé une requête auprès du Département du Commerce (DoC) afin d'évaluer les risques posés par l'achat d'uranium auprès d'entreprises contrôlées par des gouvernements étrangers. Si le DoC a conclu son enquête en reconnaissant que la « situation actuelle des importations d'uranium menace de nuire à la sécurité nationale des États-Unis »²¹, Donald Trump a décidé dans un premier temps de ne pas suivre ces recommandations. Les opérateurs de réacteurs, rassemblés au sein du *Ad Hoc Utilities Group*, ont fait pression sur l'administration Trump, arguant que la diversité des sources neutralisait toute menace de rupture d'approvisionnement et chiffrant l'augmentation des coûts de production d'électricité nucléaire entraînée par l'imposition de quota d'achat d'uranium américain entre 500 et 800 millions de dollars annuellement. Le rapport du DoC a toutefois eu le mérite de raviver le débat sur l'approvisionnement de l'industrie nucléaire américaine.

¹⁹ *In-situ leaching* est une technique d'extraction d'uranium par injection dans le sol d'une solution dissolvant le minerai afin de le pomper vers la surface.

²⁰ Les accusations reposaient sur deux éléments. D'un côté, la vente d'*Uranium One* a été approuvée par un comité interministériel dans lequel se trouvait un représentant du Département d'État alors qu'Hillary Clinton en était Secrétaire. De l'autre, la fondation Clinton a reçu, dans le passé, des donations provenant de certains actionnaires d'*Uranium One*. Mais l'absence de preuves tangibles a fini par invalider cette théorie.

²¹ *Memorandum on the Effect of Uranium Imports on the National Security and Establishment of the United States Nuclear Fuel Working Group*, juillet 2019 (rapport confidentiel)

Les exploitants de mines ont finalement profité des inquiétudes du Département de la Défense (DoD) quant à l’approvisionnement en combustible de la flotte de sous-marins nucléaires. En effet, l’uranium acheté à l’étranger ne peut être exploité à des fins militaires : des clauses contractuelles des contrats d’importation stipulent que le combustible ne peut être utilisé que dans le domaine civil. Considérant que la baisse de la production nationale d’uranium met en péril la viabilité de ses opérations, le DoD a recommandé de soutenir l’exploitation de mines américaines pour garantir ses approvisionnements.

Des stratégies offensives pour relancer l’industrie uranifère américaine

Le 12 juillet 2019, le Président états-unien a mis en place un groupe d’étude, le *Nuclear Fuel Working Group (NFWG)*, chargé d’établir une stratégie pour sauvegarder l’industrie uranifère du pays. Rendu le 20 avril 2020, ce rapport présente un plan de route pour « restaurer l’avantage compétitif de l’industrie nucléaire américaine » et « assurer la sécurité nationale des États-Unis »²². Ce document reconnaît l’intérêt stratégique de la filière pour la sécurité nationale du pays et vise à élaborer une méthode pour contrecarrer l’influence chinoise et russe dans le monde dans le nucléaire. S’il touche à l’ensemble des étapes de la chaîne de valeur du secteur, ce rapport formule plusieurs recommandations spécifiques à l’approvisionnement en uranium.

Premièrement, le Département de l’Énergie (DoE) envisage d’accroître les réserves d’uranium à partir d’approvisionnements issus de mines américaines et basés sur des contrats à long terme. Le Département gère depuis 2011 une première banque de combustibles, l’*American Assured Fuel Supply* située à Columbia (Caroline du Sud), contenant six recharges de réacteurs. Le budget fédéral 2021, présenté en février 2020, intègre les financements nécessaires pour doter cette réserve de l’équivalent en uranium de deux recharges supplémentaires de réacteurs²³. D’ici à 10 ans, le DoE envisage de porter ce chiffre à 30 recharges.

Deuxièmement, le DoE conseille de prolonger les quotas en vigueur sur l’achat d’uranium russe. À partir de 1992, le DoC a imposé une interdiction presque totale des importations venant d’anciens pays du bloc soviétique, considérant que les prix pratiqués mettaient en danger l’industrie américaine. Ces contraintes ont été largement assouplies par l’administration Bush en 2006, qui a fixé un plafond aux achats d’uranium russe à 20% des importations réalisées. Alors que cet accord expire en 2020, le DoE suggère de le prolonger et invite le Président à interdire toute importation d’uranium transformé en combustible venant de Chine et de Russie²⁴.

²² [US Department of Energy, Restoring America’s Competitive Nuclear Energy Advantage, 2020](#)

²³ Le financement est contesté par les Démocrates (voir partie : États-Unis : Les difficultés de la production américaine de combustibles)

²⁴ Voir partie : Russie : Les risques posés par les ambitions de Moscou dans la fabrication du combustible

Troisièmement, le DoE recommande de supprimer les restrictions réglementaires qui limitent l'ouverture de mines. Il s'agit d'abord de diminuer les coûts d'exploration et d'exploitation en facilitant l'obtention des permis qui régissent l'accès aux terres fédérales. Le budget fédéral 2021 propose également l'arrêt du programme permettant aux exploitants de centrales d'obtenir du minerai provenant des réserves du DoE en échange d'une prise en charge de travaux de réhabilitation d'anciennes mines d'uranium ou de décontamination de sites nucléaires.

Cette stratégie a globalement bénéficié d'un consensus trans-partisan. Le point de blocage le plus important pour les Démocrates concerne l'assouplissement des normes qui permettraient d'exploiter des gisements situés au sein de parcs nationaux ou des terres indiennes. Quelques élus démocrates, à l'image des sénateurs Ed Markey (Massachusetts) et Bernie Sanders (Vermont) ont également émis des doutes à titre individuel sur la réalité des risques sécuritaires posés par l'importation d'uranium. Mais les divergences historiques sur le nucléaire entre l'aile progressiste (B. Sanders, E. Warren, A. Ocasion-Cortez) et les modérés/conservateurs ont été momentanément réglées en faveur des pronucléaires suite à la nomination de Joe Biden à l'élection présidentielle de 2020²⁵.

Ainsi, à l'inverse de la Chine ou de la Russie, la priorité de la stratégie américaine porte sur la reconstitution de ses capacités industrielles nationales en matière d'approvisionnement plutôt que sur la conquête de nouveaux marchés à l'étranger.

²⁵ Le « Plan Climat » de Joe Biden cosigné par les représentants de l'aile progressiste affiche son soutien au développement du nucléaire.

RUSSIE : ALIMENTER EN URANIUM L'EXPANSION MONDIALE DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE RUSSE

La production russe d'uranium est entièrement contrôlée par Rosatom au sein de deux filiales :

- AtomRedMetZoloto (ARMZ), qui gère les actifs en Russie et exploite trois sites : à Dalur (Kurgan), Priargunsky (Transbaïkalie) et Khiagda (Bouriatie) ;
- Uranium One, qui s'occupe des projets à l'étranger.

27

ARMZ et Uranium One ont formé en 2014 une coentreprise, United Uranium Companies, servant de guichet unique pour faciliter leurs exportations d'uranium. L'absence de données ne permet toutefois pas de chiffrer le volume de ces ventes, dont les États-Unis étaient en 2018 le premier destinataire avec 36,3% des parts.

Une production nationale insuffisante pour Rosatom

Si la Russie dispose de ressources abondantes, leur exploitation est limitée par un coût élevé ainsi que par la stratégie de Rosatom de ne pas surexploiter les réserves nationales. Au total, plus d'une centaine de gisements ont été découverts en Transbaïkalie (Sibérie orientale), en Bouriatie (Sibérie orientale), dans l'oblast de Kurgan (Oural) et dans le sud de la Yakoutie (Extrême-Orient). Ces ressources sont estimées à 656 900 tU, soit 8% des réserves mondiales. Toutefois, seules 6% des réserves russes sont exploitables à moins de 80 USD/kg.

La production russe a diminué ces dix dernières années, pour tomber à 2 911 tU en 2019, un niveau inférieur de 18,2% à celui de 2010. Les ressources secondaires²⁶ s'amenuisent également. Les stocks stratégiques devraient être épuisés d'ici à 2025, tandis que le retraitement des combustibles usés ne permet de récupérer annuellement que 90 tU²⁷. Les investissements dans l'exploration ont chuté de moitié depuis 2014, paralysé par la baisse des prix du minerai. Les efforts se sont concentrés sur le gisement d'Elkon (Yakoutie), dont les réserves, estimées à 320 000 tU, sont grevées par un coût d'exploitation évalué à plus de 150 USD/kg.

De fait, la production russe ne permet ni de répondre aux besoins de sa propre industrie ni d'accompagner les ambitions internationales de Rosatom. La consommation annuelle du parc de réacteurs russes est d'approximativement 5 000 tU. L'exportation d'uranium et de combustibles assemblés ainsi que les contrats de fournitures de combustibles à long terme associés à la vente de réacteurs à l'étranger demandent déjà, d'après des estimations conservatrices, un minimum de 20 000 tU par an.

²⁶ Stocks stratégiques, uranium de retraitement et uranium issu du démantèlement d'armement nucléaire.

²⁷ S'il est difficile d'évaluer précisément le volume de matières que cette filière représente, Rosatom s'alimente également avec de l'uranium appauvri récupéré comme sous-produit de l'enrichissement d'uranium. (Voir partie : États-Unis : Les difficultés de la production américaine de combustibles).

De plus, le recours aux importations semble avoir été graduellement abandonné depuis la fin des années 2000, même si les données disponibles des douanes ne permettent pas de quantifier ce volume et de distinguer les achats d'uranium auprès de producteurs tiers. En effet, la sécurité des approvisionnements s'est révélée instable. Suite à la guerre de Géorgie de 2008, le gouvernement australien a dénoncé l'accord de fourniture en uranium signé avec la Russie un an plus tôt. Cette décision a été logiquement maintenue en 2014 après l'annexion de la Crimée. De plus, l'importation d'uranium appauvri (un sous-produit du processus d'enrichissement) venant d'Europe a soulevé une forte opposition de la part des militants environnementalistes, en Russie comme en Europe, qui a conduit à l'arrêt de ces échanges en 2009²⁸.

Par conséquent, la réalisation des aspirations de Rosatom s'est appuyée jusqu'à présent sur le développement d'exploitations à l'étranger ou par la prise de participation dans d'autres gisements via le rachat d'entreprises. Cette situation a aussi forcé Rosatom à chercher des financeurs étrangers, créant une brèche dans ce secteur jusqu'alors réservé aux intérêts russes. Ainsi, en 2018, ARMZ a fondé avec le chinois CNNC une coentreprise pour exploiter un nouveau gisement proche de la mine de Priargunsky.

Figure 7

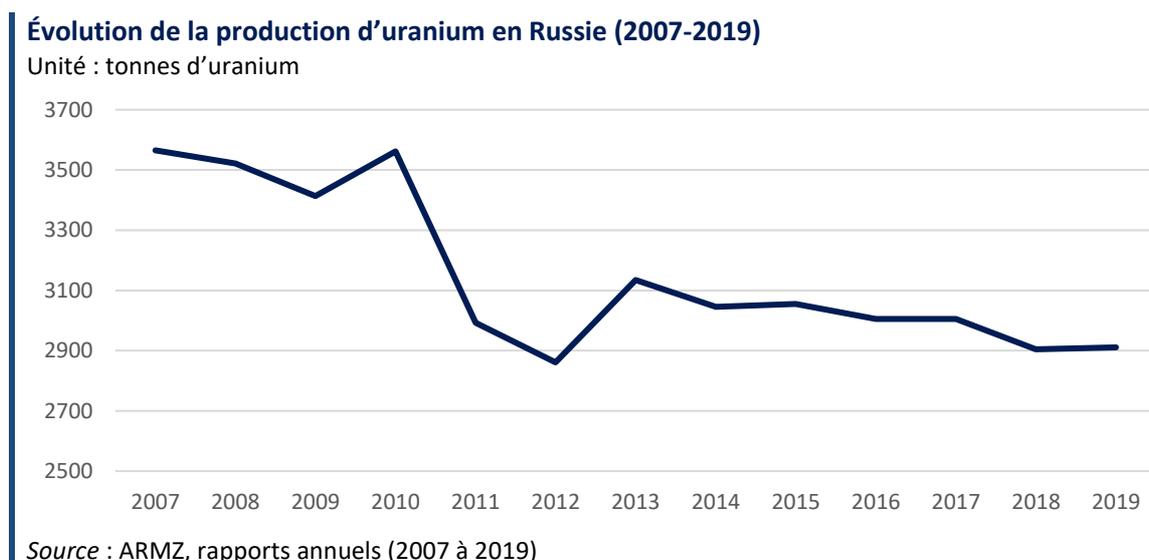


Tableau 2

Évolution de la production d'uranium en Russie
Unité : tonnes d'uranium

Production	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Volume	3 045	3 055	3 005	3 005	2 904	2 911
Variation	-2,9%	0,3%	-1,6%	0,0%	-3,4%	0,2%

Source : ARMZ, rapports annuels (2007 à 2019)

²⁸ Rosatom semble toutefois avoir recommencé à importer de petites quantités d'uranium appauvri d'Allemagne fin 2019.

La **Stratégie Énergie 2035** publiée par le Kremlin en décembre 2019 a rappelé le caractère prioritaire de l'exploitation des gisements à l'étranger. Cette orientation sert trois objectifs :

1. Rempporter des contrats de vente de centrales nucléaires à l'étranger : c'est le cas en Égypte, où l'accord d'achat de quatre réacteurs à El Dabaa s'est accompagné d'un engagement de Rosatom à développer les gisements de la côte de la mer Rouge²⁹.
2. Exploiter d'autres minerais stratégiques présents dans les mêmes gisements d'uranium : le gouvernement zimbabwéen a ainsi autorisé en décembre 2019 Rosatom à explorer conjointement ses ressources d'uranium et de lithium.
3. Être présent face à la Chine dans le secteur uranifère, particulièrement en Afrique australe.

Le Kazakhstan restait en 2019 la seule source de production d'uranium de Rosatom à l'étranger.

Dès 2001, les gouvernements russe, kazakhstanaï et kirghiz se sont associés pour exploiter le site de Zarechoye dans le sud du pays, donnant 49,7% des parts de la coentreprise à Rosatom. En 2009, le rachat du néerlandais *Effective Energy* a permis au groupe russe de sécuriser la moitié de la production de deux autres mines à Akbastau et Karatau. Cette position a été renforcée par la prise graduelle de contrôle entre 2009 et 2013 du Canadien Uranium One, qui détenait 70% des gisements d'Akdal et Inkay. Ces participations ont permis à Rosatom d'acquérir 4 375 tonnes d'uranium supplémentaires en 2019, soit un quart de la production kazakhstanaïse. Les quelques critiques contre le poids de Rosatom au Kazakhstan ont été rapidement éteintes. En désaccord avec le rachat d'Uranium One, Moukhtar Dzhakishev, président de Kazatomprom (l'entreprise publique kazakhe en charge de l'exploitation d'uranium) de 1998 à 2009 et proche des opposants au Président N. Nazarbayev, a été condamné à 14 ans de réclusion en 2010 pour des accusations de corruption.

L'Afrique représente une zone de développement prioritaire du groupe à l'international.

Le rachat en 2011 de l'Australien Mantra Resource avait déjà permis à Rosatom de poser un premier pied dans la région en récupérant le contrôle de 13,9% du projet de Mkuju River en Tanzanie³⁰. Mais les dernières réformes du domaine minier dans le pays, couplées aux conditions du marché, ont mis un coup d'arrêt au développement du gisement. Par ailleurs, Rosatom a répété son intérêt pour la Namibie où le groupe dispose de quatre permis de prospection. Toutefois, avec des cours de l'uranium à bas niveau, il est peu probable que le continent africain concurrence le Kazakhstan à moyen terme dans le portfolio de Rosatom.

²⁹ Un accord de coopération identique a été signé avec le Nigeria en 2009 liant une éventuelle construction future de centrale nucléaire à l'exploration des ressources uranifères du pays.

³⁰ Plus marginalement, l'acquisition de *Mantra resource* permet aussi à Rosatom de détenir le projet de Zambezi Valley au Mozambique.

Si c'est en Afrique qu'elle est la plus dynamique, la stratégie russe de diversification ne concerne pas que ce continent. En 2018, *Uranium One* a signé un mémorandum d'entente avec le gouvernement argentin afin d'explorer ses bassins. En revanche, Uranium One (Rosatom) s'est désengagé des pays les moins rentables, se séparant de ses participations dans la mine d'Honeymoon en Australie et de Willow Creek aux États-Unis.

Une concurrence parfois frontale avec la Chine

30

Avec de faibles coûts d'extraction de l'uranium, l'Asie centrale est convoitée par plusieurs puissances nucléaires. Dès la fin des années 2000, la Chine a créé une coentreprise avec le gouvernement kazakhstanais lui donnant accès à la moitié des ressources des mines de Demizbay et d'Irkol. Il en va de même au Kirghizstan où Rosatom dispose d'une part minoritaire dans le gisement de Kok Moinot tandis que la Chine y détient le gisement de Kashkasu depuis 2011³¹.

C'est en Mongolie que l'affrontement sino-russe est le plus visible. Si les réserves identifiées du pays apparaissent limitées, environ 113 500 tU, la totalité est exploitable à moins de 80 USD/kg, soit 5% des réserves mondiales à ce prix. Ouverte en 1989, la mine d'uranium de Dornod, dans l'est du pays, avait été abandonnée en 1995. En 2005, une coentreprise (Central Asian Uranium Co) avait été fondée par le groupe canadien Khan Resources (détenant 58% des parts), avec le russe Priargunskiy Mining and Chemical, future filiale de Rosatom, (21% des parts de la coentreprise) et l'entreprise publique mongole MonAtom (21% des parts) afin de relancer l'activité du site. Trois ans plus tard, les gouvernements russe et mongol ont fondé un groupe concurrent de Central Asian Uranium pour tenter de racheter le site de Dornod, sans la participation de Khan Resources. L'accord a été scellé à l'occasion d'une visite du président Medvedev à Oulan-Bator à l'été 2009 où le soutien du gouvernement mongol a été obtenu contre l'annulation d'une dette de 150 millions de dollars. Voyant la situation se détériorer, Khan Ressource a accepté en 2010 une offre de rachat de la China National Nuclear Corporation. Le rachat a déclenché une vague antichinoise au parlement mongol. En réaction, le gouvernement mongol a exproprié le groupe canadien, saisissant 51% des parts de Central Asian Uranium Co et transférant le reste à Rosatom³².

Malgré des frictions avec des concurrents étrangers, force est de constater que la stratégie russe dans le marché de l'uranium fonctionne. Avec 7 528 tU extraites en 2019, Rosatom est le deuxième producteur mondial.

³¹ En mai 2019, le gouvernement kirghiz a voté un moratoire sur toute exploitation uranifère dans le pays.

³² Pour l'heure le gisement n'a pas encore été mis en exploitation. Qui plus est, après cinq ans de procès, l'État mongol a indemnisé *Khan ressource* à hauteur de 70 millions de dollars.

CHINE : LA STRATÉGIE DE CONTRÔLE TERRITORIAL CHINOISE EN AFRIQUE

Une dépendance grandissante envers les importations d'uranium

Avec 48 réacteurs dorénavant en opération, la part du nucléaire dans le mix électrique de la Chine n'a cessé de croître pour atteindre 4,9 % en 2019, contre à peine 1 % il y a vingt ans³³. Bien que la Chine ait l'ambition de devenir auto-suffisante dans la plupart des aspects du cycle du combustible nucléaire, elle dépend encore beaucoup de fournisseurs étrangers pour quasiment toutes les étapes du cycle, et en particulier pour l'approvisionnement en uranium.

Les besoins en uranium du pays sont évalués à 9 834 tonnes pour l'année 2020 (soit quasiment 15% de la demande mondiale), faisant de la Chine le 2^e plus gros consommateur d'uranium au monde, derrière les États-Unis et devant la France³⁴. Cette tendance devrait se poursuivre puisque 15 réacteurs sont actuellement en construction, et que le pays, qui ambitionne explicitement de devenir l'un des *leaders* mondiaux de la filière nucléaire, prévoit d'en construire une centaine d'autres dans les décennies à venir. Les besoins en uranium de la Chine pourraient ainsi s'élever entre 15 000 et 20 000 tonnes en 2035³⁵.

La Chine dispose de ressources limitées en uranium. Les réserves du pays étaient estimées à environ 137 600 tonnes à 130 USD/kg (soit 3,5% des réserves mondiales) en 2017. La production chinoise d'uranium s'élevait en 2019 à 1 885 tonnes, issue d'une demi-douzaine de mines, produisant chacune entre 100 et 500 t/an, toutes gérées par la China National Uranium Corporation (CNUC), filiale de la CNNC. La mine la plus importante est située dans la province du Xinjiang, à l'extrême ouest du pays. Afin de contourner le monopole de la CNNC sur le cycle de combustible nucléaire, la China General Nuclear Power Group (CGNPG, anciennement China Guangdong Nuclear Power Holding Group) s'est également lancé depuis quelques années dans la prospection minière sur le territoire chinois par le biais de sa filiale China Guangdong Nuclear Uranium Resources Co Ltd (CGN-URC) créée en 2006 pour assurer l'approvisionnement en combustible de la CGNPG. **De plus, les minerais chinois sont, selon les standards internationaux, de qualité relativement médiocre** et la production minière peu productive.

Cette situation a poussé les sociétés électronucléaires à s'affranchir de l'objectif national consistant à s'approvisionner pour un tiers en uranium d'origine chinoise et à intensifier les accords internationaux pour obtenir du combustible auprès de fournisseurs étrangers³⁶. La dépendance envers les importations d'uranium n'a cessé d'augmenter ces dernières années. Jusqu'au début des années 2000, date à laquelle la construction de centrales nucléaires a commencé à s'accélérer, la majeure partie de la demande d'uranium de la Chine était satisfaite

³³ World Nuclear Industry Status Report

³⁴ World Nuclear Association, *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements*, Septembre 2020

³⁵ Mark Hibbs, *The Future of Nuclear Power in China*, Carnegie Endowment for International Peace, 2018

³⁶ World Nuclear Association, *China's Nuclear Fuel Cycle*, Août 2020.

par sa production nationale.³⁷ **Le déficit d'uranium de la Chine s'est fortement creusé depuis lors et a atteint près de 8 000 tonnes en 2019, soit 80 % des besoins du pays (contre quasiment 50 % en 2007).**

La stratégie d'approvisionnement en uranium est prise en charge par la China National Nuclear Corporation (CNNC), et s'articule officiellement autour de trois axes (stratégie dite des « trois tiers ») :

- augmenter la production nationale ;
- acquérir des ressources à l'étranger ;
- s'approvisionner sur le marché mondial³⁸.

Depuis une dizaine d'années, les entreprises chinoises se sont ainsi massivement lancées dans l'acquisition de mines d'uranium afin de sécuriser leurs approvisionnements, au Kazakhstan³⁹ (l'un des plus gros producteurs mondiaux) mais également et surtout en Afrique, où la Chine mène une stratégie agressive de conquête des ressources en uranium du continent.

Offensive chinoise sur les mines africaines

Le continent africain est une cible prioritaire pour les entreprises minières chinoises pour plusieurs raisons. **D'une part, le continent renferme près d'un million de tonnes d'uranium à 130 USD/kg** (soit près du quart des réserves mondiale), principalement en Namibie (9% des réserves mondiales), en Afrique du Sud (6%), au Niger (6%), ainsi qu'en Tanzanie, en République centrafricaine, au Botswana, en Zambie, au Mali, au Gabon, au Malawi et en Mauritanie. La production combinée de ces pays s'élevait à 8 805 tonnes en 2019, soit 16% de la production mondiale (principalement en Namibie (10%) et au Niger (5,6%)). **D'autre part, c'est un continent ouvert aux investisseurs étrangers**, où les contraintes environnementales et sociales sont quasi inexistantes et les coûts de main-d'œuvre sont faibles. **Enfin, cette vague d'acquisition des mines d'uranium africaines s'inscrit dans une stratégie de long terme** de pénétration économique et géopolitique du continent par la Chine, débutée dans les années 1990 et dorénavant poursuivie dans le cadre de la **Belt and Road Initiative (BRI)**. Cette stratégie s'appuie sur une offre de financement attractive qui permet au gouvernement chinois de faire pression sur le pays récipiendaire pour faciliter l'octroi de licences d'exploitation au entreprises chinoises.

³⁷ Hui Zhang et Yunsheng Bai, "China's Access to Uranium Resources", Cambridge, Mass.: The Project on Managing the Atom, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University, mai 2015, p.24.

³⁸ Cette troisième option reste perçue comme un facteur de vulnérabilité, compte tenu de la domination occidentale sur le marché international de l'uranium.

³⁹ Une filiale de la CGNPG, Sino-Kazakhstan Uranium Resources Investment Co, a ainsi investi en 2008 dans deux mines d'uranium kazakhes (Irkol et Semizbai), qu'elle détient désormais à 49%, tandis que la CNNC a acquis 49% de la mine de Zhalpak en 2017.

L'arrivée de la Chine au Niger, la fin de 40 ans d'un monopole français

C'est au **Niger**, à travers la China Nuclear International Uranium Corporation (SinoU), sa filiale chargée des activités uranifères à l'international, que la CNNC a fait ses premières acquisitions dans des projets à l'étranger, en prenant 37,2% des parts de la Société des Mines d'Azelik (Somina) en 2007. **L'investissement de la CNNC dans la Somina**, qui fut le premier consécutif à la refonte de la loi nigérienne de 2006, **mit fin à près de 40 années de monopole d'Areva sur les mines nigériennes d'uranium**. L'arrivée de la Chine fut, à ce titre, plutôt bien accueillie par la classe politique et les acteurs de la société civile nigérienne, qui considéraient que la mise en concurrence de la société française allait offrir de meilleures conditions contractuelles au gouvernement du Niger.

Cet investissement s'est néanmoins soldé par un échec. Bien que la mine ait officiellement commencé la production d'uranium en 2012, elle fut fermée dès la mi-2015. La CNNC a finalement renoncé à investir dans l'exploitation du site en raison de l'effondrement des cours mondiaux de l'uranium, du ralentissement de l'économie chinoise à partir de 2008 et, probablement, de la montée de l'instabilité politique dans la région. Malgré l'arrêt de la production, les droits d'extraction exclusifs acquis par la CNNC à Azelik contribuent à l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en uranium de la Chine : la ressource en uranium reste disponible et pourra être à nouveau exploitée dès que les conditions de marché redeviendront meilleures.

La Namibie, une prise de contrôle chinoise du secteur uranifère

C'est aujourd'hui surtout en **Namibie**, pays qui possède près de 9% des réserves mondiales d'uranium et a fourni en 2019 plus de 10% de la production mondiale, que les entreprises chinoises concentrent leur attention. Le dernier épisode en date est l'acquisition en juillet 2019 par la CNUC des 69% que Rio Tinto possédait dans la compagnie namibienne Rössing Uranium Limited, qui détient la mine d'uranium de Rössing, l'une des plus grandes mines à ciel ouvert du monde (2 000 tonnes produites en 2019). **Cette prise de contrôle a placé la Chine aux commandes de l'ensemble du secteur minier namibien**. Elle intervient en effet après l'acquisition en 2012 par la société hong-kongaise Taurus Minerals Limited, filiale de la CGNPG et du China-Africa Development Fund, de 90% des parts dans Swakop Uranium, la société qui exploite la mine Husab, l'un des plus importants gisements d'uranium au monde (3 400 tonnes produites en 2019), et de l'achat en 2014 par la China Uranium Corporation, filiale de la CNNC, de 25 % des parts dans la mine de Langer Heinrich à la société australienne Paladin Energy.

Cette prise de contrôle du secteur des mines d'uranium namibienne par les entreprises chinoises ne se fait pas sans controverses, à l'instar de la révélation faite en juin 2019 par la presse du pays d'un accord passé entre les gouvernements namibien et chinois pour le financement de la construction du nouveau siège de la SWAPO (le parti au pouvoir depuis l'indépendance du pays en 1990), attribué à une société chinoise Unik Construction Engineering pour plusieurs millions de

dollars, en échange de la promesse de l'obtention de quatre licences de prospection exclusive d'uranium (EPLS).

Le Botswana, un pari sur l'avenir

Enfin, au Botswana, c'est une société privée chinoise, Shenke Holdings, qui a acquis au printemps 2020 une participation majoritaire dans la société A-Cap Energy qui détient la mine de Letlhakane. Cette mine, considérée comme l'un des principaux gisements d'uranium non développés dans le monde, n'a pour l'heure jamais été exploitée en raison de la faiblesse du prix de l'uranium sur le marché mondial.

La sécurisation des convois d'uranium

L'ouverture possible de nouvelles mines, notamment en Afrique, demande à réfléchir à une uniformisation des pratiques de sécurisation des convois, particulièrement pour les gisements enclavés.

À première vue, le transport d'uranium peut apparaître moins problématique que celui du gaz ou du pétrole. La forte densité énergétique de ce minerai réduit les volumes de matière à prendre en charge. De plus son déplacement ne repose, à première vue, pas sur des infrastructures aussi fixes que des pipelines. Mais l'éloignement entre les mines et les usines de production du combustible situées en Europe, Amérique du Nord, Chine et Russie, impose des déplacements à grande distance pour lesquels il n'existe pas, à l'heure actuelle, d'approche standardisée.

L'exemple du Malawi est parlant. Exporté *via* le port de Walvis Bay en Namibie, l'uranium de la mine — actuellement à l'arrêt — de Kayelekera dans le nord du pays devait parcourir 3 500 km, en passant par la Zambie, dans des conditions de sécurisation totalement différentes d'un État à l'autre⁴⁰. Dans le cas de gisements situés dans des pays enclavés, l'uranium est conditionné dans des barils en acier de 200 litres regroupés dans des conteneurs placés sur des camions et/ou trains puis transférés sur des navires. À titre d'exemple, l'uranium extrait des mines d'Arlit (Niger) parcourt d'abord 1 600 km par camion jusqu'à Barakou au Bénin, où les barils sont mis sur des trains afin de rejoindre le port de Cotonou 400 km plus loin. Les réglementations propres à ces pays peuvent contraindre les acheminements. Ainsi, la Nouvelle-Zélande interdit aux bateaux transportant de l'uranium et faisant escale sur leur route vers l'Asie de transborder les minerais sur un autre navire dans ses ports.

Des points de passages stratégiques à surveiller

Quelques points de passage seront amenés à prendre une importance stratégique en raison de la reconfiguration de la géographie de la production et de la consommation d'uranium ainsi que l'intensification de ces échanges.

En **Afrique australe**, c'est le cas du port de Walvis Bay en Namibie dont le développement pose de sérieux défis en termes de saturation des capacités logistiques et d'engorgement du réseau routier. En réponse, les gouvernements tanzaniens et malawiens envisagent d'équiper le port de Dar es-Salaam (Tanzanie) pour l'expédition de matières radioactives.

En **Russie**, les importations d'uranium kazakhstanais passent par deux points d'entrées transfrontaliers, la gare de Lokot/Rubtovks dans l'Altaï et celle de Zernovaya/Zauralye (Oblast

⁴⁰ La Zambie avait, par exemple, pour habitude de sécuriser ses transports par une soixantaine de policiers quand le Malawi préférait une approche plus discrète.

de Kurgan). Jusqu'à récemment, les importations d'autres pays transitaient exclusivement par Saint-Pétersbourg. Rosatom envisage néanmoins de développer une route orientale *via* le port de Vostochny sur la mer du Japon et un parcours méridional par le port de Taganrog en mer d'Azov.

La **Chine** connaît une dynamique identique. Tandis que la totalité de ses importations du Kazakhstan entrait par la gare frontalière d'Alashankou dans le Xinjiang, un autre point d'entrée a été aménagé à Khorgos dans la même région. L'uranium provenant d'Afrique, d'Australie et d'Amérique du Nord entre en Chine par trois ports principaux, Shanghai, Yangshan nord ainsi que Zhanjiang au sud, et plus marginalement par trois sites en mer Jaune (Dalian, Qingdao et Tianjin).

PRODUCTION DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES : DES RISQUES À SURVEILLER

La complexité de la fabrication du combustible nucléaire revêt une importance géopolitique de plus en plus marquée et de plus en plus dominée par la Russie. D'une part, dans un marché qui pâtit d'une surcapacité de production, la Russie est devenue un acteur incontournable de la chaîne de valeur, et ce au détriment de l'industrie américaine. D'autre part, Rosatom domine très largement la fourniture d'assemblages de combustibles destinés aux réacteurs de technologie russe et verrouille en grande partie le marché.

À RETENIR

Le marché de la production de combustible nucléaire comprend 3 grands segments : la conversion, l'enrichissement et la transformation d'assemblages. Ces trois segments de marché présentaient d'importantes surcapacités. À titre d'exemple, 45% des capacités mondiales de conversion étaient inexploitées en 2019.

Rosatom (Russie) était le *leader* mondial de la production de combustible nucléaire en 2019, avec 35% de part de marchés sur le segment de la conversion et 36% sur celui de l'enrichissement. L'existence de surcapacités mondiales limite le risque de voir la Russie utiliser sa position de manière coercitive. Mais l'influence géopolitique russe est plus sensible sur le segment de l'assemblage. En effet, Rosatom est pratiquement le seul à pouvoir fournir le combustible requis par les centrales nucléaires de l'ex-URSS et il n'existe actuellement aucune alternative pour les futurs modèles VVER-1200 exportés en Égypte, en Turquie, au Bangladesh, en Biélorussie et en Finlande.

La **Chine** a lancé une stratégie offensive de développement de ses capacités de production de combustible nucléaire. L'industrie chinoise était déjà capable de répondre aux besoins de son parc de réacteurs nucléaires en 2019. La Chine a pour objectif d'accroître encore plus fortement sa production de combustible pour gagner des parts de marché à l'international. CNNC est déjà actif au Pakistan et le groupe est positionné au Kazakhstan et en Ukraine.

L'**industrie états-unienne** de la production de combustible est en mauvaise posture. Le pays était entièrement dépendant de l'offre étrangère de conversion en 2019 et 75% des services d'enrichissement provenaient de l'étranger, principalement de Russie. Le DoE et le Nuclear Fuel Working Group ont formulé une stratégie de soutien au secteur en 2020 mais son financement a été en partie rejeté par la Chambre des représentants, à majorité démocrate.

MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES

Vue d'ensemble des types de réacteurs

La production des combustibles varie selon le type de réacteurs, qui peuvent être divisés en trois groupes principaux :

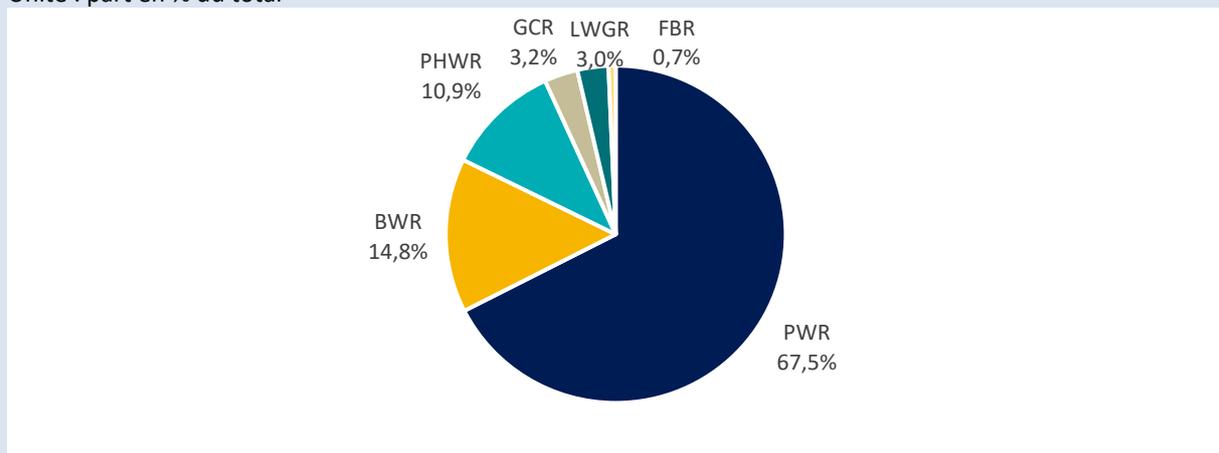
- les réacteurs fonctionnant avec un refroidissement à **eau** (PWR, BWR, LWGR) ;
- les réacteurs refroidis par **eau lourde** (PHWR) ;
- les réacteurs refroidis au **gaz** (CGR) ;

Les surgénérateurs (ou Fast Breeder – FBR) sont une autre catégorie mais seules 3 unités étaient en fonction en 2020. Il est aussi possible de diviser le parc entre les modèles de technologie russe et occidentale.

Figure 8

Répartition du parc électronucléaire mondial par type de réacteur (*)

Unité : part en % du total



(*) BWR : Réacteur à eau bouillante ; PWR : Réacteur à eau pressurisé ; LWGR : Réacteur à eau légère modéré au graphite ; PHWR : Réacteur à eau lourde pressurisé ; CGR : Réacteur refroidi au gaz ; FBR : Fast Breeder
Source : IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

Tableau 3

Répartition du parc électronucléaire mondial par type de réacteur (*)

Unité : nombre de tranches

Type	PWR	BWR	PHWR	GCR	LWGR	FBR	Total
Nombre	297	65	48	14	13	3	440
Part	67,5%	14,8%	10,9%	3,2%	3,0%	0,7%	100,0%

(*) BWR : Réacteur à eau bouillante ; PWR : Réacteur à eau pressurisé ; LWGR : Réacteur à eau légère modéré au graphite ; PHWR : Réacteur à eau lourde pressurisé ; CGR : Réacteur refroidi au gaz ; FBR : Fast Breeder
Source : IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

Les étapes de fabrication de combustible pour les réacteurs à eau lourde

Les réacteurs à eau lourde (PHWR) ont une chaîne de fabrication du combustible nécessitant le moins d'opérations. Le *yellowcake* (surnom du concentré d'uranium produit en sortie de mine) est conditionné en poudre de dioxyde ou trioxyde d'uranium et directement assemblé en combustible sans enrichissement préalable obligatoire. Sept pays sont en mesure de réaliser cette opération : le **Canada** (qui dispose de deux sites) et la **Chine, l'Inde, le Pakistan, la Corée du Sud, la Roumanie et l'Argentine** (qui possèdent chacun un seul site).

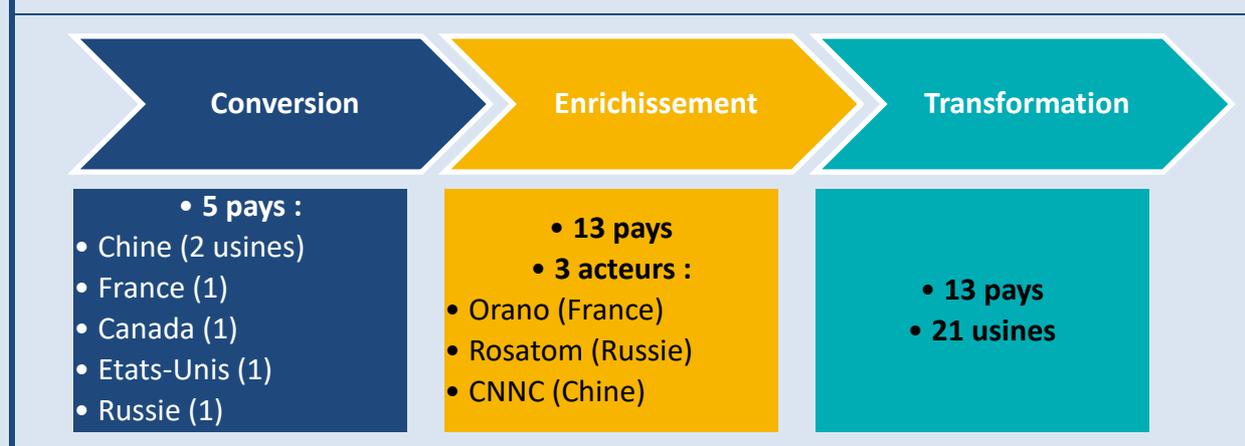
Les 3 étapes de fabrication de combustible pour les autres types de réacteurs

Le processus est plus complexe pour les autres types de réacteurs et comprend 3 étapes principales.

1. Premièrement, le *yellowcake* doit être **converti** en hexafluorure d'uranium (UF₆)⁴¹. Seuls cinq pays sont en mesure de réaliser cette étape : la **Chine** (avec deux usines) et la **France, le Canada, les États-Unis et la Russie** (qui disposent chacun d'une usine).
2. Deuxièmement, l'UF₆ est **enrichi** pour augmenter la teneur en uranium 235. En dépit d'une répartition spatiale moins centralisée, avec des sites dans 13 pays, ce marché se concentre autour de trois acteurs : **Orano** (France), **Rosatom** (Russie) et **CNNC** (Chine).
3. Troisièmement, l'UF₆ est **transformé** en poudre de dioxyde d'uranium (UF₂) puis comprimé en pastilles et regroupé dans des assemblages dont l'architecture dépend autant du type de réacteur que de sa provenance et de son constructeur. Au total, 21 usines dans 13 pays pouvaient réaliser cette étape en 2019.

Figure 9

Mémo - Les étapes de fabrication de combustible



Source : Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques

⁴¹ Cette opération peut nécessiter une étape intermédiaire de conversion en UF₄. En France, la conversion en UF₄ se fait à Malvési près de Narbonne et la transformation en UF₆ est réalisée à Pierrelatte.

Un marché segmenté et en surcapacité

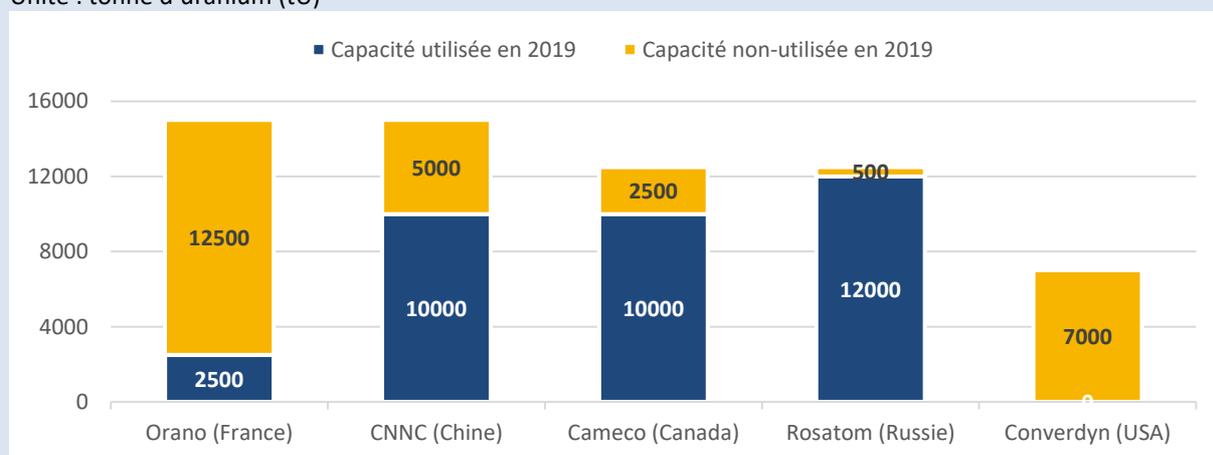
Les exploitants de centrales n'achètent pas toujours le combustible assemblé, mais commandent l'uranium, les services de conversion, d'enrichissement et de fabrication séparément.

En 2020, le marché de la conversion d'uranium était en surcapacité, utilisant seulement 55% de ses moyens de production. Il en va de même pour l'enrichissement, avec un taux d'utilisation des capacités de production de seulement de 86%. Les statistiques sur le volume d'assemblages de combustible sont plus difficiles à établir mais indiquent aussi un marché en surcapacité⁴².

Figure 10

Capacité de conversion de l'uranium en 2019

Unité : tonne d'uranium (tU)

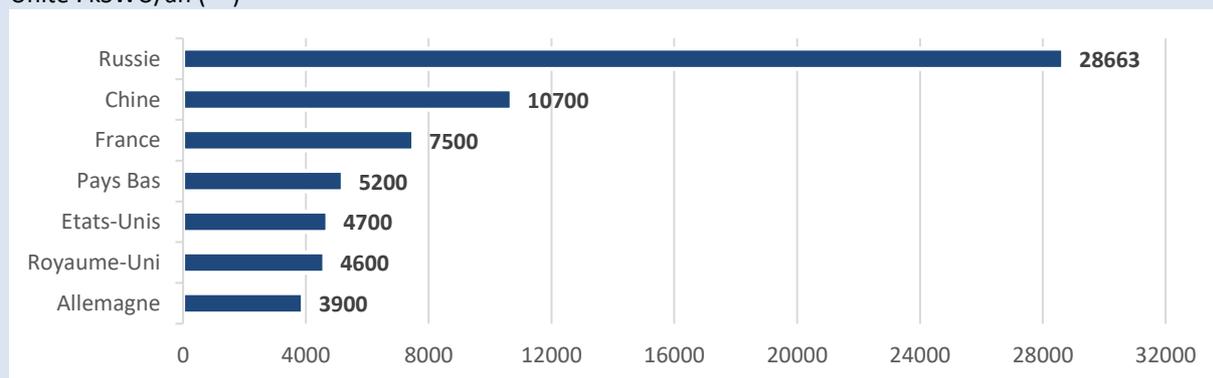


Source : World Nuclear Association

Figure 11

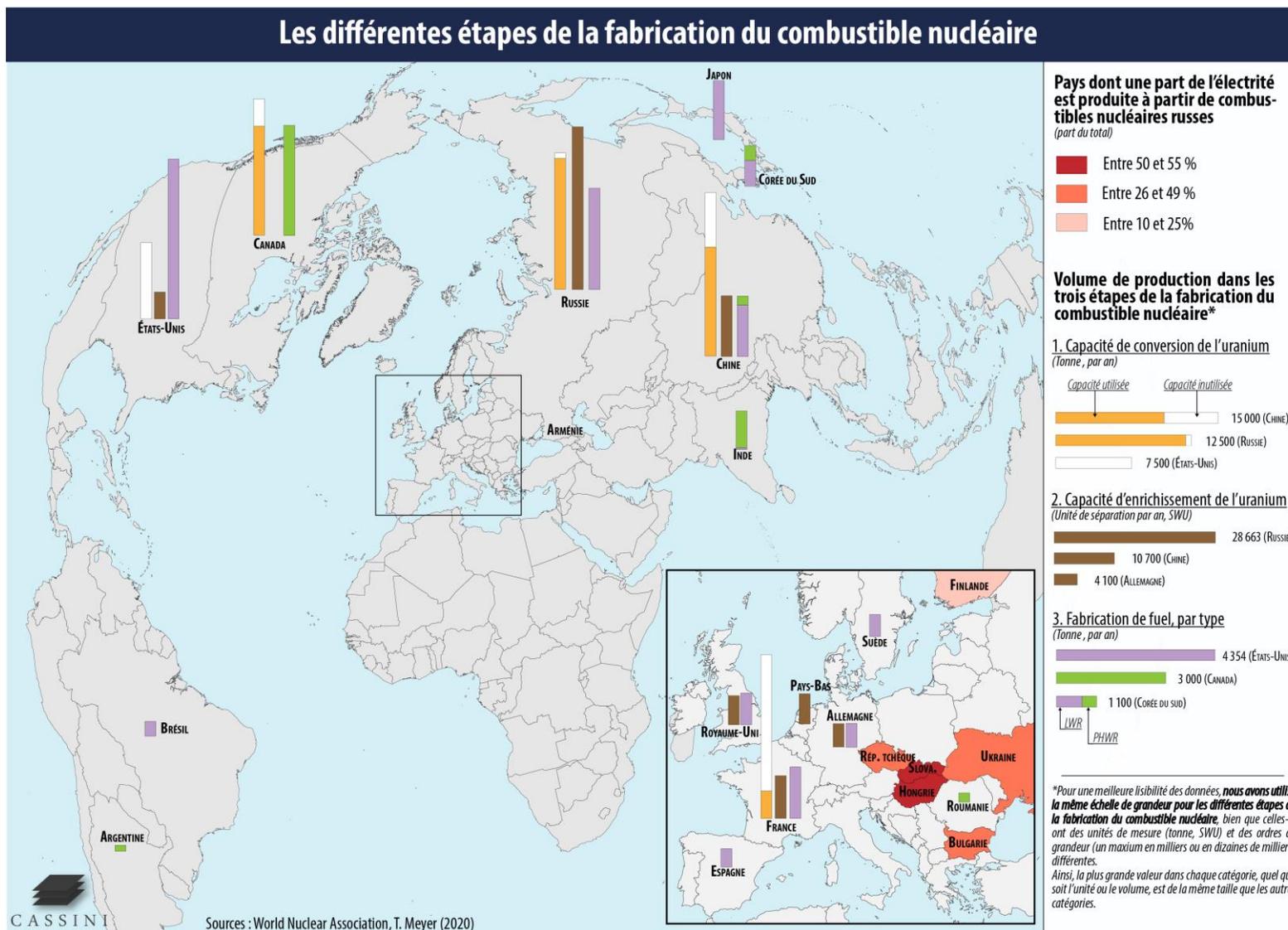
Capacité d'enrichissement d'uranium par pays en 2019 (*)

Unité : kSWU/an (**)



(*) Liste non-exhaustive : les capacités du Brésil, Japon, Inde, Pakistan, Argentine et Iran, inférieures à 200 kSWU par an, ne sont pas présentées / (**) SWU : Separative work units / Source : World Nuclear Association

⁴² Les capacités globales d'assemblage de combustible ne constituent pas une donnée pertinente géopolitiquement. L'influence vient de la capacité à produire des combustibles pour certains types de réacteurs.



RUSSIE : LES RISQUES POSÉS PAR LES AMBITIONS DE MOSCOU DANS LA FABRICATION DU COMBUSTIBLE

Un poids écrasant sur le marché mondial de la fabrication du combustible

Rosatom est aujourd'hui le principal acteur du marché de la fabrication du combustible. Grâce à ses différentes filiales, le groupe russe est le premier fournisseur de conversion, avec 12 000 tU produites en 2019, soit 35% du total mondial. Il domine également le marché mondial de l'enrichissement. Le groupe russe est le premier producteur avec 36% des parts de marché (20 680 SWU). Enfin, un réacteur sur six dans le monde consomme des combustibles assemblés en Russie, ce qui le place au troisième rang sur ce segment. Les ventes de TENEX à l'étranger représentaient 15% du chiffre d'affaires total de Rosatom en 2019.

Le groupe russe a réussi à conquérir d'importantes parts de marché dans de nombreux pays étrangers. Entre 2015 et 2019, le conglomérat russe a exporté de l'uranium enrichi dans 15 pays. Ses approvisionnements représentaient même 25% de l'enrichissement des combustibles utilisés aux États-Unis. Il en va de même en Europe où les exploitants de réacteurs se fournissaient auprès de Rosatom en 2019 pour 32% de leur besoin de conversion et 30% pour l'enrichissement. Rosatom a également pris pied dans le Golfe arabo-persique, signant en 2012 un contrat de 15 ans pour l'approvisionnement de la moitié de l'uranium enrichi nécessaire pour la centrale de Barakah aux Émirats arabes unis. Enfin, la Russie est la principale plateforme mondiale du réenrichissement d'uranium appauvri. Électricité de France (EDF) a ainsi signé en 2018 un contrat de 10 ans pour la production d'uranium enrichi à partir de matériaux venant de ses propres combustibles retraités.

Une offre globale et une présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur

Rosatom maîtrise toutes les étapes de fabrication du combustible fabriqué en Russie *via* deux filiales : TVEL, en charge de la fabrication et TENEX, responsable de la commercialisation de combustible à l'étranger. Afin d'améliorer sa productivité, Rosatom a regroupé ses capacités de conversion sur un site à Seversk en Sibérie. L'enrichissement est réalisé dans quatre usines, à Novouralsk (Oural) (10 000 kSWU), Zelenogorsk (Sibérie) (12 000 kSWU) et, plus marginalement, à Seversk (3000 kSWU) et Angarsk (2600 kSWU). L'assemblage est fait sur deux sites : Elektrostal (Oblast de Moscou) et Novossibirsk (Sibérie), tandis que l'alliage de zirconium, indispensable à la construction des gaines constituant les combustibles, est produit à Chepetsk dans l'Oural. Dernier élément et non des moindres, Rosatom bénéficie d'un monopole sur son marché intérieur, ce qui lui donne une assise confortable pour aller conquérir des parts de marché à l'étranger.

Bien que Rosatom soit devenu un acteur incontournable du marché, l'existence de surcapacités mondiales d'enrichissement et de conversion limite le risque de voir la Russie utiliser sa position de manière coercitive.

L'exportation de combustibles, véritable levier géopolitique pour la Russie

C'est toutefois dans l'exportation de combustibles assemblés que l'influence géopolitique de la Russie est la plus sensible. Rosatom, *via* TENEX, vend ses assemblages dans 22 pays, détenant 17% des parts du marché mondial. Entre 2016 et 2019 Rosatom a livré des combustibles à 35 réacteurs commerciaux à l'étranger.

Cette réussite s'explique par le fait que le groupe russe est pratiquement le seul à pouvoir fournir le combustible requis par les centrales nucléaires des anciens satellites de l'URSS, ce qui lui assure un marché important. Il existe au total 41 réacteurs de construction russe (modèles VVER-440 et VVER-1000) en dehors des frontières de la Russie : en Bulgarie (4 VVER-440 et 2 VVER-1000), Finlande (2 VVER-440), Slovaquie (4 VVER-440), Inde (2 VVER-1000), Ukraine (13 VVER-1000 et 2 VVER-440), Arménie (1 VVER-440), Chine (4 VVER-1000), République tchèque (4 VVER-440 et 2 VVER-1000) et Iran (1 VVER-1000).

De plus, l'industrie russe a développé depuis 1993 des assemblages de combustible pour les centrales nucléaires de fabrication occidentale⁴³. TENEX a déjà fourni des réacteurs aux Pays-Bas, au Mexique et dernièrement en Suède où l'énergéticien national, Vattenfall, a signé un contrat d'approvisionnement avec Rosatom représentant 20% du combustible utilisé par les réacteurs n° 3 et 4 de sa centrale de Ringhals.

La position de Rosatom sur le segment des réacteurs VVER pose question quant à la dépendance énergétique que cet approvisionnement pourrait induire. En 2019, 100% de l'électricité nucléaire produite en Hongrie, en Slovaquie, en République tchèque, en Bulgarie et en Arménie était générée avec du combustible russe, 57% en Ukraine, 36% en Finlande et 30% en Inde. Les combustibles importés de Russie représentaient alors 55% de la production d'électricité en Slovaquie, 50% en Hongrie, 35% en République tchèque et en Bulgarie, 30% en Ukraine et 11% en Finlande.

Les risques de dépendance à la Russie pour les pays exploitants des réacteurs VVER

Le contrôle de l'approvisionnement en Europe centrale et orientale par Rosatom constitue-t-il un risque géopolitique ? De prime abord, les risques de disruptions semblent limités.

⁴³ Rosatom travaille aujourd'hui sur un prototype de combustible convenant autant aux VVER qu'au PWR.

La diversité des modes d'acheminement d'assemblages de combustibles limite le risque lié à une éventuelle rupture d'approvisionnement. À titre d'exemple, lorsque Rosatom était dans l'impossibilité de faire transiter la livraison de combustibles par l'Ukraine en 2014, au plus fort de la crise liée à l'annexion de la Crimée, le géant russe a réussi à honorer ses commandes à destination de la Hongrie et de la Slovaquie en expédiant ses cargaisons par avion⁴⁴.

De plus, les pays européens sont en mesure de constituer d'importants stocks de combustible pour prévenir tout risque de rupture d'approvisionnement. En effet, un réacteur est arrêté en moyenne tous les 18 à 24 mois pour remplacer un tiers de ses assemblages. Le faible volume du combustible facilite encore la gestion des stocks.

Il existe en théorie des solutions de diversification pour l'achat de combustibles VVER. Dès la fin des années 1990, l'américain Westinghouse s'est mis à développer des assemblages pour les réacteurs VVER-1000 et 440, et a commencé leur exportation en Finlande, en République tchèque et en Ukraine. Westinghouse a agrandi en 2016 son usine de fabrication de combustible de Västerås (Suède) suite à la demande d'Energatom, chargé de l'exploitation des centrales ukrainiennes, dans le cadre d'un renforcement du partenariat entre les deux groupes⁴⁵. Simultanément, la Commission européenne a financé en 2015 à hauteur de 2 millions d'euros le programme de recherche « European Supply of Safe Nuclear Fuel » piloté par Westinghouse afin de reconquérir le marché du combustible des réacteurs VVER-440 pour lesquels l'entreprise n'a plus de contrat depuis 2007. Durant les années 2000, deux autres groupes, le National Nuclear Laboratory (Angleterre) et ENUSA (Espagne), ont également produit de petites quantités de combustibles VVER. Le gouvernement ukrainien envisage depuis 2010 la construction d'une usine d'assemblage pour VVER dans le sud du pays.

Par ailleurs, la Commission européenne dispose des moyens réglementaires pour renforcer la diversification des approvisionnements en combustible du marché européen. L'Agence de l'approvisionnement fondée par le traité Euratom dispose du droit exclusif de conclure les contrats de fournitures et d'achats de combustibles réalisés par les exploitants des pays membres. Ainsi, en 2015, l'Agence a temporairement bloqué un contrat de fourniture entre Rosatom et la Hongrie craignant qu'il ne renforce la dépendance de l'UE à la Russie.

Cependant, les stratégies de diversification des pays utilisant des réacteurs VVER se heurtent à des obstacles techniques.

D'une part, Westinghouse a connu plusieurs défaillances en Ukraine et en République tchèque avec des combustibles VVER. Ces événements ont découragé les exploitants de diversifier leur approvisionnement.

⁴⁴ Toujours en 2014, les menaces d'un arrêt des livraisons de combustibles à l'Ukraine proférés par Vladimir Putin ont été rapidement balayées par Sergei Kiriienko, président de Rosatom.

⁴⁵ En 2018, Westinghouse fournissait 43% du combustible utilisé en Ukraine.

D'autre part, les combustibles nucléaires ne sont pas construits de manière standardisée. Ils sont fabriqués sur mesure pour correspondre aux différentes modifications techniques des réacteurs et à l'optimisation de leur fonctionnement. Ces ajustements se traduisent par des relations étroites entre exploitants et fournisseurs et entraînent des investissements importants, ce qui limite les possibilités de changement rapide de fournisseur.

Enfin, le processus d'obtention de licence d'exploitation représente la plus importante barrière à l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché. C'est l'exploitant des réacteurs, et non le fabricant du combustible, qui a la charge d'obtenir l'autorisation d'utiliser un nouveau type d'assemblage de combustible dans sa centrale. Les multiples tests de sûreté accompagnant cette étape renchérissent son coût. En conséquence, en 2020 Westinghouse ne fournit de combustible que pour 6 des 13 réacteurs VVER-1000 de l'Ukraine. Le groupe n'a pas d'autre client en Europe. Pire, Westinghouse n'a aucun contrat pour les VVER-440 alors que ce modèle constitue les deux tiers du parc nucléaire en Europe centrale et orientale.

L'absence de concurrence réelle à Rosatom sur ce marché constitue un enjeu géopolitique majeur. Il n'existe actuellement aucune alternative pour les futurs modèles VVER-1200 exportés en Égypte, en Turquie, au Bangladesh, en Biélorussie et en Finlande⁴⁶. L'arrivée d'un rival apparaît d'autant plus difficile que Rosatom adjoint à ses contrats d'exportation de réacteurs une garantie d'approvisionnement en combustible pour la durée de vie de l'infrastructure. C'est le cas pour les centrales de Rooppur au Bangladesh, d'Astravets en Biélorussie et d'El Dabaa en Égypte.

ÉTATS-UNIS : LES DIFFICULTÉS DE LA PRODUCTION AMÉRICAINE DE COMBUSTIBLES

De premier exportateur à principal importateur de combustibles

Les capacités américaines de fabrication de combustibles ont drastiquement diminué ces dernières années. L'unique usine de conversion, implantée à Metropolis dans le sud de l'Illinois et exploitée par ConverDyn, est à l'arrêt depuis novembre 2017, en raison de la chute des prix sur le marché⁴⁷. Avec une capacité de production de 15 000 tU/an, le site pourrait répondre à 80% de la demande du parc américain⁴⁸.

⁴⁶ Les transferts de technologie consentis par Rosatom à la Chine lors de la vente de la centrale de Tianwan permettent à la CNNC de produire du combustible pour sa propre consommation mais interdisent les exportations.

⁴⁷ Tandis que les surcapacités existantes couplées à la baisse de la demande ont fait chuter le marché de la conversion jusqu'à atteindre 5 USD/kg en 2017 (remontant à 10 USD en 2019), les coûts de production de ConverDyn dépassent 15 USD/kg.

⁴⁸ ConverDyn a transformé son usine de conversion à l'arrêt en entrepôt pour UF₆, devenant la plus grande plateforme mondiale d'échange pour cette matière et servant d'intermédiaire pour des vendeurs et acheteurs étrangers

La situation sur le segment de l'enrichissement est presque aussi critique. Les fabriques de Piketon (Ohio) et de Paducah (Kentucky) ont fermé en 2001 et 2013, car ils utilisaient une technologie — la diffusion gazeuse — devenue trop coûteuse comparée aux usines à centrifugation nécessitant 95% d'électricité en moins. Les États-Unis ne disposent plus que d'un site d'enrichissement, à Eunice (Nouveau-Mexique), exploité par le consortium européen Urenco. Avec une capacité de 4 700 kSWU/an, l'usine répond à seulement un tiers des besoins américains. L'effondrement du prix des services d'enrichissement a provoqué la faillite de l'exploitant historique *USEC* en 2013 ce qui a mis un coup d'arrêt aux projets de réouverture et d'agrandissement à Piketon ainsi qu'à la construction d'une nouvelle usine à Idaho Falls par Areva.

Le segment de l'assemblage des combustibles est en bien meilleure santé. Trois usines y sont en fonction, à Richland (Washington) exploitée par Framatome, Wilmington (Caroline du Nord), appartenant à Global Nuclear Fuel et à Columbia (Caroline du Sud) opérée par Westinghouse. Avec une capacité de conception de 2 500 t d'assemblages par an, cette dernière est la plus grande aux États-Unis et fournit près de la moitié des combustibles utilisés dans le pays. En 2020, les capacités totales d'assemblages étaient plus de deux fois supérieures à la demande nationale.

Au final, les États-Unis sont passés du statut de plus grand exportateur de combustibles et de service de fabrication, à celui de premier importateur mondial. Le pays est entièrement dépendant de l'offre étrangère de conversion. En 2019, les centrales américaines couvraient 75% de leur besoin avec des services d'enrichissement étrangers, dont 35% de Russie, 29% des Pays-Bas, 15% de Grande-Bretagne et 15% d'Allemagne. Depuis 2000, 40% de l'UF6 enrichi importé aux États-Unis pour être assemblé en combustible dans le pays venait de Russie (une portion ramenée à 22% en 2018), 20% de Grande-Bretagne, 15% des Pays-Bas. La baisse relative de la part russe tient à l'arrêt du programme *Megatons to Megawatts* qui a alimenté de 1993 à 2013 le parc des États-Unis avec du combustible produit par dilution de l'uranium hautement enrichi de têtes nucléaires russes, fournissant près de la moitié des besoins en UF6 des centrales américaines pendant 20 ans⁴⁹.

Reconstruire une indépendance nationale

La perte de capacité de conversion et d'enrichissement d'uranium menace la sécurité des approvisionnements du Département de la Défense (DoD). Pour le moment, l'armée américaine n'achète pas d'uranium enrichi, puisant ses besoins dans un stock de combustibles dont le surplus ne devrait pas être écoulé avant 2038 *a minima*. Néanmoins, l'usine d'Urenco n'aura pas légalement le droit de fournir des services d'enrichissement à l'armée après épuisement des réserves en raison de contraintes contractuelles, car elle appartient à une entreprise étrangère. Le DoD pousse ainsi pour le financement d'un nouveau site contrôlé par un groupe américain.

⁴⁹ L'arrêt du programme a été partiellement compensé par la signature d'un contrat d'approvisionnement entre TENEX et l'USEC courant jusqu'en 2020 à hauteurs de 21 millions de SWU.

La stratégie de revitalisation formulée en 2020 par le DoE et le Nuclear Fuel Working Group intègre trois propositions dédiées à la production du combustible.

1. Premièrement, le rapport recommande à l'Autorité de sûreté nucléaire américaine d'interdire toute importation de combustibles assemblés en Chine et en Russie⁵⁰.
2. Deuxièmement, le NFWG propose de soutenir l'industrie de la conversion et de l'enrichissement en passant commande d'une réserve d'UF6 enrichi entièrement transformé dans les usines américaines.
3. Troisièmement, le rapport invite la filière à recouvrer sa domination technologique en développant de nouveaux produits, ciblant d'abord les combustibles résistants aux accidents (ATF) ainsi que les combustibles HALEU (High-Assay Low Enriched Uranium) nécessaires pour alimenter les futurs modèles de SMR. Les plans de l'administration Trump n'ont pas l'assurance d'être appliqués. Le financement de la réserve d'UF6 intégré dans la proposition de budget fédéral 2021 a été rejeté par le Comité des crédits de la Chambre des représentants à majorité démocrate.

CHINE : UNE HAUSSE DE LA PRODUCTION DE COMBUSTIBLE AU SERVICE DES AMBITIONS NUCLÉAIRES DE PÉKIN

La Chine poursuit une double stratégie d'indépendance. Le pays s'efforce d'accroître sa production pour couvrir les besoins de son parc nucléaire et pour répondre à la demande du marché international.

Des capacités suffisantes pour le marché national

Les données concernant la conversion en Chine sont incertaines. Trois sites sont en activité à Diwopu et Lanzhou dans la province du Gansu ainsi qu'à Hengyang dans le Sichuan. Leur capacité cumulée est évaluée entre 9 500 et 14 000 tU/an, ce qui leur permet de produire au-delà de la demande nationale (évaluée entre 7 000 et 9 000 tU). Il en va de même pour l'enrichissement. La Chine dispose de quatre usines d'enrichissement à Lanzhou (Gansu), Hanzhong (Shaanxi) ainsi qu'à Heping et Emeishan dans le Sichuan⁵¹. Au total, les capacités d'enrichissement sont estimées à plus de 10 millions de SWU/an pour des besoins d'environ 9 millions de SWU. Enfin, la Chine assure déjà son indépendance dans la fabrication des combustibles sur trois sites à Ybin (Sichuan), Baotou (Mongolie intérieure) et Cangzhou (Hebei), totalisant environ 2 000 t d'assemblages pour des besoins d'environ 1 000 t. Qui plus est, l'industrie y est capable de produire les assemblages nécessaires aux différents types de réacteurs qui constituent son parc. En conséquence, la Chine

⁵⁰ TVEL développe des assemblages de combustibles pour les réacteurs américains depuis 2008.

⁵¹ Toutes deux regroupées sous le nom d'« usine 814 » dans la nomenclature chinoise.

ne repose que marginalement sur les importations, qui concernent surtout les chargements initiaux des réacteurs achetés à des ingénieristes étrangers.

Renforcer les capacités de production nationales pour s'imposer à l'étranger

La Chine a pour objectif d'accroître encore plus fortement sa production de combustible afin de réussir à s'imposer à l'international. La Chine a adopté pour ce segment la même stratégie que pour le développement des réacteurs. Le gouvernement a importé des usines de conversion, d'enrichissement et d'assemblage de Russie, de France, du Canada et des États-Unis avant de les siniser. La filière a été unifiée au sein d'une entreprise, la China Nuclear Fuel Element Co, filiale de CNNC. De plus, le remplacement dès le début des années 2000 du procédé d'enrichissement par diffusion gazeuse par celui par centrifugation a permis à l'industrie chinoise de résister à la baisse des prix sur ce marché. Les capacités d'enrichissement auraient presque quadruplé depuis 2010. Toutefois, les projets de développement se sont heurtés aux mobilisations environnementalistes grandissantes. La construction d'un nouveau complexe à Heshan dans le Guangdong a été abandonnée en 2013 suite à d'importantes manifestations locales.

48

À l'heure actuelle, les exportations chinoises de combustibles restent limitées en raison du peu de réacteurs vendus à l'étranger⁵². CNNC est l'unique fournisseur de la centrale de Chashma au Pakistan, qui est la seule centrale exportée par la Chine à ce jour. **Mais cette situation pourrait rapidement évoluer.** Le conglomérat chinois est positionné sur la construction d'une usine de conversion d'uranium au Kazakhstan. Parallèlement, le gouvernement chinois a proposé à Kiev de financer la réalisation d'un site d'assemblage de combustible pour VVER dans le pays.

⁵² Voir partie « L'exportation de réacteurs »

L'EXPORTATION DE RÉACTEURS : ENJEUX SÉCURITAIRES, STRATÉGIES GÉOPOLITIQUES

Infrastructures hautement technologiques, les ventes de réacteurs se caractérisent par des relations de longue durée entre l'acheteur et son fournisseur, particulièrement pour les pays non nucléarisés, dont l'exploitation implique parfois une nouvelle militarisation de leur voisinage, voire une relation de dépendance accrue vis-à-vis de leur partenaire. Dans ce secteur aussi, l'hégémonie historique des États-Unis s'est effondrée au profit de la Chine et de la Russie, dont la projection à l'étranger s'appuie autant sur la vitrine que représentent leurs marchés intérieurs que sur l'activisme politique de leurs gouvernements respectifs.

À RETENIR

Les **principaux relais de croissance** du marché mondial de la construction de réacteurs nucléaires sont en **Eurasie**. En août 2020, 54 unités étaient en construction dans 19 pays, en Asie (Chine, Inde, Corée du Sud, Pakistan) et au Moyen-Orient (Turquie, EAU). Il en va de même pour les pays envisageant de se nucléariser.

Rosatom est le *leader* mondial de la construction de réacteurs nucléaires depuis plusieurs années, avec 30% de parts de marché en 2019. Rosatom travaillait en août 2020 à la construction de 21 réacteurs dans 12 pays, dont le projet de Pyhäjoki en Finlande et de Paks en Hongrie. La réalisation de centrales à l'étranger permet à la Russie d'atteindre des objectifs géopolitiques, comme la militarisation de l'emprise de la centrale d'Astravets en Biélorussie et le renforcement de la dépendance électrique des pays baltes au réseau russe.

L'exportation de centrales nucléaires est un impératif pour **l'industrie chinoise**, qui est pénalisée par le retard du programme d'extension du parc nucléaire de la Chine. CNNC et CGN ont pour objectif d'exporter des réacteurs dans 41 États. Le projet d'Hinkley Point au Royaume-Uni est crucial pour Pékin afin d'avoir une porte d'entrée vers l'UE. Mais les tensions entre Washington et Pékin heurtent les projets de la Chine dans les pays alliés aux États-Unis. La Roumanie a préféré annuler le projet de centrale de Cernavoda.

Les **États-Unis** ont perdu leur hégémonie. La baisse des commandes publiques a entraîné une perte de capacité et de savoir-faire de l'industrie états-unienne sur des composants cruciaux (générateurs de vapeur, cuves sous pression, pressuriseurs, etc.). L'activité à l'export des industriels a été pénalisée par l'absence de diplomatie nucléaire vigoureuse et par les contraintes imposées par les mesures de non-prolifération de l'administration fédérale.

MISE AU POINT : LES FONDAMENTAUX DU MARCHÉ MONDIAL DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES

Un parc nucléaire en expansion

En août 2020, 413 réacteurs commerciaux étaient en fonction dans le monde dans 31 pays, auxquels s'ajoutent 26 tranches à l'arrêt depuis plus d'un an en attente d'un éventuel redémarrage, dont 24 au Japon⁵³. En août 2020, 54 unités étaient en construction dans 19 pays (voir liste en Annexe A)⁵⁴.

Une croissance à plusieurs inconnues

Le développement futur du parc dépend de plusieurs inconnues. Premièrement, tandis que l'âge moyen des réacteurs en fonction est de 30 ans, il s'agit de savoir si ces unités seront prolongées, arrêtées ou remplacées. Deuxièmement, si une vingtaine de pays ont évoqué leur souhait de se nucléariser, le niveau de concrétisation de ces projets diffère très fortement (voir liste en Annexe B)⁵⁵. Les projections de l'AIEA envisagent deux scénarii, le premier tablant sur une baisse de la capacité mondiale de production à 350 GW(e) jusqu'en 2050, le second projetant une augmentation jusqu'à 874 GW(e).

Un marché de plus en plus tourné vers l'Eurasie

Le déplacement vers l'Est du marché s'accroît. D'une part, les fournisseurs occidentaux historiques de réacteurs sont remplacés par les ingénieristes russe, chinois, sud-coréen et indien livrant 80% des unités en construction. D'autre part, la quasi-totalité des tranches planifiées se trouve en Asie (Chine, Inde, Corée du Sud, Pakistan) ou au Moyen-Orient (Turquie, EAU). Il en va de même pour les pays envisageant de se nucléariser (voir liste en annexe).

Une part très variable du nucléaire dans la production d'électricité

À l'échelle mondiale, l'énergie nucléaire ne constituait que 10,15% de la production d'électricité. Mais des écarts importants sont à noter entre la France, où le nucléaire a généré plus de 70% de l'électricité du pays en 2019, et le Brésil, où la part du nucléaire ne s'est élevée qu'à 2,7% la même année. Pour autant, les États-Unis demeuraient de loin le principal producteur d'électricité en valeur absolue d'électricité générée au niveau mondial. La production états-unienne était deux fois plus importante que celle de la France en 2019.

⁵³ La classification entre réacteur en fonction et réacteurs en arrêt de longue durée fait débat entre l'AIEA (qui n'en comptabilise aucun) et d'autres producteurs de statistiques sur le nucléaire, dont le World Nuclear Industry Status Report.

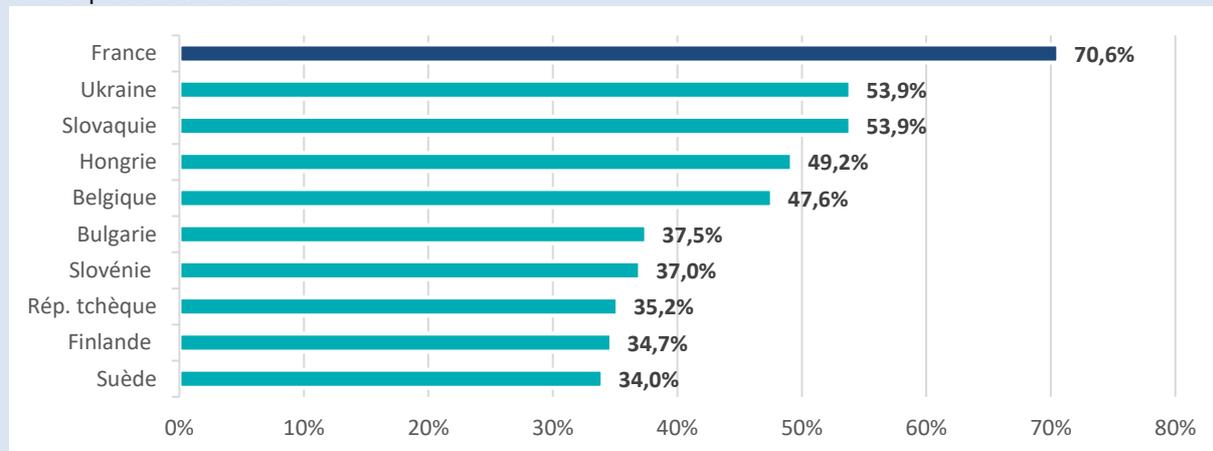
⁵⁴ Le World Nuclear Industry Status Report n'en relève que 50, considérant que certains projets sont à l'arrêt depuis trop longtemps pour être comptés.

⁵⁵ La catégorisation de l'avancement des nouveaux projets est devenue un enjeu militant, chaque côté ayant intérêt soit à la minimiser, soit les maximiser, faussant ainsi les données disponibles. Pour plus de détails sur la liste produite en annexe, l'auteur propose la lecture simultanée du [World Nuclear Industry Status Report 2019](#) et de la base de données de la [World Nuclear Association](#).

Figure 12

Top 10 des pays avec la plus forte part du nucléaire dans la production d'électricité en 2019

Unité : part en % du total

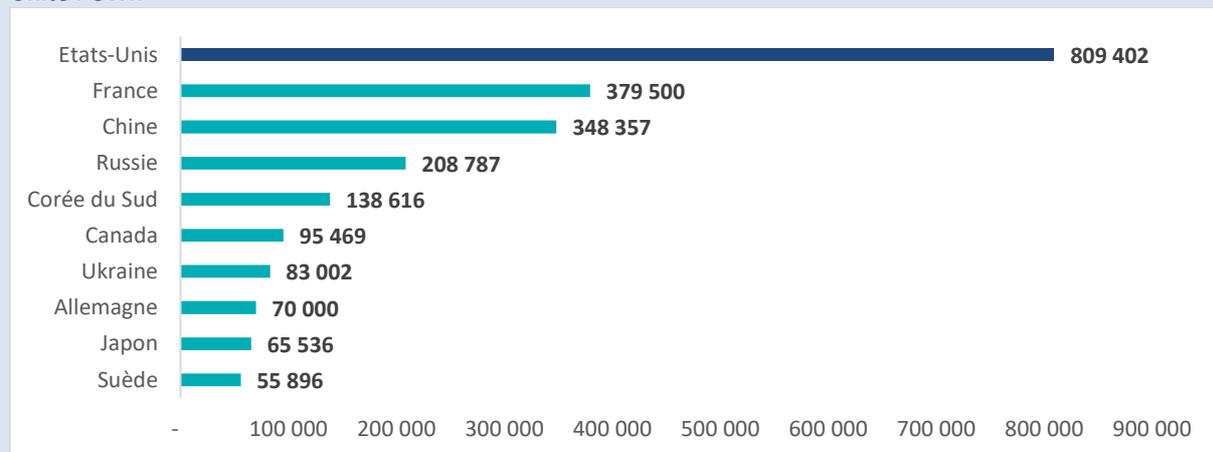


Source : IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)

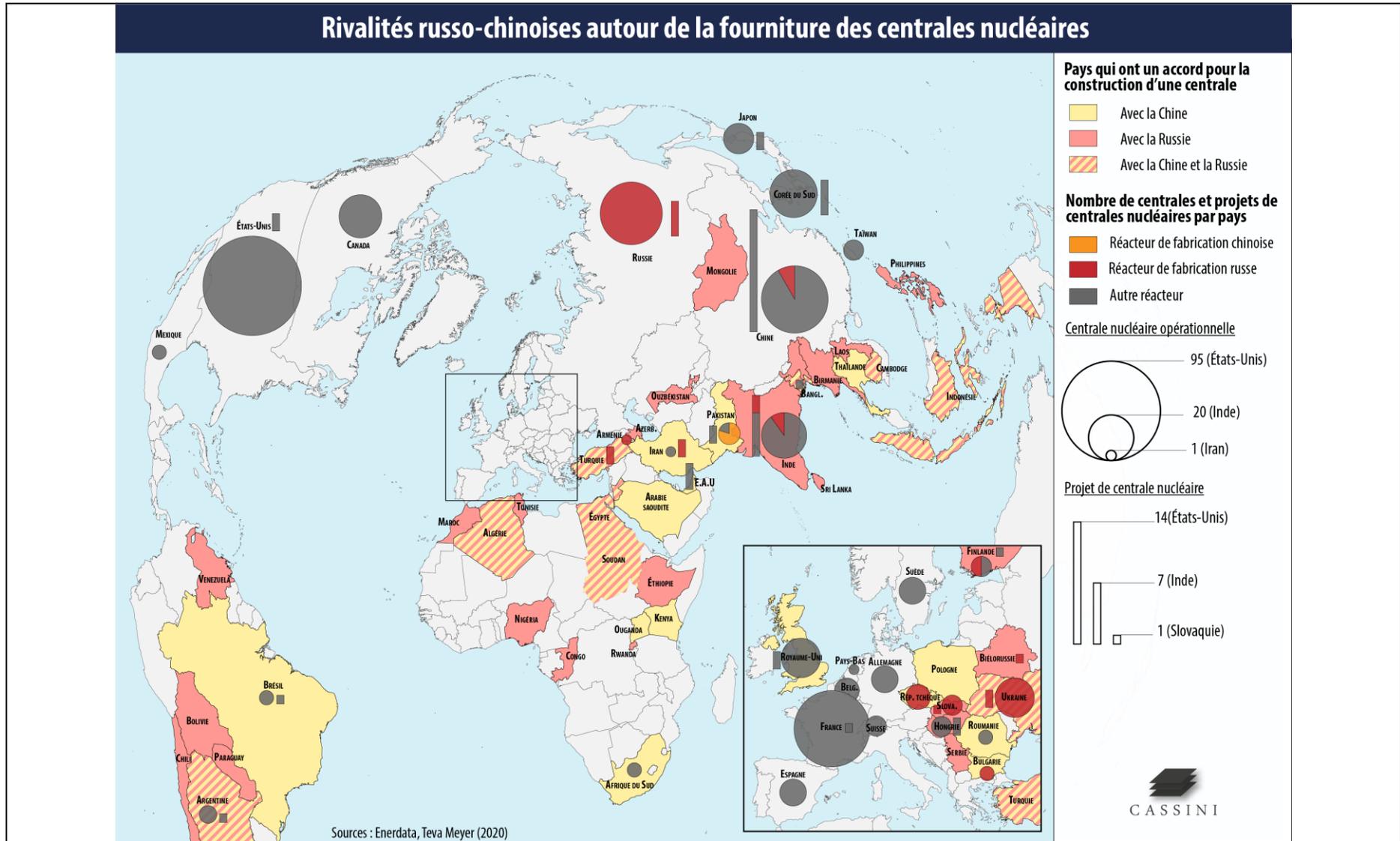
Figure 13

Top 10 des principaux pays producteurs d'électricité nucléaire en 2019

Unité : GWh



Source : IAEA, Power Reactor Information System (PRIS)



La Russie, premier exportateur de réacteurs nucléaires

Rosatom est le premier exportateur mondial de centrales et le groupe russe domine le marché des réacteurs nucléaires depuis plusieurs années. En 2019, l'entreprise contrôlait 30% du marché mondial. Rosatom travaillait en août 2020 à la réalisation de 21 réacteurs dans 12 pays⁵⁶. Le conglomérat compte déjà 15 autres tranches vendues (voir tableau en annexe), auxquelles s'ajoute une politique agressive de signatures d'accords intergouvernementaux pour le développement du nucléaire, passant de 26 pays signataires en 2006 à 70 en 2019, ciblant principalement l'Afrique et l'Asie (voir tableau en annexe). Les exportations sont assurées par une entreprise, Atomstroyexport (filiale d'ASE) tandis que leur promotion est conduite par Rusatom International Network qui est implanté dans 60 pays.

Le succès de Rosatom à l'international repose en grande partie sur la vitalité du marché intérieur russe, qui sert de vitrine à l'exportation. Avec 38 tranches et trois autres en construction, toutes opérées par Rosenergoatom (filiale de Rosatom), la Russie dispose du quatrième plus grand parc au monde, fournissant 19,7% de son électricité en 2020. La Russie affichait de grandes ambitions en 2009, avec la volonté d'accroître la part du nucléaire à 45% de la production d'électricité d'ici 2050 et 70% à la fin du siècle. Ces projets ont été revus à la baisse : aucune augmentation de capacité n'est prévue dans les 15 prochaines années dans le cadre de la *Stratégie Energie 2035*. La construction de centrales est chapeauté par la Division ingénierie de Rosatom (ASE). Si l'appareil productif russe permet de fabriquer dans le pays la totalité des pièces nécessaires à l'assemblage des centrales, les données n'offrent pas de visibilité sur le nombre de réacteurs que la *supply chain* est capable de fournir annuellement.

Une diplomatie offensive et différenciée

La diplomatie nucléaire russe a développé des stratégies différenciées pour s'adapter aux conditions politiques des États ciblés, à l'image des cas de Pyhäjoki⁵⁷ en Finlande et de Paks en Hongrie. En raison du haut niveau d'exigence des normes finlandaises, **Rosatom perçoit la construction de la centrale de Pyhäjoki comme une vitrine dont la bonne réalisation lui ouvrira d'autres marchés en Europe.** Afin d'éviter que ce projet ne soit vu comme un outil politique au service de sa stratégie de puissance, le Kremlin ne s'est pas engagé directement dans les

⁵⁶ Au Bangladesh (2), en Inde (2), en Iran (2) en Chine, en Hongrie (2), en Biélorussie (2), en Finlande (1), en Égypte (4), en Slovaquie (1), en Ouzbékistan (2), en Ukraine (2) et en Turquie (1)

⁵⁷ Aussi connu sous le nom d'Hanhikivi.

négociations, qui sont restées au niveau inter-entreprise. Parallèlement, *Atomstroyexport* a recruté l'ancien directeur général de l'Autorité finlandaise de sûreté nucléaire au poste de vice-président. Dans le cas hongrois, où les rapports avec la Russie sont moins problématiques, les discussions ont été ouvertement menées au niveau étatique et traitées directement entre Vladimir Poutine et Viktor Orbán.

Des instruments financiers au service d'une stratégie de conquête

La principale force de Rosatom réside dans sa capacité à proposer des solutions de financement à ses clients pour l'achat de centrale. Cet élément est d'autant plus important que les commanditaires sont majoritairement des pays avec de fortes contraintes budgétaires. La Russie offre deux modes de financement : les contrats dits « Ingénierie, Approvisionnement et Gestion » (ou « *turnkey contracts* ») et les contrats dits « *Build, Own, Operate* » (BOO).

Dans le cas des contrats dits « **Ingénierie, Approvisionnement et Gestion** »⁵⁸ ou « ***turnkey contracts*** » Rosatom conçoit et construit la centrale avant d'en « donner les clés » à un exploitant tiers. Ce modèle est utilisé en Biélorussie, en Iran, au Bangladesh, en Hongrie ou en Égypte. Ici, le gouvernement russe octroie des prêts aux futurs exploitants, principalement *via* Sberbank, Eximbank ou le Russian Direct Investment Fund (RDIF). Ces lignes de prêt s'élèvent à 10 milliards de dollars pour la centrale d'Astravets en Biélorussie sur 35 ans (90% du coût total), 10 milliards pour la centrale de Paks en Hongrie sur 21 ans (80% du total), 25 milliards pour la centrale d'El Dabaa en Égypte sur 15 ans (85% du total), et 11 milliards pour la centrale de Rooppur au Bangladesh (90% du total) sur 20 ans. Les risques politiques de ces aides sur des économies financièrement fragiles interrogent. Le seul prêt de Rooppur représente un tiers de la dette extérieure du Bangladesh. Ces financements renforcent la place de la Russie dans les investissements étrangers des pays acheteurs. Le montant du prêt octroyé pour la centrale de Paks était, lors de la signature, trois fois supérieur au total des IDE russes en Hongrie. Enfin, ces offres sont accompagnées d'accords de services annexes (maintenances, pièces, formation du personnel) liant l'exploitant à Rosatom sur plusieurs décennies. Dans le cadre européen, la question des facilités de financement russes est d'autant plus sensible que la Commission hésite toujours à intégrer les centrales dans la liste des infrastructures éligibles à ses *green bonds* (obligation vertes).

Rosatom propose également de financer ses réacteurs sous des contrats dits « ***Build, Own, Operate*** » (BOO) où le conglomérat construit la centrale, en devient propriétaire, l'exploite et se rembourse par la vente d'électricité. La centrale d'Akkuyu (Turquie) est l'unique exemple de BOO. Ce modèle soulève plusieurs inquiétudes. D'une part, le contrôle complet de Rosatom donnera à la Russie des capacités d'influence dans l'élaboration des normes de gouvernance turque. En effet, le pays est encore non nucléarisé et ne dispose pas de sa propre réglementation dans ce domaine.

⁵⁸ ou EPCC en anglais

D'autre part, le BOO permettra à la Russie de maîtriser une partie du territoire turc. Dans ce cadre, le gouvernement turc a déjà évoqué ses peurs de ne pouvoir vérifier l'identité des ouvriers participant à la construction puis des techniciens opérant la centrale, craignant des infiltrations de militants kurdes. Ce système reste toutefois onéreux pour la Russie. L'électricité produite par Rosatom sera vendue à prix fixe pendant 20 ans, avant d'être ensuite commercialisée au prix du marché, qui risque d'être nettement moins avantageux. En conséquence, il est peu probable que Rosatom propose d'autres contrats BOO sur des conditions identiques à l'avenir.

Des objectifs géopolitiques : militarisation et dépendance électrique

La stratégie russe à l'international trouve d'abord une explication économique. Il s'agit de diversifier la structure des exportations du pays, en diminuant l'exposition du budget russe à la volatilité des cours des hydrocarbures et en modernisant son appareil industriel. **Néanmoins, la réalisation de centrales à l'étranger permet aussi à la Russie d'atteindre d'autres objectifs géopolitiques.**

Les besoins de sécurisation des sites peuvent justifier une militarisation du territoire. La centrale d'Astravets est située à 21 km de la frontière lituanienne et à 55 km de Vilnius. 300 hommes ont été déployés par le ministère de l'Intérieur russe pour sécuriser l'emprise de la centrale. Simultanément, l'armée biélorusse a bâti une nouvelle base à 5 km au sud-est de la centrale pour héberger l'unité n°1146 de défense antiaérienne⁵⁹. Le bataillon, entraîné en Russie, est équipé de cinq systèmes de missiles Tor-M2EK ainsi que de radars P-19 et Vostok-3D montés sur roues, permettant de surveiller l'espace aérien en direction des États baltes. Les Tor-M2EK, devant protéger la centrale contre une attaque aérienne, ont une capacité d'attaque d'un rayon de 15 km et à une altitude allant jusqu'à 10 km, étendant les capacités russes de dénis d'accès et d'interdiction de zone dans la région⁶⁰.

Le développement de surplus de production électrique par la centrale d'Astravets pourrait également freiner l'autonomisation énergétique de pays voisins. Il est difficile de savoir si une partie de la production d'Astravets sera exportée. La consommation d'électricité de la Biélorussie s'élevait en 2019 à 35 TWh pour une production de 39 TWh, venant à 97% de centrale à gaz. Astravets devrait rajouter 18 TWh/an. La part des exports dépendra de la fermeture de centrales thermiques vieillissantes ainsi que du coût réel de production. Estimé à environ 7,9 cents/kWh, celui-ci est inférieur aux prix hors-taxé pratiqués en Lituanie (9,4 cents), Lettonie (11,4 cents) et Estonie (10 cents) en 2019. Le parlement lituanien a introduit dès 2016 une résolution interdisant l'importation d'électricité d'Astravets. Après s'être opposé à toute interdiction, le gouvernement letton a annoncé le 25 août 2020 vouloir rejoindre le boycott comme mesure de rétorsion face au

⁵⁹ Voir image satellite en annexe D

⁶⁰ La construction de cette base a également été motivée par plusieurs cas d'incursions dans l'espace aérien biélorusse, par la frontière lituanienne, repérées tardivement.

régime d’Alexandre Loukachenko. **Ces dissonances pourraient menacer la stratégie balte d’autonomisation énergétique face à la Russie.** Les trois pays sont intégrés au système électrique BRELL hérité de l’URSS, connectant les pays à un réseau dont la régulation est assurée par Moscou. Disposant déjà d’interconnexions avec la Finlande et la Suède, les pays baltes comptent intégrer et synchroniser leurs systèmes électriques dans les réseaux d’Europe de l’Ouest *via* la Pologne d’ici 2025. Ainsi, tandis que Varsovie a également interdit l’importation d’électricité d’Astravets, toute mésentente entre pays baltes pourrait retarder les projets d’extension du réseau vers la Pologne, qui sont indispensables à la synchronisation avec l’Europe de l’Ouest. Qui plus est, **l’arrivée d’un surplus d’électricité vendu à faible coût risque de diminuer le soutien des acteurs privés à la construction d’interconnexions vers les pays nordiques.**

CHINE : L’EXPORT, UN IMPÉRATIF POUR LE PROGRAMME NUCLÉAIRE CHINOIS

Un secteur plus fragile qu’il n’y paraît

En sus des stratégies de décarbonation, l’intensification de la nucléarisation en Chine vise à répondre aux contraintes géographiques de son système électrique. Alors que le charbon constitue 70% de la production d’électricité, les trois quarts des réserves de houille se trouvent au nord, loin des pôles côtiers de consommation. Or, le transport du charbon est limité par la taille du système ferroviaire ainsi que par les multiples goulots d’étranglement. Simultanément, l’augmentation du coût du charbon et l’absence de mécanisme répercutant ces hausses sur le prix de l’électricité ont conduit les énergéticiens à se tourner vers le nucléaire qui bénéficie d’un tarif plus élevé⁶¹.

Mais la Chine est en retard sur les objectifs d’extension de son parc nucléaire. Le 12^e plan quinquennal (2011-2015) prévoyait un total de 58 GW installés en 2020 ⁶² et 30 GW supplémentaires en construction. En août 2020, le pays ne comptait toutefois que 45,5 GW de puissance installée et 10 GW en construction. Le parc chinois compte 48 réacteurs, 12 en production et 44 tranches sont envisagées sans qu’un calendrier précis ne soit établi.

Pour les industriels chinois du nucléaire, l’export est devenu un impératif pour contrebalancer le manque de dynamisme du marché intérieur. En effet, le ralentissement de la croissance économique du pays a ralenti l’augmentation de la demande en électricité. Alors que la consommation d’électricité par habitant dans les pôles côtiers stagne, l’expansion future du nucléaire en Chine passe par le déploiement de centrales dans les régions intérieures. Or, suite à

⁶¹ Jusqu’en janvier 2020, les prix de l’électricité en Chine étaient fixés par la Commission nationale pour le développement et la réforme pour chaque source. Aujourd’hui, les producteurs peuvent négocier les tarifs avec leurs acheteurs.

⁶² Initialement prévu à 80 GW, cet objectif a été revu à la baisse suite à l’accident de Fukushima.

la catastrophe de Fukushima, l'ensemble de ces projets ont été stoppés de crainte que les rivières ne suffisent pas à atténuer les conséquences d'un accident. Ce moratoire *de facto* est toujours en place en 2020. De plus, tandis que le système de transport d'électricité en Chine est divisé en réseaux peu reliés, de nouvelles solutions d'interconnexion pourraient lever les goulots d'étranglement et limiter l'intérêt de construire des centrales supplémentaires.

Le déploiement d'une stratégie d'expansion à l'international

La stratégie d'expansion chinoise s'appuie sur deux leviers. D'une part, le complexe industriel est susceptible d'assembler entre 7 et 9 réacteurs par an, et jusqu'à 30 unités simultanément, en produisant 90% des composants dans le pays. Ici, la réussite future des exportations chinoises dépendra de la capacité de la CGN et de la CNNC à s'entendre sur un modèle identique pour le Hualong-1 dédié au marché international. D'autre part, la Chine offre des facilités de financement, *via* la Banque chinoise de développement et Exim Bank. 80% du montant des deux réacteurs pakistanais actuellement en construction est couvert par un prêt. En mai 2019, CNNC a associé une proposition de crédit à hauteur de 85% du coût à son offre de vente d'un réacteur Hualong-1 au gouvernement argentin.

À ce jour, la Chine n'a vendu que quatre tranches en dehors de ses frontières, à Chasma au Pakistan. Le modèle de développement du programme chinois par importation puis sinisation de technologies étrangères a limité ses capacités d'export jusqu'en 2013. Se considérant comme toujours détenteurs partiels de la propriété intellectuelle des réacteurs sinisés, Areva et Westinghouse/Toshiba ont refusé que la Chine ne les commercialise à l'extérieur. La conception des Hualong One (HPR-1000) par CGN et CNNC et du CAP1400 par SPIC a supprimé cette barrière en 2014. La Chine a dès lors suivi une diplomatie nucléaire active, ratifiant des accords avec 26 États sur les cinq continents depuis 2013⁶³. Cette approche repose sur une division du monde, pays par pays, entre les trois fabricants afin de limiter la concurrence. Ces signatures peinent toutefois à se concrétiser. En août 2020, seuls deux réacteurs chinois étaient en construction à l'étranger, à Karachi au Pakistan.

Pour Pékin, le nucléaire forme le porte-étendard de sa transition industrielle, passant d'une économie manufacturière de biens à faible valeur ajoutée au statut de producteur de technologies avancées⁶⁴. Dans cette optique, la réussite des projets en Grande-Bretagne est cruciale, car ce pays constitue une porte d'entrée vers le marché européen. En 2013, la CGN a négocié avec Électricité de France un partenariat visant à financer de nouveaux réacteurs au Royaume-Uni. En échange d'une prise de participation à hauteur de 33,5% pour le projet d'Hinkley Point C et de 20% dans celui de Sizewell C dirigé par EDF, l'ingénieur chinois a obtenu le site de

⁶³ Voir tableau en annexe D

⁶⁴ Les exportations de réacteurs apparaissent comme un des outils principaux du programme « Made in China 2025 » adopté en 2015 par le gouvernement chinois pour soutenir la montée en gamme de son économie.

Bradwell B en Essex pour y déployer son réacteur Hualong-1, dont le processus de certification par l'Autorité de sûreté nucléaire britannique est en cours. Ces trois plans totaliseraient 8700 MW, doublant presque les capacités actuelles du parc britannique. En dépit des inquiétudes exprimées par la Commission de la défense de la Chambre des communes, le cabinet de Theresa May a autorisé le projet d'Hinkley Point-C après un examen de sécurité en 2016, à condition que le gouvernement puisse mettre son veto à toute modification de la structure actionnariale. Toutefois, les investissements chinois dans le nucléaire britannique sont loin d'être assurés. Tandis qu'un employé de la CGN a été condamné aux États-Unis à deux ans de prison en 2017 pour espionnage, l'administration Trump a placé la compagnie en août 2019 sur son *Entity List* prohibant aux entreprises américaines toute activité avec elle. Dans le cadre du Brexit et du rapprochement avec les États-Unis souhaité par certains députés *Torries*, les pressions se font croissantes sur Boris Johnson, venant simultanément de son propre parti et de la diplomatie américaine, pour reconsidérer ces projets.

Des ambitions freinées par des tensions géopolitiques grandissantes

CNNC et CGN espèrent exporter des réacteurs dans 41 États participants à la BRI. Pour l'heure, ces ambitions sont loin d'être concrétisées et en dehors du Pakistan, les projets demeurent au stade embryonnaire. En Bulgarie, la proposition chinoise est en concurrence avec un consortium inédit rassemblant Rosatom, Framatome et GE. En Afrique du Sud, l'offre de SPIC est à l'arrêt après la décision du gouvernement de repousser l'extension de son parc nucléaire après 2030. Plusieurs autres projets demeurent suspendus au développement de nouveaux modèles de centrales, comme prévu dans les accords signés avec l'Arabie saoudite, l'Indonésie et la Jordanie. Dans les États non nucléarisés de la BRI, la stratégie chinoise dépasse l'unique exportation de réacteurs. Pékin a proposé en 2016 à l'Arabie saoudite d'adosser son contrat de vente à la construction d'un complexe industriel de fabrication d'équipements pour le secteur électronucléaire et aide le royaume à valoriser ses gisements d'uranium.

De plus, les tensions grandissantes entre les États-Unis et Pékin mettent en péril les projets d'exportation chinois de réacteurs vers les pays alliés aux Américains. Le cas de la Roumanie est emblématique. En 2015, CGN et l'énergéticien nucléaire public roumain ont fondé une coentreprise visant à construire deux tranches pour la centrale de Cernavoda. Proche partenaire stratégique de Washington, la Roumanie a répercuté la politique chinoise des États-Unis. Le projet de Cernavoda était déjà remis en cause après la signature d'un accord de coopération nucléaire à l'été 2019 entre l'administration Trump et le président K. Iohannis (membre du Parti national libéral (PNL)) à la faveur d'un rapprochement stratégique avec les États-Unis. La défaite du Parti socialiste aux élections législatives de novembre 2019 et l'arrivée d'un Premier ministre membre du PNL ont définitivement sonné le glas de la coentreprise, officiellement dissoute en janvier 2020.

Malgré ce revers, la Chine est parvenue à accroître son influence en matière de nucléaire civil ces dernières années. L'action de la Chine au sein du *Nuclear Supplier Group (NSG)* en est un exemple. Le NSG est une réunion informelle de 48 pays fournisseurs de technologie nucléaire visant à contrôler que les exportations de ses membres ne servent qu'à des fins civiles. En 2011, les États-Unis, la France et la Russie ont lancé une campagne pour l'adhésion de l'Inde au groupe. **Après quelques années de résistance passive, le gouvernement chinois s'oppose désormais catégoriquement à l'entrée de Delhi dans le NSG depuis 2016.** S'il s'agit d'affaiblir un rival stratégique, la position de Pékin s'explique aussi par la crainte de voir une Inde membre du NSG empêcher l'adhésion ultérieure de son allié pakistanais. De plus, pour la Chine, refuser l'adhésion de l'Inde permet d'éviter que le pays ne devienne un concurrent futur dans l'exportation de technologie nucléaire alors que la filière indienne produit déjà ses propres réacteurs. Cette stratégie pose question quant à l'influence future de Pékin dans la gouvernance mondiale du nucléaire civil.

ÉTATS-UNIS : UNE PERTE D'HÉGÉMONIE EN MATIÈRE DE NUCLÉAIRE CIVIL

Un parc nucléaire en difficulté

L'industrie nucléaire américaine a perdu son hégémonie. Sur les 52 réacteurs en construction en dehors des États-Unis, seuls deux — Shimane 3 et Ohma au Japon — sont livrés par un consortium partiellement américain (GE-Hitachi). Cette situation s'explique d'abord par l'effondrement du marché intérieur. Avec 95 tranches fournissant 20% de l'électricité du pays, le parc américain reste le plus grand du monde. Toutefois, à l'exception de Watts Bar-2 (Tennessee) raccordé au réseau en 2016, les États-Unis n'ont plus ouvert de nouvelle centrale depuis 1996. En 2020, seuls les réacteurs Vogtle 3 et 4 (Géorgie) étaient en développement dans le pays. Débuté en 2013, l'assemblage des unités 2 et 3 de la centrale V. Summer en Caroline du Sud a été abandonné en 2017. Sur les 28 licences de construction examinées par l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC), 19 ont été retirées ou suspendues et les 9 restantes n'ont pas de dates prévues de réalisation. Le parc américain pâtit des prix sur les marchés dérégulés de l'électricité⁶⁵, tirés vers le bas par l'abondance de gaz à faible coût et par le déploiement des renouvelables⁶⁶. En dépit de subventions instituées à l'échelle fédérale (prêts garantis par le DoE, crédits d'impôt) ou des États fédérés (subvention à l'électricité décarbonée, crédits d'émissions), dix réacteurs ont été fermés aux États-Unis depuis 2013 faute de rentabilité.

⁶⁵ Le marché américain de l'électricité est divisé spatialement entre des marchés régulés où les énergéticiens disposent d'un monopole territorial de vente d'électricité dont ils sont également producteurs (dans le sud-est et l'ouest à l'exception de la Californie), et des marchés entièrement dérégulés.

⁶⁶ Le Département de l'énergie estime le coût d'un kilowatt-heure produit en 2025 par le nucléaire à 7,5 cents contre 3,8 cents pour une centrale à gaz et 3,5 cents pour le photovoltaïque.

L'avenir du parc américain dépendra plus de l'évolution du rapport de forces à l'intérieur des partis politiques au niveau des États fédérés que des résultats des élections nationales. Les Démocrates sont fortement divisés entre une aile progressiste ayant répété son opposition au nucléaire et toute prolongation de l'activité des centrales existantes — à l'image de B. Sanders, E. Warren ou A. Ocasio-Cortez — et une frange conservatrice pronucléaire. La plateforme négociée suite à la victoire de Joe Biden aux primaires de 2020 est favorable à l'énergie atomique, mais reste silencieuse quant aux aides à apporter au parc actuel. Du côté du *Grand Old Party*, si D. Trump a engagé une politique volontariste, les relais locaux du parti demeurent plus rétifs à l'introduction de subvention. De plus, les élus républicains ont systématiquement balayé toute proposition de fiscalité carbone avantageant le nucléaire.

Un secteur industriel éprouvé par la perte de sa domination internationale

L'absence de commande pèse sur la chaîne d'approvisionnement de la filière. La mise en faillite de Westinghouse en 2017 n'est que le dernier fait marquant d'une longue suite d'événements. Les précédents fournisseurs, Babcock & Wilcox et Combustion Engineering, se sont progressivement retirés du marché de la vente de réacteur, pendant que General Electric a fusionné ses activités avec celle du Japonais Hitachi en 2007. Derrière ces grands groupes, le système productif américain repose sur 700 entreprises, dispersées entre 44 États, principalement en Pennsylvanie, Californie, Texas, Illinois et Ohio. La baisse des commandes publiques s'est traduite par une perte de capacité/savoir-faire de l'industrie américaine en matière de fabrication de composants cruciaux : générateurs de vapeur, cuves sous pression, pressuriseurs, condenseurs, valves spécialisées, etc. Ainsi, les deux cuves sous pression des réacteurs Vogtle 3 et 4 ont été construites en Corée du Sud par Doosan Heavy Industries. Les conséquences dépassent la sphère du nucléaire civil. La chaîne d'approvisionnement des centrales est la même que celles de la flotte de sous-marins de l'US Navy dont l'autonomie technologique pourrait être remise en cause par une perte de compétence et de capacité de la filière industrielle états-unienne. Le carnet de commandes à l'étranger des fournisseurs américains est vide.

Les résultats à l'export sont décevants. Westinghouse n'a exporté que 4 tranches de son modèle AP1000 en Chine. Aucun autre réacteur n'est en construction et aucune vente n'a été conclue depuis 2009. Les espoirs d'expansion en Chine se sont volatilisés suite à la sinisation de l'AP1000 par SPIC. La faillite de l'ingénieur a mis un terme aux négociations avec l'Inde et le Royaume-Uni, tandis qu'aucune avancée n'a été relevée sur le projet Igneada (Turquie) et qu'Ankara pourrait privilégier un modèle chinois. Il en va de même pour les tranches 4 et 5 de Temelin en République tchèque.

À ces difficultés économiques s'est rajoutée une absence de diplomatie nucléaire. De 2010 à 2019, seuls deux accords de coopération ont été signés, avec le Vietnam et la République tchèque. La fin du mandat de Donald Trump marque cependant un regain d'activisme, à l'image des accords ratifiés avec la Roumanie en 2019 et avec le Brésil en 2020. Si cet engagement vise à retrouver des marchés, il s'inscrit aussi dans la guerre économique menée contre Pékin. Concrétisée en août 2018 par un mémorandum du DoE interdisant tout commerce avec la CGN ainsi que la vente de composants nécessaires aux réacteurs CAP1400 de SPIC, cette confrontation épargne toutefois les contrats AP1000 de Westinghouse en Chine.

Washington envisage trois stratégies pour reconquérir le marché international.

Premièrement, le DoE propose de réautoriser l'État à soutenir des offres de prêt pour la vente de réacteurs. Les conflits internes au Parti républicain ont empêché la nomination des membres du conseil d'administration de l'US Export-Import Bank nécessaires pour atteindre le quorum requis au vote des crédits supérieurs à 10 millions de dollars, empêchant *de facto* l'agence de participer à l'exportation de centrales de 2015 à 2019. En juillet 2020, l'administration Trump a mis fin au moratoire qui interdisait à la Banque américaine de développement (DFC) de financer des projets nucléaires à l'étranger, une décision partiellement soutenue par les Démocrates.

Deuxièmement, le gouvernement américain soutient un projet de rationalisation de la gouvernance du secteur. D'un côté, l'objectif est de fournir un guichet unique aux potentiels importateurs en créant un poste dédié au sein de l'administration. De l'autre, il s'agit de restreindre le nombre d'agences fédérales auprès desquelles les exportateurs doivent s'adresser, alors qu'il faut en moyenne 400 jours à une entreprise américaine pour obtenir une autorisation d'exportation du DoE, contre 1 à 3 mois pour les autres pays membres du NSG.

Troisièmement, l'administration envisage de réformer les contrôles des exportations introduits pour limiter les risques de prolifération. Deux mécanismes perçus comme redondants sont pointés. D'une part, préalablement à la vente, le DoE demande sous la procédure dite « Part 810 » une assurance explicite de la part du gouvernement récipiendaire que les technologies transférées ne seront utilisées qu'à des fins civiles et ne seront pas retransmises à un État tiers sans son accord⁶⁷. D'autre part, l'exportation requiert l'existence d'un accord au titre de la section 123 de l'*Atomic Energy Act* entre les États-Unis et le pays importateur incluant neuf critères de non-prolifération. En août 2020, Washington disposait d'un tel accord avec les 27 membres d'Euratom et 25 autres pays.

⁶⁷ Certains pays disposent d'accord préapprouvant *de facto* les ventes par une autorisation générale.

La filière américaine fait porter à la signature d'accords au titre de la section 123 la responsabilité de ses échecs à l'export, et particulièrement au Moyen-Orient. Le cas de l'Arabie saoudite, qui avait annoncé en 2015 l'objectif de construire 17 GW de capacité d'ici à 2040, est emblématique. En dépit de la signature, dès 2008 d'un protocole d'accord, les négociations ont échoué sur les questions de non-prolifération. En 2017, le DoE a délivré 7 licences « Part 810 » à des entreprises américaines pour le transfert de technologies nucléaires au bénéfice du royaume saoudien, laissant craindre à un assouplissement des mesures d'exportation dont les répercussions régionales pourraient être dangereuses. En 2009, les États-Unis et les Émirats arabes unis ont conclu un accord « 123 » augmenté d'un protocole actant de l'abandon par les Émirats de toutes vellétés d'enrichissement et de retraitement du combustible nucléaire. Toutefois, une clause de sortie a été rajoutée, permettant aux Émiratis de rompre l'accord dans le cas où un pays de la région obtiendrait des conditions plus favorables. Tandis que l'Arabie saoudite a déjà mentionné son intention de développer des capacités souveraines de production et de traitement du combustible, la signature d'un accord 123 différent avec Riyad entraînerait le départ des Émirats. L'opposition du Congrès (et particulièrement des démocrates à la Chambre des représentants), dont l'approbation est nécessaire, a pour le moment empêché l'assouplissement des règles.

FOCUS SUR : LES SMR : CONTINUITÉ OU RUPTURE GÉOPOLITIQUE ?

L'industrie nucléaire a été marquée depuis les années 2000 par de nombreux déboires, en particulier dans les pays occidentaux. Les surcoûts massifs, les retards successifs et les malfaçons des projets d'EPR finlandais et français et de l'AP1000 de Westinghouse aux États-Unis, combinés au rejet grandissant de l'énergie nucléaire d'une partie des opinions publiques, ont pénalisé le développement des groupes industriels occidentaux. Cette situation a favorisé l'émergence d'un duopole russo-chinois sur le marché mondial. Dans ce contexte, de nombreux acteurs de l'industrie, soutenus directement ou indirectement par les pouvoirs publics, voient dans la mise au point de petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactors* ou SMR), l'espoir d'un renouveau.

Définition des SMR : des réacteurs modulaires de petite et moyenne puissance

Les SMR sont des réacteurs à fission de petite taille et d'une puissance allant de 10 à 300 MW (contre 900 à 1 700 MW pour les réacteurs classiques), pouvant être fabriqués de façon modulaire en usine et transportés en pièces détachées pour être installés sur les sites d'implantation. En soi, la construction de réacteurs de petite taille n'est pas nouvelle, les réacteurs de première génération répondant généralement à cette définition, de même que ceux équipant quelque 250 navires (sous-marins, porte-avions, brise-glaces, etc.). Par contre, l'idée de les fabriquer en usine de façon modulaire et de les installer en grappe (jusqu'à une dizaine de réacteurs pour une centrale, contre un à quatre habituellement) ne s'est développée que depuis une quinzaine d'années. Il s'agit là d'un changement de paradigme économique pour la filière nucléaire, dont le crédo, depuis des décennies, était plutôt, à l'image de l'EPR, d'augmenter le taux de combustion (produire plus d'énergie avec le moins de combustible possible) et donc la puissance des réacteurs. Cette course à la puissance a cependant un revers : il limite les marchés potentiels aux seuls clients capables d'absorber de grande quantité d'énergie à un endroit donné, tout en renchérissant les mesures de sûreté nécessaires.

Avantages des SMR sur les centrales classiques

Plusieurs avantages sont associés aux SMR. D'une part, grâce à la modularisation et à la standardisation des composants, l'installation d'un SMR nécessite en théorie beaucoup moins de travaux d'ingénierie civile, permettant un gain de compétitivité grâce à une réduction de 20% à 40% des coûts en capital et de près de 40% de la durée de construction⁶⁸. Il s'agit là d'une leçon directe des déboires des EPR en Europe et de l'AP1000 aux États-Unis, où les dépassements

⁶⁸ Voir sur le sujet le rapport du Massachusetts Institute of Technology (MIT), *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, 2018. Selon cette étude, le réacteur proprement dit et les turbines (transformation de la chaleur en électricité) représentent 25% du coût total d'un projet hors financement, contre 65% pour les travaux d'ingénierie civile.

faramineux des coûts et des délais sont principalement dus à la phase de chantier et de montage, c'est-à-dire au processus de construction et au modèle de financement, plutôt qu'à la partie nucléaire *stricto sensu*. De plus, la possibilité de construire des centrales composées de nombreux SMR permet d'étaler les dépenses de construction dans le temps, de commencer à percevoir des revenus liés à la production des premiers réacteurs avant la finalisation de l'ensemble du projet et donc de générer des flux de trésorerie positifs beaucoup plus rapidement que dans un projet classique. Le taux d'emprunt nécessaire est donc moindre et le retour sur investissement plus rapide, ce qui diminue le risque économique pour le promoteur du projet.

Certes, le coût par kWe de fabrication de l'îlot nucléaire d'un SMR (réacteurs et turbines) ainsi que les coûts opérationnels et de maintenance de SMR sont potentiellement plus importants que pour les centrales classiques puisque, à puissance équivalente, il est nécessaire de multiplier les SMR et donc les opérations de rechargement du combustible. Ils sont cependant compensés par une diminution du coût de construction (grâce à la standardisation) et de mise en place (grâce à la modularisation) des réacteurs, qui représentent la plus grande partie des coûts de l'électricité nucléaire. De plus, comme les SMR peuvent être construits à proximité des lieux de consommation, les coûts liés à la distribution (construction et entretien du réseau, pertes en ligne...) sont moindres que pour des centrales conventionnelles. De plus, leur faible densité de puissance permet de faire d'importantes économies sur les systèmes de sûreté, très coûteux pour les installations de grande taille, en particulier depuis l'accident de Fukushima en 2011.

Standardisation et normalisation : des prérequis à la compétitivité des SMR

En dehors de la dimension purement technique, la compétitivité des SMR dépendra fortement de la capacité des constructeurs à commercialiser des volumes suffisants pour réaliser des économies d'échelle et rentabiliser les usines de production. La production de SMR en série devra s'appuyer sur une standardisation et une normalisation internationale en matière de pièces utilisées. L'industrialisation des procédés de fabrication est une condition nécessaire pour réussir à faire suffisamment baisser les coûts de production et compenser les désavantages liés au moindre taux de combustion.

Usages des SMR : une réponse à des besoins décentralisés

De par leur puissance réduite, les SMR ne sont a priori pas des concurrents directs des réacteurs conventionnels, même s'ils peuvent remplir les mêmes fonctions. **Les SMR sont particulièrement compétitifs pour répondre à des usages décentralisés avec des besoins en électricité limités et localisés.** Le concept est particulièrement intéressant pour l'alimentation de sites miniers (souvent situés dans des régions reculées), pour des usages industriels très énergivores (métallurgie, chimie,

etc.) particulièrement difficiles à décarboner⁶⁹, le dessalement de l'eau de mer et l'alimentation des réseaux de chauffage urbain.

De plus, grâce à sa taille réduite, le réacteur peut être installé à terre mais également sur une barge, ce qui permet de le localiser sur des sites ayant peu d'infrastructures, comme les îles, les communautés isolées ou encore des pays en voie de développement dont le réseau de distribution électrique est peu étendu. L'un des avantages de l'installation de réacteurs sur barge est de pouvoir servir de centrales mobiles de production électrique *offshore* d'appoint, dans le cadre par exemple d'opérations militaires ou humanitaires, et de pouvoir être facilement déplacées. Il s'agit là de nouveaux marchés pour la filière nucléaire, qui est absente de nombreux pays en raison du manque d'infrastructures locales et/ou d'une consommation en électricité trop limitée.

Par ailleurs, les microréacteurs (moins de 25 MWe) peuvent être particulièrement intéressants pour les armées. En effet, ces solutions, qui se positionnent comme des alternatives aux générateurs diesel, pourraient potentiellement servir à l'alimentation des bases antimissiles (lasers) et des canons électromagnétiques sur les destroyers. Les corps expéditionnaires pourraient ainsi bénéficier d'une autonomie énergétique allant jusqu'à une décennie.

Compétition internationale

La Russie et la Chine étaient en 2020 les deux pays les plus avancés sur cette nouvelle technologie. Mais les États-Unis se sont également lancés dans la course. Sans compter que des projets de SMR étaient également en développement dans une dizaine d'autres pays, dont l'Argentine, le Canada, la Corée du Sud, le Royaume-Uni ou encore la Suède. L'intérêt pour les SMR a commencé dans les années 2000, porté par les entreprises publiques du nucléaire en Russie et en Chine, ainsi que par des start-ups américaines. S'il existe plus d'une vingtaine de designs à l'étude de par le monde, il semble acquis que les premiers modèles commerciaux de SMR seront issus de la filière des réacteurs à eau sous pression, la plus mature et la plus répandue dans le monde.

La Russie, pionnière sur le marché des SMR

Avec l'Akademik Lomonossov, Rosatom, via sa filiale OKBM Afrikantov, est actuellement le seul acteur au monde à avoir mis en service un SMR. Il s'agit d'une barge sur laquelle ont été installés deux réacteurs de 35 MWe chacun, des versions modifiées des réacteurs (KTL-40) équipant les brise-glaces soviétiques des années 1980. Cette centrale, dont la construction a débuté en 2007, a commencé ses opérations commerciales en mai 2020 (avec près de 10 ans de retard sur le calendrier initial) au large de la ville arctique de Pevek. Son coût est estimé à près de 750 millions de dollars (le triple du coût initial), soit près de 11 000 USD/kWe⁷⁰. En 2017, OKBM Afrikantov a

⁶⁹ Sur cette problématique de la décarbonisation des processus industriels, voir rapport #4.

⁷⁰ *World Nuclear Industry Status Report*, 2019.

présenté une seconde génération de SMR sur barge, équipés de réacteurs de 55 MWe (RITM-200), qui devrait être produite en série à partir de la seconde moitié des années 2020. Enfin, l'entreprise développe également un SMR plus puissant de 325 MWe (le VVER-300) pour des utilisations navales, mais qui ne devrait pas être opérationnel avant 2030. Considérant que les SMR terrestres pour la production d'électricité pour les réseaux classiques ne sont actuellement pas compétitifs par rapport aux centrales classiques de grande taille, Rosatom semble pour l'heure plutôt privilégier les SMR sur barges, qui constituent une nouvelle vitrine de son savoir-faire technologique.

La Chine, de multiples projets déjà très avancés

En Chine, les deux projets les plus avancés sont ceux du China General Nuclear Group (CGN), l'ACPR50 (60 MWe) destiné à une utilisation maritime, et de la China National Nuclear Corporation (CNNC), l'ACP100 (125 MWe), plutôt à usage terrestre. La priorité du gouvernement chinois est le développement de centrales nucléaires flottantes, permettant notamment d'alimenter en électricité les bases militaires chinoises en mer de Chine méridionales. CNC et CNNC ont également des projets pour l'utilisation de SME pour les réseaux de chaleur, surtout dans le nord-est du pays, en remplacement des centrales au charbon, qui représentent un marché prometteur.

Les États-Unis, des investissements massifs pour s'imposer sur le marché

Des projets prometteurs sont également en développement aux États-Unis. Depuis une dizaine d'années, le gouvernement américain, *via* le Department of Energy (DoE), a décidé de généreusement soutenir la recherche industrielle en matière de SMR, allouant plusieurs centaines de millions de dollars d'aides qui ont profité aux entreprises Babcock & Wilcox (projet mPower) et NuScale. Si Babcock & Wilcox a fini par abandonner son projet de SMR en 2017 faute de clients potentiels, NuScale propose aujourd'hui le projet le plus avancé et le plus attendu en matière de SMR. Le projet NuScale prévoit la construction de 12 unités de 60 MWe chacun à l'Idaho National Laboratory (qui dépend du DoE) entre 2023 et 2026, pour un coût de production de l'électricité avoisinant 4 200 USD/kWe, largement moins que les 11 300 USD/kWe du réacteur AP1000 de la centrale de Vogtle (Géorgie) la seule centrale actuellement en construction aux États-Unis. Ce coût de production avancé par le promoteur du projet semble cependant peu réaliste. NuScale a d'ores et déjà investi près d'un milliard de dollars dans le projet (dont un tiers d'argent public) avant même le début de la construction du premier réacteur. Au moins quatre autres projets devraient proposer des designs opérationnels à l'horizon 2035.

En 2015, le DOE a renforcé son soutien financier aux SMR, en particulier pour les projets de 4^e génération, en lançant le programme *Gateway for Accelerated Innovation in Nuclear* (GAIN) qui vise à développer les supports techniques, réglementaires et financiers nécessaires pour la mise au point des nouveaux prototypes, notamment en favorisant la collaboration des entreprises privées avec les laboratoires de recherche publics et en facilitant la définition du cadre réglementaire pour la certification des designs. De nombreuses *start-ups* ont ainsi pu se lancer

dans la course aux SMR de 4^e génération, dont X-Energy, Terrestrial Energy ou encore Kairos Power. En tout, plus de 50 entreprises privées sont activement impliquées dans la R&D des SMR aux États-Unis. Dernière initiative en date des autorités américaines, le DoE a lancé en mai 2020 l'*Advanced Reactor Demonstration Program* (ARDP) dont la dotation initiale de 160 millions de dollars est destinée à soutenir la construction de deux réacteurs dans un délai de sept ans⁷¹. En parallèle, l'*Advanced Research Project Agency-Energy* (ARPA-E), la branche du DoE spécialisée dans les projets à long terme, soutient le développement des micro-réacteurs (moins de 10 MWe) pouvant être utilisés sur des bases militaires voire pour des applications spatiales. Deux prototypes pourraient être construits au Idaho National Laboratory en 2022, par Oklo et Westinghouse avec le soutien financier du Department of Defense (DoD)⁷².

De son côté, la Nuclear Regulation Commission (NRC), l'agence de sûreté américaine, a initié depuis 2016 une modernisation de ses pratiques de certification afin de les adapter à ce nouvel écosystème et de pouvoir accélérer l'évaluation des SMR, notamment de 4^e génération. Le Congrès américain a également voté en 2019 le Nuclear Energy Leadership Act (NELA), visant notamment à assurer la mise à disposition d'uranium enrichi entre 5% et 20% pour la fabrication du combustible nécessaire aux expériences et prototypes de ces nouveaux designs, et en permettant à l'État fédéral de contracter des accords d'achat d'électricité sur le long terme (jusqu'à 40 ans) afin de garantir un retour sur investissement aux opérateurs de ces nouveaux réacteurs.

Une position française en retrait

Les acteurs français sont par contre plutôt en retard sur ce segment des SMR. Certes, le consortium porté par EDF, le CEA, TechnicAtome et Naval Group travaille au développement d'une offre française avec le projet Nuward (170 MWe), dévoilé en septembre 2019. Mais ce concept ne devrait vraisemblablement pas voir le jour au mieux avant le début de la prochaine décennie, au risque d'arriver sur le marché une fois la concurrence américaine, russe et chinoise déjà bien établie.

Les SMR : un avenir encore incertain

Il faudra probablement attendre l'arrivée sur les réseaux des premiers modèles américains dans les années 2025-2030 (en particulier la concrétisation du projet NuScale) pour disposer d'une évaluation concrète de la viabilité technique et économique des SMR. Cet horizon sera également clé pour estimer l'intérêt des microréacteurs actuellement envisagés en Amérique du Nord pour des applications militaires et l'approvisionnement en énergie d'infrastructures isolées.

L'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) estimait en 2016 que les SMR pourraient représenter au moins 10% des

⁷¹ Pour un aperçu complet des soutiens du DOE aux SMR, voir World Nuclear Association, *Small Nuclear Power Reactors*, août 2020.

⁷² Charles Merlin, *Les petits réacteurs modulaires dans le monde. Perspectives géopolitiques, technologiques, industrielles et énergétiques*, Etudes de l'Ifri, mai 2019.

nouvelles capacités nucléaires installées entre 2020 et 2035 (soit 25 GWe)⁷³. Cette estimation semble aujourd'hui très optimiste tant les développements des SMR sont lents et les incertitudes (techniques, économiques, politiques) encore nombreuses. Lorsqu'ils ne sont pas simplement abandonnés, de nombreux projets en cours accusent des retards considérables, à l'image du projet argentin CAREM-25 (27 MWe), en construction depuis 2014 et dont le démarrage n'est pas attendu avant 2021 voire 2022, du projet chinois HTR-PM (210 MWe), dont la construction, débutée en 2012, devait s'achever en 2017 mais qui n'est, mi-2020, toujours pas terminée, ou encore du projet russe Akademik Lomonosov, certes achevé, mais dont la construction a duré quatre fois plus longtemps que prévu pour un coût final trois fois plus élevé.

⁷³ OECD, *Small Nuclear Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near Term Deployment*, 2016.

PERSPECTIVES : ENJEUX GÉOPOLITIQUES DE LA GESTION DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES USÉS

Les risques de prolifération liés à la gestion des combustibles nucléaires usés sont bien connus. Leur retraitement dans un cycle « fermé », par opposition au cycle « ouvert » où les déchets sont directement stockés, permet la production de plutonium mobilisable dans un programme militaire. Toutefois, l'aval du cycle combustible comprend d'autres enjeux propres à la géopolitique du nucléaire civil.

Premièrement, Rosatom utilise des accords de retour des combustibles usés adossés aux offres d'exportation comme argument de vente pour les pays non nucléarisés pour lesquels la construction des infrastructures nécessaires à leur gestion serait économiquement et socialement coûteuse. Cette clause a déjà été introduite dans les contrats d'exportation d'Astravets (Biélorussie), de Rooppur (Bangladesh) et d'Akkuyu (Turquie) pour lesquels Rosatom s'est engagé à reprendre les combustibles usés pour les retraiter et les stocker en Russie. La loi russe, qui ne permet jusqu'à présent que d'importer des déchets temporairement avant de les renvoyer vers leurs pays d'origine, devra toutefois être modifiée pour remplir ces engagements.

Deuxièmement, le retraitement des combustibles représente une étape cruciale de la « *Three-step strategy* » adoptée en 2005 par Pékin. L'objectif est de transformer le parc nucléaire chinois en trois temps, employant d'abord des réacteurs à eau pressurisé jusque dans les années 2020 utilisant de l'uranium, puis d'assurer une transition jusqu'en 2050 vers des surgénérateurs consommant du plutonium produit par le retraitement des combustibles exploités lors de l'étape précédente, avant de déployer des réacteurs à fusion quand la technologie sera disponible.

La Chine dispose depuis 2011 d'un surgénérateur expérimental de 25 MW (le CEFR) à 40 km de Pékin dont la production serait à l'arrêt depuis 2012. Le gouvernement chinois a signé en 2017 un accord de coopération avec Rosatom pour la construction d'un prototype de surgénérateur de 600 MWR (CFR-600) à Xiapu dans la province du Fujian, devant entrer en fonction en 2023 et utilisant du combustible MOX, un assemblage de plutonium et d'uranium appauvri. Le complexe nucléaire chinois est loin d'être prêt pour cette transition. CNNC dispose depuis 2010 d'une petite usine de retraitement à Jiuquan (province du Gansu) où elle construit depuis 2015 une seconde unité éloignée d'une centaine de kilomètres. L'achat à la France d'une usine supplémentaire envisagé dès 2006 ne s'est pas encore concrétisé. Devant s'installer à Lianyungang sur la côte du Jiangsu, le projet s'est heurté à une forte opposition locale en 2016. De plus, le pays ne bénéficie que d'un site expérimental de production de MOX, d'une capacité annuelle de 0,5 t, ainsi que d'un autre site en construction de 20 t/an, quand la consommation d'un CFR-600 est estimée à 60 t. L'utilisation de combustible uranium-plutonium-zirconium pour les surgénérateurs semblent encore plus lointain, la Chine n'ayant qu'un prototype de chaîne de fabrication actuellement.

ANNEXES

ANNEXE A : LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES EN CONSTRUCTION DANS LE MONDE EN AOÛT 2020

70

Réacteurs nucléaires en construction dans le monde en août 2020

Pays	Nom	Localisation	Type de réacteur	Fournisseur	Début de construction
Argentine	CAREM	Lima	CAREM25	CNEA	2014
Bangladesh	Rooppur-1	Rooppur	VVER-1200	Rosatom	2017
	Rooppur-2	Rooppur	VVER-1200	Rosatom	2018
Biélorussie	Belarusian-1	Ostrovets	VVER-1200	Rosatom	2013
	Belarusian-2	Ostrovets	VVER-1200	Rosatom	2014
Brésil	Angra-3	Angra dos Reis	Konvoi	Hybride	2010
Chine	Tianwan-5	Lianyungang	ACPR-1000	CGN	2015
	Tianwan-6	Lianyungang	ACPR-1000	CGN	2016
	Hongyanhe-5	Donggangzhen	ACPR-1000	CGN	2015
	Hongyanhe-6	Donggangzhen	ACPR-1000	CGN	2015
	Fuqing-5	Qianxue	Hualong-1	CGN/CNNC	2015
	Fuqing-6	Qianxue	Hualong-1	CGN/CNNC	2015
	Fangchenggang-3	Hongshacun	Hualong-1	CGN/CNNC	2015
	Fangchenggang-4	Hongshacun	Hualong-1	CGN/CNNC	2015
	Zhangzhou-1	Xiqianjia	Hualong-1	CGN/CNNC	2019
Finlande	Olkiluoto-3	Eurajoki	EPR	Framatome	2005
France	Flamanville-3	Flamanville	EPR	Framatome	2007
Inde	Kakrapar-3	Vyara	IPHWR-700	BARC	2010
	Kakrapar-4	Vyara	IPHWR-700	BARC	2011
	Rajasthan-7	Rawatbhata	IPHWR-700	BARC	2011
	Rajasthan-8	Rawatbhata	IPHWR-700	BARC	2011
	Kudankulam-3	Koodankulam	VVER-1000	Rosatom	2017
	Kudankulam-4	Koodankulam	VVER-1000	Rosatom	2017
Iran	Bushehr-2	Bushehr	VVER-1000	Rosatom	2016
	Bushehr-3	Bushehr	VVER-1000	Rosatom	2016

Sources : Power Reactor Information System (PRIS) - IAEA; World Nuclear Association; World Nuclear Industry Status Report 2019

Réacteurs nucléaires en construction dans le monde en août 2020 (suite et fin)

Pays	Nom	Localisation	Type de réacteur	Fournisseur	Début de construction
Japon	Shimane-3	Kashima	ABWR	Hitachi-GE	2005
	Ohma	Oma	ABWR	Hitachi-GE	2008
Corée du Sud	Shin-Hanul-1	Hanul	APR-1400	Kepeco	2012
	Shin-Hanul-2	Hanul	APR-1400	Kepeco	2013
	Shin-Kori-5	Gori	APR-1400	Kepeco	2017
	Shin-Kori-6	Gori	APR-1400	Kepeco	2018
Pakistan	Kanupp-2	Karachi	Hualong-1	CNNC	2015
	Kanupp-3	Karachi	Hualong-1	CNNC	2016
Russie	Kursk 2-1	Kursk	VVER-1300	Rosatom	2018
	Kursk 2-2	Kursk	VVER-1300	Rosatom	2019
	Leningrad 2-2	Sosnovy Bor	VVER-1200	Rosatom	2010
Slovaquie	Mochovce-4	Nitra	VVER-440	Rosatom	1987
	Mochovce-3	Nitra	VVER-440	Rosatom	1987
Turquie	Akkuyu-1	Mersin	VVER-1200	Rosatom	2019
Ukraine	Khmelnyskyi-3	Netichyn	VVER-1000	Rosatom	1986
	Khmelnyskyi-4	Netichyn	VVER-1000	Rosatom	1987
EAU	Barakah 1	Ruwais	APR-1400	Kepeco	2012
	Barakah 2	Ruwais	APR-1400	Kepeco	2013
	Barakah 3	Ruwais	APR-1400	Kepeco	2014
	Barakah 4	Ruwais	APR-1400	Kepeco	2015
Royaume-Uni	Hinkley-Point C1	Hinkley-Point	EPR	Framatome	2018
	Hinkley-Point C2	Hinkley-Point	EPR	Framatome	2019
États-Unis	Vogtle-3	Burke County	AP1000	Westinghouse	2013
	Vogtle-4	Burke County	AP1000	Westinghouse	2013

Sources : Power Reactor Information System (PRIS) - IAEA; World Nuclear Association; World Nuclear Industry Status Report 2019

ANNEXE B : AUTRES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DU PARC NUCLÉAIRE MONDIAL (HORS RUSSIE, ÉTATS-UNIS, CHINE)

Projets avancés (signature d'accord de construction)

Pays	Localisation	Type de réacteur	Fournisseur	Date envisagée de début de construction
Égypte	El Dabaa	4x VVER-1200	Rosatom	2020
Ouzbékistan	Navoi	2x VVER-1200	Rosatom	n.d.
Finlande	Pyhäjoki	1x VVER-1200	Rosatom	2021

Sources : Power Reactor Information System (PRIS) - IAEA; World Nuclear Association; World Nuclear Industry Status Report 2019

Projets en attente

Pays	Localisation	Type de réacteur	Fournisseur
Turquie	Sinop	4x VVER-1200	Rosatom
Bulgarie	Belene	2x n.d.	n.d.
Rép. tchèque	Dukovany	1x n.d.	n.d.
	Temelin	2x n.d.	n.d.
Arménie	Metsamor	1x n.d.	n.d.
Inde	Chutka	2x IPHWR-700	BARC
	Gorakhpur	4x IPHWR-700	BARC
	Mahi Banswara	4x IPHWR-700	BARC
	Kaiga	2x IPHWR-700	BARC
	Kudankulam	2x VVER-1200	Rosatom
Nigeria	Itu	2x VVER-1200	Rosatom
Pakistan	Chashma	1x Hualong-1	CGN/CNNC
Roumanie	Cernavoda	2x n.d.	n.d.
Royaume-Uni	Sizewell	2x EPR	Framatome
	Bradwell	2x Hualong-1	CGN/CNNC
Hongrie	Paks	2x VVER-1200	Rosatom
Vietnam	Phuoc Dinh	4x VVER-1200	Rosatom

Sources : Power Reactor Information System (PRIS) - IAEA; World Nuclear Association; World Nuclear Industry Status Report 2019

Autre pays non-nucléarisés ayant signé un protocole d'accord (MoU) avec un fournisseur de réacteur

Liste des pays

Jordanie	Soudan	Pologne	Lituanie	Kenya
Cambodge	Arabie Saoudite	Ghana	Algérie	Ouganda
Rwanda	Chili	Indonésie	Philippine	Thaïlande

Sources : Power Reactor Information System (PRIS) - IAEA; World Nuclear Association; World Nuclear Industry Status Report 2019

ANNEXE C : IMAGE SATELLITE DE LA BASE D'ASTRAVETS

