Nuclear Technology Development and Economics
Économie et développement des technologies nucléaires
2019

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2019

OECD
BETTER POLICIES FOR BETTER LIVES

NEA
NUCLEAR ENERGY AGENCY

Nuclear Technology Development and Economics
Économie et le développement des technologies nucléaires

Nuclear Energy Data
Données sur l'énergie nucléaire
2019

© OECD 2019
NEA No. 7474

NUCLEAR ENERGY AGENCY
ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

STATLINKS

This publication contains “StatLinks”. For each StatLink, the reader will find a URL which leads to the corresponding spreadsheet. These links work in the same way as an Internet link.

Cette publication contient des « StatLinks ». Fonctionnant comme un lien internet, un StatLink fournit l’accès à la feuille de calcul correspondante.

Overview

The 2019 edition of *Nuclear Energy Data* contains official information provided by NEA and OECD member countries,[1] including projections of total electrical and nuclear generating capacities along with fuel cycle requirements and capacities to 2040. Also included are short narrative country reports that give updates on the status, trends and issues in nuclear energy programmes. In 2018, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, in a context of strong competition from low-cost fossil fuels and renewable energy sources.

Nuclear electricity generation

Total electricity generation in NEA member countries increased slightly from 2017 to 2018 (1.2%) and electricity production at nuclear power plants (NPPs) increased by 0.2% over the same period. In the OECD area, total electricity generation also increased from 2017 to 2018 (1.2%), and electricity production at NPPs increased slightly by 0.1%. The share of electricity production from NPPs in NEA member countries decreased (from 18.1% in 2017 to 17.9% in 2018), and total nuclear capacity declined by 0.7% (from 326.9 GWe in 2017 to 324.8 GWe in 2018). The share of electricity production from NPPs in the OECD area decreased slightly (from 17.9% to 17.7%) and total nuclear capacity declined by 1.1% (from 296.0 GWe in 2017 to 292.7 GWe in 2018).

	NEA (2017)	NEA (2018)	OECD (2017)	OECD (2018)
Total electricity generation (net TWh)	11 568.6	11 704.1	10 550.8	10 675.7
Nuclear electricity generation (net TWh)	2 092.8	2 096.4	1 887.0	1 889.0
Nuclear power share of total electricity generation (%)	18.1	17.9	17.9	17.7
Total electricity capacity (net GWe)	3 203.1	3 213.6	2 959.7	2 969.5
Nuclear electricity capacity (net GWe)	326.9	324.8	296.0	292.7
Nuclear power share of total electricity capacity (%)	10.2	10.1	10.0	9.9

Despite a decrease in total nuclear capacity, the total electricity produced increased. The figures above show that, on the one hand, operations at many NPPs in NEA member countries were very efficient throughout 2018. NPPs in Argentina, the Czech Republic, Finland, France, Japan, Mexico, the Netherlands, Russia, Sweden, Switzerland and the United States led the way with an increased output of electricity generation in 2018, compared to 2017. In Japan, four reactors were restarted in 2018, joining the five reactors that had resumed operation in the previous period. On the other hand, issues that caused the outages of several reactors in Belgium led to a decrease in nuclear electricity generation in this country in 2018. Among the 19 NEA member countries with nuclear capacity, 9 countries had more than a 30% share of nuclear electricity production in the total net generation for 2018.

1. Argentina, Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States are members of the NEA. Chile, Estonia, Israel, Latvia and New Zealand have been included for OECD area calculations. Data have been provided from Russia for some tables and figures of this 2019 edition of Nuclear Energy Data. Argentina and Romania became members of the NEA in 2017 – as of 1 September 2017 and 15 October 2017, respectively – and data from these countries were thus included in the 2019 version of Nuclear Energy Data.

Reactor highlights

As of 1 January 2019, 348 operational reactors were connected to the grid in NEA member countries. A total of 23 reactors were under construction, although the construction of 3 reactors in Japan has at least temporarily been halted. In addition, ten reactors were considered firmly committed to construction in the OECD area, including the first units in Turkey and the United Kingdom for commercial electricity production. By contrast, 27 reactors are planned to be retired from service by 2023, which will reduce OECD nuclear generating capacity by a total of 25 GWe. Included are closures in Germany, as part of the plan to phase out nuclear power by the end of 2022, along with potential reactor closures in France, Japan, Korea, Sweden, Switzerland, the United Kingdom and the United States.

As outlined in the country reports in this publication, nuclear development programmes have nonetheless generally advanced in NEA member countries.

- In Argentina, the Embalse NPP, a Candu 6 pressurised heavy water reactor returned to service in January 2019 following extensive refurbishment, which would extend its operating life for another 30 years. Another unit, Atucha 1, was granted a licence extension to operate until it reaches 50 years.
- In Belgium, the government has decided to build a new, major research infrastructure called the Multipurpose Hybrid Research Reactor for High Tech Applications (MYRRHA). One of the MYRRHA Project's long-term objectives is to investigate the transmutation of high-level radioactive waste. The project will also allow for advanced research in new materials and in accelerator technology, as well as for the production of new medical radioisotopes. To meet these goals, in September 2018 the federal government committed EUR 558 million to finance the project.
- In Canada, the refurbishment of the Darlington power plant began with work on the first reactor in 2016 and is expected to be completed by 2026. Unit 2 refurbishment remains on budget and schedule with completion of the works expected in 2019. In August 2018, the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) approved Ontario's plan to keep the Pickering plant in operation until the end of 2024, four years longer than previously planned.

  In February 2018, Natural Resources Canada (NRCan) initiated a process bringing together provincial and territorial governments, utilities, industry and other interested stakeholders to develop a roadmap for the potential development of small modular reactors (SMRs) in Canada. In April 2018, the Canadian Nuclear laboratories (CNL) initiated an Invitation for Demonstration, inviting further discussions with SMR vendors interested in building a demonstration unit at a CNL-managed site. The CNSC has been approached by a number of SMR vendors to initiate an optional preliminary step before the licensing process, called a vendor design review (VDR). The VDR is completed at a vendor's request and expense to assess their understanding of Canada's regulatory requirements and the acceptability of a proposed design.
- In the Czech Republic, general agreement exists at the level of government and industry regarding the necessity to construct new domestic NPPs. Negotiations between the government and the ČEZ Group are ongoing. However, by the end of 2018, no final decision had been taken on a financial model or a preferable construction site. ČEZ has focused both on long-term operation projects at existing NPPs and on preparation work for new build projects at two sites.

  An agreement between the municipality of České Budejovice and the ČEZ Group was approved for the construction of a hot water pipeline for district heating purposes from the Temelín NPP.
- In Finland, the government granted an operating licence to Olkiluoto 1 and 2 for an additional 20 years in September 2018 until the end of 2038. Training of the operating personnel has progressed at Olkiluoto 3 (OL3) and operator licences were granted by the Radiation and Nuclear Safety Authority (STUK) at the end of 2018. The government of Finland granted the operating licence for OL3 on 7 March 2019. Commissioning should take place in 2020. The preparatory works have started at the new nuclear site in Pyhäjoki. Fennovoima is anticipating that the government will make a decision on the construction licence application in 2021. Commissioning of the plant is thus scheduled to take place in 2028.
- In France, the utility EDF is continuing its refurbishment programme to extend the lifetime of the French nuclear fleet beyond 40 years and expects generic regulatory approval in 2020. The construction of the Flamanville EPR reactor continued through 2018, although additional delays

to start-up have been announced. In October 2018, the French Nuclear Safety Authority (ASN) authorised the commissioning and operation of the Flamanville EPR reactor pressure vessel, subject to the establishment of a thermal ageing test programme for the vessel, along with certain controls during reactor operations. The ASN has set the service life limit for the existing reactor vessel head at the end of 2024. The ASN also issued a statement in October 2018 that faulty welds at Flamanville may require more repairs than initially projected.

- In Hungary, initial site work for two new units at the Paks site started in 2018, and the construction itself is planned to start in 2020.
- In Japan, the restart of 16 reactors has been approved by the Nuclear Regulation Authority (NRA), while only 9 nuclear reactors were in operation as of 1 January 2019. The rate of reactor restarts is subject to judicial rulings and public consent.
- In Korea, ongoing construction of Shin-Kori units 5 and 6 was highlighted during the public debate on nuclear energy in 2017. The government launched an ad hoc committee to gather public opinions on the fate of NPP construction projects. The committee made the recommendation to the government to resume the construction of Shin-Kori 5 and 6. Construction restarted on unit 5 in 2017 and commenced on unit 6 in September 2018.
- In May 2018, Russia reached a significant milestone with the completion of the construction of its first floating NPP, Akademik Lomonosov. The plant is scheduled to be connected to the grid in December 2019 at the Port of Pevek. The Rostov 4 and Leningrad II-1 NPPs were connected to the grid in February and March 2018, respectively.
- In Slovenia, the government has prepared a draft resolution regarding the Slovenian Energy Concept, which was opened to public debate in the autumn of 2018. This resolution foresees the operation of the Krško NPP until 2043, if all conditions for its safe operation are met. The draft resolution recognises the role of nuclear energy as a low-carbon emission source and recommends that an informed decision be taken about the long-term future of nuclear energy.
- The Spanish government announced in November 2018 that it does not plan to extend the licences of existing nuclear reactors beyond the original planned life of 40 years.
- In April 2018, construction of the first unit of the Akkuyu NPP in Turkey was formally launched with the pouring of concrete for the sub-base foundation of the nuclear island. A limited work permit was issued by the Turkish Atomic Energy Authority in November 2018 for unit 2.
- In December 2018, first concrete was poured for unit 1 at the Hinkley Point C NPP, which is a significant milestone for the nuclear new build programme in the United Kingdom. In November 2018, Toshiba announced it would liquidate NuGen, the UK developer set to deliver a new NPP project at Moorside. The Moorside site remains eligible for nuclear new build. In June 2018, the government entered into negotiations with Hitachi concerning Horizon's proposed Wylfa project. Hitachi announced in January 2019 that it had decided to suspend the Wylfa project.

  To help enable the development of small and advanced reactors, the government has set out a new framework designed to encourage the industry to bring technically and commercially viable small reactor propositions to the UK marketplace. The government has put forward a number of initiatives to support this vision, including up to GBP 20 million for an advanced manufacturing and construction initiative that would demonstrate the potential of modular manufacturing in the nuclear sector.
- In the United States, construction in Georgia continued in 2018 on Vogtle units 3 and 4 with completion scheduled for late 2021 and 2022. As of March 2019, the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) has granted licence renewals for 89 of the 96 currently operating commercial reactors in the country. The licence renewal enables an additional 20 years of operations beyond the initial operating licence period of 40 years. The NRC is currently reviewing subsequent licence renewal applications for 6 reactors that would extend their operating licences for an additional 20 years, or an overall total of 80 years. The US Department of Energy (DOE) is currently supporting planning efforts to build a NPP by the mid-2020s, which would consist of 12 independent 60 MWe NuScale SMRs in Idaho. The NuScale design is currently under NRC review for licensing and a combined operating licence application is being prepared for the project.

Fuel cycle updates

Depressed uranium market prices in recent years have reduced exploration activities and led to uranium production cuts at a number of facilities. The most significant of these changes were plans announced to cease mine production at McArthur River/Key Lake in Canada and production cuts in Kazakhstan and in Namibia (at the Langer Heinrich mine). Some of the global decline was offset, however, by production gains in Australia and the continuing ramp-up of the Husab project in Namibia. In October 2018, NAC Kazatomprom announced that the Kazakhstan uranium company plans to proceed with an initial public offering. Rio Tinto announced in November 2018 that it entered into a binding agreement with China National Uranium Corporation Limited to sell its share in the Rössing uranium mine in Namibia.

Global uranium production decreased by about 10% to 53 100 tU, led by mining output decreases in Canada, Kazakhstan and the United States. Uranium production in NEA member countries decreased by 26% from 2017 to over 17 000 tU in 2018 (a 30% decrease in the OECD area), owing to decreased production in Canada. Imports will continue to be needed to meet total NEA and OECD uranium reactor requirements, as has been the case in the past several years. In addition to primary mining production, uranium demand was met by secondary supplies. These secondary sources include stocks and inventories, underfeeding, tails re-enrichment or nuclear fuel from the reprocessing of spent reactor fuels.

In January 2018, two main uranium producers in the United States filed a petition under Section 232 of the US Trade Expansion Act requesting an investigation into the effects of uranium imports on US national security. Following the US Secretary of Commerce's investigation, the President directed that a working group be established to develop recommendations for reviving and expanding domestic nuclear fuel production.

Commercial uranium conversion facilities were in operation in Canada, France, Russia and the United States. However, most converters were running their plants at between 50-70% capacity in recent years as a result of continued market oversupply. The new "Philippe Coste" uranium conversion facility in France was completed and comprises two plants in southern France, one at Tricastin and one at Malvesi, near the town of Narbonne. The Honeywell (Converdyn) commercial plant in Metropolis, Illinois, which is the only conversion plant in the United States, continues to remain in idle-ready status (production has been idle while maintaining operations to support a restart as business conditions improve). Converdyn has submitted an application for a 40-year operating licence extension.

The Urenco centrifuge facility in the United States – the only commercial enrichment plant in operation in OECD America – has an annual capacity of 4.9 million separative work units (SWU) from 64 production cascades. In 2016, the Georges Besse II centrifuge enrichment plant in France reached its full capacity of 7.5 million SWU per year. Poor market conditions have caused enrichers to gradually phase out older centrifuges and to make greater use of capacity through underfeeding and tails re-enrichment. During 2018, Centrus Energy Corp. continued to pursue development of the American Centrifuge Plant under a contract from the DOE. Development of the GE Hitachi laser enrichment technology has slowed to a pace consistent with market conditions. In June 2018, Silex Systems Ltd announced to its board that it will abandon the acquisition of a majority stake in GE Hitachi Global Laser Enrichment LLC (GLE). Urenco announced that the Tailings Management Facility (TMF) project in the United Kingdom has been completed, and operation is expected to start in 2019. Conversion and enrichment capacities exceed requirements in OECD Europe. Enrichment services need to be imported to OECD America and Pacific regions, and conversion services must be imported to the Pacific region. Similar to uranium, reactor requirements were in part covered by secondary supplies.

Reprocessing operations have ended after 24 years at the Thermal Oxide Reprocessing Plant at the Sellafield site in the United Kingdom. The facility will now be used to store spent nuclear fuel until the 2070s.

The storage capacity for irradiated fuel in NEA member countries is adequate to meet requirements and is expected to be expanded as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments, including those of Canada, Finland, France, Germany, Korea, Spain and the United Kingdom, reported progress in the establishment of permanent repositories for the long-term management of spent fuel and other forms of radioactive waste. Finland became the first country to begin construction of a permanent repository for high-level waste. The facility is planned to begin operations in the mid-2020s.

Policy highlights

Canada is co-lead with Japan and the United States on the "Nuclear Innovation: Clean Energy Future (NICE Future)" initiative under the Clean Energy Ministerial (CEM), which also includes Argentina, Poland, Romania, Russia, the United Arab Emirates and the United Kingdom. NICE Future was launched at the Ninth Clean Energy Ministerial (CEM9) in Copenhagen, Denmark in May 2018. The CEM is a high-level global forum, comprising 25 member countries and the European Commission. The CEM was created to promote policies, programmes and best practices that encourage the transition to a global clean energy economy. NICE Future intends to encourage discussion between CEM member countries about the role of nuclear energy in integrated clean energy systems. Canada hosted the Tenth Clean Energy Ministerial (CEM10) in May 2019.

In France, the government confirmed its objective to reduce the country's share of nuclear power from 75% to 50% but has pushed this target to 2035 instead of 2025 so as to avoid increasing emissions and to respect French commitments towards mitigating climate change.

In September 2018, the federal government in Germany adopted the 7th Energy Research Programme under the aegis of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. The programme sets out guidelines for energy research funding at the federal level over the coming years. It includes nuclear safety research, comprising reactor safety research, waste management and disposal research, as well as research on radiation. Federal funding aims to make a substantial contribution to build, advance and retain scientific-technical expertise and to support young researchers in the area of nuclear safety research in Germany.

Japan has confirmed its objective to raise the share of nuclear power to 20-22% by 2030, but the process to restart reactors after the Fukushima Daiichi accident remains slow.

In Korea, an energy transition policy was announced at the end of 2017, outlining a long-term phase out of nuclear power. The new policy also stipulates that coal power plants which are over 30 years of age should be shut down and that the share of renewable energy should be expanded to 20% of total electricity generation by 2030. Despite domestic challenges, Korea remains active in promoting international collaboration. The government actively supports the transfer of technology from Korea to other countries in accordance with the global non-proliferation framework. The export of nuclear technology covers advanced power reactors, SMRs and diverse applications.

In Mexico, in order to satisfy the demand for clean energy, the National Electric System Development Program (2018-2032) outlines the diversification of the energy mix, in which nuclear power has a share. In recent years, the Laguna Verde NPP has taken part in the Clean Energy Certificates scheme, an innovative instrument to integrate clean energies into power generation at lower costs and develop investment in clean electricity generation.

In November 2018, a new draft of the "Polish Energy Policy until 2040" was released by the Ministry of Energy in Poland. According to the latter, Poland's first NPP – with a capacity of 1.0 to 1.5 GWe – will be in operation by 2033. Up to 6 reactors, with a combined capacity of 6-9 GWe, would then be put into operation by 2043, accounting for about 10% of Poland's electricity generation.

In the context of Spain's nuclear energy programme, the government published and submitted to the European Commission in February 2019 the draft of the Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030. This strategic planning tool integrates the energy and climate policy. The document provides forecasts on the evolution of the contribution of nuclear energy to the energy mix, as well as information on an orderly and phased shutdown of the Spanish nuclear fleet in the period 2025-2035.

In Switzerland, the new Energy Act entered into force in 1 January 2018, and as a consequence the new legislation will fundamentally change the energy landscape. Under the new law, no permits for the construction of new NPPs or any basic changes to existing NPPs will be delivered. The existing NPPs may remain in operation for as long as they are declared safe by the Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI).

In the United Kingdom, the Nuclear Sector Deal was published in June 2018. The deal brings together the government and nuclear industry to work in partnership to drive down costs, increase innovation and encourage greater diversity in the sector. Worth over GBP 200 million, the deal announced a package of measures to support the sector as the UK develops low-carbon nuclear power and continues to clean up its nuclear legacy. Through this deal, the UK nuclear sector has committed to deliver a 30% cost reduction in

new build projects by 2030; savings of 20% in the cost of decommissioning compared to current estimates; a 40% increase in the participation of women in the nuclear sector; and up to GBP 2 billion domestic and international contract wins.

A referendum was held in June 2016 in the UK where the majority of voters voted in favour of Brexit, i.e. leaving the European Union (EU). Since then, the UK and the EU have been negotiating the conditions of such withdrawal. A first Withdrawal Agreement and Political Declaration setting out the framework for the future relationship between the EU and the UK was agreed between the European Council and the UK in November 2018,[2] but was rejected by the UK parliament. A revised Withdrawal Agreement and a revised Political Declaration for a Future Economic Relationship have been reached in October 2019[3] that still need to be approved by the EU member states, the European Parliament and the UK parliament. Both Withdrawal Agreements include specific provisions on the UK's departure from the European Atomic Energy Community (Euratom). As for the Political Declarations, they call for a wide-ranging Nuclear Co-operation Agreement (NCA) between the Euratom and the UK on peaceful uses of nuclear energy, underpinned by commitments to their existing high standards of nuclear safety. Notwithstanding the above, the UK government has also prepared a guidance regarding the civil nuclear regulation that would apply in case the UK and the EU cannot reach an agreement on the Brexit conditions.[4] Finally, the UK also concluded new international agreements, with a view to ensure continuity for civil nuclear trade following the Brexit. These include bilateral NCAs signed with Australia, Canada, Japan and the United States, as well as safeguards agreements (Voluntary Offer Agreement and Additional Protocol) with the International Atomic Energy Agency (IAEA).

In the Unites States, state-level price support in the form of zero-emission credits (ZECs) has resulted in the reversal of previously announced NPP shutdowns in New York and Illinois. Connecticut passed legislation to add nuclear energy to the list of zero-carbon power options, permitting its Millstone nuclear plant to sell into the clean energy electricity market. New Jersey awarded zero-emission certifications to its two remaining NPPs. In 2019, Ohio also passed price support legislation, which resulted in two NPPs reversing their announced plans to close. Similar state support legislation is currently being considered in Pennsylvania.

In 2019, legislation was reintroduced in the US Senate, entitled "The Nuclear Energy Leadership Act (NELA)", to promote the development and commercialisation of advanced nuclear reactors. This legislation follows the Nuclear Energy Innovation Capabilities Act, signed into law on 28 September 2018, which was intended to advance R&D for advanced nuclear energy technologies.

2. Available at https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2019:066I:FULL&from=EN.

3. Available at www.gov.uk/government/publications/new-withdrawal-agreement-and-political-declaration.

4. Available at www.gov.uk/government/publications/civil-nuclear-regulation-if-theres-no-brexit-deal/civil-nuclear-regulation-if-theres-no-brexit-deal.

Résumé

Cette édition 2019 de *Données sur l'énergie nucléaire* contient des informations officielles communiquées par les pays membres de l'AEN et de l'OCDE[1], parmi lesquelles des projections de la puissance installée totale et nucléaire, ainsi que les besoins et les capacités de production du cycle du combustible jusqu'en 2040. Elle comprend également des rapports nationaux succincts qui présentent les derniers développements concernant les programmes nucléaires des pays concernés. En 2018, l'énergie nucléaire a continué de fournir des quantités importantes d'électricité en base faiblement carbonée, et ce dans un contexte de forte concurrence avec les combustibles fossiles bon marché et les énergies renouvelables.

Production d'électricité d'origine nucléaire

La production totale d'électricité a légèrement augmenté dans les pays de l'AEN de 2017 à 2018 (1.2 %), et la production d'électricité des centrales nucléaires a crû de 0.2 % sur la même période. Dans la zone de l'OCDE, la production totale d'électricité a également progressé de 2017 à 2018 (1.2 %), comme la production d'électricité des centrales nucléaires (0.1 %). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans les pays de l'AEN a légèrement décru (de 18.1 % en 2017 à 17.9 % en 2018), et la capacité de production d'origine nucléaire totale a diminué de 0.7 % (de 326.9 GWe en 2017 à 324.8 GWe en 2018). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans la zone de l'OCDE a légèrement diminué, de 17.9 % à 17.7 %, et la capacité de production d'origine nucléaire s'est contractée de 1.1 % (de 296 GWe en 2017 à 292.7 GWe en 2018).

	AEN (2017)	AEN (2018)	OCDE (2017)	OCDE (2018)
Production d'électricité totale (en TWh nets)	11 568.6	11 704.1	10 550.8	10 675.7
Production d'électricité nucléaire (en TWh nets)	2 092.8	2 096.4	1 887.0	1 889.0
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (%)	18.1	17.9	17.9	17.7
Puissance installée totale (en GWe nets)	3 203.1	3 213.6	2 959.7	2 969.5
Puissance nucléaire installée (en GWe nets)	326.9	324.8	296.0	292.7
Part de l'énergie nucléaire dans la puissance installée (%)	10.2	10.1	10.0	9.9

Malgré la diminution de la capacité de production d'origine nucléaire, la production totale d'électricité a augmenté. Les chiffres ci-dessus montrent que de nombreuses centrales nucléaires des pays membres de l'AEN ont fonctionné avec une grande efficacité en 2018. Les centrales d'Argentine, des États-Unis, de Finlande, de France, du Japon, du Mexique, des Pays-Bas, de République tchèque, de Russie, de Suède et de Suisse se placent en tête avec une production en hausse par rapport à 2017. Au Japon, quatre réacteurs ont été remis en marche en 2018, en plus des cinq tranches remises en service précédemment. Inversement, en Belgique, la mise à l'arrêt temporaire de plusieurs réacteurs a provoqué une baisse de production d'électricité nucléaire dans ce pays en 2018. Toutefois, dans 9 des 19 pays membres de l'AEN dotés de centrales nucléaires de puissance, la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité en 2018 est restée supérieure à 30 % de la production nette totale d'électricité.

1. L'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie sont membres de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN). Le Chili, l'Estonie, Israël, la Lettonie et la Nouvelle-Zélande sont inclus dans les calculs concernant la zone de l'OCDE. La Russie a fourni des informations pour certains des tableaux et éléments chiffrés présentés dans cette édition 2019 de *Données sur l'énergie nucléaire*. L'Argentine et la Roumanie sont devenues membres de l'AEN en 2017, le 1er septembre et le 15 octobre, respectivement. Les données concernant ces pays figurent donc dans cette édition de *Données sur l'énergie nucléaire.*

Actualité concernant les réacteurs

En date du 1er janvier 2019, 348 réacteurs en exploitation étaient raccordés aux réseaux électriques des pays de l'AEN, et 23 réacteurs étaient en cours de construction. Toutefois, la construction de trois réacteurs a été interrompue au Japon, au moins temporairement. En outre, dix commandes fermes de réacteurs ont été enregistrées dans la zone de l'OCDE, notamment les premiers réacteurs de puissance de la Turquie, et des réacteurs au Royaume-Uni en vue d'une production commerciale d'électricité. Inversement, 27 réacteurs doivent être mis hors service d'ici 2023, ce qui réduira la puissance installée dans la zone OCDE de 25 GWe au total. Ce chiffre tient compte des fermetures prévues en Allemagne dans le cadre de la sortie progressive du nucléaire d'ici à la fin de 2022, ainsi que de fermetures potentielles en Corée, aux États-Unis, en France, au Japon, au Royaume-Uni, en Suède et en Suisse.

Comme l'indiquent les rapports nationaux contenus dans cette publication, les programmes de développement de l'énergie nucléaire ont néanmoins globalement progressé dans les pays membres de l'AEN.

- En Argentine, la centrale nucléaire d'Embalse, équipée d'un réacteur à eau lourde pressurisée CANDU 6 a été remise en service en janvier 2019 après une réfection importante qui devrait étendre sa durée de vie de 30 années supplémentaires. Une autre tranche, Atucha 1, a bénéficié d'une autorisation d'exploitation jusqu'à l'âge limite de 50 ans.
- En Belgique, l'État a décidé de construire une infrastructure de recherche importante dénommée Multiputpose Hybrid Research Reactor for High Tech Applications (MYRRHA). L'un des objectifs à long terme de ce projet est de faire des recherches sur la transmutation des déchets radioactifs de haute activité. Ce programme permettra également de faire des recherches avancées sur les nouveaux matériaux et les technologies d'accélération ainsi que sur la production de nouveaux radioisotopes médicaux. En septembre 2018, les autorités fédérales ont alloué 558 millions EUR au financement de MYRRHA.
- Au Canada, la réfection de la centrale nucléaire de Darlington a commencé en 2016 avec le premier réacteur et devrait être achevée d'ici à 2026. La réfection de la tranche 2 se déroule dans le respect des budgets et délais prévus et devrait se terminer en 2019. En août 2018, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a approuvé le projet du gouvernement de l'Ontario consistant à maintenir en service la centrale de Pickering jusqu'à la fin de 2024, soit quatre années de plus que prévu précédemment.

  En février 2018, Ressources naturelles Canada (RNCan) a commencé à rassembler les gouvernements provinciaux et les collectivités territoriales, les énergéticiens, l'industrie et les autres parties prenantes intéressées pour concevoir une feuille de route pour le potentiel développement de petits réacteurs modulaires (SMR) au Canada. En avril 2018, les Laboratoires nationaux canadiens (LNC) ont lancé une invitation à démonstration, encourageant des discussions approfondies avec les fournisseurs de SMR désireux de construire un démonstrateur sur un site géré par les LNC. La CCSN a été approchée par plusieurs fournisseurs de SMR en vue d'engager une étape préalable facultative au processus d'autorisation, intitulée examen de la conception de fournisseur (ECF). L'ECF a lieu à la demande d'un fournisseur et à ses frais et vise à évaluer sa compréhension des normes réglementaires canadienne et de l'acceptabilité de la conception qu'il propose.
- En Corée, la construction des tranches 5 et 6 de la centrale de Shin Kori a été mise en avant lors du débat public sur l'énergie nucléaire en 2017. Les autorités ont créé un comité ad hoc pour recueillir l'opinion du public sur le sort à réserver aux projets de construction de centrales nucléaires. Ce comité a recommandé au gouvernement de reprendre la construction des deux tranches, ce qui a été fait en 2017 pour la tranche 5 et en septembre 2018 pour la tranche 6.
- En Espagne, le gouvernement a annoncé en novembre 2018 qu'il ne prévoyait pas de prolonger les autorisations dont bénéficient les réacteurs nucléaires existants au-delà de leur durée de vie prévue de 40 ans.
- Aux États-Unis, la construction des tranches 3 et 4 de Vogtle, en Géorgie, s'est poursuivie en 2018 et devrait être achevée en 2021 et 2022 respectivement. En date de mars 2019, l'Agence de réglementation nucléaire (NRC) a renouvelé les autorisations de 89 des 96 réacteurs commerciaux

actuellement exploités dans le pays. Ce renouvellement permet de poursuivre l'exploitation des centrales pour 20 années supplémentaires au-delà de l'autorisation initiale accordée pour 40 ans. La NRC examine actuellement des demandes de second renouvellement pour 6 réacteurs, dont la durée de vie totale serait ainsi portée à 80 ans. Le ministère de l'Énergie (DoE) soutient actuellement des efforts de planification en vue de la construction en Idaho, d'ici au milieu de la décennie à venir, d'une centrale composée de 12 SMR indépendants NuScale de 60 MWe chacun. La conception de NuScale est actuellement examinée par la NRC et NuScale prépare actuellement une demande d'autorisation combinée pour ce projet.

- En Finlande, le gouvernement a accordé une autorisation d'exploitation d'une durée de 20 ans supplémentaires pour les tranches 1 et 2 d'Olkiluoto, de septembre 2018 à la fin de 2038. À Olkiluoto 3 (OL3), la formation du personnel d'exploitation progresse. L'Autorité de sûreté nucléaire et de protection radiologique (STUK) a délivré des autorisations aux exploitants à la fin de 2018. Le 7 mars 2019, les autorités de Finlande ont octroyé l'autorisation d'exploitation d'OL3, et la mise en service est prévue pour 2020. Les travaux préparatoires ont débuté sur le site de Pyhäjoki. Fennovoima prévoit que les autorités rendent leur décision relative à la demande d'autorisation de construction en 2021. La mise en service de la centrale est donc prévue pour 2028.
- En France, EDF poursuit le programme de réfection visant à prolonger la durée de vie du parc nucléaire français au-delà de 40 ans et prévoit d'obtenir une autorisation réglementaire générique en 2020. La construction d'un réacteur à eau sous pression européen (EPR) à Flamanville se poursuit en 2018 suite à l'annonce d'un nouveau report de la date de mise en service. En octobre 2018, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a autorisé la mise en service et l'exploitation de l'EPR de Flamanville, sous réserve de la mise en place d'un programme d'essai de suivi du vieillissement thermique de la cuve ainsi que de contrôles spécifiques lors de l'exploitation du réacteur. L'ASN a exigé que le couvercle de la cuve soit remplacé avant la fin de 2024. L'ASN a également publié un communiqué en octobre 2018 indiquant que les soudures défectueuses à la centrale de Flamanville pourraient nécessiter des réparations plus exhaustives que prévu.
- En Hongrie, les travaux de préparation du site des deux nouvelles tranches de la centrale de Paks ont débuté en 2018. La construction en elle-même doit commencer en 2020.
- Au Japon, l'Autorité de réglementation nucléaire (NRA) a approuvé le redémarrage de 16 réacteurs, mais seuls 9 réacteurs étaient en service en date du 1er janvier 2019. Le rythme de redémarrage des réacteurs dépend de décisions judiciaires et du consentement du public.
- En République tchèque, les autorités et l'industrie s'accordent sur la nécessité de construire de nouvelles centrales nucléaires dans le pays. Des négociations entre l'État et le groupe ČEZ sont en cours. Toutefois, à la fin de 2018, aucune décision définitive n'avait été prise concernant un modèle financier ou un site de construction particulier. ČEZ se concentre à la fois sur des projets d'exploitation à long terme des centrales existantes et sur les préparatifs à la construction de centrales sur deux sites.

  La ville de České Budejovice et ČEZ Group ont conclu un accord pour construire une conduite d'eau chaude pour le chauffage urbain à partir de la centrale nucléaire de Temelín.
- Au Royaume-Uni, le premier béton a été coulé pour la tranche 1 d'Hinkley Point C en décembre 2018, ce qui représente une étape importante du programme de construction nucléaire du pays. En novembre 2018, Toshiba a annoncé la liquidation de NuGen, l'entreprise de construction britannique qui devait livrer une nouvelle centrale nucléaire à Moorside. Le site de Moorside reste éligible pour la construction d'une installation nucléaire. En juin 2018, l'État est entré en négociations avec Hitachi concernant le projet d'Horizon à Wylfa. En janvier 2019, Hitachi a annoncé la suspension du projet de Wylfa.

  Désireuses de permettre le développement de petits réacteurs avancés, les autorités ont créé un nouveau cadre conçu pour encourager les industriels à proposer sur le marché des petits réacteurs techniquement et commercialement viables sur le marché britannique. Elles ont pris un certain nombre de mesures à cet effet, notamment en allouant 20 millions GBP à une initiative de fabrication et de construction avancées qui démontrerait le potentiel de la fabrication modulaire dans le secteur nucléaire.

- En Russie, une étape importante a été franchie en mai 2018 avec l'achèvement de la construction de la première centrale nucléaire flottante, Akademik Lomonosov. Cette centrale doit être raccordée au réseau en décembre 2019 dans le port de Pevek. La tranche 4 de la centrale de Rostov et la tranche une de la centrale Leningrad II ont été raccordées au réseau, respectivement en février et mars 2018.
- En Slovénie, le gouvernement a préparé un projet de résolution concernant le Concept slovène de l'énergie, ouvert au débat public à l'automne 2018. Ce projet prévoit d'exploiter la centrale nucléaire de Krško jusqu'en 2043, sous réserve que toutes les exigences de sûreté soient remplies. Il reconnaît le rôle de l'énergie nucléaire en tant que source faiblement carbonée et recommande qu'une décision soit prise sur le rôle de l'énergie nucléaire à long terme sur la base d'informations exhaustives.
- En Turquie, la construction de la première tranche de la centrale nucléaire d'Akkuyu a commencé en avril 2018 avec le coulage de la sous-couche de fondation de l'îlot nucléaire. En novembre 2018, l'autorité de l'énergie atomique turque a délivré une autorisation de construction limitée pour la tranche 2.

Actualité du cycle du combustible

La baisse du cours de l'uranium au cours des dernières années a conduit à une réduction des activités d'exploration et à une diminution de la production dans un certain nombre d'installations. Les conséquences les plus marquantes de cette situation sont l'annonce d'un projet de cessation d'exploitation de la mine de McArthur River/Key Lake, au Canada et des baisses de production au Kazakhstan et en Namibie (mine de Langer Heinrich). Ce déclin mondial a été en partie compensé par une augmentation de la production en Australie et la poursuite de la forte progression du projet Husab en Namibie. En octobre 2018, la compagnie d'exploitation d'uranium kazakhe NAC Kazatomprom a annoncé qu'elle envisageait de faire son entrée en Bourse. En novembre 2018, Rio Tinto a annoncé avoir conclu un accord contraignant avec la China National Uranium Corporation Limited pour la vente de ses parts dans la mine d'uranium de Rössing, en Namibie.

La production mondiale d'uranium a diminué de près de 10 % pour atteindre 53 100 t d'U, notamment en raison d'une baisse de la production au Canada, au Kazakhstan et aux États-Unis. La production d'uranium dans les pays membres de l'AEN a chuté de 26 % par rapport à 2017, pour dépasser 17 000 t d'U en 2018 (la baisse atteint 30 % dans la zone de l'OCDE), en raison d'une baisse de la production au Canada. Comme dans les années passées, il sera donc nécessaire d'importer de l'uranium pour répondre aux besoins des réacteurs des pays de l'AEN et de l'OCDE. Outre la production minière, la demande en uranium est satisfaite également par des sources secondaires : inventaires et stocks, rejets de la sous-alimentation, réenrichissement de rejets ou combustible nucléaire provenant du retraitement du combustible usé.

En janvier 2018, deux des principaux producteurs d'uranium des États-Unis ont déposé une requête au titre de l'article 232 de la loi sur l'expansion du commerce (*Trade Expansion Act*) pour que soit conduite une enquête sur les effets des importations d'uranium sur la sécurité nationale des États-Unis. Après enquête du ministre du Commerce, le Président des États-Unis a ordonné la création d'un groupe de travail chargé de rédiger des recommandations pour raviver et développer la production intérieure de combustible nucléaire.

Des installations commerciales de conversion de l'uranium sont exploitées au Canada, aux États-Unis, en France et en Russie. Toutefois, la plupart des convertisseurs ne font fonctionner leurs installations qu'à 50 à 70 % de leur capacité, en raison d'une surproduction continue et d'une demande faible ces dernières années. En France, la nouvelle installation de conversion d'uranium Philippe Coste a été achevée et comprend deux usines dans le sud de la France : au Tricastin et à Malvesi, près de Narbonne. Aux États-Unis, la seule installation de conversion, celle de Honeywell (Converdyn) à Metropolis, dans l'Illinois, fonctionne à vide (la production est stoppée mais l'exploitation est maintenue pour permettre un redémarrage dès lors que les conditions commerciales s'amélioreront). Converdyn a déposé une demande de prolongation d'autorisation d'une durée de 40 ans.

Aux États-Unis, l'usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse Urenco, seule usine commerciale d'enrichissement actuellement opérationnelle dans la région Amérique de l'OCDE, a une capacité annuelle de 4.9 millions d'unités de travail de séparation (UTS) produites par 64 cascades de production. En France, la capacité annuelle de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II a atteint 7.5 millions d'UTS par an au début de 2016. Toutefois, de mauvaises conditions de marché ont contraint les enrichis-

seurs à arrêter graduellement les plus anciennes centrifugeuses et à faire un usage plus important de la sous-alimentation et du réenrichissement des rejets. En 2018, Centrus Energy Corp. a poursuivi son projet de développement de l'American Centrifuge Plant sous contrat avec le ministère de l'Énergie (DOE). La contraction du marché a également conduit GE-Hitachi à ralentir en proportion son projet d'installation d'enrichissement par laser. En juin 2018, Silex Systems Ltd a annoncé à son conseil d'administration qu'elle abandonnerait le projet d'acquisition d'une part majoritaire du capital de GE Hitachi Global Laser Enrichment (GLE). Urenco a annoncé que le projet d'installation de gestion des rejets (Tails Management Facility – TMF) au Royaume-Uni était arrivé à son terme et que l'exploitation devait commencer en 2019. Les capacités de conversion et d'enrichissement de l'uranium sont supérieures aux besoins dans la région Europe de l'OCDE. Dans la région Amérique, seules les capacités de conversion dépassent les besoins, les services d'enrichissement devant être importés. Enfin, la région Pacifique est importatrice à l'étape de la conversion comme à celle de l'enrichissement. Tout comme pour l'uranium, les besoins des réacteurs ont en partie été couverts par des sources d'approvisionnement secondaires.

Au Royaume-Uni, les opérations de retraitement ont pris fin après 24 années d'activité à l'usine de retraitement des combustibles oxydes (THORP) sur le site de Sellafield. L'installation sera désormais utilisée pour entreposer du combustible nucléaire jusque dans les années 2070.

La capacité d'entreposage du combustible irradié dans les pays de l'AEN est en adéquation avec la demande et devrait être augmentée en fonction des besoins opérationnels jusqu'à ce que des sites de stockage soient construits. Plusieurs gouvernements, dont l'Allemagne, le Canada, la Corée, l'Espagne, la Finlande, la France et le Royaume-Uni font part d'avancées réalisées dans l'établissement de sites de stockage à long terme du combustible usé et d'autres formes de déchets radioactifs. La Finlande a été le premier pays au monde à entamer la construction d'un site de stockage pour les déchets de haute activité, dont l'exploitation devrait débuter au milieu des années 2020.

Actualité politique et législative

Le Canada conduit, avec les États-Unis et le Japon, l'initiative Nuclear Innovation : Clean Energy Future (NICE Future) sous l'égide de la Conférence ministérielle sur l'énergie propre (Clean Energy Ministerial – CEM), qui comprend également l'Argentine, les Émirats arabes unis, la Pologne, la Roumanie, le Royaume-Uni et la Russie. L'initiative NICE Future a été lancée à Copenhague, au Danemark, en mai 2018 lors de la 9e CEM (CEM9). La CEM est un forum mondial à haut niveau regroupant 25 pays membres et la Commission européenne. Elle a été créée pour promouvoir des politiques publiques, des programmes et des pratiques optimales encourageant la transition vers une économie mondiale reposant sur l'énergie propre. NICE Future vise à encourager les discussions entre les pays membres de la CEM sur le rôle de l'énergie nucléaire dans des systèmes intégrés d'énergie propre. Le Canada a accueilli la 10e CEM (CEM10) en mai 2019.

En Allemagne, les autorités fédérales ont adopté en septembre 2018 le 7e Programme de recherche sur l'énergie sous l'égide du ministère fédéral des Affaires économiques et de l'Énergie. Ce programme fixe des lignes directrices pour le financement à l'échelon fédéral de la recherche sur l'énergie pour les prochaines années. Les domaines de recherche suivants sont concernés : la sûreté, y compris la sûreté des réacteurs, la gestion et le stockage des déchets ainsi que les rayonnements. Le financement fédéral a pour objectif d'apporter une contribution substantielle au développement et à la conservation de l'expertise technique et scientifique et de soutenir les jeunes chercheurs travaillant dans le domaine de la sûreté nucléaire en Allemagne.

En Corée, les autorités ont annoncé à la fin de 2017 une politique de transition énergétique prévoyant un abandon progressif à long terme de l'énergie nucléaire. Les centrales à charbon de plus de 30 ans doivent être fermées et la part des énergies renouvelables doit être portée à 20 % de la production totale d'électricité d'ici à 2030. En dépit de débats internes, la Corée promeut activement la collaboration internationale. L'État soutient le transfert de technologie de la Corée vers d'autres pays, conformément au cadre mondial de non-prolifération. Les exportations de technologies nucléaires concernent les réacteurs avancés, les SMR et diverses applications.

En Espagne, en février 2019, les autorités ont publié et communiqué à la Commission européenne leur Plan national intégré en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030. Cet outil de planification stratégique fournit des prévisions sur l'évolution de la contribution de l'énergie nucléaire au bouquet énergétique, ainsi que des informations sur l'abandon progressif ordonné de l'énergie nucléaire en Espagne sur la période 2025-2035.

Aux États-Unis, les mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions (ZEC) accordées par les autorités des états de New York et de l'Illinois ont conduit à l'annulation des fermetures prévues de centrales nucléaire dans ces états. Le Connecticut a voté une loi pour ajouter l'énergie nucléaire à la liste des énergies zéro carbone, ce qui a permis à la centrale nucléaire de Millstone de vendre son électricité sur le marché des énergies propres. Le New Jersey a remis des certificats zéro émissions à ses deux centrales nucléaires encore en activité. En 2019, l'Ohio a voté des mesures de soutien des prix qui ont conduit au maintien en exploitation de deux centrales dont la fermeture était auparavant prévue. La Pennsylvanie envisage également de voter de telles mesures de soutien des prix.

En 2019, un texte de loi intitulé loi sur le leadership en matière nucléaire (*Nuclear Energy Leadership Act*) a de nouveau été présenté au Sénat. Il vise à promouvoir le développement et la commercialisation de réacteurs nucléaires avancés et fait suite à la loi sur l'innovation en matière d'énergie nucléaire adoptée le 28 septembre 2018, dont l'objectif est de favoriser la R-D sur les technologies nucléaires avancées.

En France, l'État a confirmé l'objectif de réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 %, mais a repoussé la date butoir de 2025 à 2035, de façon à éviter d'augmenter les émissions de carbone et à respecter les engagements de la France en matière de lutte contre le changement climatique.

Au Japon, les autorités ont confirmé l'objectif d'augmentation de la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 20-22 % d'ici à 2030, mais le processus de redémarrage des réacteurs après l'accident de Fukushima Daiichi progresse lentement.

Au Mexique, le Programme de développement du système électrique national pour 2018-2032, qui vise à répondre à la demande en énergie propre, prévoit une diversification du bouquet énergétique incluant l'énergie nucléaire. Ces dernières années, la centrale nucléaire de Laguna Verde a pris part au dispositif de certificats d'énergie propre, un instrument innovant qui intègre les énergies propres dans la production d'électricité à des coûts inférieurs et favorise les investissements dans la production d'électricité propre.

En Pologne, le ministère de l'Énergie a publié en novembre 2018 sa stratégie énergétique à l'horizon 2040, qui prévoit la mise en service de la première centrale nucléaire polonaise – d'une puissance de 1 à 1.5 GWe – d'ici à 2033. En outre, 6 réacteurs cumulant une puissance de 6 à 9 GWe devraient être mis en service d'ici à 2043 pour contribuer à hauteur de 10 % à la production d'électricité du pays.

Au Royaume-Uni, l'Accord sur le secteur nucléaire (*Nuclear Sector Deal*) a été publié en juin 2018. Il prévoit un partenariat entre l'État et l'industrie nucléaire pour réduire les coûts, favoriser l'innovation et encourager une plus grande diversité dans ce secteur. Les mesures annoncées, pour une enveloppe de 200 millions GBP, visent à soutenir le secteur dans le développement de l'énergie nucléaire faiblement carbonée et de l'assainissement des situations historiques. Le secteur nucléaire britannique s'engage à réduire de 30 % les coûts de la construction de nouvelles installations nucléaires d'ici à 2030, réduire de 20 % les coûts du démantèlement par rapport aux estimations actuelles, augmenter de 40 % la participation des femmes au secteur nucléaire et conclure l'équivalent de 2 milliards GBP de contrats nationaux et internationaux.

Lors d'un référendum tenu au Royaume-Uni en 2016, la majorité des votants ont opté pour la sortie de l'Union européenne (UE). Depuis, le R-U et l'UE négocient un accord de retrait. Un premier accord et une Déclaration politique fixant le cadre des relations entre l'Union européenne et le Royaume-Uni ont été négociés entre le Conseil européen et le R-U en novembre 2018[2], mais ont été rejetés par le Parlement britannique. Des versions révisées de ces documents ont été négociées en octobre 2019[3], qui doivent toujours être approuvés par les États membres de l'UE, le Parlement européen et le Parlement britannique. Les deux versions de l'accord de retrait contiennent des dispositions spécifiques concernant le départ du R-U de la Communauté européenne de l'énergie nucléaire (Euratom). Les déclarations politiques appellent à la conclusion d'un Accord de coopération nucléaire (ACN) élargi entre Euratom et le R-U sur les utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire, sous-tendu par un engagement à maintenir les normes élevées de sûreté nucléaire actuellement en vigueur. Néanmoins, le R-U a également préparé des lignes directrices concernant la réglementation du nucléaire civil qui s'appliqueront dans le cas où le R-U et l'UE

2. Disponible à l'adresse : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2019:066I:FULL&from=EN.
3. Disponible à l'adresse : www.gov.uk/government/publications/new-withdrawal-agreement-and-political-declaration.

ne trouveraient pas d'accord sur les conditions du retrait du R-U[4]. Enfin, le R-U a également conclu de nouveaux accords internationaux visant à assurer la continuité du commerce nucléaire civil après sa sortie de l'UE. Ainsi, plusieurs ACN ont été conclus avec l'Australie, le Canada, les États-Unis et le Japon, ainsi que des accords de garantie (Accord d'offre volontaire et Protocole additionnel) avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

En Suisse, la nouvelle loi sur l'énergie est entrée en vigueur le 1er janvier 2018, ce qui va modifier fortement le paysage énergétique. La nouvelle loi prévoit qu'aucune autorisation de construction de nouvelle centrale nucléaire ou de modification fondamentale de centrales nucléaires existantes ne sera accordée à l'avenir. Les centrales existantes pourront continuer à être exploitées tant qu'elles seront jugées sûres par l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN).

4. Disponible à l'adresse : https://www.gov.uk/government/publications/civil-nuclear-regulation-if-theres-no-brexit-deal/civil-nuclear-regulation-if-theres-no-brexit-deal.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation 21

2. Nuclear fuel cycle requirements 33

3. Country reports 47
Argentina 47
Belgium 47
Canada 48
Czech Republic 51
Finland 51
France 53
Germany 57
Hungary 60
Japan 61
Korea 62
Mexico 63
Netherlands 64
Poland 64
Russia 65
Slovenia 67
Spain 68
Sweden 69
Switzerland 70
Turkey 70
United Kingdom 71
United States 75

Reporting organisations and contact persons 116

Tables

1.1 Total and nuclear electricity generation 22
1.2 Total and nuclear electricity capacity 24
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 1 January 2019) 27
1.4 Nuclear power plants connected to the grid 28
2.1 Uranium resources 33
2.2 Uranium production 33
2.3 Uranium requirements 34

2.4 Conversion capacities ... 35
2.5 Conversion requirements ... 36
2.6 Enrichment capacities ... 37
2.7 Enrichment requirements ... 38
2.8 Fuel fabrication capacities ... 39
2.9 Fuel fabrication requirements ... 40
2.10 Spent fuel storage capacities ... 41
2.11 Spent fuel arisings and cumulative in storage ... 42
2.12 Reprocessing capacities ... 44
2.13 Plutonium use ... 44
2.14 Re-enriched tails production ... 45
2.15 Re-enriched tails use ... 45
2.16 Reprocessed uranium production ... 45
2.17 Reprocessed uranium use ... 46

Figures

1.1 Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2019) ... 21
1.2 Trends in total and nuclear electricity generation ... 26
1.3 Trends in total and nuclear electricity capacity ... 26
1.4 Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2019) ... 29
1.5 Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2019) ... 29
1.6 The nuclear fuel cycle ... 30
2.1 Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2019) ... 46

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire 21

2. Besoins du cycle du combustible nucléaire 33

3. Rapports par pays 80
Allemagne 80
Argentine 83
Belgique 83
Canada 84
Corée 87
Espagne 89
États-Unis 90
Finlande 94
France 96
Hongrie 101
Japon 102
Mexique 102
Pays-Bas 103
Pologne 104
République tchèque 105
Royaume-Uni 105
Russie 109
Slovénie 112
Suède 113
Suisse 114
Turquie 114

Organisations déclarantes et personnes à contacter 116

Tableaux
1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire 22
1.2 Puissance installée totale et nucléaire 24
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 1er janvier 2019) 27
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau 28
2.1 Ressources en uranium 33
2.2 Production d'uranium 33
2.3 Besoins en uranium 34

2.4 Capacités de conversion 35
2.5 Besoins de conversion 36
2.6 Capacités d'enrichissement 37
2.7 Besoins d'enrichissement 38
2.8 Capacités de fabrication du combustible 39
2.9 Besoins en matière de fabrication du combustible 40
2.10 Capacités d'entreposage du combustible usé 42
2.11 Quantités de combustible usé déchargées et entreposées 42
2.12 Capacités de retraitement 44
2.13 Consommation de plutonium 44
2.14 Production d'uranium appauvri 45
2.15 Consommation d'uranium appauvri 45
2.16 Production d'uranium de retraitement 45
2.17 Consommation d'uranium de retraitement 46

Figures

1.1 Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1er janvier 2019) 21
1.2 Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire 26
1.3 Évolution de la puissance installée totale et nucléaire 26
1.4 Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1er janvier 2019) 29
1.5 Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1er janvier 2019) 29
1.6 Cycle du combustible nucléaire 31
2.1 Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1er janvier 2019) 46

1. Nuclear capacity and electricity generation

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire

Figure 1.1: Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2019)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1er janvier 2019)

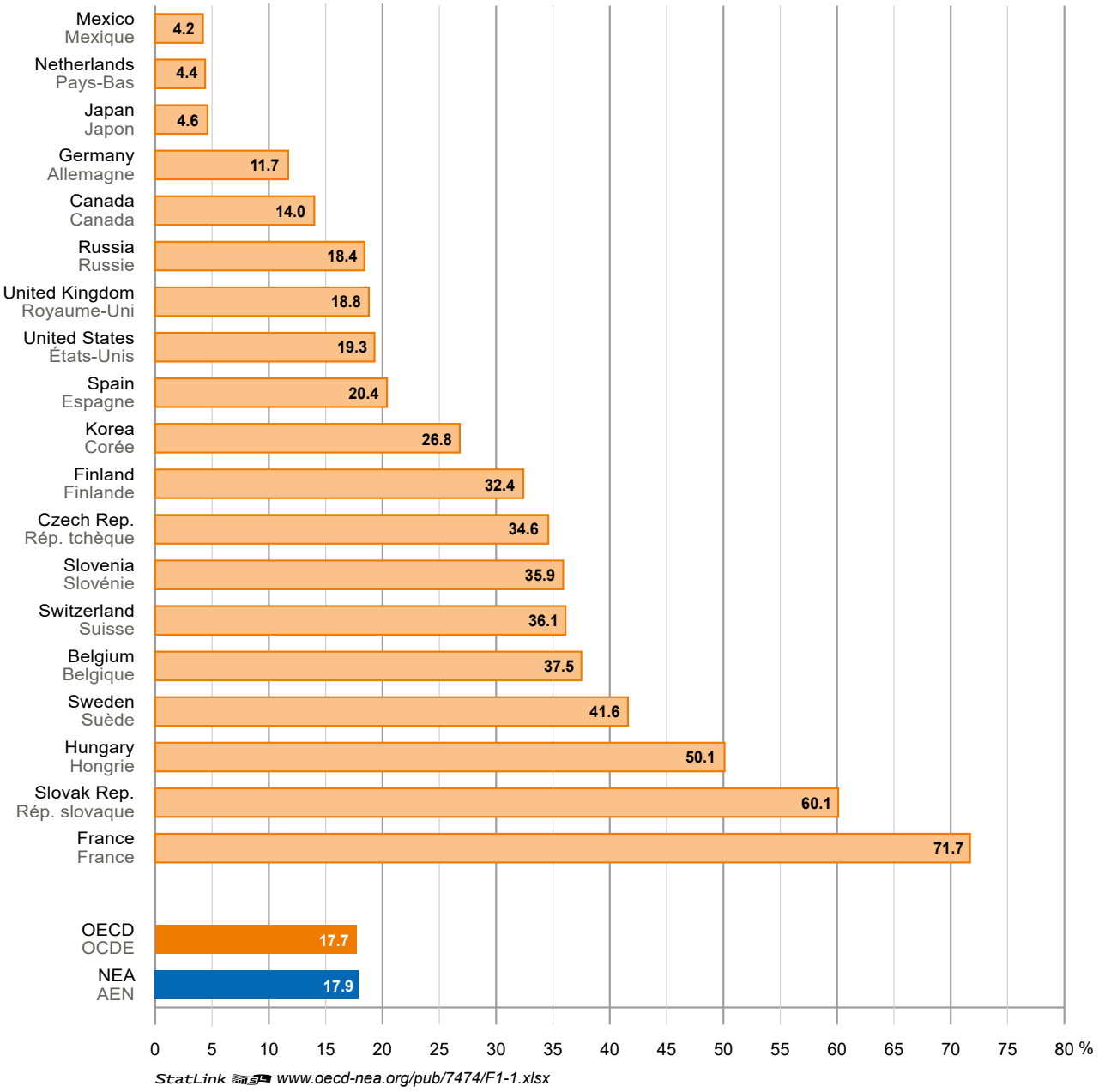


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2017 Total	2017 Nuclear Nucléaire	2017 %	2018 Total	2018 Nuclear Nucléaire	2018 %	2020 Total	2020 Nuclear Nucléaire	2020 %	2025 ... Total
OECD America	**OCDE Amérique**	**5 092.8**	**911.1**	**17.9**	**5 203.7**	**909.4**	**17.5**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**5 018.2**	**911.1**	**18.2**	**5 127.5**	**909.4**	**17.7**				
Canada	Canada	654.7	95.6	14.6	636.4 (b)	89.1 (b)	14.0	641.7-646.1	84.8	13.1-13.2	642.3-646.3
Mexico	Mexique	329.2	10.6	3.2	313.3	13.2	4.2	334.4	11.4	3.4	390.9
United States	États-Unis	4 034.3	804.9	20.0	4 177.8 (b)	807.1 (b)	19.3	3 992.0-4 025.0	785.1	19.5-19.7	4 106.0-4 178.0
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**74.6**	**0.0**	**0.0**	**76.2**	0.0	0.0				
Chile	Chili	74.6	0.0	0.0	76.2	0.0	0.0	81.9-89.5	0.0	0.0	94.6-106.4
OECD Europe and Middle East OCDE Europe et Moyen-Orient		**3 571.0**	**781.0**	**21.9**	**3 557.1**	**781.9**	**22.0**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**2 346.7**	**781.0**	**33.3**	**2 331.7**	**781.9**	**33.5**				
Belgium	Belgique	83.0	40.0	48.2	72.0 (b)	27.0 (b)	37.5	74.0	35.0	47.3	69.0-74.0 (c)
Czech Republic	Rép. tchèque	81.0	26.8	33.1	81.9 (b)	28.3	34.6	82.3	29.3-29.6	35.6-36.0	77.3-77.4
Finland	Finlande	65.0	21.6	33.2	67.5 (b)	21.9 (b)	32.4	80.0-81.0	35.1-36.2	43.9-44.7	83.0-84.0
France	France	529.4	379.1	71.6	548.6	393.2	71.7	571.0	408.0	71.5	592.0
Germany	Allemagne (d)	619.0 (b)	72.0	11.6	613.0 (b)	72.0 (b)	11.7	536.0-575.0	N/A-61.0	N/A-10.6	482.0-541.0
Hungary	Hongrie	30.7	15.2	49.5	29.8	14.9	50.1	31.2-34.3	14.8	43.1-47.4	32.2-35.3
Netherlands	Pays-Bas	92.2	3.2	3.5	85.8	3.8	4.4	89.7-90.4	3.7-3.8	4.1-4.2	119.2-122.2
Slovak Republic	Rép. slovaque	28.0	15.1	53.8	27.2	14.8	60.1	N/A-38.4	N/A-23.7	N/A-61.7	N/A-38.7
Slovenia	Slovénie	15.4	6.0	38.7	15.3 (b)	5.5	35.9	15.8-16.2	5.1-6.1	32.3-37.7	16.7-17.5
Spain	Espagne	262.3	55.6	21.2	260.9 (b)	53.3	20.4	277.6	55.1	19.8	295.3
Sweden	Suède	160.2	63.0	39.3	158.3 (b)	65.8 (b)	41.6	N/A-159.0	N/A-54.0	N/A-34.0	N/A-162.0
Switzerland	Suisse	61.5	19.5	31.7	67.5	24.4	36.1	58.0-70.0	18.0-25.0	31.0-35.7	58.0-70.0
United Kingdom	Royaume-Uni	319.0	64.0	20.1	304.0	57.0	18.8	294.0	59.0	20.1	286.0
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**1 224.3**	**0.0**	**0.0**	**1 225.4**	**0.0**	**0.0**				
Austria	Autriche	68.7	0.0	0.0	66.0 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	31.0	0.0	0.0	32.0	0.0	0.0	34.0	0.0	0.0	41.0
Estonia	Estonie	8.7	0.0	0.0	8.8	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	9.5
Greece	Grèce	52.0	0.0	0.0	51.5	0.0	0.0	54.7-56.3	0.0	0.0	58.9-62.7
Iceland	Islande	19.2	0.0	0.0	19.9	0.0	0.0	21.2	0.0	0.0	22.0
Ireland	Irlande	28.8	0.0	0.0	29.5 (b)	0.0	0.0	30.4-33.4	0.0	0.0	34.1-44.2
Israel	Israël	68.3	0.0	0.0	69.6	0.0	0.0	73.4-74.5	0.0	0.0	81.6-84.8
Italy	Italie (e)	285.3	0.0	0.0	280.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Latvia	Lettonie	7.3	0.0	0.0	6.5	0.0	0.0	6.1-11.4	0.0	0.0	5.7-12.1
Luxembourg	Luxembourg	2.1	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	148.2	0.0	0.0	145.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	158.1	0.0	0.0	158.1 *	0.0	0.0	174.9	0.0	0.0	186.6
Portugal	Portugal	51.1	0.0	0.0	52.3 (b)	0.0	0.0	50.4	0.0	0.0	52.2-52.6
Turkey	Turquie	295.5	0.0	0.0	303.3	0.0	0.0	328.4-343.2	0.0	0.0	396.1-456.4
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**1 887.0**	**194.9**	**10.3**	**1 914.9**	**197.7**	**10.3**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**1 600.2**	**194.9**	**12.2**	**1 625.2**	**197.7**	**12.2**				
Japan	Japon	1 060.0	32.9	3.1	1 072.0 *	49.3 *	4.6	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	540.2	162.0	30.0	553.2	148.4	26.8	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**286.8**	**0.0**	**0.0**	**289.7**	**0.0**	**0.0**				
Australia	Australie	243.8	0.0	0.0	246.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	43.0	0.0	0.0	43.0	0.0	0.0	44.4-44.7	0.0	0.0	45.5-49.2
OECD	**OCDE**	**10 550.8**	**1 887.0**	**17.9**	**10 675.7**	**1 889.0**	**17.7**				
Argentina	Argentine	136.5	5.7	4.2	137.5	6.4	4.7	150.0-155.6	12.9	8.3-8.6	165.7-183.8
Romania	Roumanie	59.2 *	10.6	17.9	59.2 *	10.4	17.6	N/A	10.4-10.5	N/A	N/A
Russia	Russie	1 024.0 *	189.5	18.5	1 035.8 *	190.6	18.4	N/A	201.0	N/A	N/A
NEA	**AEN**	**11 568.6**	**2 092.8**	**18.1**	**11 704.1**	**2 096.4**	**17.9**				

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T1-1.xlsx

Notes

(a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Preliminary data.
(c) EU reference scenario (production and generation capacity data from 2020 to 2035 included).
(d) Data from Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(e) For 2025, 2030 and 2040, evaluation from Terna-Snam scenarios, 2019.

* NEA estimate; N/A: Not available.

Non-nuclear countries are:
– In OECD America: Chile.
– In OECD Europe: Austria, Denmark, Estonia, Greece, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Latvia, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
– In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

Tableau 1.1 : Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire (en TWh nets) (a)

... 2025		2030			2035			2040		
Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
61.6	9.5-9.6	647.1-683.9	79.9	11.7-12.3	697.7-703.9	88.6	12.6-12.7	719.9-720.8	88.7	12.3
12.3	3.1	455.3	29.4	6.5	484.8	38.8	8.0	484.8	38.8	8.0
570.0-725.0	13.9-17.4	4 190.0-4 296.0	488.0-717.0	11.6-16.7	4 308.0-4 431.0	472.0-721.0	11.0-16.3	4 459.0-4 595.0	477.0-726.0	10.7-15.8
0.0	0.0	101.6-123.4	0.0	0.0	108.9-145.4	0.0	0.0	117.9-168.8	0.0	0.0
5.0 (c)	6.8-7.2	72.0-74.0	0.0	0.0	76.0-122.0	0.0	0.0	86.0-149.0	0.0	0.0
29.9-30.0	38.7-38.8	76.8-76.9	30.3-30.4	39.4-39.5	74.8-74.9	30.3-30.4	40.5-40.6	69.6-79.7	30.3-40.4	43.5-50.7
35.1-37.5	42.3-44.6	93.0	39.8-43.2	42.8-46.4	94.0	36.0-39.2	38.3-41.7	95.0	21.5-39.2	22.6-41.3
382.0-393.0	64.5-66.4	627.0	360.0-371.0	57.4-59.2	652.0	326.0	50.0	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	480.0-569.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
14.8	41.9-46.0	43.3	32.8	75.7	N/A	25.5	N/A	N/A	18.0	N/A
3.8-3.9	3.2	118.6-123.3	3.8-3.9	3.2	128.6-131.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
N/A-23.7	N/A-61.2	39.2-48.3	24.9-32.8	63.5-67.9	40.5-48.4	24.9-32.8	61.5-67.8	N/A	N/A	N/A
5.1-6.1	30.5-34.9	17.7-19.0	5.1-6.1	28.8-32.1	18.7-19.6	5.1-6.1	27.3-31.1	19.4-20.7	5.1-6.1	26.3-29.5
55.1	18.7	327.3	23.6	7.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-47.0	N/A-29.0	N/A-173.0	N/A-47.0	N/A-27.1	N/A-179.0	N/A-47.0	N/A-26.3	N/A-177.0	N/A-25.0	N/A-14.1
17.0-24.0	29.3-34.3	58.0-70.0	17.0-24.0	29.3-34.3	55.0-70.0	16.0-24.0	29.1-34.3	55.0-70.0	15.0-24.0	27.3-34.3
40.0	14.0	313.0	64.0	20.4	313.0-314.0	64.0	20.4	353.0-355.0	104.0	29.3-29.5
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	53.0	0.0	0.0	56.0	0.0	0.0	56.0	0.0	0.0
0.0	0.0	10.1	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0
0.0	0.0	61.9-67.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	22.6	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	23.5	0.0	0.0
0.0	0.0	37.0-44.0	0.0	0.0	40.0-44.6	0.0	0.0	42.9-45.3	0.0	0.0
0.0	0.0	88.7-106.4	0.0	0.0	97.4-127.0	0.0	0.0	107.0-151.5	0.0	0.0
0.0	0.0	303.8-332.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	355.4-408.0	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	197.4	0.0	0.0	208.7	20.8	10.0	221.6	41.5	18.7
0.0	0.0	53.4-57.7	0.0	0.0	56.9-64.6	0.0	0.0	60.4-69.7	0.0	0.0
13.6-22.7	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	1 065.0	217.0-234.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	46.2-54.2	0.0	0.0	47.4-59.4	0.0	0.0	48.7-64.9	0.0	0.0
13.1	7.1-7.9	192.0-217.5	22.6	10.4-11.8	219.3-270.1	31.1-34.7	12.8-14.2	238.0-355.0	34.7-46.9	13.2-14.6
10.4-10.5	N/A	N/A	20.8-21.0	N/A	N/A	20.8-21.0	N/A	N/A	20.8-21.0	N/A
208.3	N/A	N/A	209.6	N/A	N/A	212.1-229.4	N/A	N/A	N/A	N/A

Notes

(a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
(b) Données provisoires.
(c) Scénario de référence de l'UE (y compris données sur la production et la puissance installée de 2020 à 2035).
(d) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
(e) Pour 2025, 2030 et 2040, évaluation de Terna-Snam, 2019.

* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :
– Dans la zone OCDE Amérique : Chili.
– Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Estonie, Grèce, Islande, Irlande, Israël, Italie, Lettonie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
– Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle-Zélande.

Table 1.2: Total and nuclear electricity capacity (net GWe) (a)

Country	Pays	2017			2018			2020			2025 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	**OCDE Amérique**	**1 329.8**	**114.5**	**8.6**	**1 348.1**	**114.2**	**8.5**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**1 307.2**	**114.5**	**8.8**	**1 324.5**	**114.2**	**8.6**				
Canada	Canada	147.1	13.3	9.1	150.9 (b)	13.3 (b)	8.8	153.0-153.3	12.5	8.2	155.8-157.4
Mexico	Mexique	75.7	1.6	2.1	75.7	1.6	2.1	75.7	1.6	2.1	75.7
United States	États-Unis	1 084.4	99.6	9.2	1 097.9 (b)	99.3 (b)	9.0	1 104.6	96.2	8.7	1 116.4-1 167.9
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**22.6**	**0.0**	**0.0**	**23.6**	0.0	0.0				
Chile	Chili	22.6	0.0	0.0	23.6	0.0	0.0	26.2	0.0	0.0	27.4-28.4
OECD Europe and Middle East OCDE Europe et Moyen-Orient		**1 121.1**	**119.3**	**10.6**	**1 123.2**	**118.0**	**10.5**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**729.7**	**119.3**	**16.3**	**725.3**	**118.0**	**16.3**				
Belgium	Belgique (c)	22.0	6.0	27.3	23.0 (b)	6.0	26.1	24.0	6.0	25.0	21.0-24.0
Czech Republic	Rép. tchèque	22.3	3.9	17.5	22.3	3.9 (b)	17.5	21.2	4.3	20.3	21.2
Finland	Finlande	11.7	2.8	23.9	12.0 (b)	2.8	23.3	14.0	4.4	31.4	13.0
France	France	133.0	63.0	47.4	133.0	63.0	47.4	N/A	63.0	N/A	N/A
Germany	Allemagne (d)	218.0 (b)	10.8	5.0	214.0 (b)	9.5 (b)	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Hungary	Hongrie	8.2	1.9	23.1	8.6	1.9	22.2	8.2-10.1	1.9	18.8-23.2	8.2-10.1
Netherlands	Pays-Bas	32.8	0.5	1.5	30.4	0.5	1.6	33.9-34.0	0.5	1.5	52.6-54.9
Slovak Republic	Rép. slovaque	7.8	1.9	24.4	7.8	1.9	24.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	3.8	0.7	18.4	3.8 (b)	0.7	18.4	4.3-4.4	0.7	15.9-16.3	4.5-4.6
Spain	Espagne	103.8	7.1	6.8	104.1 (b)	7.1	6.8	105.1	7.1	6.8	127.9
Sweden	Suède	39.0	8.6	22.1	39.0 *	8.6	22.1	N/A	N/A-7.7	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.3	3.1	17.9	17.3	3.1	17.9	15.0-18.0	2.5-3.5	16.7-19.4	14.0-17.0
United Kingdom	Royaume-Uni	110.0	9.0	8.2	110.0	9.0	8.2	112.0	9.0	8.0	117.0-118.0
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**391.4**	**0.0**	**0.0**	**397.9**	**0.0**	**0.0**				
Austria	Autriche	24.8	0.0	0.0	25.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	17.0	0.0	0.0	17.0	0.0	0.0	16.0	0.0	0.0	17.0
Estonia	Estonie	1.6	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.2
Greece	Grèce	17.2	0.0	0.0	17.2 (b)	0.0	0.0	16.7-17.0	0.0	0.0	19.3-21.1
Iceland	Islande	2.4	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	2.8
Ireland	Irlande	11.0	0.0	0.0	11.1	0.0	0.0	11.1	0.0	0.0	13.4
Israel	Israël	15.3	0.0	0.0	15.5	0.0	0.0	18.4-18.5	0.0	0.0	20.4-20.8
Italy	Italie (e)	114.2	0.0	0.0	115.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	112.0-124.0
Latvia	Lettonie	3.1	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	3.0-3.1	0.0	0.0	3.1-3.4
Luxembourg	Luxembourg	1.7	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	33.8	0.0	0.0	34.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	43.5	0.0	0.0	43.5 *	0.0	0.0	43.4	0.0	0.0	47.7
Portugal	Portugal	20.6	0.0	0.0	20.8 (b)	0.0	0.0	21.3	0.0	0.0	26.2-27.7
Turkey	Turquie	85.2	0.0	0.0	88.5	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**508.8**	**62.2**	**12.2**	**498.2**	**60.5**	**12.1**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**433.1**	**62.2**	**14.4**	**422.4**	**60.5**	**14.3**				
Japan	Japon	327.2	39.1	11.9	305.5	38.0	12.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	105.9	23.1	21.8	116.9	22.5	19.2	119.1	21.9		131.8
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**75.7**	**0.0**	**0.0**	**75.8**	**0.0**	**0.0**				
Australia	Australie	66.5	0.0	0.0	66.5 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.2	0.0	0.0	9.3	0.0	0.0	9.7	0.0	0.0	10.1-10.9
OECD	**OCDE**	**2 959.7**	**296.0**	**10.0**	**2 969.5**	**292.7**	**9.9**				
Argentina	Argentine	34.2	1.7	5.0	36.1	1.7	4.7	38.9-40.2	1.8	4.5-4.6	44.4-48.8
Romania	Roumanie	21.0 *	1.3	6.2	21.0 *	1.3	6.2	N/A	1.2-1.3	N/A	N/A
Russia	Russie	240.0 *	27.9	11.6	240.0 *	29.1	12.1	N/A	29.5	N/A	N/A
NEA	**AEN**	**3 203.1**	**326.9**	**10.2**	**3 213.6**	**324.8**	**10.1**				

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T1-2.xlsx

Notes

(a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) EU reference scenario (data from 2030 to 2040) and Elia study with strategic reserve needs for winters 2019-2022.
(d) Data from Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(e) For 2025, 2030 and 2040, evaluation from Terna-Snam scenarios, 2019.

* NEA estimate; N/A: Not available.

Non-nuclear countries are:
– In OECD Europe: Austria, Denmark, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
– In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

Tableau 1.2 : Puissance installée totale et nucléaire (en GWe nets) (a)

	... 2025		2030			2035			2040		
	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
	8.5	5.4	167.2-171.1	10.3	6.0-6.1	172.2-177.7	11.1	6.2-6.4	174.4-184.9	11.1	6.0-6.4
	1.6	2.1	122.0	1.6-4.3	1.3-3.5	130.3	1.6-5.7	1.2-4.4	130.3	1.6-5.7	1.2-4.4
	69.9-89.6	6.3-7.7	1 157.4-1 246.3	59.9-88.6	5.2-7.1	1 207.7-1 356.4	57.8-89.1	4.8-6.6	1 268.6-1 478.6	58.5-89.7	4.6-6.1
	0.0	0.0	27.4-31.8	0.0	0.0	28.5-39.1	0.0	0.0	31.1-45.0	0.0	0.0
	6.0	25.0-28.6	17.0-24.0	0.0	0.0	18.0-29.0	0.0	0.0	19.0-33.0	0.0	0.0
	4.3	20.3	21.1	4.3	20.4	22.5	4.3	19.1	22.1-23.0	4.3-5.5	19.4-23.9
	4.4-4.5	33.8-34.6	14.0	5.1-5.2	36.4-37.1	14.0	4.6-4.7	32.9-33.6	13.0	2.8	21.5
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	1.9	18.8-23.2	7.8-14.0	4.3	30.7-55.1	7.9-14.5	3.4	23.4-43.0	N/A	N/A	N/A
	0.5	0.9-1.0	53.4-57.4	0.5	0.9	68.1-68.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	0.7	15.2-15.6	4.3-4.8	0.7	14.6-16.3	4.7-5.3	0.7	13.2-14.9	6.0-6.9	0.7	10.1-11.7
	7.1	5.6	145.0	3.1	2.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A-6.8	N/A	N/A	N/A-6.8	N/A	N/A	N/A-6.8	N/A	N/A	N/A-6.8	N/A
	2.0-3.0	14.3-17.6	14.0-17.0	2.0-3.0	14.3-17.6	13.0-15.0	2.0-3.0	15.4-20.0	12.0-14.0	2.0-3.0	16.7-21.4
	6.0	5.1	130.0-131.0	7.0-8.0	5.4-6.1	146.0-148.0	13.0-14.0	8.9-9.5	N/A	N/A	N/A
	0.0	0.0	25.4-27.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	22.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	1.2		0.0
	0.0	0.0	19.9-23.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	12.7-16.1	0.0	0.0	14.1-17.9	0.0	0.0	15.5-19.7	0.0	0.0
	0.0	0.0	20.8-25.0	0.0	0.0	22.9-29.8	0.0	0.0	25.1-35.6	0.0	0.0
	0.0	0.0	130.0-144.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	149.0-173.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	52.2	0.0	0.0	57.8	2.6	4.5	62.7	5.2	8.3
	0.0	0.0	27.1-32.5	0.0	0.0	28.3-37.7	0.0	0.0	29.4-42.9	0.0	0.0
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	26.1		150.4	25.4		173.7	20.4	N/A	N/A	N/A	N/A
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	10.2-12.7	0.0	0.0	10.2-14.4	0.0	0.0	11.1-17.2	0.0	0.0
	1.8	3.7-4.1	49.9-57.6	3.1	5.4-6.2	55.3-66.6	4.2-4.7	7.1-7.6	60.4-76.2	4.7-6.3	7.8-8.3
	1.2-1.3	N/A	N/A	2.4-3.0	N/A	N/A	2.4-3.0	N/A	N/A	2.4-3.0	N/A
	29.8	N/A	N/A	30.7	N/A	N/A	31.5-35.3	N/A	N/A	N/A	N/A

Notes

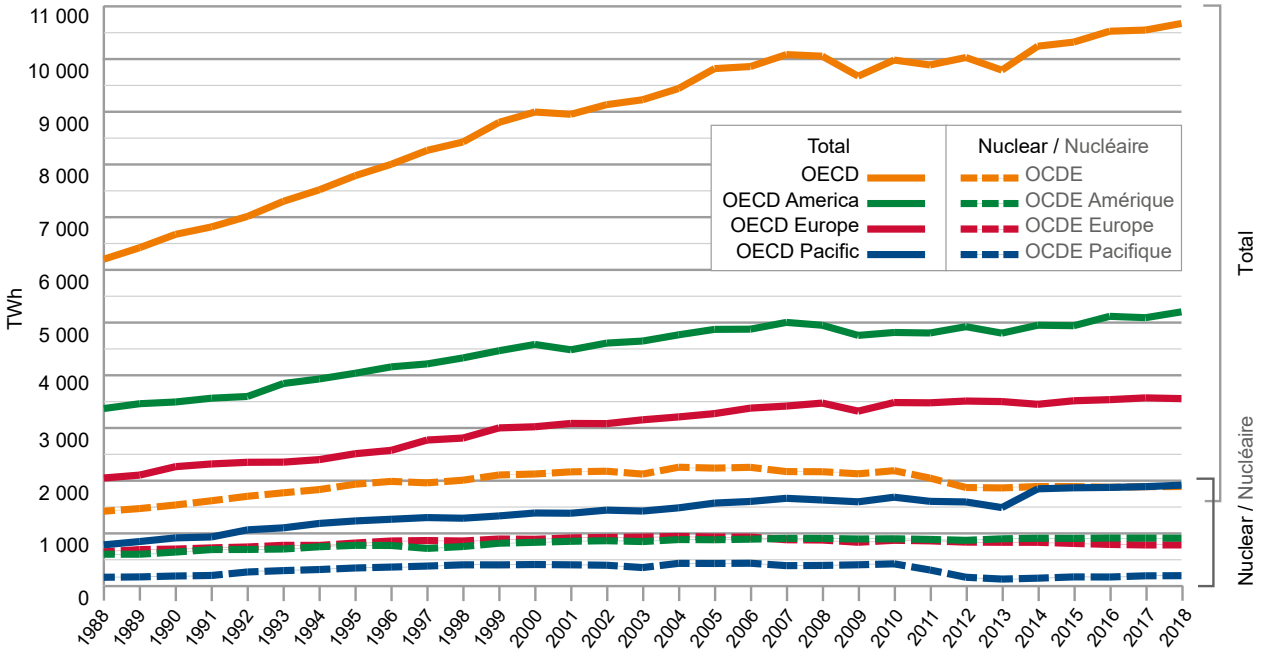
(a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
(b) Données provisoires.
(c) Scénario de référence de l'UE (données de 2030 à 2040) et étude Elia incluant les besoins de réserve stratégique pour les hivers de 2019 à 2022.
(d) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
(e) Pour 2025, 2030 et 2040, évaluation de Terna-Snam, 2019

* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :
– Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Grèce, Islande, Irlande, Italie, Lettonie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
– Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle-Zélande.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation

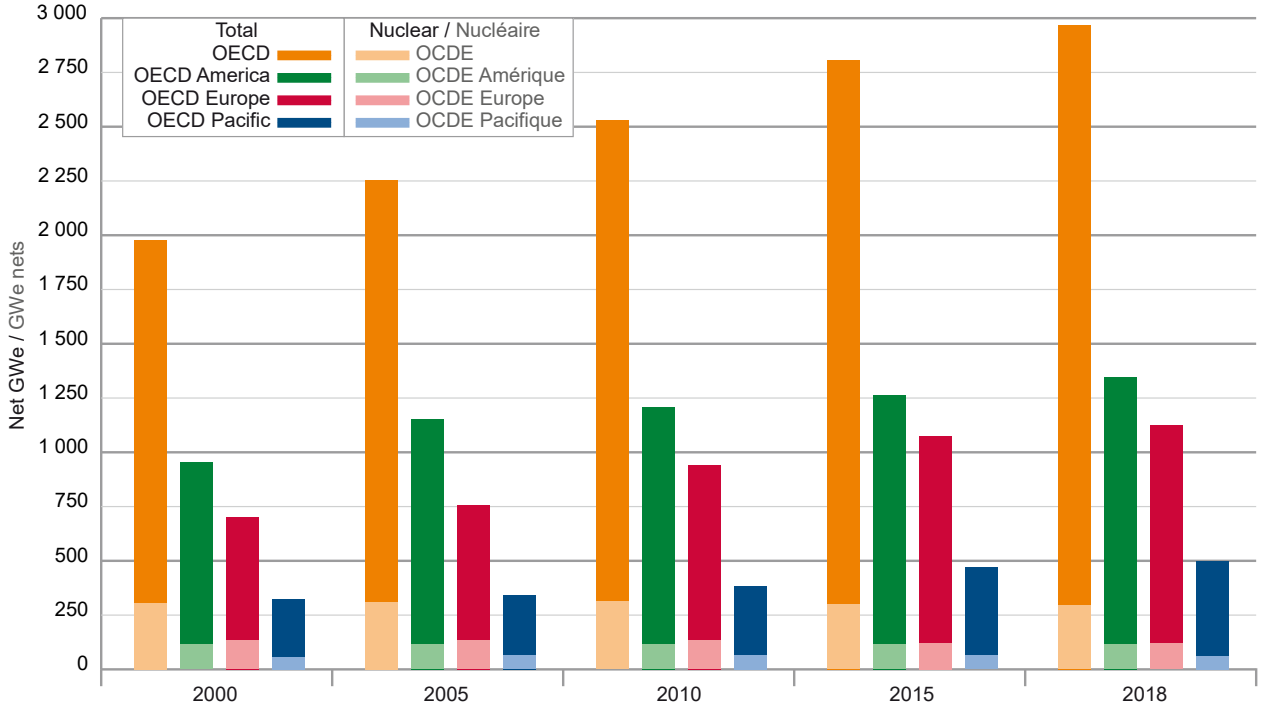
Figure 1.2 : Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/F1-2.xlsx

Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity

Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/F1-3.xlsx

Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 1 January 2019)

Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 1er janvier 2019)

Country	Pays	Connected to the grid Raccordées au réseau		Under construction En construction		Firmly committed* En commande ferme*		Planned to be retired from service** Projet de mise hors service**		Units using MOX Tranches utilisant du MOX	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	**OCDE Amérique**	**119**	**113.6**	**2**	**2.2**	**-**	**-**	**9**	**8.3**	**-**	**-**
Canada	Canada	19	12.7		-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	98	99.3	2 (a)	2.2	-		9	8.3	-	-
OECD Europe	**OCDE Europe**	**127**	**118.2**	**7**	**8.5**	**10**	**11.6**	**16**	**15.0**	**24**	**21.7**
Belgium	Belgique	7	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.8	1	1.6	1	1.2	-	-	-	-
France	France	58	63.0	1	1.6	-	-	2	1.8	22	19.9
Germany	Allemagne	7	9.5	-	-	-	-	7	9.5	1 (b)	1.3
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	2	2.3	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.9	2 (c)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	7	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	8	8.6	-	-	-	-	2	1.7	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.5	-	-	-	-	1	0.4	-	-
Turkey	Turquie	-	-	1	1.2	7	8.1	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	15	8.9	2 (d)	3.3	-	-	4	2.0	-	-
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**62**	**60.5**	**8**	**11.1**	**-**	**-**	**2**	**0.7**	**4**	**3.8**
Japan	Japon	38	38.0	3	4.1	-	-	1	0.6	4	3.8
Korea	Corée	24	22.5	5	7.0	-	-	1	0.7	-	-
OECD	**OCDE**	**308**	**292.3**	**17**	**21.8**	**10**	**11.6**	**27**	**25.0**	**28**	**25.5**
Argentina	Argentine	3	1.7	1	0.03	-	-	-	-	-	-
Romania	Roumanie	2	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Russie	35	29.1	5	4.9	-	-	5	2.0	-	-
NEA	**AEN**	**348**	**324.4**	**23**	**26.8**	**10**	**11.6**	**32**	**27.0**	**28**	**25.5**

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T1-3.xlsx

Notes

(a) These are Vogtle 3 and 4.
(b) Number of units which are expected to have MOX fuel elements in the core.
(c) Resumed Mochovce 3 and 4 construction; completion expected in 2019.
(d) Concrete was first poured at Hinkley Point C in March 2017.
* Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
** Plants expected to be retired from service by the end of 2023.

Notes

(a) Il s'agit des tranches 3 et 4 de Vogtle.
(b) Nombre de tranches dont le cœur devrait contenir des éléments combustibles MOX.
(c) La construction des tranches 3 et 4 de Mochove a repris, l'achèvement est prévu pour 2019.
(d) Coulage du premier béton à Hinkley Point C en mars 2017.
* Centrales pour lesquelles des sites ont été retenus et des contrats obtenus.
** La mise hors-service de ces centrales est prévue d'ici à la fin de 2023.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (as of 1 January 2019; net GWe)

Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (au 1er janvier 2019 ; en GWe nets)

Country	Pays	BWR		PWR		Others/Autres (a)		HWR		FNR		Total	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	**OCDE Amérique**	**35**	**35.5**	**65**	**65.4**	**-**	**-**	**19**	**12.7**	**-**	**-**	**119**	**113.6**
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	12.7	-	-	19	12.7
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.6
United States	États-Unis	33	33.9	65	65.4	-	-	-	-	-	-	98	99.3
OECD Europe	**OCDE Europe**	**11**	**11.5**	**102**	**99.0**	**14**	**7.7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**127**	**118.2**
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	3.9	-	-	-	-	-	-	6	3.9
Finland	Finlande	2	1.8	2	1.0	-	-	-	-	-	-	4	2.8
France	France	-	-	58	63.0	-	-	-	-	-	-	58	63
Germany	Allemagne	1	1.3	6	8.2	-	-	-	-	-	-	7	9.5
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne	1	1.1	6	6.0	-	-	-	-	-	-	7	7.1
Sweden	Suède	5	5.6	3	3.0	-	-	-	-	-	-	8	8.6
Switzerland	Suisse	2	1.7	3	1.8	-	-	-	-	-	-	5	3.5
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	14	7.7	-	-	-	-	15	8.9
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**21**	**22.6**	**37**	**35.1**	**-**	**-**	**4**	**2.8**	**-**	**-**	**62**	**60.5**
Japan	Japon	21	22.6	17	15.4	-	-	-	-	-	-	38	38.0
Korea	Corée	-	-	20	19.7	-	-	4	2.8	-	-	24	22.5
OECD	**OCDE**	**67**	**69.6**	**204**	**199.5**	**14**	**7.7**	**23**	**15.5**	**-**	**-**	**308**	**292.3**
Argentina	Argentine	-	-	-	-	1	0.03	3	1.7	-	-	-	-
Romania	Roumanie	-	-	-	-	-	-	2	1.3	-	-	-	-
Russia	Russie	-	-	20	17.6	13	10.1	-	-	2	1.4	35	29.1
NEA	**AEN**	**67**	**69.6**	**224**	**217.1**	**28**	**17.8**	**28**	**18.5**	**2**	**1.4**	**343**	**321.4**

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T1-4.xlsx

Notes

(a) Including AGRs and the Russian RBMK.

(BWR) boiling water reactor; (PWR) pressurised water reactor; (HWR) heavy water reactor; (FNR) fast neutron reactor; (AGR) advanced gas-cooled reactor; (RBMK) graphite moderated reactor.

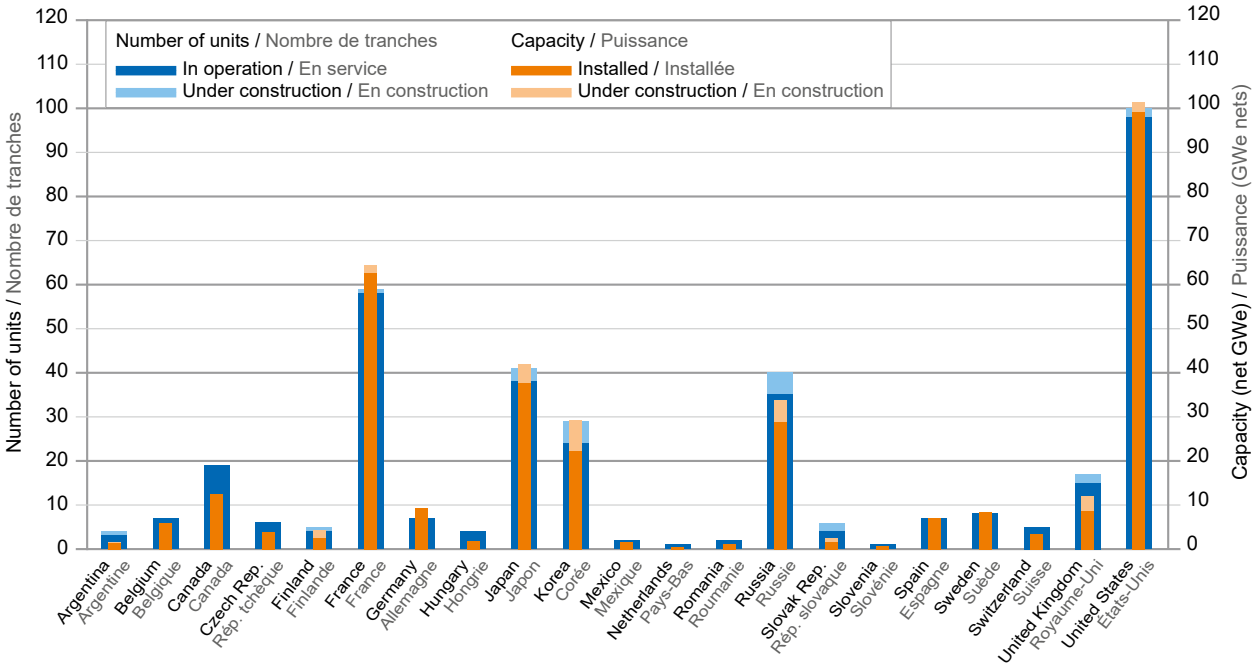
Notes

(a) Y compris les réacteurs AGR et les RBMK russes.

(BWR) réacteur à eau bouillante ; (PWR) réacteur à eau pressurisée ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FNR) réacteur à neutrons rapides ; (AGR) réacteur avancé refroidi au gaz ; (RBMK) réacteur de grande puissance à tubes de force.

Figure 1.4: Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2019)

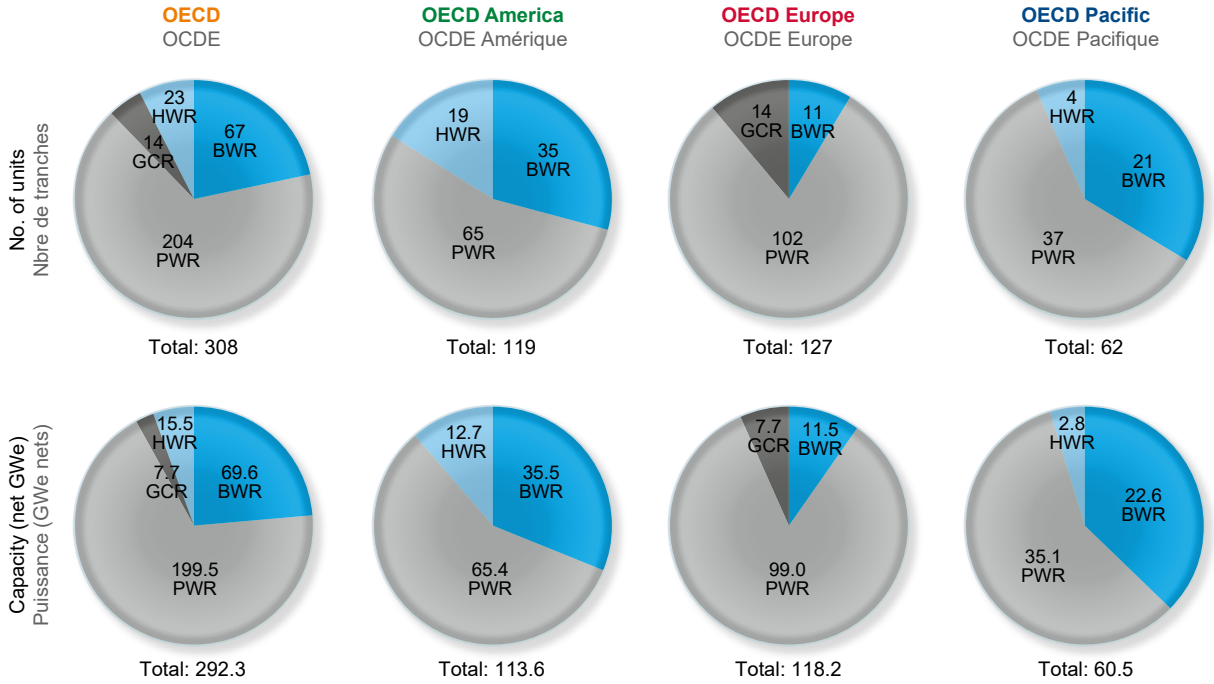
Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1er janvier 2019)



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/F1-4.xlsx

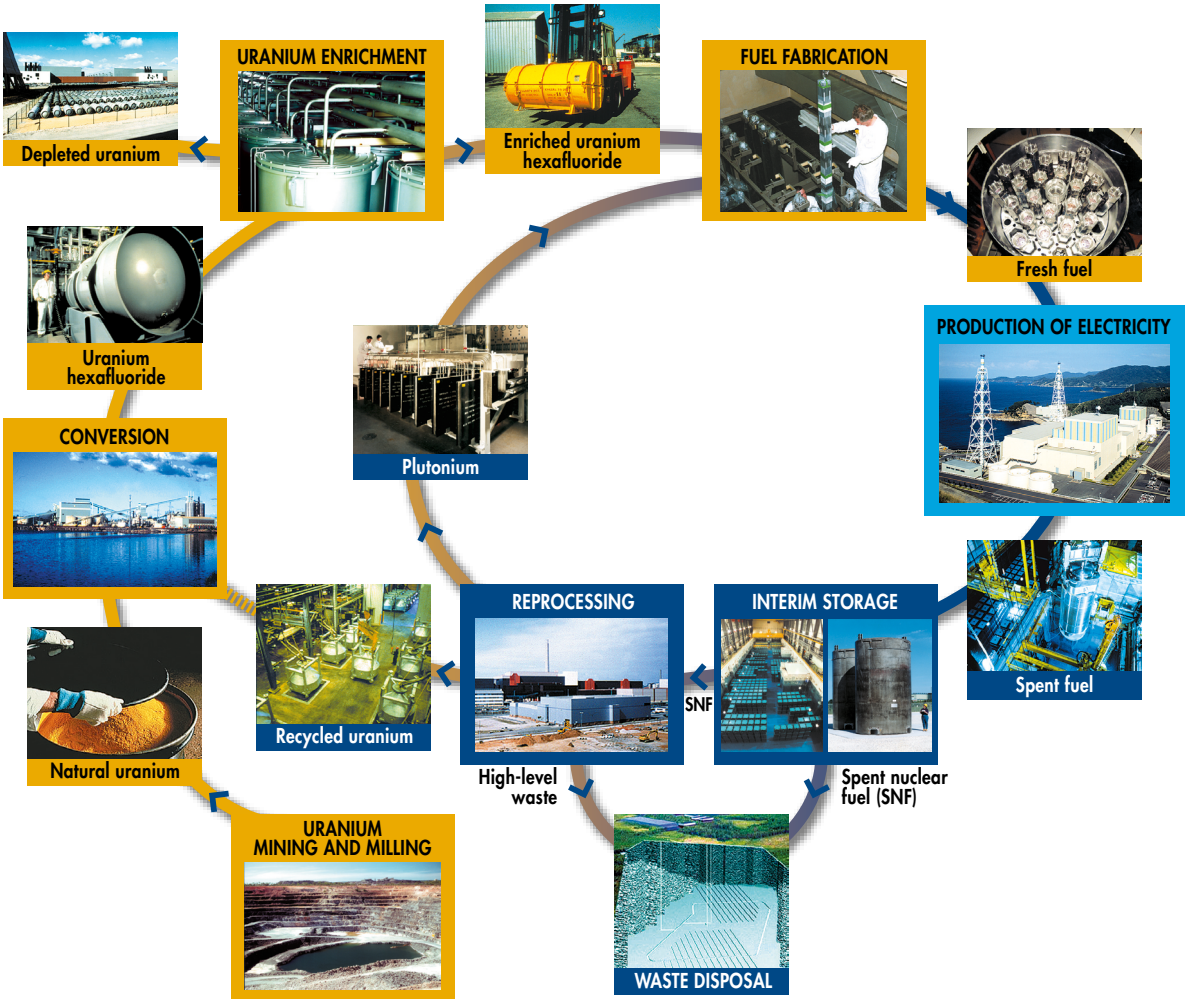
Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2019)

Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1er janvier 2019)



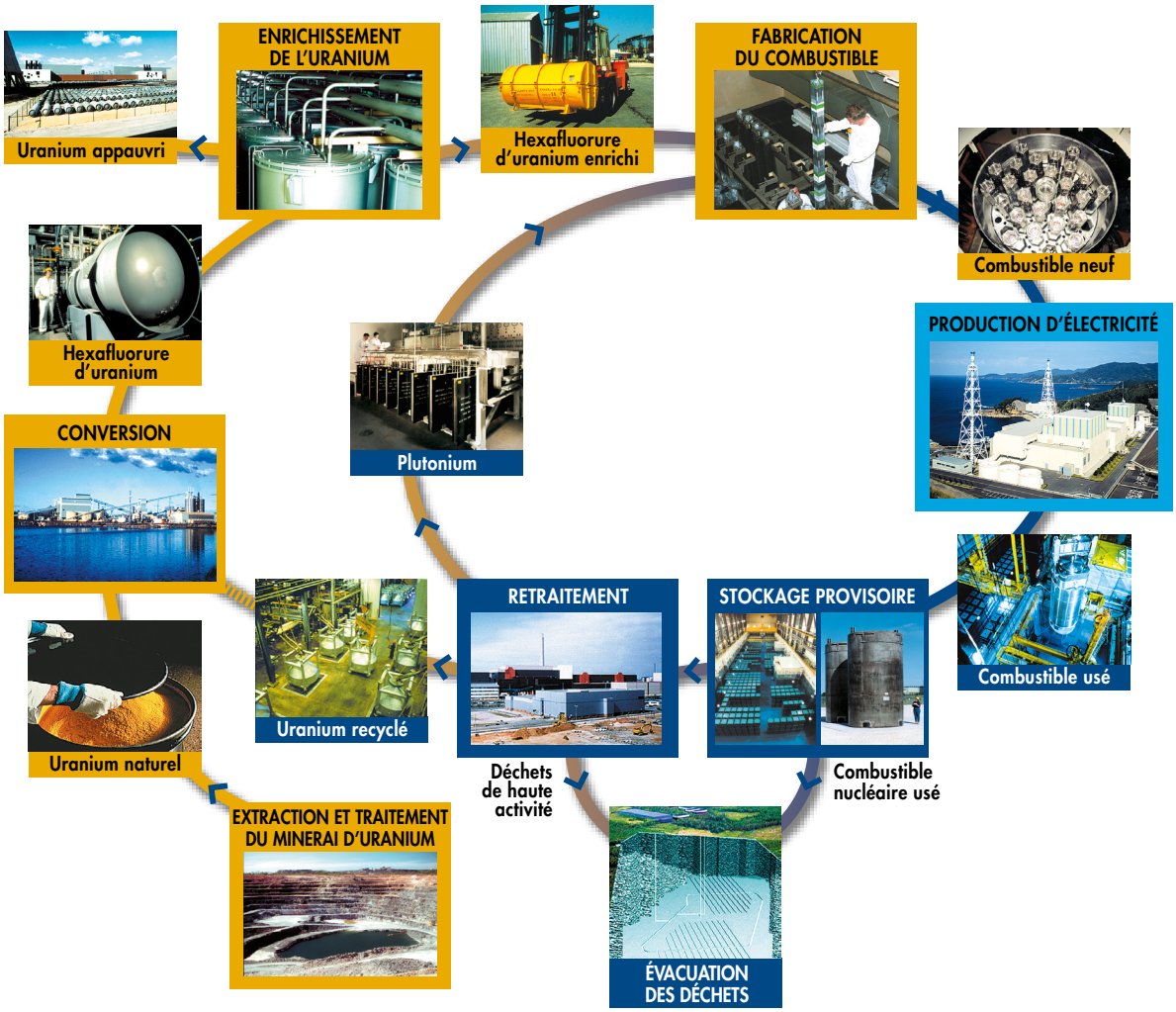
StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/F1-5.xlsx

Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



This figure summarises the main steps of the nuclear fuel cycle for a light water reactor. It illustrates the various activities that constitute the nuclear energy sector. The details of fuel cycle steps and levels vary from reactor type to reactor type but the main elements remain similar for current nuclear power plants (NPPs). The fuel cycle of an NPP can be divided into three main stages: the "front end", from mining of uranium ore to the delivery of fabricated fuel assemblies to the reactor; power production; and the "back end", from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel and/or radioactive waste from reprocessing.

Figure 1.6 : Cycle du combustible nucléaire



Cette figure résume les principales étapes du cycle du combustible d'un réacteur à eau ordinaire. Elle représente les diverses activités du secteur nucléaire. Les étapes et les niveaux du cycle du combustible varient d'un réacteur à l'autre, mais les principaux éléments restent identiques pour l'ensemble des centrales nucléaires actuelles. Le cycle du combustible d'une centrale nucléaire peut être subdivisé en trois phases principales : l'amont, de l'extraction du minerai d'uranium à la livraison des assemblages combustibles au réacteur ; la production d'électricité ; et l'aval, depuis le déchargement des assemblages combustibles du réacteur jusqu'au stockage final du combustible usé ou des déchets radioactifs issus du retraitement.

2. Nuclear fuel cycle requirements
2. Besoins du cycle du combustible nucléaire

Table 2.1: Uranium resources (1 000 tonnes U) (a)

Tableau 2.1 : Ressources en uranium (1 000 tonnes d'U) (a)

Region	Région	RAR* RRA*	Inferred** Présumées**	Total Totales
OECD	OCDE	1 793	688	2 481
NEA	AEN	2 022	982	3 004
World	Monde	3 865	2 277	6 142

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-1.xlsx

Notes

(a) Data from *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
* Reasonably assured resources with recovery costs <USD 130/kgU.
** Inferred resources with recovery costs <USD 130/kgU.

Notes

(a) Données provenant de la publication *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (AEN/AIEA).
* Ressources raisonnablement assurées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.
** Ressources présumées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.

Table 2.2: Uranium production (tU/year) (a)

Tableau 2.2 : Production d'uranium (en tonnes d'U par an) (a)

Country	Pays		2017	2018*	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique		14 090	7 582	14 330	14 330	14 330	14 330
Canada	Canada		13 130	7 000	12 330	12 330	12 330	12 330
United States	États-Unis		960	582	2 000	2 000	2 000	2 000
OECD Europe	OCDE Europe		117	117	300	300	300	280
Czech Republic	Rép. tchèque		70	70	50	50	50	30
Finland	Finlande	(b)	0	0	250	250	250	250
France	France	(c)	2	2	0	0	0	0
Germany	Allemagne	(c)	40	40	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	(c)	5	5	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		5 800	6 385	6 000	6 000	6 000	6 000
Australia	Australie	*	5 800	6 385	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD	OCDE		20 007	14 084	20 630	20 630	20 630	20 610
Argentina	Argentine		0	0	0	0	200	200
Russia	Russie		2 900	2 900	2 780	1 660	1 890	1 800
NEA	AEN		22 907	16 984	23 410	22 290	22 720	22 610
World	Monde		59 340	53 100	67 335	67 955	64 735	56 625

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-2.xlsx

Notes

(a) Data from *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
(b) By-product of nickel production from low-grade, black schist unconventional resource.
(c) Recovered from environmental clean-up operations.
* NEA estimate.
** Projected production capability of existing and committed production centres supported by RAR and inferred resources with recovery costs <USD 130/kgU.

Notes

(a) Données provenant de la publication *Uranium 2018: Resources, Production and Demand* (AEN/AIEA).
(b) Sous-produit du nickel extrait de ressources non conventionnelles de schiste noir à faible teneur.
(c) Quantités récupérées lors d'opérations d'assainissement.
* Estimation de l'AEN.
** Capacité théorique de production prévue des centres de production existants et commandés alimentés en RRA et en ressources présumées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.

Table 2.3: Uranium requirements (tU/year)

Tableau 2.3 : Besoins en uranium (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**	**24 771**	**23 623**					
Canada	Canada	1 770	1 650 (a)	1 570	1 140	1 480	1 640	1 640
Mexico	Mexique	0	416	419-N/A	532-N/A	282-N/A	555-N/A	282-N/A
United States	États-Unis	23 001	21 557 (a)	16 915-17 360	10 039-15 298	11 743-19 283	11 876-15 545	9 983-17 095
OECD Europe	**OCDE Europe**	**16 910**	**14 991**					
Belgium	Belgique	955	630	815	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	432	793	635-645	685-700	685-700	685-700	685-895
Finland	Finlande	446	430	690-750	590-760	700-780	700-780	450-530
France	France	8 300	7 370	7 400	6 900	5 400-N/A	4 500-N/A	N/A
Germany	Allemagne	2 022	1 419 (a)	N/A-1 196	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	394	324	345	342	807	615	466
Netherlands	Pays-Bas	0	0	0	33-65	65-76	0	0
Poland	Pologne	0	0	0	0	0	40-60	100-120
Slovak Republic	Rép. slovaque	317 *	322 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 291	906	925-975	1 500-1 600	400-500	0	N/A
Sweden	Suède	1 200	1 200	N/A-1 100	900-1 050	900-1 050	900-1 050	500-1 050
Switzerland	Suisse	161	384	235-350	235-350	230-350	225-350	220-350
United Kingdom	Royaume-Uni	1 243	1 064 (a)	1 100-1 340	1 599-1 779	689-754	399	799
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**4 267**	**3 800**					
Japan	Japon	367	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	3 900	3 800	4 300-4 900	4 100-4 700	3 400-4 000	3 100-3 700	2 600-3 200
OECD	**OCDE**	**45 948**	**42 414**					
Argentina	Argentine	101	114	219	230	486	698-874	874-1 262
Romania	Roumanie	230	230	230-240	230-240	460-480	460-480	460-480
Russia	Russie	4 900	5 000	5 000-5 200	4 900-5 300	4 700-5 600	4 900-5 700	5 000-6 100
NEA	**AEN**	**51 179**	**47 758**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-3.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.4: Conversion capacities (tU/year) (a)

Tableau 2.4 : Capacités de conversion (en tonnes d'U par an) (a)

Country	Pays	From U_3O_8 to De U_3O_8 en	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**22 900**	**25 500**	**32 300**	**32 300**	**32 300**	**32 300**	**32 300**
Canada	Canada	UF_6	7 900	10 500	12 500	12 500	12 500	12 500	12 500
		UO_2			2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
		Metal U U métal	0	0	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
United States	États-Unis (b)	UF_6	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
OECD Europe	**OCDE Europe**		**20 000**	**20 000**	**15 000**	**15 000**	**15 000**	**15 000**	**15 000**
France	France	UF_6	14 000	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	UF_6	6 000	6 000	0	0	0	0	0
OECD	**OCDE**		**42 900**	**45 500**	**47 300**	**47 300**	**47 300**	**47 300**	**47 300**
Argentina	Argentine	UF_6	60	60	60	60	60		
		UO_2	150	150	150	230	230	230	230
Russia	Russie *	UF_6	15 000	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	**AEN**		**58 110**	**60 710**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-4.xlsx

Notes

(a) Nominal capacities and not real productions.
(b) In January 2017, Converdyn announced that they would reduce the capacity to 7 000 tU/year. In November 2017, Converdyn announced suspension of production at the Metropolis plant.
(c) Springfield Fuels Ltd's agreement with Cameco terminated; no expected future production.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

(a) Capacités nominales et non productions réelles.
(b) En janvier 2017, Converdyn a annoncé qu'elle réduirait sa capacité à 7 000 t d'U/an. En novembre 2017, Converdyn a annoncé la suspension de la production de son usine de Metropolis.
(c) L'accord de Springfield Fuels Ltd avec Cameco a pris fin. Aucune production escomptée à l'avenir.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.5: Conversion requirements (tU/year)

Tableau 2.5 : Besoins de conversion (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	From U_3O_8 to De U_3O_8 en	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**19 967**	**20 648**	**19 532**	**15 476**	**15 256**	**16 836**	**17 241**
Canada	Canada	UO_2	1 770	1 650 (a)	1 570	1 140	1 480	1 640	1 640
Mexico	Mexique	UF_6	0	416	419	532	282	555	282
United States	États-Unis	UF_6	18 197	18 582 (a)	17 543	13 804	13 494	14 641	15 319
OECD Europe	**OCDE Europe**		**15 694**	**14 603**					
Belgium	Belgique	UF_6	950	625	810	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF_6	430	789	637	689	689	689	891
Finland	Finlande	UF_6	446	430	690-750	690-760	510-560	510-560	471-771
France	France	UF_6	6 700	6 660	7 400	7 400	6 700-N/A	5 800-N/A	N/A
Germany	Allemagne	UF_6	2 022	1 419 (a)	1 196	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF_6	353	339	357	342	807	615	466
Netherlands	Pays-Bas	UF_6	0	0	0	33	65	0	0
Slovak Republic	Rép. slovaque *	UF_6	320	320	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	UF_6	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF_6	1 291	906	937	1 500	450	0	N/A
Sweden	Suède	UF_6	1 200	1 200	1 100	1 050	1 050	1 050	1 050
Switzerland	Suisse	UF_6	553	665	670	650	650	500	350
United Kingdom	Royaume-Uni	UF_6	1 243	1 064 (a)	1 250	890	737	795	397
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**5 256**	**3 800**					
Japan	Japon	UF_6	1 256	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF_6	3 600	3 500	4 200	4 400	3 500	3 400	2 850
		UO_2	400	300	250	250	0	0	0
OECD	**OCDE**		**40 917**	**39 051**					
Argentina	Argentine	UF_6	0	0	0	0	11	223	247
		UO_2	133	196	255	229	188	188	188
NEA	**AEN**		**41 050**	**39 247**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-5.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.6: Enrichment capacities (tSWU/year)

Tableau 2.6 : Capacités d'enrichissement (en tonnes d'UTS par an)

Country	Pays	Method Méthode	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**4 800**	**4 800**	**4 900**	**4 900**	**4 900**	**4 900**	**4 900**
United States	États-Unis	Diffusion	0	0	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	4 800	4 800	4 900	4 900	4 900	4 900	4 900
		Laser	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	**OCDE Europe**		**22 400**	**22 300**					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Netherlands	Pays-Bas	Centrifuge/Centrifugation	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	4 700	4 600	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**450**	**450**					
Japan	Japon	Centrifuge/Centrifugation	450	450	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**		**27 650**	**27 550**					
Argentina	Argentine	Diffusion	4	4	4	4			
Russia	Russie *	Centrifuge/Centrifugation	25 000	25 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	**AEN**		**52 654**	**52 554**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-6.xlsx

Notes

* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.7: Enrichment requirements (tSWU/year)

Tableau 2.7 : Besoins d'enrichissement (en tonnes d'UTS par an)

Country	Pays	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**	**12 593**	**14 164**	**13 991**	**11 327**	**13 068**	**11 873**	**9 797**
Mexico	Mexique	0	299	297	377	200	393	200
United States	États-Unis	12 593	13 865 (a)	13 694	10 950	12 868	11 480	9 597
OECD Europe	**OCDE Europe**	**12 987**	**13 138**					
Belgium	Belgique	780	535	685	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	330	577	474	518	517	517	657
Finland	Finlande	228	353	565-615	565-635	591-651	591-651	371-651
France	France	6 000	6 900	6 500	6 500	6 000-N/A	5 100-N/A	N/A
Germany	Allemagne	1 835	1 288 (a)	1 085	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	283	289	327	313	628	453	316
Netherlands	Pays-Bas	70	0	0	25	54	-	0
Poland	Pologne	0	0	0	0	-	500	1 000
Slovak Republic	Rép. slovaque *	276	276	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	1 083	766	792	1 300	350	0	N/A
Sweden	Suède	900	900	825	750	750	750	750
Switzerland	Suisse	189	373	261	261	261	261	125
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	907	775 (a)	900	660	633	726	363
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**3 958**	**2 500**					
Japan	Japon	1 458	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	2 500	2 500	3 100	3 200	2 600	2 500	2 100
OECD	**OCDE**	**29 538**	**29 802**					
Argentina	Argentine	4	3	13	17	142	155	155
NEA	**AEN**	**29 542**	**29 805**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-7.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
(b) Including new build projects.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.8: Fuel fabrication capacities (tonnes HM/year)

Tableau 2.8 : Capacités de fabrication du combustible (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**6 770**	**6 650**	**8 300**	**8 300**	**8 300**	**8 300**	**8 300**
Canada	Canada	HWR	1 770	1 650 (a)	3 300	3 300	3 300	3 300	3 300
United States	États-Unis	LWR	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
		MOX	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	**OCDE Europe**		**3 685**	**3 685**	**3 695**	**3 695**	**3 895**	**3 655**	**3 655**
Belgium	Belgique	PWR	0	0	0	0	0	0	0
France	France	PWR	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
		PWR MOX	195	195	195	195	195	195	195
		FBR MOX	0	0	10	10	10	10	10
Germany	Allemagne (b)	LWR	650	650	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	100	100	100	100	100	100	100
		PWR	300	300	300	300	300	300	300
Sweden	Suède	LWR	600	600	600	600	600	600	600
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	0	0
		PWR	200	200	200	200	400	400	400
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**2 694**	**2 694**					
Japan	Japon	PWR	724	724	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	870	870	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		P+B MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	700	700	700	700	700	700	700
		HWR	400	400	400	400	400	N/A	N/A
OECD	**OCDE**		**13 149**	**13 029**					
Argentina	Argentine	PWR			8	50	50	50	50
		HWR	320	320	320	320	320	320	320
Romania	Roumanie	HWR	240	240	240	240	480	480	480
NEA	**AEN**		**13 709**	**13 589**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-8.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
(b) Capacity for conversion of UF_6 to UO_2 powder of 800 tonnes HM/yr.
N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
(b) La capacité de conversion de l'UF_6 en poudre d'UO_2 est de 800 tonnes de ML/an.
N/A : Non disponible.

Table 2.9: Fuel fabrication requirements (tonnes HM/year)

Tableau 2.9 : Besoins en matière de fabrication du combustible (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**3 812**	**3 843**	**3 788**	**2 987**	**3 523**	**3 591**	**3 370**
Canada	Canada	HWR	1 770	1 650 (a)	1 570	1 140	1 480	1 640	1 640
Mexico	Mexique	BWR	51	53	53	68	36	71	36
United States	États-Unis	LWR	1 991	2 140 (a)	2 165	1 779	2 007	1 880	1 694
OECD Europe	**OCDE Europe**		**2 256**						
Belgium	Belgique	PWR	97	90	125	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	59	96	72	76	81	81	113
Finland	Finlande	BWR	37	35	37	37	37	37	0
		PWR	21	20	52-55	52-55	55	55	55
France	France	PWR	960	1 087	1 050	1 050-N/A	960-N/A	850-N/A	N/A
		PWR MOX	104	85	125	125	125	125	N/A
		FBR MOX	0	0	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	LWR	246	173 (a)	146		0	0	0
		LWR MOX	0	0	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	38	38	41	39	85	63	46
Netherlands	Pays-Bas	PWR	10	0	0	5	9	0	0
		PWR MOX	4	4	4	4	4	0	0
Poland	Pologne	LWR	0	0	0	0	0	30	150
Slovak Republic	Rép. slovaque *	PWR	37	37	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	45	N/A	N/A	46	0	0	N/A
		PWR	105	103	106	134	47	0	N/A
Sweden	Suède	BWR	128	128	128	108	108	108	108
		PWR	80	80	60	60	60	60	60
Switzerland	Suisse	BWR	9	33	23	20	23	20	23
		PWR	30	30	30	30	30	16	14
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	GCR	190	163 (a)	190	90	0	0	0
		PWR	41	41 (a)	0	213	108	47	73
		BWR	0	0	0	0	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**840**	**788**					
Japan	Japon	PWR	90	292	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	0	6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	490	270	600	670	480	N/A	N/A
		HWR	260	220	210	260	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**		**6 908**						
Argentina	Argentine	PWR	0	0	0	2	23	26	26
		HWR	91	77	196	181	181	181	148
Romania	Roumanie	HWR	220	220	220	220	440	440	440
NEA	**AEN**		**7 219**						

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-9.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
(b) Including new build projects.
* NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Table 2.10: Spent fuel storage capacities (tonnes HM) (a)

Tableau 2.10 : Capacités d'entreposage du combustible usé (en tonnes de ML) (a)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**								
Canada	Canada	HWR	69 302	70 585	82 545	85 054	97 440	101 127	N/A
Mexico	Mexique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (c)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe	**OCDE Europe**								
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830 (b)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	4 150	4 150	4 150	4 150	4 150	5 520	6 860
Finland	Finlande	LWR	2 875	2 875	3 345	3 345	3 415	4 175	4 175
France	France	LWR	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000	N/A	N/A
Germany	Allemagne	LWR	25 685	24 685	24 367	22 370	22 370	22 370	N/A
Hungary	Hongrie	LWR	1 412	1 662	1 662	1 996	3 102	3 102	3 249
Italy	Italie	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	LWR	121	121	121	121	121	121	0
Poland	Pologne		0	0	0	0	0	0	1 000
Slovak Republic	Rép. slovaque	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	LWR	596	596	596	826	1 056	1 056	1 056
Spain	Espagne	LWR	5 832	6 855	6 947	7 235	13 268	10 162	10 594
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 974	3 974	4 135	3 710	3 952	3 603	3 603
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	672	672	750	825	975	1 125	1 200
		GCR	7 189	7 189	9 189	9 189	9 189	9 189	9 189
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**41 292**	**41 412**					
Japan	Japon	LWR	20 830	20 950	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		HWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	LWR	11 024	11 024	12 003	17 225	17 225	17 225	17 225
		HWR	9 438	9 438	9 438	12 630	12 630	12 630	12 630
OECD	**OCDE**								
Argentina	Argentine	LWR				25	25	850	850
		HWR	6 250	6 250	6 250	6 907	6 907	8 000	9 000
Romania	Roumanie	HWR	3 074	3 303	3 761	4 907	6 053	7 199	8 345
Russia	Russie	LWR	57 408	57 633	58 084	58 985	59 920	60 177	61 077
		Others Autres	160	160	160	160	160	540	240
NEA	**AEN**								

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-10.xlsx

Notes

(a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
(b) Wet storage capacity of all units at Doel and Tihange of 1 360 tHM exists, next to above-mentioned figures.
(c) "Others" includes spent fuel from defence-related activities including naval reactors, research and test reactors (both domestic and foreign) and a high-temperature gas reactor. Approximately 2 100 tHM are from Hanford's N-reactor. Most of the projected 2 400 tHM already exists.
N/A: Not available.

Notes

(a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) La capacité d'entreposage sous eau de toutes les tranches de Doel et de Tihange est de 1 360 t de ML, en sus de chiffres ci-dessus.
(c) « Autres » comprend le combustible usé des activités militaires, dont celui des navires à propulsion nucléaire, des réacteurs de recherche et d'essai (nationaux et étrangers) et d'un réacteur à gaz à haute température. Sur ce total, 2 100 tonnes de ML environ appartiennent au réacteur N de Hanford. La plupart des 2 400 t de ML prévues ont déjà été produites.
N/A : Non disponible.

Table 2.11: Spent fuel arisings and cumulative in storage (a)

Country	Pays	2017		2018		2020	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
OECD America	**OCDE Amérique**	**3 805**	**134 379**	**4 080**	**138 459**	**3 888**	**145 847**
Canada	Canada	1 599	54 263	1 587 (b)	55 850	1 473	58 797
Mexico	Mexique	22	708	0	708	53	815
United States	États-Unis	2 184	79 408	2 493 (b)	81 901 (b)	2 362	86 235
OECD Europe	**OCDE Europe**						
Belgium	Belgique	96	3 650	90	3 740	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	60	1 895	85	1 980	70	2 127
Finland	Finlande	55	2 159	54	2 213	55	2 323
France	France	N/A	14 000	N/A	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	215	8 700	309 (b)	9 009 (b)	250	9 403
Hungary	Hongrie	36	1 282	36	1 318	49	1 404
Italy	Italie	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	8	20	9	31	9	30
Poland	Pologne	0	0	0	0	0	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	0	470	22	491	15	513
Spain	Espagne	143	5 118	128	5 246	104	5 499
Sweden	Suède	184	6 450	215	6 665	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	22	1 424	22	1 451	16	1 541
United Kingdom	Royaume-Uni	541	3 377	650	3 177	200	3 218
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**697**	**30 679**	**893**	**31 562**		
Japan	Japon	240	15 120	240	15 350	N/A	N/A
Korea	Corée (c)	457	15 559	653	16 212	761	17 915
OECD	**OCDE**						
Argentina	Argentine (c)	86	4 706	115	4 821	175	5 096
Romania	Roumanie	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Russia	Russie	672	22 500	729	24 000	667	25 280
NEA	**AEN**						

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-11.xlsx

Notes

(a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
(b) Provisional data.
(c) Including LWR fuel and HWR fuel.
* tHM/a.
** tHM cumulative.
N/A: Not available.

Tableau 2.11 : Quantités de combustible usé déchargées et entreposées (a)

2025		2030		2035		2040	
Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
3 069	**162 931**	**3 082**	**178 720**	**3 132**	**193 370**		
1 269	65 144	1 153	70 910	1 269	77 257	N/A	N/A
33	968	35	1 144	36	1 321	35	1 497
1 767	96 819	1 894	106 666	1 827	114 792	1 695	123 277
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
74	2 518	76	2 890	76	3 270	108	3 682
91	2 777	131	3 307	92	3 771	92	4 232
N/A	N/A	N/A	15 387	N/A	N/A	N/A	N/A
0	10 144	0	10 144	0	10 144	0	10 144
49	1 597	78	1 939	113	2 393	48	2 727
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
9	20	9	20	0	40	0	0
0	0	0	0	0	0	0	50
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15	585	15	665	15	730	15	817
155	6 228	235	7 067	157	7 487	0	7 487
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
16	1 772	16	2 058	16	2 293	0	2 535
26	4 650	256	6 280	89	6 770	0	6 770
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
854	22 185	631	25 341	422	27 452	367	29 287
177	5 964	177	6 847	201	7 853	169	8 699
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
807	28 580	597	29 080	761	28 700	581	28 200

Notes

(a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) Données provisoires.
(c) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde.
* tonnes de ML par an.
** tonnes de ML cumulées.
N/A : Non disponible.

Table 2.12: Reprocessing capacities (tonnes HM/year)

Tableau 2.12 : Capacités de retraitement (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type / Type de combustible	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
United States	États-Unis	LWR	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	**OCDE Europe**		**3 800**	**3 800**	**1 700**	**1 700**	**1 700**	**1 700**	**1 700**
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	Others	600	600	0	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	0	0	0	0	0
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**0**	**0**					
Japan	Japon	LWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**		**3 800**	**3 800**					
Russia	Russie	LWR	400	400	400	650	650	1 200	1 200
NEA	**AEN**		**4 200**	**4 200**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-12.xlsx

Notes

(a) Others refers to Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) in which both LWR and advanced gas-cooled reactor (AGR) fuels were reprocessed. Operations have ended at the UK's Thorp plant in 2018.

N/A: Not available.

Notes

(a) « Autres » fait référence à l'usine de traitement thermique de combustible oxyde (THORP) qui a traité à la fois les combustibles des réacteurs à eau légère et ceux des réacteurs avancés refroidis au gaz. L'exploitation de l'usine THORP a cessé en 2018.

N/A : Non disponible.

Table 2.13: Plutonium use (tonnes of total Pu)

Tableau 2.13 : Consommation de plutonium (en tonnes de Pu total)

Country	Pays	Fuel type / Type de combustible	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040
OECD America	**OCDE Amérique**								
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Europe	**OCDE Europe**								
Belgium	Belgique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	10.0	7.9	11.0	11.0	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	LWR	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.0	0.0
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	LWR	0.0	2.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**								
Russia	Russie	LWR	0.1	0.1	0.1	2.3	7.0	7.0	7.0
		FBR	1.9	1.9	1.9	9.0	15.2	28.3	28.3
NEA	**AEN**								

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-13.xlsx

Note

N/A: Not available.

Note

N/A : Non disponible.

Table 2.14: Re-enriched tails production (tonnes natural U equivalent)

Tableau 2.14 : Production d'uranium appauvri (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017	2018	Total to end of 2018 Total à la fin de l'année 2018	2019 (expected) 2019 (prévisions)
OECD America	**OCDE Amérique**	**5 677.8**	**0**	**0**	**5 677.8**	**0**
United States	États-Unis (a)	5 677.8	0	0	5 677.8	0
OECD Europe	**OCDE Europe**	**14 579.0**	**3 316.0**	**3 240**	**21 135.0**	**826**
Netherlands	Pays-Bas	14 579.0	3 316.0	3 240	21 135.0	826
OECD	**OCDE**	**20 256.8**	**3 316.0**	**3 240**	**26 812.8**	**826**

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-14.xlsx

Note

(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.

Note

(a) Données fournies par Energy Northwest, propriétaire exploitant de la centrale de Columbia.

Table 2.15: Re-enriched tails use (tonnes natural U equivalent)

Tableau 2.15 : Consommation d'uranium appauvri (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017	2018	Total to end of 2018 Total à la fin de l'année 2018	2019 (expected) 2019 (prévisions)
OECD America	**OCDE Amérique**	**1 940**	**0**	**0**	**1 940**	**0**
United States	États-Unis (a)	1 940	0	0	1 940	0
OECD Europe	**OCDE Europe**	**4 467**	**200**	**200**	**4 867**	
Belgium	Belgique	345 (b)	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	3 279	200	200	3 679	N/A
OECD	**OCDE**	**6 407**	**200**	**200**	**6 807**	

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-15.xlsx

Notes

(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.
(b) Purchased for subsequent re-enrichment.

Notes

(a) Données fournies par le propriétaire exploitant de la centrale de Columbia, Energy Northwest.
(b) Acheté pour réenrichissement ultérieur.

Table 2.16: Reprocessed uranium production (tonnes natural U equivalent)

Tableau 2.16 : Production d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017	2018	Total to end of 2018 Total à la fin de l'année 2018	2019 (expected) 2019 (prévisions)
OECD Europe	**OCDE Europe**	**41 930**	**1 026**	**1 026**	**43 982**	**1 026**
France	France (a)	26 930	1 026	1 026	28 982	1 026
United Kingdom	Royaume-Uni	15 000	0	0	15 000	0
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**645**	**0**	**0**	**645**	
Japan	Japon	645	0	0	645	N/A
OECD	**OCDE**	**42 575**	**1 026**	**1 026**	**44 627**	

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-16.xlsx

Notes

(a) Cumulative in storage.
N/A: Not available.

Notes

(a) Quantité entreposée.
N/A : Non disponible.

Table 2.17: Reprocessed uranium use (tonnes natural U equivalent)

Tableau 2.17 : Consommation d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017	2018	Total to end of 2018 Total à la fin de l'année 2018	2019 (expected) 2019 (prévisions)
OECD Europe	**OCDE Europe**					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	5 300	0	0	5 300	0
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	130	41	0	171	0
Sweden	Suède	133	0	0	133	200
Switzerland	Suisse	2 275	149	149	2 573	116
United Kingdom	Royaume-Uni	1 726	0	41	1 767	39
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**217**	**0**	**0**	**217**	**N/A**
Japan	Japon	217	0	0	217	N/A
OECD	**OCDE**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/T2-17.xlsx

Note

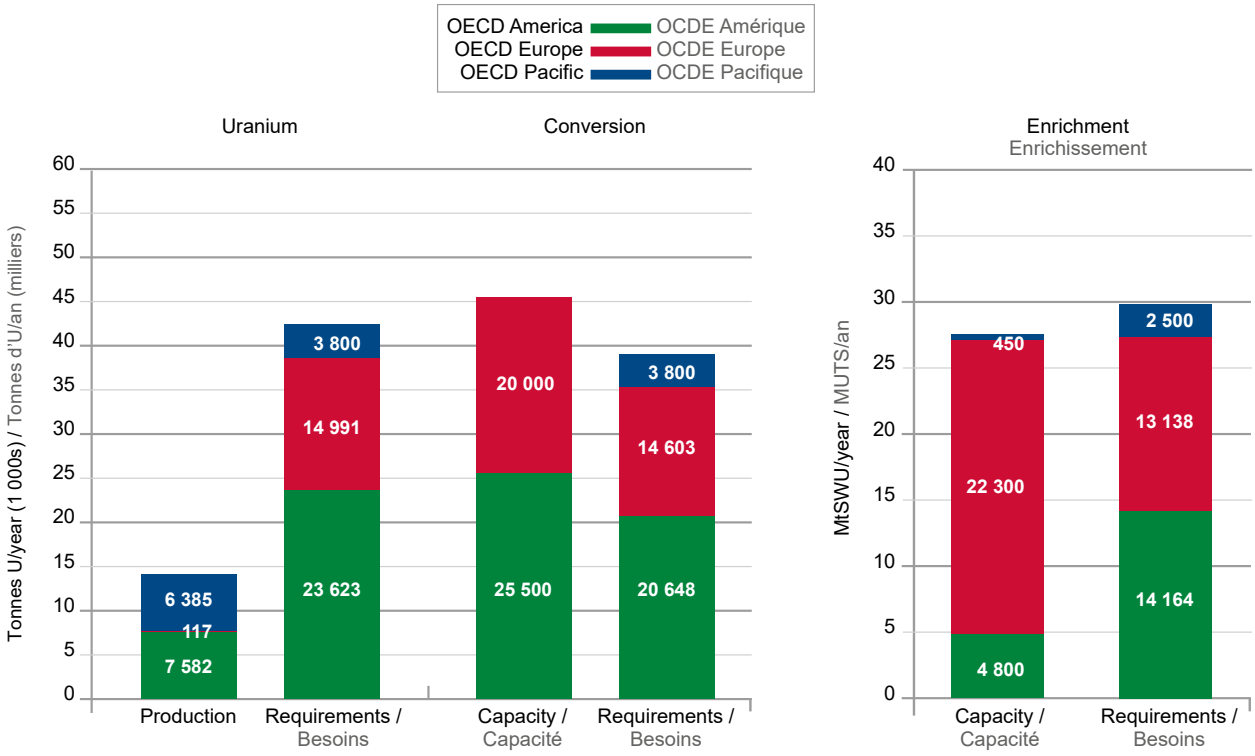
N/A: Not available.

Note

N/A : Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2019)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1er janvier 2019)



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7474/F2-1.xlsx

3. Country reports

Argentina

In January 2019, the Embalse Nuclear Power Plant, a Candu 6 pressurised heavy water reactor, returned to service following extensive refurbishment, which would extend its operating life for another 30 years. The Embalse NPP, in the province of Cordoba, entered commercial operation in 1984. Modernisation work included reactor retubing, replacing the steam generators and a capacity uprate. Its gross capacity increased to 683 MWe, which translates to an additional 6% generation capacity.

Belgium

On 16 January 2003, the Belgian Federal Parliament voted a law that promulgates the gradual phase-out of nuclear fission energy for commercial electricity production. This law prohibits the construction of new nuclear power plants (NPPs) and sets a 40-year limit on the operational period of existing plants. In accordance with this law, all reactors would be permanently shut down between 2015 and 2025.

However, successive governments have amended the law in order to ensure the security of supply of electricity, while confirming the decision to progressively phase out all nuclear power reactors by 2025. On 4 July 2012, it was decided to postpone the shutdown of Tihange 1 by ten years. On 18 December 2014, the federal government decided to authorise Doel 1 and 2 reactors to continue operating for an additional ten years, conditional on the approval of the nuclear safety authority, the Federal Agency for Nuclear Control (FANC/AFCN) and agreement with the operator and owner, Electrabel, a subsidiary of GDF-Suez (now Engie). Following the approval by FANC/AFCN, this decision was confirmed by Parliament in June 2015.

The shutdown calendar is therefore as follows:

- Doel 3: 1 October 2022;
- Tihange 2: 1 February 2023;
- Doel 1: 15 February 2025;
- Doel 4: 1 July 2025;
- Tihange 3: 1 September 2025;
- Tihange 1: 1 October 2025;
- Doel 2: 1 December 2025.

As mentioned in previous reports, the Belgian government approved the near-surface disposal facility for low- and intermediate-level short-lived waste to be located at the municipality of Dessel. In 2012, the Belgian Waste Management Organization (NIRAS/ONDRAF) submitted a request to obtain a licence for this disposal facility to the nuclear safety authority (FANC/AFCN). The licensing process continued in 2019. Once the licence is granted, the repository could be in operation in approximately four years. Disposal and closure operations would last about 100 years.

Belgium has made the decision to remain a world-class player in key areas of nuclear science and technology such as nuclear medicine and radioisotope production, research into new materials, particle accelerators and the challenging but promising domain of the transmutation of high-level waste.

In 2018, the Belgian government decided to build a new, major research infrastructure called the Multipurpose Hybrid Research Reactor for High Tech Applications (MYRRHA). One of the MYRRHA Project's long-term objectives is to investigate transmutation of high-level radioactive waste. The aim of transmutation is to reduce long-term radiotoxicity by a factor of 1 000 and to shorten the radiotoxicity time frame from 300 000 to 300 years, which is a time frame that can be technologically controlled and offers a real benefit in terms of both safety and economic cost. The project will also allow for advanced research in new materials and in accelerator technology, as well as for the production of new medical radioisotopes. To meet these ambitious goals, in September 2018 the Belgian federal government

committed EUR 558 million to finance the project, which includes an investment for the construction of a 100 MeV accelerator (2019-2026) and an R&D investment to prepare phase 2 (600 MeV accelerator) and phase 3 (subcritical reactor). Finally, a special legal vehicle has been set up in the form of an international non-profit organisation, which will serve as a structure to invite international partners to participate in this international project.

In the field of medical radioisotopes, in 2018 the Belgian federal government committed EUR 52 million to fund the development of an innovative system for the direct production of Mo99 from Mo100 using an electron beam accelerator. By excluding the use of fissile uranium, this innovative system could reduce radioactive waste by a factor of 100 and considerably shorten its lifetime, while contributing to the worldwide security of supply of medical radioisotopes.

Canada

Canada is a Tier 1 nuclear nation with a full-spectrum nuclear supply chain. Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity supply. In 2017, nuclear energy provided 14.6% of Canada's total electricity supply (nearly 60% in the province of Ontario and 33% in New Brunswick), and will continue to play an important role in achieving Canada's target of reducing greenhouse gas (GHG) emissions to 30% below 2005 levels by 2030.

Small modular reactors (SMRs)

Canadian SMR roadmap

In response to a report by the House of Commons Standing Committee on Natural Resources, the government committed in October 2017 to use its convening power to bring together a dialogue in order to develop a Canadian roadmap for SMRs. Beginning in February 2018, Natural Resources Canada (NRCan) thus initiated a stakeholder-driven process to develop a Canadian roadmap for the potential development and deployment of SMRs in Canada, bringing together provincial and territorial governments, utilities, industry and other interested stakeholders. Demand-side stakeholders were also engaged, including mining and oil sands industry stakeholders, and initial dialogues took place with Indigenous and northern people.

The report, *A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors,* was released on 7 November 2018. It included over 50 recommendations for all essential enablers. Since the release of the report, NRCan has continued to convene stakeholders at a number of different tables to co-ordinate next steps.

SMR demonstration

In 2017, Canadian Nuclear Laboratories (CNL) launched a Request for Expressions of Interest (RFEOI) on SMRs, which sought feedback from the SMR industry on the role that the CNL can play in bringing SMR technology to market. The CNL issued a report summarising the findings, entitled *Perspectives on Canada's SMR Opportunity*. Responses to the report explored the possibilities of SMR technology beyond the generation of electricity by integrating SMRs as part of a more diverse energy strategy, with applications as varied as district heating, co-generation, energy storage, desalination or hydrogen production. The CNL has identified SMRs as one of seven strategic initiatives that it intends to pursue as part of its long-term strategy, with the goal of siting an SMR on its Chalk River site by 2026.

In April 2018, the CNL initiated an Invitation for Demonstration, inviting further discussions with SMR vendors interested in building a demonstration unit at a CNL-managed site. Four applications were received in the first intake, and the evaluation process will continue in 2019.

Regulatory activities

The Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) has been approached by a number of SMR vendors to initiate an optional preliminary step before the licensing process, called a vendor design review (VDR). The VDR is completed at a vendor's request and expense to assess their understanding of Canada's regulatory requirements and the acceptability of a proposed design. As of 31 December 2018, ten SMR companies had started the VDR process.

Refurbishments and licence renewals

The province of Ontario has 18 of Canada's 19 operating nuclear power reactors across three nuclear power plants: Pickering, Darlington and Bruce (the largest operating nuclear power plant in the world). Ontario's 2013 Long-Term Energy Plan (LTEP) confirmed the intent to refurbish ten reactors over the 2016-2031 period, including four units at Darlington, owned and operated by Ontario Power Generation (OPG), and six units at Bruce, operated by Bruce Power. These projects, which will enable the reactors to operate for an additional 25-30 years, represent a combined investment of approximately USD 26 billion by OPG and Bruce Power.

The refurbishment of Darlington began with the first reactor in October 2016 and is expected to be completed by 2026. In 2017, the Ontario government confirmed its commitment to proceed with the unit 3 refurbishment at Darlington. Unit 2 refurbishment remains on budget and schedule with completion of the refurbishment expected in 2019. The Bruce refurbishment is expected to begin in 2020.

In August 2018, the CNSC approved Ontario's plan to keep the Pickering plant in operation until the end of 2024, four years longer than previously planned, after which time it will be decommissioned. Under the LTEP, nuclear energy is expected to remain Ontario's largest source of electricity.

Uranium

Canadian uranium production totalled 6 996 tU in 2018, a decrease of 47% from 2017 production of 13 130 tU. As a result, Canada's share of world uranium production decreased from 23% to 14%. Since 1996, all Canadian uranium production has been from mines located in northern Saskatchewan.

Production from the Cigar Lake mine totalled 6 936 tU in 2018, ranking it as the world's largest uranium producer. All ore from the Cigar Lake mine, which is operated by Cameco Corporation, is processed at the McClean Lake mill, which is operated by Orano Canada Inc. Cigar Lake is the world's second largest high-grade uranium deposit. The mine opened in 2014 and has been in full production since 2017.

McArthur River is the world's largest high-grade uranium deposit. Both the McArthur River mine and the Key Lake mill, which processes all McArthur River ore, are operated by Cameco Corporation. Production at these two facilities have been suspended since January 2018, as a result of low uranium prices, and only 61 tU was produced in 2018. Prior to 2017, these two facilities were the world's largest uranium mines and mills in terms of annual production. Operations are expected to resume when uranium prices increase and excess inventories at the Key Lake mill are depleted.

Operations at the Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, have been suspended since July 2016 also as a result of low uranium prices.

Decommissioning

On 28 December 2012, the Gentilly-2 generating plant ceased operations. The plant has been put in a safe storage state, and in June 2016, the CNSC announced its decision to issue a power reactor decommissioning licence to Hydro-Québec for the facility, valid from 1 July 2016 to 30 June 2026.

In December 2016, the University of Alberta submitted an application to the CNSC, to request authorisation for the decommissioning of its SLOWPOKE-2 reactor facility located on the university campus in Edmonton, Alberta. The reactor was a 20-kW thermal sealed-container-in-pool type research reactor that had been in operation since 1977. In September 2017, the CNSC approved the application. All activities associated with the decommissioning of the facility, such as defueling the reactor, removing reactor components and nuclear substances, as well as decontamination, were completed by October 2017. The CNSC issued a licence to abandon the facility on 25 May 2018. With this decision, the CNSC authorised the release of the facility from CNSC regulatory control.

On 31 March 2018, the National Research Universal (NRU) reactor was taken offline. Since then, the NRU has been placed into a safe shutdown state to be followed by storage with surveillance. The reactor will remain in that state until decommissioning, which is currently scheduled to begin in 2028. The CNL is continuing decommissioning of the Whiteshell Laboratories in Pinawa, Manitoba, and has also proposed in situ decommissioning of the WR-1 research reactor located at Whiteshell Laboratories, which was shut down in 1985. The CNL has also proposed in situ decommissioning of the Nuclear Power Demonstration facility site, which consists of a shutdown prototype reactor near Rolphton, Ontario. Project

Descriptions for both of these initiatives were submitted by the CNL to the CNSC, and both proposals require environmental assessments under the *Canadian Environmental Assessment Act, 2012*.

In May 2018, the Saskatchewan Research Council (SRC) submitted an initial application to the CNSC for authorisation to decommission its SLOWPOKE-2 reactor facility. The SRC SLOWPOKE-2 reactor has been in operation in Saskatoon since 1981. The decommissioning work was scheduled to start in August 2019.

Nuclear fuel waste

Deep geological repository (DGR) for nuclear fuel waste[1] produced in Canada

Canada is implementing a plan for long-term management of the nation's nuclear fuel waste. In 2007, the government of Canada selected the adaptive phased management (APM) approach, which involves isolating and containing Canada's nuclear fuel waste in a DGR, at a suitable site in an informed and willing host community. The Nuclear Waste Management Organization (NWMO) – established by Canada's nuclear electricity producers pursuant to the 2002 *Nuclear Fuel Waste Act* – is responsible for implementing the APM approach. As of 31 December 2018, five communities were participating in an NWMO site selection process to determine whether they would like to host a DGR.

The NWMO continues its field investigations to assess the geological suitability of siting areas. In 2018, the NWMO completed its first borehole on the potential repository site in the Ignace area, one of the five communities in the siting process. In 2019, two additional boreholes will be drilled to confirm the geological features of the potential repository site in the Ignace area. Further investigation will continue into 2020.

Planning is ongoing for deep borehole drilling in other siting areas. The investigation of other siting communities will progress in 2020.

International collaboration

Bilateral agreements

In November 2018, Canada and the United Kingdom (UK) signed a bilateral nuclear co-operation agreement that will come into force upon the United Kingdom's withdrawal from the European Union and Euratom. The Canada-UK civil nuclear relationship is currently governed by a multilateral agreement with Euratom, and the bilateral agreement will ensure continuity.

Earlier in 2018, the government of Canada had also signed memoranda of understanding with the governments of Argentina and India to co-operate on nuclear energy R&D, building on longstanding relationships with these two countries. Canada is working with these countries to develop concrete work plans under the agreements.

NICE Future and the Clean Energy Ministerial (CEM)

Canada is co-lead with Japan and the United States on "Nuclear Innovation: Clean Energy Future (NICE Future)", an initiative under the Clean Energy Ministerial (CEM) that also includes Argentina, Poland, Romania, Russia, the United Arab Emirates and the United Kingdom. NICE Future was launched at the Ninth Clean Energy Ministerial (CEM9) in Copenhagen, Denmark in May 2018.

The CEM is a high-level global forum, comprising 25 member countries and the European Commission, created to promote policies, programmes and best practices that encourage the transition to a global clean energy economy. NICE Future intends to encourage discussion between member countries of the CEM about the role of nuclear energy in integrated clean energy systems. Canada hosted the 10th Clean Energy Ministerial (CEM10) in May 2019.

1. Alternatively referred to as spent fuel, irradiated fuel or used nuclear fuel.

Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and Radioactive Waste Management

Canada participated in the Sixth Review Meeting of the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management at the International Atomic Energy Agency (IAEA) in Vienna, Austria from 21 May to 1 June 2018. Canada presented its national programme on the management of spent fuel and radioactive waste for peer review, including updates and improvements to these programmes since the last review meeting in 2015. Furthermore, Canada received a "good practice" rating on openness and transparency related to opportunities for public involvement and annual reporting on licensee performance through the presentation of regulatory oversight reports. These regulatory oversight reports are independent from any licensing process.

Generation IV International Forum (GIF)

Canada is a founding member of the Generation IV International Forum (GIF), which enables the co-ordination of advanced nuclear research among major nuclear countries. As part of this initiative, the CNL continues to work towards the development of the supercritical water reactor (SCWR) concept, as well as participating in the hydrogen production of the very high temperature reactor (VHTR).

Czech Republic

Nuclear policy

General agreement exists at the level of government and industry regarding the necessity to construct new nuclear power plants in the Czech Republic. Negotiations between the government and the ČEZ Group concerning construction of new units are ongoing. However, by the end of 2018, no final decision had been taken on a financial model or a preferable construction site. ČEZ has focused on long-term operation projects at both Temelín and Dukovany NPPs and preparation work for new-build projects at these two sites.

The decision to narrow the list of potential locations for a deep geological repository project was not taken. Detailed investigation and geological research is first necessary in different locations, as well as better collaboration between local municipalities and the Czech Radioactive Waste Repository Authority, SÚRAO.

Nuclear power

An upgraded fuel design was introduced at Dukovany NPP that will facilitate the optimisation of the plant's fuel cycle strategy. Refurbishment of electrical switchgears was performed during the previous outage in 2017 and complete reconstruction will be finalised in 2021.

In 2018, a new advanced fuel type was licensed and loaded into unit 2 of the Temelín NPP. The fuel, designed by Russian supplier TVEL, received a licence from the State Office for Nuclear Safety in the summer of 2018. For this reason, Temelín NPP units had exceptionally high fuel requirements in 2018.

A new software system was installed to operate the pressuriser's safety valves. These valves may be manually operated, if necessary, from the main and emergency control room. Until now, the operation of valves depended on an automatic system that opened the valves when the pressure was higher or beyond the desirable value.

An agreement between the municipality of České Budejovice and the ČEZ Group was also approved for the construction of a hot water pipeline from the NPP Temelín to this town for district heating purposes.

Finland

Teollisuuden Voima Oyj (TVO), a non-listed, public limited company, owns and operates two nuclear power plant units, Olkiluoto 1 and 2, in Eurajoki, Finland, and a new unit, Olkiluoto 3, is under construction at the same NPP.

Olkiluoto 1 and 2 have generated electricity for about 40 years. In January 2017, TVO filed an application for the renewal of the operating licence of Olkiluoto 1 and 2 until the end of 2038. The government granted the operating licence for 20 years on 20 September 2018 until the end of 2038.

TVO was granted a construction licence for the Olkiluoto 3 (OL3) pressurised water reactor (European pressurised water reactor, or EPR) in February 2005. The reactor's thermal output will be 4 300 megawatts (MW) and electric output about 1 600 MW. Most of the construction works for the plant unit have been completed. The installation of the electrical systems, the instrumentation and control system (I&C) and the mechanical systems are still in progress. The hot functional testing was completed in May 2018. Training of the operating personnel has progressed and operator licences were granted by the Radiation and Nuclear Safety Authority (STUK) at the end of 2018. The government of Finland granted the operating licence to the plant unit on 7 March 2019. Commissioning should take place in 2019-2020.

In 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) obtained an additional 20-year operating licence for two Loviisa pressurised water reactors (PWRs) in operation since 1977 and 1980. Fortum is expecting that both units will have at least a 50-year operational lifetime, extending their service life until approximately 2030. Fortum will announce its plans for a possible further life extension of the Loviisa plant in the coming years.

Also in 2007, Fennovoima Oy, a new company, initiated a nuclear new build project. According to the energy and climate strategy adopted by Finland, nuclear power is an option, but initiatives must come from industry. As stipulated in the Nuclear Energy Act, an environmental impact assessment (EIA) process must be completed before an application for a decision in principle (DIP) can be submitted to the government. The TVO and Fortum EIA processes (co-ordinated by the Ministry of Economic Affairs and Employment – MEAE) were completed in 2008, and the Fennovoima processes in 2009 and in 2014.

In December 2013, Fennovoima signed a turnkey plant supply contract with Rosatom Overseas for the AES-2006-type VVER reactor located in Hanhikivi, in the municipality of Pyhäjoki. At the same time, an integrated fuel supply contract was signed with TVEL to cover the first nine operating years. A shareholders' agreement to sell 34% of Fennovoima's shares to Rosatom Overseas was also signed.

Because Rosatom was not mentioned as an alternative in Fennovoima's original DIP application, Fennovoima started a new EIA process in autumn 2013 and submitted it to the government in February 2014. In March 2014, it also submitted a supplement to the DIP, which was approved by the government in September 2014 and ratified by Parliament in December 2014.

Fennovoima submitted a construction licence application to the MEAE at the end of June 2015. The preparatory works have started at the Pyhäjoki site. In 2016, Fennovoima started the third EIA process, concentrating on its spent fuel handling. Fennovoima is anticipating that the government will make a decision on the construction licence application in 2021, after STUK has delivered its safety review of the project. Commissioning of the plant is thus scheduled to take place in 2028.

In 2004, Posiva Oy started the construction of the ONKALO® underground rock characterisation facility for final disposal of spent nuclear fuel from the Olkiluoto and Loviisa plants. The facility consists of a tunnel and three shafts extending to the disposal depth. According to plans, the ONKALO® tunnel and shafts will be used as access routes to the actual repository. In 2010, the excavation work reached the planned disposal depth (i.e. about 420 metres), and the facility has been used for various tests and experiments related to the characterisation of host rock properties and the planned engineered barrier system.

In December 2012, Posiva submitted a construction licence application to the government for the disposal facility. The facility consists of an encapsulation plant and the underground repository. The government granted the construction licence on 12 November 2015. This is the first construction licence in the world to be granted for a final repository of spent fuel.

In December 2016, under the construction licence, Posiva started the nuclear safety related excavation works on the final disposal facility for spent nuclear fuel after STUK issued a decision indicating that Posiva was in a position to launch the construction of the final disposal facility. The facility is planned to start operations in the mid-2020s, and Posiva must have an operating licence before that time. Finland has progressed more than any other country in its preparation for the final disposal of spent nuclear fuel. In 2018, Posiva carried out an assessment of its capabilities for the construction of the encapsulation plant and started the final technical preparation of the underground final disposal repository.

During 2018, work progressed both at the final disposal facility and on the drawing board. Excavations for access connections for vehicles, technical facilities and a central tunnel for the joint functional test were completed. Production processes, subcontractor chains and cost estimates were finalised in more detail and decisions on the implementation of industrialisation activities were made. The purpose of industrialisation is to simplify processes and improve the manufacturability of components, among other things. The investment decision to execute the whole entity was made in June 2019.

One of the most important accomplishments for Posiva was the start of the Full Scale In Situ System Test (FISST) in ONKALO® in the summer of 2018. Follow-up on this full-scale final disposal test will continue for several years. The test is designed to demonstrate that Posiva's concept for safe final disposal can be implemented according to plans.

A subsidiary of Posiva, Posiva Solutions Ltd, was established in 2016. Posiva Solutions focuses on the sale of know-how accumulated by Posiva from its design, research and development activities in the final disposal of spent nuclear fuel, as well as associated consulting services. Many other Finnish companies have also been active in the export market in the area of nuclear waste.

In 2017, the Terrafame mine (nickel, zinc, copper and cobalt) in the Kainuu region announced that it would start uranium extraction from the polymetallic ore and that it had submitted an application to the government in October 2017 for uranium exploitation according to the Nuclear Energy Act. The annual production was stated to be 150-250 tonnes of uranium (yellow cake) annually, and the motivation for uranium extraction would be both the yellow cake, and even more importantly, the improvement in quality of the other extraction products of the mine, with nickel sulphide being the most important. The government will make a decision on the application in 2019.

France

Political aspects

France has 58 nuclear power reactors in operation (supplying 63 130 MWe) and one EPR reactor under construction at the Flamanville site. The development strategy for nuclear power is related to the goals set forth by the Energy Transition for Green Growth Act and the Multiannual Energy Plan (MEP), which is under revision. It will depend, in particular, on developments in renewable energy and decisions of the Nuclear Safety Authority regarding the potential lifetime extension of current power plants. The French President gave some indications on the future MEP in November 2018. He announced plans to shut down a total of 14 power reactors to reduce the share of nuclear in France's electricity generation mix from the current 75% to 50% by 2035.

The National Plan for Radioactive Materials and Waste Management is a triennial programme prepared by the Ecological and Inclusive Transition Ministry and the Nuclear Safety Authority. For the 5th edition, a public debate was organised in 2019, from May to September, to inform and collect opinions on the topic.

Industrial and technological aspects

New Areva changes name to Orano and New NP resurrects Framatome

In January 2018, New NP – the Areva NP subsidiary holding the Areva Group's nuclear reactor operations – was renamed Framatome following its sale to EDF, Mitsubishi Heavy Industries and Assystem. Framatome is the name of a former French reactor vendor from which Areva was originally created. New Areva, which comprises Areva's nuclear fuel cycle activities that remained after the spin-off, has been renamed Orano.

Orano commissions new conversion facility

The new Philippe Coste uranium conversion plant at Orano's Tricastin site in southern France has been commissioned following the completion of a test programme. The inauguration took place in September 2018.

The Philippe Coste conversion facility has been built as part of the Comurhex II project, which includes the construction of the new plant at Malvesi in the Narbonne region and a new plant at Tricastin in the Rhone valley. The new Philippe Coste facility incorporates technological innovations in terms of safety, the environment and improved industrial performance. The facility will recycle chemical reagents, reduce water consumption by as much as 90% and feature extensive automation of instrumentation and control functions. Production will increase steadily and a nominal capacity of 15 000 should be reached by the end of 2020.

EPR

Unit 1 of the Taishan nuclear power plant in Guangdong province was connected to the grid in June and qualified for commercial operation in December. It became the first EPR reactor to reach this milestone.

On 29 January 2019, the Chairman of the French Nuclear Safety Authority (ASN) announced that the ASN would issue a statement in May concerning the validation programme on the welds in the main secondary system of the Flamanville 3 reactor.

EDF will use reprocessed uranium fuel

In 2018, EDF signed contracts for the recycling of reprocessed uranium (RepU) for use in PWRs starting in 2023. This solution enables EDF to diversify its uranium supply sources, allowing for savings of around 10-15% of its natural uranium requirements. It also ensures completeness of the French nuclear cycle, by reusing 96% of the nuclear material contained in spent fuel.

Safety

The IAEA assesses waste management and the nuclear security regime

Missions from the International Atomic Energy Agency have concluded that France has demonstrated a strong commitment to nuclear security and a comprehensive commitment to safety with a responsible approach to the management of spent nuclear fuel and radioactive waste.

The ASN delivers its opinion on the overall consistency of the nuclear fuel cycle in France

The nuclear fuel cycle comprises the fabrication of the nuclear fuel used in the nuclear power plant reactors, its storage and its reprocessing after irradiation. Several licensees are involved in the cycle: Orano Cycle, Framatome, EDF and Andra.

The ASN monitors the overall consistency of the industrial choices made concerning fuel management, which could have an impact on safety. In this context, the ASN periodically asks EDF to submit a “Cycle Impact” file prepared jointly with the fuel cycle players. The file presents the consequences for each step of the fuel cycle of EDF’s strategy for using the different types of fuel in its nuclear reactors.

In June 2016, at the request of the ASN, EDF submitted the “2016 Cycle Impact” file for the 2016-2030 period, prepared in collaboration with Framatome, Orano Cycle and Andra and considering several scenarios for the development of the energy mix. On 18 October 2018, the ASN delivered its opinion after completing its review of this file.

The ASN considers that the “2016 Cycle Impact” file provides a satisfactory overview of the consequences of various nuclear fuel cycle development scenarios on nuclear facilities, transport operations and waste management. The ASN underlines the need to anticipate any strategic change in the functioning of the fuel cycle by at least ten years so that it can be designed and carried out under controlled conditions of safety and radiological protection.

In the coming years, the consequences of each Energy Policy Plan (“Programmation Pluriannuelle de l’Energie” or PPE), in terms of safety and radiological protection, must be analysed and the industrial stakeholders must begin working collectively on these issues.

The ASN authorises commissioning and operation of the Flamanville EPR reactor pressure vessel in certain conditions

At the end of 2014, Areva NP revealed an anomaly in the chemical composition of the steel used in the Flamanville EPR reactor pressure vessel closure and bottom heads, which could impair its ability to withstand crack propagation. Areva NP then adopted an approach to demonstrate that the mechanical strength of the steel remained sufficient in all operating situations, including in the case of accidents. Based on the analysis of the files transmitted by Areva NP and EDF, and with the support of the Institute for Radiological Protection and Nuclear Safety (IRSN) and the opinion of its Advisory Committee for nuclear pressure equipment, the ASN issued an opinion on 10 October 2017 concerning the anomaly.

On 9 October 2018, the ASN authorised the commissioning and operation of the Flamanville EPR reactor pressure vessel, subject to the performance of a test programme to monitor the thermal ageing of the steel in the residual carbon positive macro-segregation zone, as well as specific inspections during operation of the facility. Because the current state of knowledge cannot confirm the feasibility of inspections for the vessel closure head, the ASN has set the service life limit at the end of 2024 for the existing vessel closure head.

Decommissioning and waste management

French regulator approves repository safety options

France plans to construct the Centre Industriel de Stockage Géologique (Cigéo) repository – an underground system of disposal tunnels – in a natural layer of clay near Bure, to the east of Paris in the Meuse/Haute Marne area. The facility is to be funded by radioactive waste producers and managed by the waste management agency Andra.

Andra submitted a “safety options file” for the Cigéo project to the ASN in April 2016. The file sets out the chosen objectives, concepts and principles for ensuring the safety of the facility. It allows Andra the possibility to acquire advice from the ASN in preparation for the licence application on the safety principles and approach.

The ASN requested its technical arm, the IRSN to examine the file and provide feedback. It also submitted the file to the IAEA for review by experts from foreign safety authorities. The ASN held a public consultation of its draft opinion between 1 August and 15 September 2017.

The ASN has now issued its opinion on the file, saying it considers that the Cigéo project has “as a whole” reached a “satisfactory technical maturity” at the safety options stage. It also believes that the file is “documented and supported, and constitutes a significant step forward compared with previous ASN notices”.

However, the ASN said some points in the file need additional information regarding the construction application that Andra expects to file in 2019. The main additional information requested focuses on the justification of the storage architecture, the design of the facility to withstand natural hazards, monitoring of the installation and management of post-accident situations.

The ASN has recommended complementary technical studies of the bituminous waste management because of fire risks in the Cigéo deep repository: 40 000 packages of bituminous waste are expected to be disposed in Cigéo. The regulator asked Andra and the waste producers to work on an alternative means of bituminous waste management: prior treatment of the waste before its disposal, as well as strengthening of the design of the alveolus dedicated to the bituminous waste.

France participates in the newly created Committee on Decommissioning of Nuclear Installations and Legacy Management (CDLM)

In April 2018, the NEA created the CDLM, and the kick-off meeting was held on 16-17 October 2018. The French Delegation is composed of representatives from the ASN, the General Directory on Energy and Climate (DGEC), the IRSN, Andra, EDF and the CEA. A CEA representative is also a member of the CDLM Bureau. Orano plans to nominate a representative as well. It is worth noting that within the CDLM and NEA Radioactive Waste Management Committee (RWMC), the French Delegation prepared a thorough country report focusing on decommissioning and waste management, which covered 2018.

R&D

Progress with Generation IV reactors and closure of the fuel cycle

In order to demonstrate the safety improvements and advances in the availability, operation and economy of fast neutron reactors (FNR), the Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration, (ASTRID) programme was launched in 2010 as part of an agreement between the CEA and the state, which ends at the end of 2019.

Industrial players, the CEA and the state conducted a review of FNRs and the fuel cycle strategy in 2018. This review has now been translated into the Multiannual Energy Programme (PPE) and into the Strategic Contract for the Nuclear Sector, concluded between the state and the nuclear industry (Le Comité Stratégique de la Filière Nucléaire or CSFN). The review concluded that the prospect of industrial deployment of FNRs is more distant. Yet it was also concluded that this option should be kept open, requiring that competences be maintained, progress be made on technological challenges and expertise be further developed. The strategy for complete closure of the nuclear fuel cycle (meaning complete recycling of recoverable materials by using FNRs) has thus been maintained as a long-term sustainability objective.

This long-term objective has led to an evolution in the R&D strategy in this domain and changes to the work programme concerning Generation IV reactors and their related cycles. This strategy is based on three time scales:

- In the short term, the challenge is to produce MOX fuel to supply the existing nuclear fleet and to prepare for use of MOX fuel in existing reactors (1 300 MWe reactor fleet).
- In the mid-term, the challenge is to investigate fuel multirecycling in PWRs using MOX2 fuels.
- For the long term, the strategy is to develop a R&D programme for Generation IV reactors and closure of the fuel cycle, including sodium FNRs and related fuel cycle plants.

An updated roadmap for R&D on FNRs and associated cycle processes is thus under validation. Discussions with the state and industrial partners are taking into account the new temporality in the commercial deployment perspective, which is aimed at skill preservation, knowledge progression in terms of the identified challenges and encouraging advances based on progress made via the ASTRID programme. The idea is to boost skill preservation, the valorisation of innovation in reactor designs and innovative methodologies that are useful outside the scope of sodium fast reactors (advanced manufacturing processes, massive data processing, high performance computing, digital for design, etc.). R&D items will be implemented, taking into account the connection between the basic pillars of research, modelling, numerical simulation, technological development, experiments and the opportunity for partnerships.

Progress with the Jules Horowitz Research Reactor (JHR)

The Jules Horowitz Research Reactor (JHR), a project conducted by the CEA Nuclear Energy Division, is essentially an attempt to answer a key technological and scientific challenge: testing fuel and material behaviour under irradiation in support of current and future nuclear reactors. The JHR, currently under construction at the CEA Cadarache site, will represent a unique experimental tool in Europe that will be available to the nuclear power industry, research institutes, nuclear regulatory authorities and their technical support organisations. It will also ensure the production of radioisotopes for nuclear medicine and non-nuclear industrial applications.

First and foremost, 2018 was marked by further progress in the construction of the JHR. A key construction milestone was the final acceptance in April 2018 of the civil works in relation to the nuclear buildings, after strong involvement from all parties. Installation of metallic liners in the various pools and in the transfer channel continued and will be completed in 2019.

As regards in-factory manufacturing, several key components such as the reactor pile block, were completed and successfully passed the factory acceptance tests (FAT). In addition to these tests, the final packaging of the three heat exchangers for the primary system was completed. Finally, installation and welding operations on the metallic liners for the hot cells are nearing completion.

It was also a year of continuing actions in setting up experimental capacities, with progress made on the non-destructive irradiation devices as well as the irradiation devices.

With the goal of attracting a large international scientific community to work with the JHR, the three working groups have been relentless in their efforts to prepare the new "pre-JHR" proposal for international joint projects to be submitted, either for the next European Commission call for projects or within the scope of an OECD/NEA initiative. These events were only possible thanks to the efforts of the technical teams. Though faced with a number of technical, scheduling and cost-related construction challenges, the team dynamics and output have nonetheless managed to meet expectations, with outstanding achievements and strong partnerships – the key to a successful JHR project.

Progress with ITER

The International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER) is an international research programme designed to demonstrate the scientific and technological feasibility of fusion power. The ITER installation will be by far the world's largest experimental fusion facility and the first to aim for a net energy production (Q: ≥10).

ITER is also a first-of-a-kind global collaboration. Europe is contributing ~45% of the construction cost, while the other six members (China, India, Japan, Korea, Russia and the United States), are contributing the remainder equally among them (~ 9% each). The ITER installation is under construction in Saint-Paul-lez-Durance, in the south of France.

The seven members' contributions to ITER are provided essentially "in-kind". Each member has established a domestic agency that contracts with industry to manufacture the machine components and plant systems, which are delivered to the ITER site. Europe contributes components and systems similar to other members, but is also responsible for procuring all of the installation's buildings.

Overall progress:

- According to the stringent metrics that measure project performance, more than 60% of the "total construction work scope through First Plasma" scheduled in 2025 is now complete. Monthly progression is approximately 0.6%.

Worksite progress:

- Preparation work at the ITER site in Saint-Paul-lez-Durance began in 2007 under the responsibility of France. Building construction began in earnest in August 2010 under the responsibility of the European Domestic Agency for ITER, Fusion for Energy.
- As of today, more than 70% of civil works has been completed, and buildings are progressively handed over from Fusion for Energy to the ITER Organisation.

Manufacturing progress:

- Approximately 60% of components and systems fabrication has been finalised (note that the design phase is computed into this percentage). A few examples are provided in the list below:
  - Cryostat: 71%;
  - Vacuum vessel: 74%;
  - TF magnets: 89%;
  - PF magnets: 86%;
  - Central solenoid: 91%;
  - Divertor: 38%;
  - Blanket: 46%.

ITER is aiming to produce First Plasma in late 2025, commence non-nuclear physics experiments in 2028 and enter the full-power nuclear phase in 2035.

Germany

Organisational restructuring in the field of nuclear waste management

On 30 July 2016, the "Act on the Organisational Restructuring in the Field of Radioactive Waste Management" became effective. Corresponding specialised tasks of the Federal Office for Radiation Protection (Bundesamt für Strahlenschutz – BfS) were thus transferred to the Federal Office for the Safety

of Nuclear Waste Management (Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit – BfE, www.bfe.bund.de/EN). Through this Act, the federal tasks of supervision and licensing in the field of nuclear fuel transport, storage of radioactive waste, site selection of a repository and the repository surveillance are overseen by the BfE. In the field of nuclear safety, the BfE handles administrative tasks of the federation and supports the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU). All operational management tasks relating to final repository projects were merged in the newly established, federally owned company under private law – the Federal Company for Radioactive Waste Disposal (Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH – BGE). The BGE performs the planning, construction, operation and closure of repositories. As a so-called project developer pursuant to the Repository Site Selection Act, the BGE is tasked with the search for a repository for high-level waste materials and is responsible for the execution of the procedure under the supervision of the BfE.

The Federal Company for Storage (Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH – BGZ) was founded in March 2017 and was transferred into the ownership of the Federal Republic of Germany on 1 August 2017. The BGZ is now responsible for the operation of the central storage facilities in Gorleben and Ahaus. The BGZ is also responsible for the 12 on-site storage facilities for spent fuel at the sites of nuclear power plants. In 2020, it will assume responsibility for the storage facilities for radioactive waste with negligible heat generation.

Because of the above-mentioned structural changes, BfS is focusing on the safety and protection of humans and the environment against damage due to ionising and non-ionising radiation in the future. In addition to defence against immediate hazards, precautions for the protection of the public, employees and patients in the medical field will be of special importance.

Financing of nuclear waste management, including the site selection procedure

Funding of radioactive waste management is based on the "polluter pays" principle: those who have produced radioactive waste (i.e. mainly the operators of NPPs) are legally required to bear the costs of waste management, including the search for a site for a high-level waste disposal facility.

Under the "Act on the Reorganisation of Responsibility in Nuclear Waste Management", the NPP operators provided a total of approximately EUR 24 billion to cover the costs for the storage and disposal of nuclear waste, including costs related to the site selection procedure. With the execution and receipt of payment, the responsibility for the management and financing of waste storage and disposal was transferred to the federal government. The NPP operators still have complete responsibility, however, for decommissioning and dismantling of nuclear power plants, as well as for properly packaging radioactive waste and financing such activities.

The NPP operators transferred their payments to the "Fund for the Financing of Nuclear Waste Management" on 3 July 2017. The fund, which takes the form of a foundation under public law, is tasked with managing and investing the money provided by the NPP operators in order to reimburse the costs incurred by the state for the storage and disposal of nuclear waste.

The "Fund for the Financing of Nuclear Waste Management" was established on 16 June 2017, following entry into force of the "Act on the Reorganisation of Responsibility in Nuclear Waste Management" after its approval under state aid rules by the European Commission. The German Bundestag and Bundesrat had passed the act in December 2016. The provisions contained in the act implement the recommendations made by the Commission to Review the Financing for the Phase-out of Nuclear Energy (Kommission zur Ueberpruefung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs, KFK). The commission was tasked with reviewing the question of how to fund the decommissioning and the dismantling of German NPPs, and the management of radioactive waste.

New radiation protection law

Radiation protection is governed by a new legal regime in Germany. The new Radiation Protection Act (StrlSchG), as well as a new Radiation Protection Ordinance (StrlSchV) specifying details for the implementation, entered into force on 31 December 2018. The former Radiation Protection Ordinance, as well as the X-ray Ordinance and the former Radiation Protection Precautionary Act, are no longer valid. In

transposing European Directive 2013/59/Euratom (Basic Safety Standards Directive), the StrlSchG follows the approach based on planned, existing and emergency exposure situations, a distinction initially set out in the International Commission on Radiological Protection (ICRP) Publication 103.

The provisions concerning planned exposure situations (i.e. practices corresponding largely with the provisions under former radiation protection law) are subject to new requirements as a result of the EU Basic Safety Standards Directive or implementation-related experience. The new standards include, *inter alia*, the obligation to appoint the appropriate number of radiation protection supervisors with the requisite qualifications in radiation protection for obtaining a transportation licence (Section 29(1)(3) StrlSchG) or the lowering the equivalent dose for the lens of the eye from 150 mSv per calendar year to 20 mSv per calendar year (StrlSchG, Section 78(2)(1)) for individuals subject to occupational exposure.

In terms of existing exposure situations, Part 4 of the StrlSchG addresses protection against radon in indoor spaces and workplaces, contaminated areas (radiologically relevant legacy sites and contaminated areas following an emergency), protection against radioactivity in building materials and other existing exposure situations (e.g. contaminated goods in supermarkets). With regard to radon, the StrlSchG provides for a reference level of 300 becquerel per cubic metre (Section 124) for indoor annual average radon concentration in the air in habitable rooms. Section 126 specifies the same reference level for annual average radon activity concentration in the air in workplaces. The reference levels form the basis for the identification of radon prone areas until 31 December 2020 (compare to Section 121(1)).

The provisions on emergency exposure situations entered into force on 1 October 2017. They include an emergency management system at the federal level and at the level of the Länder. One significant reform in the field of emergency preparedness concerns the emergency response plans to be co-ordinated between the federal government and the Länder (StrlSchG, Sections 97-101). These plans must enable all organisations involved in responding to an emergency to take immediate co-ordinated decisions in cases of emergencies or potential emergencies and to take appropriate measures to protect the population in a timely manner.

In Germany, the civil protection strategy for nuclear emergencies is based on different expert recommendations by the German Commission on Radiological Protection (SSK), including the "Basic Radiological Principles for Decisions on Measures for the Protection of the Population against Accidental Releases of Radionuclides" and the "Basic Recommendations for Emergency Preparedness in the Vicinity of Nuclear Installations". These documents describe in detail how, when and where the appropriate measures are to be taken. In accordance with Section 97 (5) of the StrlSchG, these documents, along with others, shall be used as provisional emergency response plans until federal emergency response plans have been adopted. The provisions on the surveillance of environmental radioactivity also entered into force on 1 October 2017. An ordinance on the stipulation of dose values for early emergency response measures (Emergency Dose Values Ordinance) entered into force on 31 December 2018.

Transparency

Since 16 February 2018, an information portal of the federal government and the Länder is online (www.nuklearesicherheit.de/en), which is one of several measures that have been taken to improve the transparency of the nuclear licensing and supervisory authorities' activities. Thus far, the BMU and the competent nuclear licensing and supervisory authorities of the Länder have used their websites mainly to fulfil their obligations to provide information. In order to allow citizens easier access to information, the online information portal on safety in nuclear technology is providing an opportunity to make relevant information available on the Internet via a central website. In addition to information on nuclear installations in Germany and on emergency preparedness and response, other relevant information is provided via the joint online portal, including an overview of the regulatory system in Germany, European and international activities of the German nuclear licensing and supervisory authorities and basic knowledge about nuclear technology.

Nuclear safety research

In September 2018, the federal government adopted the 7th Energy Research Programme under the aegis of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (see www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/

Energy/research-for-an-ecological-reliable-and-affordable-power-supply.html). The programme sets out guidelines for energy research funding at the federal level over the coming years. It includes nuclear safety research, comprising reactor safety research, waste management and disposal research, as well as research on radiation. With these funding measures, the federal government is pursuing the following complementary strategic objectives:

In the area of reactor safety research:

- ensuring the technical-scientific safety of the remaining German nuclear power plants and research reactors during power operation, including decommissioning operations that will take place in the years that follow;
- retaining and increasing expertise relating to safety technology in order to evaluate and advance the safety approaches of nuclear plants abroad, including new reactor concepts that are being developed internationally and have a different safety concept from plants operated in Germany;
- employing methods and tools for reactor safety research to examine selected issues on the management of radioactive waste, particularly in connection with prolonged temporary storage (e.g. long-term behaviour of irradiated fuel elements and radioactive waste) and alternative waste management strategies, as well as strategies used in other countries.

In the area of waste management and disposal research:

- laying the scientific-technical foundations for the realisation of a disposal facility, and particularly for heat-generating radioactive waste;
- creating a broader, more solid knowledge base and foundation for decision making through studies on alternative waste management strategies and on options preferred abroad;
- developing required methods and techniques for the specific measures used in pre-disposal waste management, paying particular attention to the effects of longer temporary storage periods, e.g. on waste and containers; while also developing the methods and techniques required for the conception, construction, operation and decommissioning of a repository, and in parallel continuing the development of the state of the art in science and technology.

Federal funding aims to make a substantial contribution to build, advance and retain scientific-technical expertise and to support young researchers in the area of nuclear safety research in Germany.

Hungary

Nuclear energy continues to play a central role in Hungary's energy system and policy over the long term.

MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd

In 2018, the MVM Paks Nuclear Power Plant (Paks NPP) generated 15 733 GWh electricity, which accounted for 50.64% of gross electricity generation and 34.64% of domestic electricity consumption.

By the end of 2018, the total amount of electricity generated by the nuclear power plant after the connection of unit 1 to the power grid had exceeded 477.3 TWh. The unit capability factor has been as follows: unit 1: 90.9%; unit 2: 88.1%; unit 3: 80.0%; unit 4: 98.0% (average for the plant: 89.2%).

During the period from 9-13 April 2018, the World Association of Nuclear Operators (WANO) conducted a follow-up review at the Paks Nuclear Power Plant. The purpose of the review was to check the efficiency of corrective measures implemented by the nuclear power plant in connection with the areas for improvement (AFI) identified during the peer review conducted in 2016, and to evaluate the actions taken by plant staff in order to improve the safety and quality performance indicators of the plant's activity.

Paks II Nuclear Power Plant Private Limited Company (Paks II Ltd)

The Paks II project is in Phase 1 (prior to first concrete of the basement of the reactor island No. 5). The project company already has more than 320 licences, among them:

- the legally binding environmental licence;
- site licence;
- preliminary water rights licence;
- preliminary connection licence.

The next major milestone: compiling and then submitting the implementation licence application.

On 27 February 2018, Paks II handed over the area to the contractor for the construction of the first facilities of the construction and erection base, and also signed an agreement on co-operation with Fennovoima.

Ministry of Innovation and Technology

Following the general election in April 2018, the newly established Ministry of Innovation and Technology is responsible for issues related to energy affairs and climate policy development. The Minister for Innovation and Technology exercises legal supervision over the Hungarian Atomic Energy Authority, as a government office.

Ministers without portfolio

A new minister without portfolio (functionally separate and independent from other ministries) was appointed to manage national assets (i.e. exercising ownership rights over the MVM Paks NPP Ltd).

In 2017, a minister without portfolio was appointed for the planning, construction and commissioning of two new units at the site of the Paks NPP.

Japan

The Revised Electricity Business Act 2015 requires the legal separation of electricity generation from transmission and distribution by April 2020. As a first step towards this shift, the Organization for Cross-Regional Coordination of Transmission Operators was set up in April 2015 to assess generation adequacy and to ensure that adequate transmission capacity is available. Before liberalisation, in September 2015, the Electricity Market Surveillance Commission (EMSC) was established as the regulatory authority for electricity under the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). The Japanese electricity market was thus deregulated at the distribution level in April 2016.

The Strategic Energy Plan of Japan was revised in July 2018, stating that "On the premise that safety comes before everything else and that every possible effort is made to resolve the people's concerns, judgment as to whether nuclear power plants meet the new regulatory requirements will be left to the Nuclear Regulation Authority (NRA) and in case that the NRA confirms the conformity of nuclear power plants with the new regulatory requirements, which are of the most stringent level in the world, the Japanese government will follow NRA's judgment and will proceed with the restart of the nuclear power plants". Additionally, the plan also strengthens measures for the steady realisation of the 2030 energy mix that was set in 2015, which calls for nuclear energy to account for 20-22% of power generation in 2030. This energy mix is in fact consistent with the reduction target submitted as the nationally determined contribution (NDC) for COP21, which will reduce GHG emissions by 26% from 2013 to 2030.

In accordance with the principles established in the Strategic Energy Plan, four nuclear reactors have been restarted from January 2018 to March 2019, making the total number of nuclear power plants in operation nine as of March 2019. Two nuclear reactors, Ohi 2 and 3, were restarted in March and May 2018, respectively. Genkai 3 and 4 were restarted in March and June 2018, respectively.

During this same period, from January 2018 to March 2019, the official decision was taken to permanently shut down three nuclear reactors. These decisions were reached in March 2018, October 2018 and February 2019, respectively, for Ikata 2, Onagawa 1 and Genkai 2.

Korea

Nuclear policy on energy transition

An energy transition policy was announced in October 2017 outlining the long-term phasing out of nuclear power in Korea. The new policy also includes the shutdown of coal power plants in operation for over 30 years and the expansion of the share of renewable energy to 20% of total electricity generation by 2030. The Ministry of Science and Information and Communications Technology (MSIT) and the Ministry of R&D Implementation, established a detailed strategy for enhancing safety technology capabilities in 2018. The strategy contains the R&D themes and support measures necessary for the safe operation of active reactors and the safe management of spent fuel.

In 2017, the Future Nuclear Technology Development Strategy was established to support the R&D part of the Energy Transition Policy and expand the socio-economic application of nuclear technology capabilities. Five specific R&D strategies were suggested to successfully achieve these goals: 1) secure plant safety and decommissioning technology; 2) expand the use of nuclear and radiation technology; 3) promote overseas exports; 4) secure new future energy sources such as fusion energy; and 5) expand the commercialisation of nuclear technology.

The government announced that the Third Energy Master Plan was to be implemented in April 2019 and would expire in 2040. Korea remains active in promoting international collaborations for the peaceful and safe uses of nuclear science and technology. The government actively supports the transfer of technology from Korea to other countries in accordance with the global non-proliferation framework. The export of nuclear technology covers advanced power reactors, small modular reactors (SMRs) and diverse applications.

Nuclear power plant status

The total number of power plants in operation in Korea has reached 24, with an installed capacity of 22.5 GWe, accounting for 19.3% of the country's total generating capacity in 2017. Five nuclear power plants are currently under construction, and the earliest grid connection of Shin-Kori unit 4 is expected to occur in September 2019.

Decommissioning Kori unit 1, Korea's first commercial nuclear power reactor, is continuing according to regular procedures and the owner is expected to submit the post-shutdown decommissioning activity report (PSDAR) by the end of 2019.

Nuclear safety and regulation

The Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) has prepared the *Comprehensive Measures to Enhance Nuclear Safety Standards* that take new technologies and standards into consideration. These comprehensive measures include ten items designed to fulfil the public's expectations regarding nuclear safety. For example, the NSSC plans to introduce an approval system for periodic safety reviews (PSRs) to strengthen the review process of the regulatory body. It also plans to revise the Nuclear Liability Act so as to remove the limitation of liabilities and to legislate an act that will lay the legal groundwork for disclosures on nuclear safety-related information. The comprehensive measures were made available to the public in March 2019.

Radioactive waste management

The Basic Plan for Low-and-Intermediate Level Radioactive Waste (LILW) Management and the Basic Plan for High-Level Radioactive Waste (HLW) Management were established in 2015 and 2016 respectively by the Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE). A mid- and long-term strategic plan for R&D on radioactive waste management was set up in February 2017 in order to develop the technology required to carry out radioactive waste management projects.

Since the first LILW disposal facility began operating in 2015, 23 307 drums (200 litres in size) have been accepted as of December 2018 and 17 497 drums have been disposed of.

In 2018, a preparation group was organised to review the high-level waste (HLW) management policy that provides recommendations for spent fuel management. Consequently, the new policy on the management of spent nuclear fuel is expected to be announced in the near future.

Mexico

Legal framework

Mexico's current energy policy confirms the nation's ownership of hydrocarbons in the subsoil and provides strategic state guidance for hydrocarbon and electric power industries through stronger regulatory bodies and mechanisms. This policy allows for private investment and association in the exploration and extraction of hydrocarbons, their transport, storage and treatment, as well as generation and commercialisation in the electric power industry, with the exception of nuclear power generation.

The state promotes the protection of the environment through sustainability principles, the use of renewables and cleaner fuels, as well as through measures to reduce polluting emissions from the electric power industry.

Power generation and distribution is ensured by the National Electric System Development Program (PRODESEN) 2018-2032, in terms of the efficiency, quality and sustainability of electricity, as well as the energy security of the country. In order to satisfy the demand for clean energy, PRODESEN also outlines the diversification of the energy matrix, in which nuclear power has a relevant share. In recent years, the Laguna Verde Nuclear Power Plant has taken part in the Clean Energy Certificates (CEL) scheme, an innovative instrument to integrate clean energies into power generation at lower costs and develop investment in clean electricity generation.

Moreover, on 7 December 2017, the Mexican Senate approved the accession to the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management, which entered into force on 17 May 2018. The instrument will strengthen the safe management of spent fuel from nuclear power generation and radioactive waste from research, medical or industrial facilities.

Operation of the Laguna Verde reactors

In 2018, there were no refuelling outages executed in the two units, allowing Laguna Verde to generate 13 200 MWh during the year, the maximum generation ever in a power plant lifetime. As of 31 December 2018, unit 1 is running its cycle 19, and unit 2 is running its cycle 16.

Licence renewal

Laguna Verde NPP unit 1 went into commercial operation in 1990 and unit 2 followed in 1995. Both units were originally licensed for 30 years of operation. In 2015, an application for a licence renewal of both Laguna Verde units – allowing for an extension operation for a further 30 years – was submitted to the Mexican Regulatory Authority. The information required for the unit 1 licence renewal is being reviewed by the Mexican Regulatory Authority.

Spent fuel storage

An independent spent fuel storage installation (ISFSI), with a generation capacity of 11 523 fuel assemblies during the estimated 60-year extended lifetime of the plant, has been constructed on the Laguna Verde site. In 2018, an operation licence was granted, and irradiated fuel from the unit 2 spent fuel pool was moved to the ISFSI.

Netherlands

The Dutch coalition agreement is both ambitious and "green" from the perspective of climate and energy goals. The aim is to realise a CO_2 reduction of 49% by 2030. The transition will be shaped, *inter alia*, by closing down coal-fired power plants (before 2030), reducing production at the Groningen gas field to zero by 2030, introducing a carbon tax in the electricity sector, decreasing the demand for gas, while focusing on electric transport, and investing in sustainable wind and solar energy, as well as in the capture and storage of CO_2.

Climate agreement

The new, National Climate Agreement was reached between the Cabinet and public stakeholders in July 2018, outlining some concrete goals for the future.

The agreement contains clear steps towards reducing CO_2 emissions. To ensure accountability for the results of the agreement, measures have been divided into five sectors: electricity, the built-up environment, industry, agriculture and land use, and transport. Each sector has its own dedicated roundtable, made up of stakeholders who have knowledge about the sector and who can make a real contribution to the transition through their mandates to reach agreements. The aim is to implement the National Climate Agreement in 2019.

Nuclear energy

Although energy and climate change are central topics in Dutch energy politics (with the central aim of CO_2-reduction), nothing has been mentioned about the role of nuclear energy in the Netherlands.

Many articles were published in newspapers throughout the year 2018 on the possible role of nuclear energy in the national energy mix, including on nuclear safety, affordability, time to build and nuclear waste. In addition, informal polls suggest that nuclear energy is no longer a taboo subject for the public.

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy has stated that CO_2-free, reliable and affordable energy production is of great importance for the Netherlands. He emphasised that it is important to be open to various options, including nuclear energy, but indicated that no licence has been requested for a new nuclear power plant for many years. All large energy companies in the Netherlands have declared that they have no plans for new build.

Poland

There is no commercial use of nuclear power in Poland to date. The research reactor, Maria, also used for the production of medical radioisotopes and operated in Otwock-Swierk (National Centre for Nuclear Research), is the only operating nuclear facility in the country.

The legal framework for the development of nuclear power in Poland consists of two main laws:

- the Atomic Law Act, with its implementing regulations substantially amended in 2011 and 2014;
- the Law on the Preparation and Implementation of Investments on Nuclear Facilities and Accompanying Investments, which entered into force on 1 July 2011 (Nuclear Investment Act).

The Polish Nuclear Power Programme (PNPP), adopted in January 2014 by the Council of Ministers, is a strategic document that presents the roles and responsibilities of the institutions responsible for the implementation of the programme and covers issues related to nuclear safety and radiological protection. It includes a detailed scope of activities to be undertaken for the safe use of nuclear power in Poland and sets a timetable for the construction of two NPPs, as well as for the preparation of the regulatory and organisational infrastructure for these investments.

The programme is currently under review and subject to update. One of the aims is to align the PNPP with a new draft *Polish Energy Policy until 2040* (PEP2040), released by the Ministry of Energy on

23 November 2018. According to the latter, Poland's first nuclear power plant – with a capacity of 1.0 to 1.5 GWe – will be in operation by 2033. Up to six reactors, with a combined capacity of 6-9 GWe, would then be put into operation by 2043, accounting for about 10% of Poland's electricity generation.

Responsibility for the plant's construction rests with PGE EJ 1 Sp. z o.o. The company is responsible for investment preparations, site characterisation work and receipt of all relevant decisions, licences and permits required for NPP construction in Poland.

PGE EJ 1 Sp. z o.o. is currently proceeding with site surveys in two locations in proximity to the Baltic coast – Zarnowiec and Lubiatowo/Kopalino. It is expected that the site surveys will be finalised in 2020.

Russia

Russia's nuclear power industry continues to develop, with its contribution to the overall energy mix increasing to 18.4% in 2018. The basis of nuclear power generation is formed by light water reactors (LWRs), with Russia also operating two industrial-size fast reactors – BN-600 and BN-800.

Russia has 35 operating nuclear power reactors (i.e. thermal reactors: VVER-1000/1200: 15 units, RBMK1000: 10 units, VVER-440: 5 units, EGP-6: 3 units, fast reactors: BN-600 – 1 unit, BN-800: 1 unit), and 6 VVER-1200 type units are under construction. The first unit of a floating NPP (SMR) is also under commissioning. Seven units of nuclear power reactors are in various stages of decommissioning. The planned layout of future nuclear power plants (NPPs) on Russian territory has been set out by the Government Order of the Russian Federation No 1634-r of 1 August 2016. The list of nuclear power plants scheduled for construction until 2030 includes 11 new power units.

Large-scale implementation of fast neutron power reactors is expected from 2030, alongside a transition to a two-component nuclear system with a unified fuel cycle, linking the needs of both existing thermal reactors and fast neutron reactors. Solving problems associated with the accumulation of spent nuclear fuel (SNF) and radioactive waste is becoming a priority in this regard.

The main reactor designs deployed until now has been the RBMK-1000, VVER-440, and VVER1000 pressurised water reactor design. Development of a Generation III standardised VVER-1200 reactor design followed thereafter, and it acts as the basis of the AES-2006 power plant with an increased service life of 60 years. A further evolution with a slightly higher output is the VVER-TOI. A number of other designs also exist, and some are under construction or planned, either for domestic use or for export.

Various types of reactors such as fast reactors with lead, lead-bismuth or sodium coolant are being developed in Russia. The BN-600 sodium-cooled fast reactor (SFR), operating since 1980, is a commercial power unit, which has been upgraded with a 15-year operating lifetime extension to 2025 and is licensed until 2020. The Beloyarsk 4 BN-800 fast reactor started in 2014 and uses MOX fuel with both reactor-grade and weapons plutonium. The unit is intended to demonstrate the use of MOX fuel at industrial scale in a closed fuel cycle strategy. The BN-800 is a major step towards the design of the BN-1200.

The *Proryv* (Breakthrough) project, which intends to develop new generation nuclear power technologies based on the closed nuclear fuel cycle with fast neutron reactors, has been implemented as "Nuclear Energy Technologies of the New Generation for 2010-2015 and up to 2020". The basic provisions are: the prevention of severe accidents with population evacuation; closing of the nuclear fuel cycle for the full utilisation of the uranium fuel energy potential; radiation-neutral management of radioactive waste disposal; technological support of non-proliferation (no uranium enrichment and plutonium separation, with a breeding ratio of approximately 1), and bringing capital expenditures for the construction of NPPs with fast reactors to at least the level of that for NPPs with thermal reactors. The project has entered the implementation phase.

The BREST-OD 300 designed by NIKIET is a prototype power unit with a lead-cooled fast reactor and enhanced proliferation resistance. The reactor design and construction of the on-site closed fuel cycle facilities including dense (U,Pu)N fuel fabrication (BREST-OD-300) as a demonstration for closed fuel cycle technologies are expected to be accomplished by 2025.

As a basic approach to SNF management in Russia, the concept of reprocessing with the nuclear materials recycling in a two-component nuclear power energy system (using thermal and fast neutron

reactors) has been adopted. This is for the purpose of efficient use of natural uranium resources, SNF non-accumulation, recycling nuclear materials, and reducing the radiotoxicity and volume of the generated radioactive waste.

The task of ensuring the safe management of radioactive waste (RW) is considered to be, on the one hand, a key element of national security and safety, and, on the other hand, an essential precondition for present and future use of atomic energy.

RT-1 plant at "PO Mayak"

Industrial-scale SNF reprocessing is performed at RT-1 (PA Mayak). Plant RT-1 at "PO Mayak" has been operating since 1977. Until now, about 6 000 tonnes of SNF have been processed. The processed SNF inventory includes almost all the existing uranium and plutonium compositions and covers all the FA dimensions. The design capacity is 400 tonnes per year. At present, the SNF of VVER-440, BN-600, SNF, RR SNF, defect fuel of RBMK (which cannot be accommodated in dry storage) is reprocessed at the RT-1 plant. The reprocessing of VVER-1000 SND was started in 2016. The necessary infrastructure is being set up to enable AMB and EGP-6 SNF reprocessing. Mixed oxide uranium-plutonium (MOX) and irradiated nuclear fuel (SNF) of the FN-600 reactor was reprocessed at the RT-1 plant in 2012 and 2014 . Reprocessing is based on the PUREX process ("modified PUREX") involving the extraction of recycled uranium and plutonium as target reprocessing products with the possibility of extracting neptunium, as well as a broad range of other isotopes (Cs-137, Kr-85, Am-241, Pu-238, Sr-90, Pm-147). A great deal of attention has been paid to environmental issues in recent years for the rehabilitation of legacy sites: Open RW pools were decommissioned, and a new complex of cementation and a new vitrification furnace was put into operation. Alumo-phosphate glass is used for the vitrification of the HLW after reprocessing. Borosilicate glass will also be used in the near future. The world's first semi-industrial facility for the partitioning of high-level wastes was put in operation at RT-1 in August 1996. SNF reprocessing is accompanied with the production of wastes that are subjected to treatment. Current practice for ILW and HLW management from SNF reprocessing at the RT-1 plant involves HLW vitrification in an EP-500 ceramic melter with a design capacity of 500 litres of concentrated HLW per hour. An alumophosphate matrix of the radioactive glass is produced using direct evaporation-calcination-vitrification technology. Vitrified wastes are placed in steel canisters and are stored in a dry vault-type storage facility.

The integrated complex for SNF management at the Mining and Chemical Combine (MCC)

At the same time, the integrated complex for SNF management is being created at the site of the Mining and Chemical Combine, which includes: centralised water-cooled ("wet") SNF storage; centralised air-cooled ("dry") SNF storage; a pilot-demonstration center for the reprocessing of SNF based on innovative technologies; MOX-fuel fabrication for fast neutron reactors (BN-800 type). An underground research laboratory will be set up here to develop the technologies for the HLW final isolation.

MOX-fuel fabrication for fast neutron reactors

Presently the facility is in operation and produces fuel for reactor plant BN-800 (Beloyarsk NPP). The production provides the possibility of FA fabrication with the separated Pu from power reactors SNF.

The Pilot Demonstration Center (PDC) on SNF reprocessing based on innovative technologies

PDC is an integral component of the integrated complex for SNF management at MCC. PDC is designed for reprocessing LWR SNF (VVER-1000 type, RBMK, PWR and BWR – there is a possibility for reprocessing). The key goal of the PDC innovation technologies development is to achieve ecological acceptance and economic efficiency of reprocessing technologies. The PDC is constructing in two stages. In 2016, a licence was granted to operate the first start-up complex of PDC. This unit involves hot research cells, analytical facilities, as well as other necessary infrastructure. An R&D programme aimed at elaborating innovative SNF reprocessing technologies has been launched in 2016. The purpose is to confirm the

designed parameters of the new technological scheme, further improvement of new technologies for reprocessing of SNF, and development of HLW partitioning technologies for reducing radiotoxicity of ultimate disposal waste.

The construction of a second PDC section with a design capacity of 250 tonnes of SNF per year is underway. It is scheduled to be commissioned in 2021. The reprocessing technologies were developed (based on the Simplified PUREX process) to eliminate liquid radioactive waste (effluents) and discharge. The main products of PDC are: mixed oxides of plutonium, neptunium and uranium for the manufacture of fast reactor fuel or U-Pu mixture for REMIX fuel for multi-recycling in LWR, as well as reprocessed uranium (RepU). PDC is also ready to deliver a fuel product for REMIX. HLW are vitrified in borosilicate glass for further ultimate disposal.

Recycling technologies development

Regenerated nuclear materials (RepU and Pu) have been traditionally used in Russia separately. Since 1996, RepU has been reused in Russian commercial nuclear reactors (RBMK type, BN, VVER–440 VVER–1000). At present, the Russian fabrication plant MSZ has a licence for reprocessing nuclear materials based on RepU with ^{232}U content up to $5 \cdot 10^{-7}$%.

Separated plutonium from LWR SNF has the potential to be reused in the nuclear fuel cycle as a component of MOX fuel for fast reactors (for starting loading and feeding during the first ten years of operation of fast reactors). The concept of a two-component nuclear energy system has been approved in Russia, including both reactor types (VVER and BN). The transition period may include reuse of reprocessed nuclear materials as mixed fuel for LWRs (like VVERs) as a more effective use than MOX fuel with partial core loading.

REMIX conception

The technology of multi-recycling of plutonium and RepU from LWR SNF in the form of fuel for the existing and future fleet of thermal reactors (VVER-1000 type) is being developed (REMIX-concept) in Russia. REMIX fuel is the mixture of U and Pu from LWR SNF reprocessing, with the addition of enriched uranium (natural or reprocessed U). REMIX fuel enables multiple recycling of the full quantity of U and Pu from spent fuel, with the 100% core charge and saving of natural uranium in each cycle. Compensation accumulated even isotopes of U and Pu by the natural uranium feeding allows up to seven recycles. The main advantage of REMIX technology is that U-Pu mix can be incorporated into the reactor fuel enabling multiple recycling of uranium and plutonium in thermal reactors.

State Corporation Rosatom is developing a programme for REMIX-fuel implementation. In the framework of this programme, 3 experimental REMIX-fuel assemblies (FA) containing 18 REMIX-fuel elements have been manufactured. Since 2016, they are being irradiated at Balakovo NPP. In parallel, ampules for FA irradiation in MIR research reactor and post-irradiation investigations were manufactured. In 2018, Rosatom started the safety case development programme for REMIX fuel use in VVER-1000 and VVER-1200 reactors. The programme includes the development and validation of computer codes for nuclear and radiation safety demonstration. There are plans for the construction of an industrial facility for REMIX-fuel fabrication and in 2018, justification of investment in such a facility was initiated.

Slovenia

The most prominent piece of legislation regulating, *inter alia*, the safe use of nuclear energy is the Act on Protection against Ionising Radiation and Nuclear Safety (hereafter "the 2017 Act"), which was published in December 2017 and entered into force in January 2018. The previous act was adopted in 2002 and was subsequently revised four times. It should be noted that after the adoption of the 2017 Act, substantial work was devoted to updating the entire set of secondary legislation (the so-called "Rules"), which, as of May 2019, was nearing completion.

Slovenia has one operating nuclear power plant, one research reactor, a central radioactive waste storage facility for low- and intermediate-level, solid radioactive waste from institutional users (i.e. all users, excluding nuclear power plants), and one uranium mine in decommissioning. In July 2009, consent was given by the local municipality where a final, low- and intermediate-level radioactive waste repository would be located at the Vrbina site near the Krško NPP. In December 2009, the government adopted a decree on the National Spatial Plan for this repository. The procedure for obtaining environmental consent for the repository began in 2017 when the Agency for Radwaste Management (ARAO) filed an application with the Slovenian Environment Agency (ARSO). In May 2018, within the framework of this process, the Slovenian Safety Administration (SNSA) was asked to provide its preliminary consent for the nuclear and radiation safety elements of the application, which was issued in April 2019.

During the past few years, numerous modifications and improvements to the Krško NPP have been implemented based on developments in the industry, and following changing international standards and regulatory practices. An ambitious programme of safety upgrades, called the Safety Upgrade Programme or SUP, has been in place since the Fukushima Daiichi NPP accident, and is due to be concluded in 2021. The SUP includes modifications such as the alternative design of spent fuel pool cooling, the construction of a operation support centre, installation of a ventilation and habitability system in the new emergency control room, creation of a new technical support centre, installation of an additional heat removal pump, as well as a system dedicated to design extension conditions (DEC), for example alternate safety injection and alternate auxiliary feedwater, in the bunkered building.

The Ministry of Infrastructure has prepared a draft resolution regarding the Slovenian Energy Concept, which was opened to public debate in autumn 2018. This resolution foresees the operation of the Krško NPP until 2043, if all conditions for its safe operation are met. In the draft resolution, the role of nuclear energy as a low-carbon emission source has been recognised, and a recommendation is made that an informed decision be taken about the long-term future of the nuclear energy. This decision should consider all factors, including political and economic risks, market prices, energy demand and supply, safe operation, radioactive waste and spent fuel management, the global energy market and alternative energy sources.

Spain

Spanish policy

In the context of Spain's nuclear energy programme, the government published and submitted to the European Commission in February 2019 the draft of the Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030. This strategic planning tool integrates the energy and climate policy, and reflects the contribution of Spain to the achievement of objectives established within the European Union. The document provides forecasts on the evolution of the contribution of nuclear energy to the energy mix, as well as information on an orderly and phased shutdown of the Spanish nuclear fleet in the period 2025-2035.

Based on this draft plan, the owners of Spanish nuclear power plants (NPPs) and the state Company for Radioactive Waste and Decommissioning, Enresa, signed a Protocol in March 2019 establishing an orderly shutdown schedule for the plants. The schedule for a new General Radioactive Waste Plan should be approved by the government.

Nuclear capacity and electricity generation

At present, Spain has five NPPs with seven power reactors in operation and three shutdown reactors. The operative reactors are Almaraz I and II, Ascó I and II, Cofrentes, Trillo and Vandellós II. The shutdown reactors are Vandellós I (since 1990), José Cabrera (since 2006) and Santa María de Garoña (since 2013).

In 2018, the net nuclear electricity capacity (7.1 GWe) represented a 6.8% share of the total net capacity, and the net electricity generated was 53 295 GWh, representing 20.4% of total production. The Spanish nuclear fleet has demonstrated overall good performance, providing a time availability factor of 87.05% and an unplanned capability loss factor of 4.17%.

Front end of the fuel cycle

In 2018, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 615 fuel assemblies containing 290.7 tU. Out of this total, 433 fuel assemblies containing 206.6 tU were exported to Belgium, France and Germany, representing 71% of total production. Acquisitions of uranium concentrates were made from Russia (53.2%), Niger (27.2%), Canada (10.0%), Australia (5.4%) and Kazakhstan (4.2%).

Back end of the fuel cycle

The Spanish strategy for the management of spent fuel (SF) and high-level waste (HLW) is based on the licensing and construction of a centralised storage facility (CSF). According to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, licensing starts with preliminary and construction authorisations, which Enresa applied for in January 2014. Previously, in August 2013, Enresa had submitted an application to initiate the required environmental impact assessment. However, in 2018 the licensing activities were temporarily suspended by the government in order to analyse, in further detail, the current circumstances and carry out more precise planning adjusted to these activities, which will be specified in an update to the General Radioactive Waste Plan.

Individual storage facilities (ISFs) for SF in Trillo, and the José Cabrera (in the dismantling phase) and Ascó NPPs have been in operation for years. Two new installations of this type, at the Santa María de Garoña and Almaraz NPPs, were licensed in 2018, and the ISF at the Almaraz NPP is already in operation. An additional ISF is planned for the Cofrentes NPP.

El Cabril, the facility for the management and disposal of low- and intermediate-level waste (LILW), continued routine operation in 2018. As of 31 December 2018, the inventory of radioactive waste disposed of in the facility amounted to 33 602 m^3.

The El Cabril facility has a dedicated, very low-level waste (VLLW) disposal area, consisting of two constructed cells, which entered into operation in 2008 and 2016. Another two cells have been authorised, and thus the four cells would complete the authorised capacity of 130 000 m^3. As of 31 December 2018, 15 491 m^3 had been disposed of in the facility.

In October 2018, Spain welcomed for the very first time a combined IAEA Integrated Regulatory Review Service (IRRS)/Integrated Review Service for Radioactive Waste and Spent Fuel Management, Decommissioning and Remediation (ARTEMIS) mission. The mission reviewed all regulated nuclear facilities and activities, as well as the national framework and programme for the management of all types of radioactive waste and spent fuel in Spain.

Sweden

Policy changes

The current charge for the nuclear waste fund (2018-2020) is approximately SEK 0.05 per kWh. The tax on thermal capacity had been set at SEK 14 440 per MW per month during 2016, which is approximately SEK 0.07-0.08 per kWh. After the 2016 energy agreement, the tax on thermal capacity was reduced to SEK 1 500 from 1 July 2017 and then removed beginning on 1 January 2018.

Status update of nuclear power reactors

- **Ringhals:** In the spring of 2015, the owner decided that two of the Ringhals' reactors, R1 and R2, would not continue operation for 50 years as previously indicated. On 15 October 2015, a decision was made for R1 to be shut down at the end of 2020, and R2 to be shut down at the end of 2019.

  For the remaining reactors, R3 and R4, the plan remains to continue operation to at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling was made in 2017.

- **Oskarshamn:** In June 2015, the owner took a policy decision to close two of the three reactors in Oskarshamn, O1 and O2. On 14 October, this decision was confirmed.

When the decision was made, the O2 reactor was in revision for major modernisation work. This decision meant that ongoing investments in O2 were interrupted and that the plant would not be restarted. O2 is thus already out of service.

On 16 February 2016, a decision was made to shut down O1, and thus the reactor was shut down in June 2017.

For the remaining reactor, O3, the plan still holds to continue operation to at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling was made in 2017.

- **Forsmark:** A decision to invest in independent core cooling in the three reactors at Forsmark was made in June 2016.

Switzerland

Since 1 January 2018, the new Energy Act entered into force and, as a consequence, the new legislation will fundamentally change the energy landscape in Switzerland.

Under the new law, no permits for the construction of new NPPs or any basic changes to existing NPPs will be delivered. The existing NPPs may remain in operation for as long as they are declared safe by the Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI), the entity that decides whether conditions for safe operation are being met. The ENSI is an independent authority of the Confederation.

The Mühleberg NPP, with an installed power of 376 MW, will be permanently shut down by the end of December 2019, for economic reasons only.

Turkey

There are three ongoing NPP projects in Turkey. The first project is the Akkuyu Project. According to the Intergovernmental Agreement (IGA) signed with Russia on 12 May 2010, the Russian state-owned nuclear company, Rosatom, will undertake to build, own and operate (BOO) four units of VVER-1200 type reactors at the Akkuyu site in the city of Mersin. The total installed capacity of the plant is to be 4 800 MWe and the lifetime of each unit will be 60 years. It is expected that the first unit of the plant will be put into operation in 2023, and the remaining units will be put into operation at one-year intervals thereafter. On 3 March 2017, Akkuyu Nuclear Joint-Stock Company (Akkuyu Nuclear JSC) applied to the Turkish Atomic Energy Authority for a construction licence. After reviewing the licence application documents, the Turkish Atomic Energy Authority (TAEK) issued a Limited Work Permit (LWP) on 20 October 2017 to start construction and manufacturing of non-nuclear structures, systems and components. On 3 April 2018, construction of the first unit of the Akkuyu NPP was formally launched with pouring of concrete for the sub-base foundation of the nuclear island. An LWP was issued for unit 2 on 30 November 2018.

Turkey is also planning the construction of a second NPP at the Sinop site. An IGA was signed with Japan in 2013 and then ratified by the Grand National Assembly of Turkey in April 2015. The Electricity Generation Joint-Stock Company (EUAS) established the EUAS International Incorporated Cell Company (EUAS ICC) on Jersey Island in 2016 as an international private nuclear company of EUAS. According to the Sinop IGA, the EUAS ICC will be a shareholder of the Sinop Project Company, together with an international consortium that consists of Mitsubishi, Itochu and ENGIE. A feasibility study of the Sinop NPP, which is a mandatory part of the IGA, was started in July 2015. A Memorandum of Understanding was signed between the Ministry of Energy and Natural Resources (MENR) of Turkey and the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI) in September 2016. An application for an environmental impact assessment was also submitted to the Ministry of Environment and Urbanisation of Turkey on 27 December 2017. The technical and economic feasibility studies for the Sinop NPP have been completed, but assessment of the studies is continuing.

In addition to these two NPP projects, a site selection procedure is ongoing for a third NPP project.

The Nuclear Regulatory Authority was established by Statutory Decree No. 702 on 9 July 2018. The main principle of the decree is to separate the “regulation” and “research” activities of the former authority,

TAEK, between two, separate entities. The Nuclear Regulatory Authority (NRA) has thus been established as a "related organisation", associated with MENR, to carry out an independent nuclear regulatory function. The new TAEK has been restructured as a "subsidiary organisation" under MENR to carry out nuclear research, waste management, training and any other related activities.

General issues are also identified in the decree regarding nuclear safety, security and nuclear waste management. The activities and/or facilities that have to be managed in a safe and secure manner, in order to prevent radiation exposure to people and the environment, are subject to the regulatory control of the NRA.

Matters to be authorised or approved or activities to be permitted and/or licensed by the NRA, as well as the scope of the responsibility of the authorised person, the time limit for this responsibility to expire and the basic principles regarding the inspection of the NRA, have also been determined.

General principles are identified in the context of spent fuel and radioactive waste management in accordance with the EU framework directive 2011/70/Euratom. An authorised entity is held responsible for the management and transportation of the radioactive waste and spent fuel, as well as for the radioactive waste to be generated during decommissioning.

The new TAEK has been designated to dispose of spent fuel and radioactive waste arising from activities carried out in Turkey. The polluter (i.e. the authorised person) is responsible for managing pre-disposal activities and for paying the total cost for the management of spent fuel and radioactive waste.

Turkish legislation on radiological protection is aligned with *acquis communautaire*. Revision studies are in progress and are based on Council Directive 2013/59/Euratom of 5 December 2013, laying down basic safety standards for protection against the dangers arising from exposure to ionising radiation (BSS Directive). The draft By-Law on Radiation Protection for Nuclear Facilities, which complies with the BSS Directive, has been prepared.

A Draft Law on Third Party Liability for Nuclear Damage has been prepared in accordance with the Paris Convention of 29 July 1960, together with amendments and supplements, including the 2004 Protocol. The draft law is expected to be submitted to the Grand National Assembly of Turkey for ratification in 2019.

United Kingdom

Recent developments in the UK policy on nuclear energy

The policy of successive UK governments has been to underline the crucial role that nuclear energy has to play as the United Kingdom transitions to a low-carbon society, while emphasising that the population, society and natural environment should be protected from harmful levels of radioactivity through the appropriate international agreements and domestic legislation.

Some aspects of the radioactive waste management policy are devolved to the national administrations of Scotland, Wales and Northern Ireland.

Legislative and regulatory changes

In December 2013, the Energy Act 2013 received Royal Assent. This Act created the Office for Nuclear Regulation (ONR) as a statutory independent regulator and includes measures to facilitate the building of a new generation of nuclear power plants in England and Wales. The creation of the ONR brought the regulation of nuclear safety, the regulation of the transport of civil radioactive materials, the regulation of security compliance and the UK Safeguards Office into a single body. The Department for Work and Pensions (DWP) Secretary of State has principal responsibility for ONR governance, finance and performance in relation to conventional health and safety.

Future development of nuclear energy

On the basis of current, scheduled closure rates, most of the United Kingdom's existing nuclear power plants will have been shut down by 2030. Successive UK governments have supported the position that

nuclear power is a low-carbon, affordable, secure, dependable and safe means of electricity generation that can sustainably increase the diversity and security of the energy supply. Successive UK governments have taken a series of facilitative actions to encourage nuclear new build. Generic design assessment (GDA) is one of these facilitative actions set out in the Nuclear White Paper 2008 and is being undertaken by the ONR and the Environment Agency. GDA is a voluntary process that allows regulators to begin consideration of the generic safety, security and environmental aspects of designs for nuclear power plants prior to applications for site-specific licensing and planning consents. Any reactor deployed in the United Kingdom must meet the United Kingdom's robust and independent regulatory requirements, which includes meeting design safety requirements via the GDA process. The HPR1000 reactor design, which is currently going through the GDA process and is subject to regulatory approval, has been proposed for use at the Bradwell B site.

The Scottish government has made clear it will not grant planning consent to any forthcoming proposal to build new nuclear power plants in Scotland using current technologies, though it recognises that lifetime extensions for the pre-existing operational power plants could help maintain security of supply while the transition to renewable and alternative thermal generation takes place.

New build power plants

On 8 November 2018, Toshiba announced it would liquidate NuGen, the UK developer set to deliver a new nuclear power plant project at Moorside. This was a commercial decision for the company following its well-known financial difficulties. The Moorside site remains eligible for nuclear new build. The site has reverted to the Nuclear Decommissioning Authority (NDA). On 4 June 2018, the Secretary of State confirmed to Parliament that the government was entering into negotiations with Hitachi with regard to Horizon's proposed Wylfa project, based in Anglesey in North Wales. Hitachi announced on 17 January 2019 that it had decided to suspend the Wylfa project. The Secretary of State made a statement to Parliament following this announcement saying that despite the potentially significant support of the government Hitachi had reached the view that the project posed too great a commercial challenge. The Secretary of State committed to setting out a new approach to financing new nuclear build in the planned Energy White Paper, which will be published in due course.

The UK government continues to believe that nuclear has an important role to play in the United Kingdom's future energy mix and that it must represent good value for the taxpayer and consumer. Government support for new nuclear build was demonstrated through the approval and construction of the first new nuclear power plant in a generation at Hinkley Point C.

The UK government decided to proceed with Hinkley Point C in September 2016, signing contracts with the NNB Generation Company, which include directing the Low Carbon Contracts Company to offer a contract for difference (CfD) for Hinkley Point C. Key terms include a 35-year CfD and a strike price of GBP 92.50 per megawatt hour (2012 figures). EDF expects the plant to be operational in 2025 and has confirmed that construction targets remain on track. EDF and CGN (as the NNB Generation Company [NNBG]) will build two EPR reactors at Hinkley Point C (3.2 GWe).

Nuclear Sector Deal

The United Kingdom's Industrial Strategy was published in November 2017 and sets out five key principles for future focus: ideas, people, infrastructure, business environment and places. This strategy aims to drive greater productivity and support a skilled, innovative and geographically balanced UK economy. The strategy also identifies four grand challenges focused on the global trends that will transform the future, placing the United Kingdom at the forefront of industries of the future. One of these trends is clean growth. The nuclear industry is well-placed to deliver against these important objectives – providing clean, reliable energy while ensuring economic growth. The Nuclear Sector Deal is a crucial part of the Industrial Strategy and will help underpin the United Kingdom's efforts to meet the clean growth grand challenge.

The Nuclear Sector Deal was published in June 2018. The deal brings together the government and nuclear industry to work in partnership to drive down costs, increase innovation and encourage greater diversity in the sector. Worth over GBP 200 million, the deal announced a package of measures to support the sector as the United Kingdom develops low-carbon nuclear power and continues to clean up its nuclear

legacy. Through this deal, the UK nuclear sector has committed to deliver a 30% cost reduction in new build projects by 2030; savings of 20% in the cost of decommissioning compared to current estimates; a 40% increase in the participation of women in the nuclear sector; and up to GBP 2 billion domestic and international contract wins.

The Nuclear Sector Deal seeks to address UK skills challenges and promote a more diverse workforce. The UK government has been clear that diversity is not merely about meeting the headline commitment of achieving 40% women in the nuclear sector by 2030, but it is also about encouraging more diverse ways of thinking and developing a more innovative and forward-thinking sector to meet modern challenges.

Funded decommissioning programme

For new nuclear build, Section 45 of the Energy Act 2008 requires prospective nuclear operators to submit a funded decommissioning programme (FDP) for approval by the Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). The UK government published FDP statutory guidance in December 2011 to assist operators in developing their programmes. The purpose of the FDP is to ensure that operators set aside sufficient funds to cover the cost of decommissioning and waste management, including their share of the costs for geological disposal.

The government received an FDP submission from NNB Generation Company in March 2012, and discussions were concluded in October 2015 whereby the FDP for Hinkley Point C was approved by the UK government.

Developments in waste management policy

In January 2018, the UK government and the Department of Agriculture, Environment and Rural Affairs (DAERA) in Northern Ireland jointly published a consultation on *Working with Communities: Implementing Geological Disposal*.

In December 2018, the UK government published its response to the consultation alongside an updated framework for the long-term management of higher activity radioactive waste, *Implementing Geological Disposal – Working with Communities*. This document replaced the 2014 White Paper *Implementing Geological Disposal* in England. The framework reconfirms the UK government's commitment to managing higher activity radioactive waste through geological disposal. The document sets out how Radioactive Waste Management Ltd, a subsidiary of the Nuclear Decommissioning Authority and the delivery body for a geological disposal facility (GDF), will engage with communities to identify a suitable location.

The policy for radioactive waste management is devolved. Therefore, the Northern Ireland Executive, Welsh government and Scottish government each have responsibility for this issue in their respective countries.

Northern Ireland's response to the 2018 consultation, *Implementing Geological Disposal – Working with Communities*, was published in January 2019. Northern Ireland is not participating further in this stage of the process to identify a site for a GDF, and there are no plans to site a GDF in Northern Ireland. Any future policy decisions in relation to geological disposal in Northern Ireland would be a matter for the Northern Ireland Executive to consider.

In May 2015, the Welsh government adopted geological disposal as its policy for the long-term management of higher activity radioactive waste and joined the UK government-led programme. The Welsh government considers that geological disposal can only be delivered in Wales on a voluntary basis. In January 2019, the Welsh government published its policy for engaging with communities during the search for a suitable location for a GDF. The process to find a suitable site for a GDF is now underway in England and Wales.

The Scottish government has a distinct policy for the management of higher activity radioactive waste. This policy, published in 2011, stipulates that the long-term management of higher activity radioactive waste should be in near-surface facilities. Facilities should be located as near to the site where the waste is produced as possible. For safety reasons, developers in Scotland will need to demonstrate how the facilities will be monitored and how waste packages, or the waste, could be retrieved. All long-term waste management options will be subject to robust regulatory control.

In 2016, the Scottish government published an Implementation Strategy on waste management decisions, expanding on the framework provided by its 2011 policy, to ensure that relevant policy is implemented in a safe, environmentally acceptable and cost-effective manner. The Implementation Strategy includes an illustrative timeline towards a long-term solution for the final disposal of waste.

Euratom exit

When the United Kingdom formally announced its intention to leave the European Union (EU), it also commenced the process of leaving the European Atomic Energy Community (Euratom). In leaving Euratom, the United Kingdom has sought to establish a close future association with Euratom, while also putting in place all of the measures necessary to ensure that the United Kingdom continues to operate as an independent and responsible nuclear state from day one of its exit from Euratom.

On 25 November 2018, the European Commission and the United Kingdom agreed on the Withdrawal Agreement and a Political Declaration for a Future Economic Relationship that includes specific text on Euratom. There are six articles and one annex in the Withdrawal Agreement that deal specifically with the United Kingdom leaving Euratom. The Political Declaration deals with the future relationship to be negotiated between the United Kingdom and the EU and commits both parties to seeking a wide-ranging Nuclear Cooperation Agreement (NCA).

The United Kingdom has also concluded all of the new international agreements required to ensure continuity for civil nuclear trade following the United Kingdom's departure from Euratom and the EU. This includes bilateral Nuclear Cooperation Agreements (NCAs) that have been signed with Australia, Canada and the United States, as well as safeguards agreements (Voluntary Offer Agreement and Additional Protocol) with the International Atomic Energy Agency (IAEA). These agreements were ratified by the UK Parliament in December 2018 and have now been approved by third countries.

In addition to the new bilateral NCAs described above, on 22 February 2019, the United Kingdom also signed an Exchange of Notes with the government of Japan, which relates to the existing bilateral Nuclear Cooperation Agreement (NCA) from 1998 between Japan and the United Kingdom. This Exchange of Notes formally notifies the government of Japan of the change in safeguards arrangements in the United Kingdom and confirms how the existing terms of the 1998 agreement between the United Kingdom and Japan will operate in the context of the United Kingdom's exit from Euratom.

The United Kingdom has also put in place measures to establish a new domestic nuclear safeguards regime (UK State System of Accountancy for and Control of Nuclear Material [UK SSAC]), overseen by the Office for Nuclear Regulation (ONR), to enable the United Kingdom to meet its international safeguards and nuclear non-proliferation obligations as set out in the new bilateral safeguards agreements with the IAEA.

The Nuclear Safeguards Act 2018, which gives the government the power to establish a new nuclear safeguards regime, was enacted in June 2018 and the underpinning nuclear safeguards regulations were made in February 2019. These regulations will enable a UK SSAC to operate in the United Kingdom after Euratom arrangements no longer apply. The UK SSAC will replace the current arrangements provided by the United Kingdom's membership in Euratom.

To deliver this new regime, in March 2019, the ONR successfully completed three months of running the UK SSAC and IT system in parallel, processing nuclear material accountancy declarations to the IAEA to time and quality. As a result, the UK SSAC is able, when required, to commence the processing of nuclear material accountancy declarations and reporting to meet the United Kingdom's international obligations.

In addition to these measures, the government has made all the necessary Statutory Instruments (SIs) required for the exit scenario in relation to civil nuclear issues. These will minimise civil nuclear business disruption and ensure that health and safety standards remain robust. The SIs will also ensure that no inoperabilities are retained in domestic law following the United Kingdom's departure from the Euratom Treaty.

Advanced reactors

The Nuclear Sector Deal signalled a significant step forward in both the ambition and pace of UK policy initiatives towards Advanced Nuclear Technologies. The UK government continues to recognise that small

and advanced reactors have the potential to contribute to the delivery of the cost reductions outlined in the Nuclear Sector Deal through technology and production innovations, while creating high-skilled jobs and helping the United Kingdom meet clean growth targets.

To help enable the development of small and advanced reactors, the government has set out a new framework designed to encourage the industry to bring technically and commercially viable small reactor propositions to a vibrant UK marketplace. The UK government has put forward a number of initiatives to support this vision, including up to GBP 20 million for an advanced manufacturing and construction initiative to demonstrate the potential of modular manufacturing in the nuclear sector; up to GBP 12 million to build regulatory capability so as to make future licensing decisions on small and advanced modular reactors; and up to GBP 44 million for the Advanced Modular Reactor (AMR) Feasibility and Development project to develop further evidence for AMR technologies.

United States

Commercial power reactors

At the end of 2018, the United States had 98 operating nuclear power reactors with 99.4 GWe of generating capacity following the permanent shut down of the Oyster Creek (608 MWe) nuclear power plant on 17 September 2018 and two reactor uprates of 4 and 155 MWe during 2018.

As of the end of 2018, an additional 11 reactors had announced plans to permanently shut down before 2026, primarily due to historical low electricity prices in deregulated markets and other economic pressures. In May 2019, the Pilgrim (677 MWe) plant permanently shut down, further reducing the US nuclear generating capacity to 98.8 GWe.

State-level price support in the form of zero emissions credits (ZECs) has resulted in the reversal of previously announced shutdowns in New York and Illinois. Connecticut passed legislation to add nuclear energy to the list of zero-carbon power options, permitting its Millstone nuclear plant to sell into the clean energy electricity market. New Jersey awarded zero-emission certifications to its two remaining nuclear power plants. In 2019, Ohio also passed price support legislation, which resulted in two nuclear power plants reversing their announced plans to close. Similar state support legislation is currently being considered in Pennsylvania, which has five nuclear power plants (nine reactors, 9.7 GWe).

As of March 2019, the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) has granted licence renewals for 89 of the currently operating commercial reactors with the remaining eight operating on their original licences. The licence renewal enables an additional 20 years of operations beyond the initial operating licence period of approximately 40 years. The NRC is currently reviewing subsequent licence renewal applications for 6 reactors that would extend their operating licences for an additional 20 years, or approximately 80 years in total.

Construction in Georgia continues on Vogtle units 3 and 4 (2 234 MWe) with scheduled completions in late 2021 and late 2022.

In 2019, legislation was reintroduced in the US Senate entitled "The Nuclear Energy Leadership Act (NELA)" to promote the development and commercialisation of advanced nuclear reactors. This legislation follows the Nuclear Energy Innovation Capabilities Act, signed into law on 28 September 2018, which was intended to advance R&D for advanced nuclear energy technologies. The NELA, if signed into law, would provide additional support for domestic nuclear power by expanding the light water reactor (LWR) sustainability programme; increasing the support for advanced nuclear technology, such as small modular reactors; and establishing the Nuclear Energy Research, Demonstration and Development programme to expand the development of simulation tools and continue R&D on both next-generation LWR and advanced nuclear technologies; and establishing a training and apprenticeship programme for the nuclear workforce.

The Bipartisan Budget Act of 2018 (HR1892) extended a non-escalating 1.8 cents per kilowatt-hour Production Tax Credit (PTC) indefinitely and allowed the PTC to be transferred to credit partners. The PTC will benefit the construction of the two AP1000 reactors at Vogtle and any future projects, including small nuclear reactors, up to the cap of 6 GWe of deployed nuclear power capacity.

The US Department of Energy is currently supporting planning efforts to build a nuclear power plant by the mid-2020s consisting of 12 independent 60 MWe NuScale small modular reactors (SMRs) in Idaho with a large portion of the electricity being provided at first to Idaho National Laboratory (INL) and then commercially through the Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS). The NuScale design is currently under NRC review for licensing and a Combined Operating Licence (COL) application is being prepared for the project.

Fuel cycle facilities

The Honeywell International, Inc. commercial conversion plant in Metropolis, Illinois, which is the only conversion plant in the United States, continues to remain in idle-ready status due to global oversupply in the market for converting uranium ore concentrate powder to UF_6.

Currently, the only gas centrifuge commercial production plant licensed in the United States is the operating URENCO USA (UUSA) facility in Eunice, New Mexico. As of July 2019, the plant had 64 cascades in production and an annual capacity of 4.9 million separative work units (SWU).

No significant post-licensing construction has taken place related to the two NRC licences to construct commercial gas centrifuge facilities (American Centrifuge Plant in Ohio and Eagle Rock Enrichment Facility in Idaho). At the request of Orano, the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) terminated the Eagle Rock Enrichment Facility licence in August 2018. Additionally, no construction activity is proceeding on either the GLE Uranium Enrichment Facility (laser enrichment) in North Carolina or the Fluorine Extraction Process and Depleted Uranium Deconversion (FEP/DUP) Plant in New Mexico.

Three fuel fabrication plants processing LEU are currently licensed by the NRC: Global Nuclear Fuel-Americas in North Carolina, Westinghouse Columbia Fuel Fabrication Facility in South Carolina, and Framatome, Inc. in Washington. The Mixed-Oxide Fuel Fabrication Facility project in South Carolina was terminated on 8 February 2019. Two category 1 fuel fabrication facilities are currently licensed: the Nuclear Fuel Services (NFS) plant in Tennessee and the BWXT Nuclear Operations Group plant in Virginia. These plants produce fuel for the US Naval Reactors programme and down-blend highly enriched uranium (HEU) to create uranium reactor fuel.

In 2012, the NRC issued a 40-year licence for International Isotopes Fluorine Products, Inc. (IIFP) to construct and operate a fluorine extraction and depleted uranium deconversion facility near Hobbs, New Mexico. Construction of the facility is currently inactive.

Currently, nearly 100% of all US commercial spent nuclear fuel is being stored at operating commercial nuclear power plants either in spent fuel pools or in dry cask storage at co-located independent spent fuel storage facilities (ISFSIs). The NRC is reviewing two commercial consolidated interim storage facility (CISF) applications. The Interim Storage Partners, Inc. project application was submitted in 2016 for a facility near Andrews, Texas, and the Holtec International project application was submitted in 2017 for a facility in Lea County, New Mexico.

Section 232 investigation on the effect of imports of uranium on national security

Following the US Secretary of Commerce's investigation into the effect of uranium imports on the national security of the United States and delivery of his report to the President, the President directed that a working group be established to develop recommendations for reviving and expanding domestic nuclear fuel production. Within 90 days from 12 July 2019, the working group shall submit a report to the President with findings and recommendations.

Uranium purchases and prices

Owners and operators of US civilian nuclear power reactors (civilian owner/operators, or COOs) purchased a total of 40 million pounds U_3O_8e (equivalent) (15 390 tU) of deliveries from US suppliers and foreign suppliers during 2018, at a weighted-average price of USD 38.81 per pound U_3O_8e (USD 100.90/kgU). The 2018 purchased amount was 6% lower than the 2017 total of 43 million pounds U_3O_8e (16 540 tU) and the

2018 weighted-average price was virtually the same as the 2017 weighted-average price of USD 38.80 per pound U_3O_8e (USD 100.87/kgU).

Nearly 10% of the U_3O_8e delivered in 2018 was US-origin uranium at a weighted-average price of USD 45.26 per pound (USD 117.67/kgU). Foreign-origin uranium accounted for the remaining 90% of deliveries at a weighted-average price of USD 38.11 per pound (USD 99.08/kgU). Canadian-origin and Australian-origin uranium together accounted for 42% of total uranium purchased by US COOs in 2018. Uranium originating in Kazakhstan, Russia, and Uzbekistan accounted for 40%.

COOs purchased three material types of uranium for 2018 deliveries from 37 sellers, one more seller than in 2017. Uranium concentrate was 59% of the 40 million pounds U_3O_8e (15 390 tU) delivered in 2018. Enriched UF_6 was 21%, and Natural UF_6 was 20%. During 2018, 16% of the uranium delivered was purchased under spot contracts at a weighted-average price of USD 27.51 per pound (USD 71.52/kgU). The remaining 84% was purchased under long-term contracts at a weighted-average price of USD 40.99 per pound (USD 106.56/kgU).

Uranium contracts

In 2018, COOs signed 36 new purchase contracts with deliveries in 2018 of 3.9 million pounds U_3O_8e (1 500 tU) at a weighted-average price of USD 25.11 per pound (USD 65.28/kgU). Five of these contracts were long-term and received deliveries of 0.6 million pounds U_3O_8e (230 tU) at a weighted-average price of USD 28.62 per pound (USD 74.41/kgU) in 2018. The other 31 contracts were spot contracts with 3.3 million pounds U_3O_8e (1 270 tU) delivered at a weighted-average price of USD 24.48 per pound (USD 63.64/kgU) in 2018.

COOs report minimum and maximum quantities of future deliveries under contract to allow for the option of either decreasing or increasing quantities. At the end of 2018, the maximum uranium deliveries for 2019 through 2028 under existing purchase contracts for COOs totalled 175 million pounds U_3O_8e (67 315 tU). Also at the end of 2018, unfilled uranium market requirements for 2019 through 2028 totalled 201 million pounds U_3O_8e (77 315 tU). These contracted deliveries and unfilled market requirements combined represent the maximum anticipated market requirements of 376 million pounds U_3O_8e (144 630 tU) over the next 10 years for COOs.

Uranium feed, enrichment services, uranium loaded

In 2018, COOs delivered 33 million pounds U_3O_8e of natural uranium (12 690 t) feed to US and foreign enrichers. Foreign enrichment suppliers received 52% of the feed, and the remaining 48% was delivered to US enrichment suppliers. Fifteen million separative work units (SWU) were purchased under enrichment services contracts from thirteen sellers in 2018, one more than in 2017. The average price paid by the COOs for the 15 million SWU was USD 115.42 per SWU in 2018, compared with the 2017 average price of USD 125 per SWU. In 2018, the US-origin SWU share was 33%, and the foreign-origin SWU accounted for the remaining 67%. Foreign-origin SWU included 23% from Russia, 19% from the Netherlands, and 10% from both the United Kingdom and from Germany, separately.

Uranium in fuel assemblies loaded into US civilian nuclear power reactors during 2018 contained 50.2 million pounds U_3O_8e (19 310 tU), compared with 45.5 million pounds U_3O_8e (17 500 tU) loaded during 2017. During 2018, 11% of the uranium loaded during 2018 was US-origin uranium, and 89% was foreign-origin uranium.

Uranium foreign purchases/sales and inventories

US suppliers (brokers, converters, enrichers, fabricators, producers and traders) and COOs purchase uranium each year from foreign suppliers. Together, foreign purchases totalled 41.5 million pounds U_3O_8e (15 960 tU) in 2018, and the weighted-average price was USD 35.73 per pound U_3O_8e (USD 92.89/kgU). US suppliers and COOs also sold uranium to foreign suppliers. Together, foreign sales totalled 14 million pounds U_3O_8e (5 385 tU) in 2018, and the weighted-average price was USD 26.02 per pound U_3O_8e (USD 67.65/kgU).

Year-end commercial uranium inventories represent ownership of uranium in different stages of the nuclear fuel cycle (in-process for conversion, enrichment, or fabrication) at domestic or foreign nuclear fuel facilities. Total US commercial inventories (including inventories owned by COOs, US brokers, converter,

enrichers, fabricators, producers and traders) were 131.5 million pounds U_3O_8e (50 580 tU) at the end of 2018. Commercial uranium inventories owned at the end of 2018 by COOs totalled 111.6 million pounds U_3O_8e (42 930 tU), a 10% decrease in inventories from the year-end 2017 level. Uranium inventories owned by US suppliers (converters, enrichers, fabricators, producers, brokers and traders) totalled 19.9 million pounds U_3O_8e (7 650 tU) at the end of 2018.

Mining, production, shipments and sales

US uranium mines produced 0.7 million pounds of U_3O_8 (320 tU_3O_8), or uranium concentrate, in 2018, 37% less than in 2017. Six in situ leaching (ISL) mining operations produced solutions containing uranium in 2018, the same number as in 2017. No underground uranium mining production occurred in 2018, the same as in 2016 and 2017.

Total production of US uranium concentrate in 2018 was 1.6 million pounds U_3O_8 (726 tU_3O_8; 615 tU), 33% less than in 2017, from seven facilities: one mill in Utah (White Mesa Mill) and six ISL plants in Nebraska and Wyoming (Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP, Smith Ranch-Highland Operation and Willow Creek Project).

Total shipments of uranium concentrate from US mill and ISL plants were 1.5 million pounds U_3O_8 (680 tU_3O_8; 577 tU) in 2018, 35% less than in 2017. US producers sold 1.5 million pounds of uranium concentrate in 2018 at a weighted-average price of USD 32.51 per pound (USD 71.67/kgU_3O_8; USD 84.52/kgU).

Facility status (mills, heap leach plants and in situ leach plants)

At the end of 2018, the White Mesa Mill in Utah was operating with a capacity of 2 000 short tons of material per day. Shootaring Canyon Uranium Mill in Utah and Sweetwater Uranium Project in Wyoming were on standby with a total capacity of 3 750 short tons of material per day. The Shootaring Canyon mill last operated in 1982 and the Sweetwater Uranium mill last operated in 1983.

At the end of 2018, five US uranium ISL plants were operating with a combined capacity of 10.9 million pounds U_3O_8 (4 940 tU_3O_8; 4 190 tU) per year (Crow Butte Operation in Nebraska and Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP and the Smith Ranch-Highland Operation in Wyoming). Four ISL plants were on standby as of the end of 2018, and six ISL plants were planned for four states: New Mexico, South Dakota, Texas and Wyoming.

Uranium production employment and expenditures

Total employment in the US uranium production industry was 372 full-time person-years in 2018, a decrease of 12% from the 2017 total and the lowest level since 2003. Exploration employment was 27 person-years, a 46% decrease from the 2017 total. Mining employment was 110 person-years, a 19% decrease from 2017. Reclamation employment increased 38% to 138 person-years from 2017 to 2018. Wyoming accounted for 53% of total employment in the US uranium production industry in 2018, down slightly from 58% of total employment in 2017.

Total expenditures for land, exploration, drilling, production and reclamation were USD 109 million in 2018, 11% less than in 2017 and the lowest total since 2004. Expenditures for US uranium production, including facility expenses, were the largest category of expenditures in 2018 at USD 66 million, down by 16% from the 2017 level and the lowest total since 2006.

Uranium reserve estimates

At the end of 2018, reported estimated uranium reserves in actively-managed properties were 43 million pounds U_3O_8 (16 540 tU) at a maximum forward cost of up to USD 30 per pound (USD 80/kgU). At up to USD 50 per pound (USD 130/kgU), reported estimated reserves were 174 million pounds U_3O_8 (66 930 tU). At up to USD 100 per pound (USD 260/kgU), reported estimated reserves were 353 million pounds U_3O_8 (135 780 tU). These reserves are likely significantly lower than the total domestic uranium in situ resource base. Inferred resources comprise a significant proportion of US uranium resources, but are not included here. As well, there are significant resources that are not located in actively-managed properties.

The uranium reserve estimates presented here cannot be compared with the much larger historical data set of uranium reserves published in the July 2010 report *U.S. Uranium Reserves Estimates*. Those estimates of reserves are based on data collected and data the National Uranium Resource Evaluation (NURE) programme developed. No longer active since the 1980s, the NURE was operated by the US Department of Energy and predecessor organisations.

The current EIA data include about 200 uranium properties that have reserves, collected from 1984 through 2002. The NURE data include about 800 uranium properties with reserves, developed from 1974 through 1983. Although, the data collected on the Form EIA-851A survey covers a much smaller set of properties than the earlier EIA data and NURE data, the Form EIA-851A data provide more reliable estimates of the uranium recoverable at each forward cost than the estimates derived from 1974 through 2002. In particular, because the NURE data have not been comprehensively updated in many years and are no longer considered a current data source.

Uranium resources reported here are largely located on public land that is accessible to mining. However, uranium mining is effectively excluded in some regions of the United States such as in the Navajo Nation where uranium mining is banned and the state of Virginia where a moratorium has been in effect since 1982. The US Supreme Court ruled in 2019 that the Commonwealth of Virginia has the authority to regulate mining in the state, including uranium mining. This decision means that the large Coles-Hill uranium deposit is unlikely to be mined in the near future due to the existing state moratorium on uranium mining.

3. Rapports par pays

Allemagne

Nouvelle structure organisationnelle dans le domaine de la gestion des déchets nucléaires

Le 30 juillet 2016 est entrée en vigueur la loi sur la modification de la structure organisationnelle de la gestion des déchets nucléaires (*Gesetz zur Neuordnung der Organisationsstruktur im Bereich der Endlagerung*), qui a transféré les responsabilités en matière de gestion des déchets auparavant assumées par l'Office fédéral chargé de la protection radiologique (Bundesamt für Strahlenschutz – BfS) à l'Office fédéral chargé de la sûreté de la gestion des déchets nucléaires (Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit – BfE, www.bfe.bund.de/EN). En vertu de cette loi, le Bfe devient l'autorité de supervision et d'autorisation compétente au niveau fédéral dans les domaines du transport de combustible nucléaire, de l'entreposage de déchets radioactifs, de la sélection des sites de stockage et de la surveillance de ces sites. Sur le front de la sûreté nucléaire, le Bfe assure les tâches administratives qui relèvent de l'État fédéral et apporte son concours au ministère fédéral de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sûreté nucléaire (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU). La conduite de l'ensemble des opérations liées aux projets de stockage définitif a été attribuée à la toute nouvelle Société fédérale pour le stockage des déchets radioactifs (Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH – BGE), une entreprise de droit privé détenue par l'État fédéral. La BGE se charge de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la fermeture des centres de stockage. En tant que promoteur de projet au sens de la loi relative à la sélection des sites de stockage, la BGE est chargée de rechercher un site permettant de stocker des déchets de haute activité ainsi que d'exécuter la procédure sous la supervision du Bfe.

La Société fédérale d'entreposage (Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH – BGZ) a été créée en mars 2017 puis cédée à l'État fédéral allemand le 1er août 2017. Elle exploite aujourd'hui les installations d'entreposage centrales de Gorleben et Ahaus. La BGZ est également chargée des 12 installations d'entreposage de combustible usé présentes sur les sites des centrales. En 2020, elle assumera la responsabilité des installations d'entreposage de déchets radioactifs faiblement exothermiques.

En raison de la restructuration évoquée ci-dessus, le BfS se consacre pour l'essentiel à la sécurité et à la protection des êtres humains et de l'environnement contre les dommages causés par les rayonnements ionisants et non ionisants dans l'avenir. Une place toute particulière sera faite à la défense contre les dangers immédiats, mais aussi aux précautions à prendre pour protéger la population, les personnels et les patients dans le domaine médical.

Modalités de financement de la gestion des déchets nucléaires, sélection des sites comprise

Le financement de la gestion des déchets nucléaires repose sur le principe du pollueur-payeur : ceux qui ont produit les déchets radioactifs (à savoir essentiellement les exploitants de centrales) ont l'obligation légale d'assumer les coûts de la gestion des déchets, y compris ceux engendrés par la recherche du site d'implantation du stockage des déchets de haute activité.

En vertu de la loi sur la redistribution des responsabilités dans la gestion des déchets nucléaires (*Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung*), les exploitants de centrales ont versé environ 24 milliards EUR afin de couvrir les coûts d'entreposage et de stockage des déchets nucléaires, lesquels tiennent compte des coûts engendrés par la sélection du site de stockage. Au moment où ont été exécutés et perçus les versements, la responsabilité de la gestion et du financement de l'entreposage et du stockage des déchets a été transférée aux autorités fédérales. Il incombe toutefois toujours pleinement aux exploitants de démanteler les centrales et de conditionner comme il se doit les déchets radioactifs, ainsi que d'assumer la charge de ces opérations.

Les exploitants ont versé leur contribution au Fonds pour le financement de la gestion des déchets nucléaires (Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung) le 3 juillet 2017. Créé sous la forme d'une fondation de droit public, ce fonds est chargé de gérer et d'investir les sommes versées par les exploitants de centrales en vue de couvrir les frais d'entreposage et de stockage des déchets nucléaires engagés par l'État.

Après avoir reçu l'aval de la Commission européenne en vertu des règles en matière d'aides d'État, le fonds a vu le jour le 16 juin 2017 à l'entrée en vigueur de la loi sur la redistribution des responsabilités dans la gestion des déchets nucléaires, ratifiée par le Bundestag et le Bundesrat allemands en décembre 2016. Ce texte met en œuvre les recommandations formulées par la Commission d'examen du financement de la sortie du nucléaire (Kommission zur Ueberpruefung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs – KFK), dont la mission est d'étudier les modalités de financement du démantèlement des centrales nucléaires allemandes et de la gestion des déchets radioactifs.

Nouvelle loi sur la protection radiologique

La radioprotection est encadrée par un nouveau régime juridique en Allemagne. La nouvelle loi sur la protection radiologique (StrlSchG) et un nouveau décret sur la protection radiologique (StrlSchV) précisant ses modalités de mise en œuvre sont entrés en vigueur le 31 décembre 2018, abrogeant l'ancien décret sur la protection radiologique, le décret sur les rayons X ainsi que l'ancienne loi sur la protection radiologique préventive. En transposant la directive européenne 2013/59/Euratom (la directive Euratom), la loi sur la protection radiologique suit l'approche fondée sur les situations d'exposition planifiée, d'exposition existante et d'exposition d'urgence, selon une distinction introduite par la publication 103 de la Commission internationale de protection radiologique (CIPR).

Les dispositions relatives aux situations d'exposition planifiée (pratiques pour l'essentiel conformes aux dispositions de l'ancienne loi sur la protection radiologique) s'enrichissent de nouvelles prescriptions dictées par la directive Euratom ou par le retour d'expérience de leur mise en œuvre. Par exemple, les nouvelles normes subordonnent l'obtention d'une autorisation de transport à la nomination d'un nombre approprié de responsables de la radioprotection dotés des compétences requises dans ce domaine (section 29(1)(3) de la loi sur la protection radiologique) et abaissent la limite de dose équivalente au cristallin de 150 à 20 mSv par année calendaire (section 78(2)(1) de la loi sur la protection radiologique) pour les travailleurs exposés.

S'agissant des situations d'exposition existante, la partie 4 de la loi sur la protection radiologique encadre la protection contre le radon à l'intérieur des bâtiments, sur les lieux de travail et dans les zones contaminées (sites historiques contaminés et zones contaminées suite à une situation d'urgence) et régit la protection contre la radioactivité dans les matériaux de construction ainsi que d'autres situations d'exposition existante (produits contaminés dans les supermarchés, par exemple). Pour les concentrations de radon dans l'air des pièces habitables, la loi sur la protection radiologique prévoit un niveau de référence annuel moyen de 300 becquerels/m^3 (section 124). Le même niveau de référence annuel moyen est appliqué par la section 126 à la concentration en radon dans l'air sur les lieux de travail. Ces niveaux de référence sont ceux retenus pour identifier, d'ici le 31 décembre 2020, les zones à potentiel radon élevé (voir section 121(1)).

Les dispositions relatives aux situations d'exposition d'urgence sont entrées en vigueur le 1er octobre 2017. Elles prévoient l'existence d'un système de gestion des situations d'urgence aux niveaux fédéral et des Länder. L'une des grandes réformes dans le domaine de la préparation aux situations d'urgence concerne les plans de gestion de crise, qui doivent faire l'objet d'une coordination entre les autorités fédérales et les Länder (loi sur la protection radiologique, sections 97 à 101). Ces plans doivent permettre à toutes les instances intervenant en situation d'urgence de prendre sans attendre des décisions coordonnées en cas de crise ou de risque de crise et de prendre les mesures qui s'imposent afin de protéger la population dans les plus brefs délais.

En Allemagne, la stratégie de protection civile en situation d'urgence radiologique s'appuie sur diverses recommandations d'experts émises par la Commission allemande de protection radiologique (SSK), dont les « Principes radiologiques de base guidant les mesures de protection de la population en cas de rejet accidentel de radionucléides » et les « Recommandations-cadres pour la protection civile à

proximité des installations nucléaires ». Ces documents expliquent en détail la manière dont les mesures appropriées doivent être prises ainsi que les cas et le périmètre auxquels elles s'appliquent. Conformément à la section 97 (5) de la loi sur la protection radiologique, ces documents ainsi que d'autres doivent provisoirement servir de plans de gestion de crise, jusqu'à l'adoption de plans de gestion de crise fédéraux. Les dispositions relatives à la surveillance de la radioactivité dans l'environnement sont aussi entrées en vigueur le 1er octobre 2017. Un décret fixant les seuils de déclenchement des mesures d'intervention rapide en cas de situation d'urgence (*Notfall-Dosiswerte-Verordnung*) a pris effet le 31 décembre 2018.

Transparence

Parmi les nombreuses mesures mises en œuvre pour améliorer la transparence des activités menées par les autorités de surveillance et de délivrance d'autorisations dans le domaine nucléaire, on compte la mise en ligne d'un portail d'information par le gouvernement fédéral et les Länder le 16 février 2018 (www.nuklearesicherheit.de/en). Jusqu'à présent, le ministère allemand de l'Environnement et les autorités des Länder chargées de la surveillance et des autorisations se servent de leurs sites essentiellement pour remplir leurs obligations d'information. Le portail sur la sûreté nucléaire est l'occasion de centraliser les informations pertinentes disponibles en ligne afin d'en faciliter l'accès aux citoyens. En plus de renseigner sur les installations nucléaires en Allemagne ainsi que sur la préparation et la conduite des interventions d'urgence, ce portail commun présente, parmi d'autres informations, un panorama du régime réglementaire en Allemagne, la liste des activités menées à l'échelle européenne et internationale par les autorités allemandes chargées de la surveillance et de la délivrance d'autorisations, ainsi que des connaissances de base sur les technologies nucléaires.

Recherche en sûreté nucléaire

Au mois de septembre 2018, les autorités fédérales ont adopté le 7e programme de recherche sur l'énergie sous l'égide du ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (voir www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/research-for-an-ecological-reliable-and-affordable-power-supply.html, en anglais). Ce programme trace les grandes lignes du financement fédéral de la recherche sur l'énergie pour les années à venir. Il comporte un volet consacré à la recherche en sûreté nucléaire, domaine qui englobe les réacteurs, la gestion et le stockage des déchets ainsi que les rayonnements. À l'aide de ces mesures de financement, les autorités fédérales poursuivent les objectifs stratégiques complémentaires suivants :

Dans le domaine de la recherche en matière de sûreté des réacteurs :

- veiller à la sûreté, d'un point de vue scientifique et technique, des centrales nucléaires et réacteurs de recherche restants en Allemagne durant leur exploitation, y compris au cours des activités de démantèlement qui se seront menées dans les années à venir ;
- conserver et renforcer l'expertise en matière de technologies de sûreté afin d'évaluer les cadres de sûreté des centrales nucléaires à l'étranger et de les faire progresser, y compris les nouveaux concepts de réacteurs qui sont en cours d'élaboration au-delà des frontières allemandes et qui reposent sur un concept de sûreté différent de celui employé dans les centrales exploitées dans le pays ;
- à l'aide de méthodes et outils développés pour la recherche en sûreté, étudier diverses questions soulevées par la gestion des déchets radioactifs, notamment en lien avec l'entreposage de longue durée (comportement à long terme des éléments combustibles irradiés et déchets radioactifs, par exemple) et examiner les stratégies alternatives de gestion des déchets ainsi que les stratégies employées dans d'autres pays.

Dans le domaine de la recherche en matière de gestion des déchets et de stockage :

- poser les bases scientifiques et techniques de la réalisation d'un centre de stockage, en particulier pour les déchets radioactifs exothermiques ;
- renforcer et étendre les connaissances à l'appui de la prise de décision en menant des études sur les stratégies alternatives de gestion des déchets et sur les solutions retenues à l'étranger ;
- mettre au point les méthodes et techniques nécessaires à la gestion préalable au stockage des déchets, en veillant en particulier aux effets des périodes d'entreposage de longue durée sur les déchets et les colis, par exemple ; et mettre au point parallèlement les méthodes et techniques nécessaires à la conception, à la construction, à l'exploitation et au démantèlement d'un centre de stockage, tout en restant à la pointe des avancées scientifiques et technologiques.

Les financements fédéraux ont pour but de concourir substantiellement au développement, au renforcement et au maintien d'une expertise scientifique et technique, ainsi que de soutenir les jeunes chercheurs en sûreté nucléaire en Allemagne.

Argentine

En janvier 2019, la centrale nucléaire d'Embalse a été redémarrée après d'importants travaux de rénovation destinés à prolonger sa durée de vie de 30 années supplémentaires. Implantée dans la province de Cordoba, cette centrale équipée d'un réacteur à eau lourde sous pression de type Candu 6 avait été mise en service commercial pour la première fois en 1984. Les travaux de modernisation réalisés ont consisté, d'une part, à remplacer les générateurs de vapeur et les tuyauteries du bâtiment réacteur et, d'autre part, à augmenter la puissance nominale. Celle-ci a été portée à 683 mégawatts électriques (MWe), soit une hausse de 6 %.

Belgique

Le 16 janvier 2003, le Parlement fédéral de la Belgique a voté une loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Cette loi interdit la construction de centrales nucléaires et limite à 40 ans la durée d'exploitation des réacteurs existants. Elle prévoit également la mise à l'arrêt définitive de tous les réacteurs entre 2015 et 2025.

Toutefois, les gouvernements successifs l'ont modifiée afin d'assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité, tout en confirmant la décision de mettre progressivement et définitivement à l'arrêt tous les réacteurs d'ici à 2025. Le 4 juillet 2012, il a été décidé de reporter de 10 ans la mise à l'arrêt définitif de la tranche 1 de Tihange. Le 18 décembre 2014, le gouvernement fédéral a décidé de prolonger de 10 ans encore l'autorisation d'exploitation des tranches 1 et 2 de Doel, sous réserve d'obtenir l'autorisation de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) et de trouver un accord avec l'exploitant et propriétaire Electrabel, filiale de GDF-SUEZ (à présent Engie). Une fois reçu l'aval de l'AFCN, la décision a été entérinée par le Parlement en juin 2015.

Le calendrier de sortie du nucléaire est donc le suivant :

- Doel 3 : 1er octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1er février 2023 ;
- Doel 1 : 15 février 2025 ;
- Doel 4 : 1er juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1er septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1er octobre 2025 ;
- Doel 2 : 1er décembre 2025.

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'implantation à Dessel d'un centre de stockage en surface pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte. En 2012, l'organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) a demandé à l'autorité de sûreté nucléaire (AFCN) l'autorisation de créer ce centre de stockage. La demande était toujours en cours d'instruction en 2019 et la mise en service pourrait intervenir quatre ans environ après l'autorisation. Les activités de stockage et de fermeture dureraient une centaine d'années.

La Belgique a pris la décision de demeurer un acteur d'envergure mondiale dans des domaines clés tels que la médecine nucléaire et la production de radioisotopes, la recherche sur les matériaux et les accélérateurs de particules, sans oublier le domaine complexe mais prometteur de la transmutation des déchets de haute activité.

En 2018, le gouvernement belge a décidé de construire une nouvelle infrastructure de recherche multifonctionnelle de premier plan baptisée MYRRHA (Multipurpose Hybrid Research Reactor for High Tech Applications). L'une des missions à long terme du projet MYRRHA est d'étudier le traitement des déchets nucléaires de haute activité par transmutation. L'objectif de la transmutation est de diviser par 1 000 la radiotoxicité à long terme et de ramener la période de radiotoxicité de 300 000 à 300 ans, une

durée qui permet un contrôle sur le plan technologique et qui apporte de réels avantages, tant en termes de sûreté que de coût économique. Le projet permettra en outre de mener des recherches poussées sur les matériaux innovants et les accélérateurs, ainsi que de produire de nouveaux radioisotopes à usage médical. Pour relever cet ambitieux défi, le gouvernement fédéral belge a décidé en septembre 2018 de consacrer 558 millions EUR au projet, qui comporte un investissement en vue de construire un accélérateur de particules de 100 MeV (2019-2026) et un investissement en RD destiné à préparer la phase 2 (accélérateur de 600 MeV) et la phase 3 (réacteur sous-critique). Enfin, une organisation internationale à but non lucratif *ad hoc* a vu le jour, créant une structure qui permettra d'accueillir les partenaires de divers pays invités à prendre part à ce projet international.

Dans le domaine des radioisotopes à usage médical, le gouvernement fédéral a décidé en 2018 de consacrer 52 millions EUR au développement d'un système novateur permettant la production directe de ^{99}Mo à partir de ^{100}Mo grâce à un accélérateur linéaire d'électrons. En ne nécessitant pas l'utilisation d'uranium fissile, ce système pourrait diviser par 100 volumes de déchets radioactifs et réduire considérablement leur période de radioactivité, tout en contribuant à la sécurité des approvisionnements mondiaux en radioisotopes à usage médical.

Canada

Pays de premier plan dans le domaine de l'énergie nucléaire, le Canada est actif à toutes les étapes du cycle du combustible. Le nucléaire assure une part importante de la production d'électricité. En 2017, il a ainsi fourni aux Canadiens 14.6 % de leur électricité (ce pourcentage avoisinant les 60 % en Ontario et 33 % au Nouveau-Brunswick). Il continuera qui plus est de jouer un rôle majeur dans la réalisation de l'objectif que le Canada s'est donné de réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 30 %, d'ici à 2030, par rapport aux niveaux de 2005.

Petits réacteurs modulaires (SMR)

Feuille de route des petits réacteurs modulaires

Comme suite à un rapport du Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes, le gouvernement s'est engagé, en octobre 2017, à user de son pouvoir de mobilisation pour amorcer un dialogue devant aboutir à l'établissement d'une Feuille de route canadienne sur les petits réacteurs modulaires. À partir de février 2018, Ressources naturelles Canada (RNCan), a donc engagé une procédure multipartite axée sur la formulation d'une feuille de route en faveur de la mise au point et du déploiement potentiels de SMR au Canada, à laquelle ont pris part les administrations des provinces et des territoires, les électriciens, le secteur privé ainsi que d'autres parties intéressés. Les principaux consommateurs d'électricité ont également été mis à contribution, notamment les acteurs du secteur minier et de l'extraction des sables bitumineux, tandis qu'un dialogue s'est ouvert avec les peuples autochtones et les résidents du Nord.

Un rapport, intitulé *Appel à l'action : Feuille de route des petits réacteurs modulaires*, a été publié le 7 novembre 2018. Il contient plus de 50 recommandations adressées à l'ensemble des « partenaires habilitants ». Depuis la parution de ce rapport, RNCan continue de réunir les parties prenantes en diverses occasions pour coordonner la suite des activités.

Démonstration de SMR

En 2017, les Laboratoires nucléaires canadiens (LNC) ont lancé une demande d'expression d'intérêt (DEI) sur les petits réacteurs modulaires, par laquelle ils sollicitaient l'avis des acteurs du secteur des SMR sur le rôle qu'ils, les LNC, peuvent jouer dans la mise sur le marché de cette technologie. À partir des avis ainsi recueillis, ils ont rédigé un rapport de synthèse, intitulé *Perspectives on Canada's SMR Opportunity*. Les répondants ont étudié les possibilités offertes par la technologie des SMR au-delà de la seule production d'électricité en inscrivant les petits réacteurs modulaires dans une stratégie énergétique plus large, leur trouvant des applications aussi variées que le chauffage urbain, la cogénération, le stockage de l'énergie, le dessalement ou la production d'hydrogène. Les LNC ont fait du développement des SMR l'une des sept

initiatives qu'ils entendent mettre en œuvre dans le cadre de leur stratégie à long terme, avec pour objectif d'implanter un réacteur de ce genre sur le site de Chalk River d'ici à 2026.

En avril 2018, les LNC ont lancé une invitation à démonstration, encourageant des discussions approfondies avec les fournisseurs de SMR désireux de construire un démonstrateur sur un site géré par les LNC. Quatre candidatures ont été retenues à l'issue de la première étape, et l'étude des réponses reçues devrait se poursuivre en 2019.

Activités réglementaires

Plusieurs fournisseurs de SMR ont sollicité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) un examen préliminaire facultatif en amont de la procédure d'autorisation, appelé « examen de la conception du fournisseur préalable à l'autorisation ». Cet examen, réalisé à leur demande et à leurs frais, vise à déterminer si la conception d'un réacteur nucléaire est conforme aux exigences de la réglementation canadienne. Au 31 décembre 2018, dix constructeurs de SMR faisaient l'objet d'une telle procédure.

Réfections et renouvellements d'autorisations

La province de l'Ontario possède 18 des 19 réacteurs de puissance exploités au Canada, répartis entre les trois centrales de Pickering, Darlington et Bruce (la plus grande centrale nucléaire en service dans le monde). Le plan énergétique à long terme (PELT) de l'Ontario, élaboré en 2013, a confirmé l'intention de la province de procéder à la réfection de dix réacteurs au cours de la période 2016-2031, dont quatre à la centrale de Darlington, détenue et exploitée par Ontario Power Generation (OPG), et six à la centrale de Bruce, exploitée par Bruce Power. Les travaux de réfection envisagés, censés permettre de prolonger de 25 à 30 ans la durée de vie des unités, représentent un investissement global de quelque 26 milliards CAD pour OPG et Bruce Power.

La réfection de Darlington, qui a débuté avec un premier réacteur en octobre 2016, devrait être achevée d'ici à 2026. En 2017, le gouvernement de l'Ontario a confirmé l'engagement pris de procéder à la réfection de la tranche 3 de la centrale. La réfection de la tranche 2 se poursuit quant à elle conformément au budget et au calendrier établis et prendra normalement fin courant 2019. La réfection de la centrale de Bruce débutera quant à elle en 2020.

En août 2018, la CCSN a approuvé le plan présenté par les autorités de la province de l'Ontario à l'effet de prolonger l'exploitation de la centrale de Pickering jusqu'à la fin de l'année 2024, soit quatre ans de plus que ce qui était prévu, avant d'engager son démantèlement. Aux termes du PELT, l'énergie nucléaire devrait demeurer la plus importante source de production d'électricité de l'Ontario.

Uranium

En 2018, la production canadienne d'uranium s'est élevée à 6 996 tonnes (t d'U), en recul de 47 % par rapport aux 13 130 t d'U de l'année précédente. De ce fait, la part du Canada dans la production mondiale d'uranium est passée de 23 % à 14 %. Depuis 1996, le pays extrait la totalité de sa production de mines situées dans le nord de la Saskatchewan.

La mine de Cigar Lake a fourni un total de 6 936 t d'U en 2018, ce qui en fait la première au monde. Tout le minerai qui en est extrait par Cameco Coporation est traité dans l'usine de McClean Lake, exploitée par Orano Canada Inc. Cigar Lake est le second gisement mondial à forte teneur en uranium. Ouverte en 2014, la mine a atteint sa pleine production en 2017.

McArthur River est le plus gros gisement mondial à forte teneur en uranium. La mine ouverte à cet endroit et l'usine de Key Lake, où se traite la totalité du minerai qui en est extrait, sont exploitées l'une et l'autre par Cameco Corporation. Les activités de production sont à l'arrêt sur ces deux sites depuis 2018 en raison de la faiblesse du cours de l'uranium et seulement 61 tU ont été produites en 2018. Avant 2017, ces deux sites occupaient la première place mondiale en termes de production annuelle d'uranium. Les activités de production devraient reprendre une fois que le marché sera reparti à la hausse et que les stocks excédentaires de l'usine de Key Lake auront été épuisés.

L'exploitation de la mine et de l'usine de Rabbit Lake, toutes deux détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, est suspendue depuis juillet 2016, là encore en raison de la faiblesse des cours de l'uranium.

Démantèlements

Le 28 décembre 2012, la tranche 2 de la centrale de Gentilly a été définitivement mise à l'arrêt et est à présent en état d'arrêt sûr. En juin 2016, la CCSN a annoncé sa décision d'octroyer à Hydro-Québec un « permis de déclassement » de réacteur nucléaire pour cette installation, valable du 1er juillet 2016 au 30 juin 2026.

En décembre 2016, l'Université de l'Alberta a demandé à la CCSN l'autorisation de démanteler le réacteur SLOWPOKE-2 de son campus d'Edmonton (Alberta), un réacteur de recherche d'une puissance de 20 kilowatts thermiques (kWth) de type scellé en piscine, en exploitation depuis 1977. En septembre 2017, la CCSN a approuvé la demande. Les activités de démantèlement (retrait du combustible, des composants du réacteur et des substances nucléaires et décontamination) ont pris fin en octobre 2017. Le CCSN a délivré, en date du 25 mai 2018, un « permis d'abandon » en vertu duquel le réacteur n'est désormais plus soumis à son contrôle réglementaire.

Le 31 mars 2018, le réacteur national de recherche universel (NRU) a été mis à l'arrêt. Il a depuis lors été placé en état d'arrêt sûr en attendant son entreposage sous surveillance jusqu'à son démantèlement qui devrait débuter en 2028, selon les prévisions actuelles. Les LNC poursuivent par ailleurs le démantèlement des laboratoires de Whiteshell, à Pinawa (Manitoba), et ont proposé de procéder à un démantèlement *in situ* du réacteur de recherche WR-1, mis à l'arrêt définitif en 1985. Ils ont proposé d'en faire autant avec le réacteur nucléaire de démonstration (NPD), un prototype à l'arrêt qui se trouve près de Rolphton (Ontario). Les LNC ont déposé des descriptions de projet pour ces deux opérations auprès de la CCSN. Des évaluations environnementales doivent être réalisées dans l'un et l'autre cas, en application de la loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012.

En mai 2018, le Saskatchewan Research Council (SRC) a introduit auprès du CCSN une première demande en vue du démantèlement de son réacteur SLOWPOKE-2, en exploitation à Saskatoon depuis 1981. Les travaux de démantèlement devaient commencer en août 2019.

Déchets de combustible nucléaire

Dépôt géologique en profondeur (DGP) des déchets de combustible nucléaire[1] produits au Canada

Le Canada applique un plan de gestion à long terme de ses déchets de combustible nucléaire. En 2007, il a retenu la solution de la « gestion adaptative progressive » (GAP), qui consiste à confiner et isoler le combustible nucléaire irradié dans un dépôt géologique en profondeur (DGP), lequel doit être implanté sur un site approprié, sur le territoire d'une collectivité qui accepte de l'accueillir en connaissance de cause. La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) – créée par les producteurs électronucléaires canadiens en application de la loi de 2002 sur les déchets de combustible nucléaire – est responsable de la mise en œuvre du plan GAP. Depuis le 31 décembre 2018, cinq collectivités participent au processus de sélection de site lancé par la SGDN pour déterminer si elles seraient disposées à accueillir le futur dépôt géologique en profondeur.

La SGDN poursuit ses études de terrain pour déterminer si les sites potentiels présentent une géologie adaptée au stockage. En 2018, elle a procédé à ses premiers forages sur un site de la région d'Ignace (Ontario), l'une des cinq collectivités encore en lice pour la création d'un dépôt. Deux autres forages doivent y être réalisés en 2019 pour confirmer les caractéristiques géologiques du site envisagé. Des études complémentaires seront encore menées en 2020.

Des forages en profondeur sont en cours de planification pour les autres lieux de stockage potentiels. L'étude des collectivités concernées se poursuivra en 2020.

Collaboration internationale

Accords bilatéraux

En novembre 2018, le Canada et le Royaume-Uni ont signé un accord de coopération dans le domaine du nucléaire qui entrera en vigueur une fois que le Royaume-Uni aura quitté l'Union européenne et Euratom.

1. On parle également de « combustible usé » ou de « combustible irradié ».

À l'heure actuelle les relations entre les deux pays dans le domaine du nucléaire civil sont régies par un accord multilatéral conclu avec Euratom ; l'accord bilatéral doit permettre d'assurer leur continuité.

Plus tôt dans la même année, le gouvernement canadien avait signé, avec les gouvernements de l'Argentine et de l'Inde, des protocoles d'entente en vue d'une coopération dans le domaine de la R-D appliquée à l'énergie nucléaire, qui prennent appui sur les relations que la Canada entretient de longue date avec ces deux pays. Les signataires s'emploient actuellement à élaborer des programmes de travail concrets pour faire suite aux accords conclus.

Initiative NICE Future et Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM)

Avec les États-Unis et le Japon, le Canada a pris la tête d'une initiative dénommée « Innovation nucléaire : un futur d'énergie propre (NICE Future) », qui a été lancée lors de la neuvième Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM9), à Copenhague (Danemark), en mai 2018, et à laquelle prennent également part l'Argentine, les Émirats arabes unis, la Pologne, la Roumanie, le RoyaumeUni et la Russie.

La CEM est un forum international de haut niveau composé de 25 pays membres et de la Commission européenne. Elle a pour mission de promouvoir les politiques, les programmes et les pratiques exemplaires qui encouragent la transition vers une économie mondiale axée sur les énergies propres. NICE Future doit favoriser les échanges entre les pays membres de la CEM au sujet du rôle du nucléaire dans les systèmes intégrés d'énergies propres. Le Canada a été le pays-hôte de la dixième Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM10), en mai 2019.

Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs

Le Canada a pris part à la sixième réunion d'examen de la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs, organisée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), à Vienne (Autriche), du 21 mai au 1er juin 2018. Il y a soumis son programme national sur la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs à un examen par les pairs, avec les mises à jour et les améliorations apportées depuis la dernière réunion d'examen, en 2015. Le Canada a vu ériger au rang de « bonne pratique » l'ouverture et la transparence dont il fait preuve en associant le public à l'établissement des rapports annuels sur le rendement des titulaires de permis (rapports de surveillance réglementaire). Ces rapports de surveillance sont indépendants de tout processus de délivrance de permis.

Forum international Génération IV (GIF)

Le Canada est l'un des membres fondateurs du Forum international Génération IV (GIF), qui favorise la coordination d'activités de recherche avancée dans le domaine nucléaire entre les principaux pays qui maîtrisent cette technologie. Dans ce cadre, les LNC poursuivent leurs travaux sur le concept de réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC) et prennent part aux travaux sur les concepts de réacteurs à très haute température (RTHT) couplés à des unités de production d'hydrogène.

Corée

Transition énergétique et politique nucléaire

En octobre 2017, la Corée a annoncé une politique de transition énergétique prévoyant, à terme, l'arrêt progressif de sa production électronucléaire. Cette nouvelle politique dispose également que les centrales à charbon vieilles de plus de 30 ans doivent être arrêtées et que la part des renouvelables dans le mix électrique doit être portée à 20 % à l'horizon 2030. En 2018, le ministère de la Science et des Technologies de l'information et de la communication et le ministère de la R-D ont mis au point une stratégie détaillée pour renforcer les capacités du pays en matière de technologies de sûreté. Cette stratégie énonce les thèmes de R-D et les mesures de soutien nécessaires à la sûreté de l'exploitation des réacteurs en service et de la gestion du combustible usé.

En 2017, la Corée a également présenté une Stratégie de développement des technologies nucléaires du futur pour appuyer le volet R-D de sa politique de transition énergétique et trouver de nouvelles applications socio-économiques aux technologies nucléaires. Cinq axes stratégiques de R-D ont été proposés au service de ces deux objectifs : 1) assurer la sûreté des centrales et la disponibilité de technologies de démantèlement ; 2) élargir l'utilisation des technologies nucléaires et radiologiques ; 3) promouvoir les exportations ; 4) mettre au point de nouveaux concepts de réacteurs encore inédits, fondés notamment sur l'énergie de fusion ; 5) développer la commercialisation des technologies nucléaires.

Le gouvernement coréen a annoncé que le troisième Schéma directeur pour l'énergie du pays serait mis en œuvre en avril 2019 et applicable jusqu'en 2040. Le pays poursuit par ailleurs ses activités de promotion des efforts de collaboration internationale destinés à encourager les utilisations pacifiques et sûres des sciences et technologies nucléaires. Le gouvernement soutient activement le transfert de technologies de la Corée vers d'autres pays dans le cadre international de non-prolifération des armes nucléaires. Ces exportations de technologies nucléaires concernent les réacteurs de puissance avancés, les petits réacteurs modulaires et diverses applications.

État des centrales nucléaires

La Corée exploite actuellement 24 réacteurs d'une puissance installée cumulée de 22.5 gigawatts électriques (GWe), ce qui correspond à une part du nucléaire dans la production d'électricité du pays de 19.3 %. Cinq réacteurs de puissance sont en construction. Le premier raccordement au réseau, qui devrait intervenir en septembre 2019, sera celui de la tranche 4 de Shin-Kori.

Parallèlement, le démantèlement de la plus ancienne tranche du pays, la tranche 1 de la centrale de Kori, se poursuit conformément aux procédures prévues. Le propriétaire prévoit de soumettre son rapport d'activité de démantèlement post-fermeture d'ici la fin de 2019.

Sûreté et réglementation nucléaires

L'autorité coréenne de radioprotection et de sûreté nucléaire (Nuclear Safety Security Commission – NSSC) a préparé un train de mesures de renforcement des normes de sûreté nucléaire pour prendre en compte les nouvelles technologies et standards du secteur. Ces mesures comprennent dix éléments destinés à répondre aux attentes du public en matière de sûreté nucléaire. Par exemple, la NSSC prévoit de mettre en place un système d'approbation des réexamens périodiques de sûreté pour renforcer la procédure de contrôle de l'autorité de réglementation. Elle prévoit aussi de réviser la loi sur la responsabilité civile nucléaire afin de supprimer la limitation de responsabilité, et de préparer une autre loi qui jettera les bases juridiques des notifications relatives à des informations liées à la sûreté nucléaire. Le détail des mesures a été rendu public en mars 2019.

Gestion des déchets radioactifs

Le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie a établi un plan de gestion des déchets de faible et moyenne activité en 2015 puis un plan de gestion des déchets de haute activité en 2016. Un plan stratégique de moyen et long terme de R-D en gestion des déchets radioactifs a ensuite été élaboré en février 2017, qui doit favoriser la mise au point des technologies requises pour l'exécution des projets de gestion des déchets radioactifs.

Le premier centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité a été mis en service en 2015. En décembre 2018, 23 307 fûts (de 200 litres chacun) avaient été acceptés, et 17 497 d'entre eux avaient déjà été stockés.

En 2018, a été constitué un groupe de préparation chargé d'examiner la politique de gestion des déchets de haute activité, qui formule des recommandations pour la gestion du combustible usé. De ce fait, la nouvelle politique nationale de gestion du combustible usé devrait être prochainement annoncée.

Espagne

Politique de l'Espagne

Dans le cadre de son programme nucléaire, l'Espagne a publié et soumis à la Commission européenne, en février 2019, son projet de plan national intégré en matière d'énergie et de climat pour 2021-2030. Cet instrument de planification stratégique lui permet d'exposer sa politique énergétique et climatique et d'indiquer quelle contribution sera la sienne à la réalisation des objectifs qui ont été fixés dans ces domaines à l'échelle de l'Union européenne. Le document renseigne sur l'évolution que devrait suivre la part du nucléaire dans le mix énergétique, ainsi que sur la mise à l'arrêt, ordonnée et progressive, des réacteurs espagnols entre 2025 et 2035.

Sur la base de ce projet de plan, les propriétaires des centrales nucléaires espagnoles et l'entreprise publique gestionnaire des déchets radioactifs (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos – Enresa) ont signé, en mars 2019, un protocole d'accord par lequel ils ont planifié la mise à l'arrêt des réacteurs de sorte que celle-ci se déroule dans de bonnes conditions. Le calendrier associé à l'établissement d'un nouveau Plan général relatif aux déchets radioactifs devrait recevoir l'approbation du gouvernement.

Parc nucléaire et production d'électricité

À l'heure actuelle, l'Espagne dispose de cinq centrales nucléaires équipées de sept réacteurs de puissance en exploitation et de trois réacteurs à l'arrêt. Les réacteurs en exploitation sont ceux des tranches I et II de la centrale d'Almaraz, des tranches I et II de la centrale d'Ascó, des centrales de Cofrentes et de Trillo, et de la tranche II de la centrale de Vandellós. Sont à l'arrêt les réacteurs de la tranche I de la centrale de Vandellós (depuis 1990), de la centrale de José Cabrera (depuis 2006) et de la centrale de Santa María de Garoña (depuis 2013).

En 2018, le parc électronucléaire espagnol totalisait 7.1 GWe, soit 6.8 % de la puissance installée nette du pays. Il a fourni cette année-là 53 295 GWh nets, ce qui correspond à 20.4 % de la production totale d'électricité. Il affiche dans l'ensemble de bonnes performances, avec un taux de disponibilité en temps de 87.05 % et un facteur de perte de charge non programmée de 4.17 %.

Amont du cycle du combustible

En 2018, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a produit 615 assemblages combustibles contenant 290.7 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 71 % de cette production, soit 433 assemblages contenant 206.6 t d'U, ont été exportés vers l'Allemagne, la Belgique et la France. L'Espagne a acheté des concentrés d'uranium à la Fédération de Russie (53.2 %), au Niger (27.2 %), au Canada (10.0 %), à l'Australie (5.4 %) et au Kazakhstan (4.2 %).

Aval du cycle du combustible

La stratégie espagnole de gestion du combustible usé et des déchets de haute activité (HA) prévoit la construction d'un site d'entreposage centralisé, après obtention des autorisations requises. Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radiologiques (*Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas*), la procédure commence par la délivrance d'une autorisation préliminaire et d'une autorisation de construction, pour lesquelles Enresa a déposé une demande en janvier 2014. Elle avait auparavant, en août 2013, demandé à pouvoir entreprendre l'étude d'impact sur l'environnement nécessaire à la concrétisation du projet. Cependant, en 2018, le gouvernement a décidé de suspendre la procédure d'autorisation le temps que l'on analyse plus avant la situation et établisse un programme plus précis et adapté, qui sera spécifié dans une mise à jour du Plan général relatif aux déchets radioactifs.

Les installations d'entreposage du combustible usé implantées sur les sites des centrales de Trillo, José Cabrera (en cours de démantèlement) et Ascó sont exploitées depuis plusieurs années. La construction de deux nouvelles installations de ce type a été autorisée en 2018, l'une sur le site de la centrale de

Santa María de Garoña, l'autre sur celui de la centrale d'Almaraz où les activités d'entreposage ont d'ores et déjà commencé. La création d'une autre installation d'entreposage sur site est prévue à Cofrentes.

L'installation d'El Cabril, prévue pour la gestion et le stockage des déchets de faible et moyenne activité (FMA), a poursuivi ses opérations de routine en 2018. Au 31 décembre 2018, 33 602 m^3 de déchets radioactifs y étaient stockés.

Le site d'El Cabril dispose d'une zone de stockage dédiée aux déchets de très faible activité (TFA), composée de deux cellules ouvragées, exploitées respectivement depuis 2008 et 2016. Deux autres cellules ont d'ores et déjà fait l'objet d'une autorisation ; avec ces quatre cellules, on atteindrait la capacité autorisée de 130 000 m^3. Au 31 décembre 2018, 15 491 m^3 de déchets y étaient stockés.

En octobre 2018, le Service intégré d'examen de la réglementation (IRRS) et le Service d'examen intégré portant sur la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, le déclassement et la remédiation (ARTEMIS) de l'AIEA ont dépêché leur toute première mission conjointe en Espagne. Tous les sites et activités nucléaires réglementés ont été passés en revue par la mission, qui a également examiné le programme adopté par le pays pour gérer son combustible usé et ses déchets nucléaires, quel qu'en soit le type.

États-Unis

Réacteurs de puissance

À la fin de 2018, les États-Unis exploitaient 98 réacteurs de puissance totalisant 99.4 gigawatts électriques (GWe) – un chiffre qui tient compte de la fermeture définitive de la centrale d'Oyster Creek (608 MWe) le 17 septembre 2018 et de deux augmentations de puissance de 4 et 155 MWe au cours de l'année.

Toujours à la fin de 2018, 11 autres réacteurs avaient annoncé un plan de mise à l'arrêt définitif d'ici à 2026 pour des raisons économiques, en particulier la baisse historique des prix de l'électricité sur les marchés déréglementés. Quand, en mai 2019, la centrale de Pilgrim (677 MWe) a elle aussi mis un terme à sa production, la puissance nucléaire installée totale du pays a été ramenée à 98.8 GWe.

Certains États du pays ont pris des mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions. Dans l'État de New York et dans l'Illinois, ces mesures ont permis de revenir sur les décisions d'arrêter définitivement certains réacteurs. Le Connecticut a voté une loi pour ajouter l'énergie nucléaire à la liste des sources de production d'électricité zéro carbone, grâce à laquelle sa centrale de Millstone peut aujourd'hui vendre sa production sur le marché de l'électricité propre. Le New Jersey a accordé une certification zéro émissions à ses deux dernières centrales nucléaires. L'Ohio a aussi voté une loi de soutien des prix en 2019, à la suite de quoi ses deux centrales nucléaires ont annoncé qu'elles annulaient leur projet de fermeture. L'État de Pennsylvanie, doté de cinq centrales nucléaires (neuf réacteurs totalisant 9.7 GWe), envisage lui aussi de prendre de telles mesures de soutien.

En mars 2019, l'autorité américaine de sûreté nucléaire (Nuclear Regulatory Commission – NRC) avait renouvelé l'autorisation d'exploitation de 89 des réacteurs de puissance actuellement en service dans le pays, les huit autres pouvant encore produire de l'électricité aux termes de l'autorisation reçue à leur mise en service. Ce processus de renouvellement autorise les centrales à fonctionner 20 ans de plus que la période de 40 ans initialement prévue. La NRC examine actuellement les demandes de renouvellement présentées par six réacteurs souhaitant voir leur exploitation prolongée de 20 ans encore, ce qui porterait à 80 ans leur durée de vie totale.

En Géorgie, les tranches 3 et 4 (2 234 MWe) de la centrale de Vogtle sont toujours en construction, avec une livraison prévue à la fin de 2021 et à la fin de 2022.

En 2019, a été de nouveau déposé devant le Sénat américain un texte de loi intitulé *Nuclear Energy Leadership Act* (NELA), qui vise à promouvoir le développement et la commercialisation de réacteurs nucléaires avancés. La soumission de ce texte fait suite à la promulgation, le 28 septembre 2018, de la loi intitulée *Nuclear Energy Innovation Capabilities Act*, destinée à stimuler la R-D sur les technologies nucléaires avancées. Si la loi NELA est elle aussi promulguée, le secteur électronucléaire national bénéficiera des

mesures de soutien suivantes : extension du programme de durabilité des réacteurs à eau ordinaire ; soutien renforcé aux technologies nucléaires avancées, telles que celles des petits réacteurs modulaires ; mise en place d'un programme de recherche, de démonstration et de développement consacré à l'énergie nucléaire pour encourager la conception d'un plus large éventail d'outils de simulation et poursuivre les travaux de R-D à la fois sur les réacteurs à eau ordinaire de la prochaine génération et sur les technologies nucléaires avancées ; et mise en place d'un programme de formation et d'apprentissage à l'intention des travailleurs du secteur nucléaire.

La loi de finances de 2018 (*Bipartisan Budget Act of 2018* – HR 1892) a mis en place un crédit d'impôt en faveur de la production de 0.018 USD/kWh, applicable sans limite de date, et que les partenaires d'un projet qui en bénéficie peuvent transférer à d'autres partenaires. Ce crédit s'appliquera donc aux deux réacteurs AP1000 en construction sur le site de la centrale de Vogtle ainsi qu'aux futurs autres projets électronucléaires du pays, notamment ceux qui portent sur des petits réacteurs modulaires. Il est plafonné aux six premiers gigawatts électriques de puissance nucléaire installée.

Le département de l'Énergie (DOE) soutient actuellement la planification de la construction, d'ici le milieu des années 2020, d'une centrale composée de 12 petits réacteurs modulaires NuScale de 60 MWe chacun. Implantée dans l'Idaho, cette centrale alimenterait d'abord l'Idaho National Laboratory (INL) et vendrait le reste de sa production via l'Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS). La NRC procède actuellement à l'examen de la conception NuScale, tandis que les responsables du projet préparent leur demande d'autorisation combinée de construction et d'exploitation (*Combined Operating Licence* – COL).

Installations du cycle du combustible

À Metropolis, dans l'Illinois, la seule usine américaine de conversion de l'uranium, détenue par Honeywell International, Inc., est toujours provisoirement maintenue à l'arrêt du fait des excédents d'approvisionnement sur le marché mondial de la transformation du concentré d'uranium pulvérisé en hexafluorure d'uranium (UF_6).

La seule usine d'enrichissement par centrifugation exploitée à l'échelle commerciale aux États-Unis est celle d'URENCO USA, implantée à Eunice, dans le Nouveau Mexique. En juillet 2019, elle opérait avec 64 cascades à une capacité annuelle de 4.9 millions d'unités de travail de séparation (UTS).

Aucune activité notable de construction n'a eu lieu suite à la délivrance, par la NRC, d'autorisations d'implantation d'usines d'enrichissement par centrifugation (l'American Centrifuge Plant dans l'Ohio, et l'Eagle Rock Enrichment Facility dans l'Idaho). À la demande d'Orano, la NRC a mis fin, en août 2018, à l'autorisation applicable à l'Eagle Rock Enrichment Facility. Les chantiers de l'usine d'enrichissement par laser de GLE (GLE Uranium Enrichment Facility en Caroline du Nord) et de l'usine de défluoration d'uranium appauvri (FEP/DUP dans le Nouveau Mexique) n'ont pas non plus été lancés.

Trois usines de fabrication de combustible à partir d'uranium faiblement enrichi (UFE) disposent actuellement d'une autorisation de la NRC : Global Nuclear Fuels – Americas en Caroline du Nord, Westinghouse Columbia Fuel Fabrication Facility en Caroline du Sud, et Framatome Inc. dans l'État de Washington. Le projet de construction d'une usine de fabrication de combustible à mélange d'oxydes en Caroline du Sud a été abandonné le 8 février 2019. Le pays possède également deux usines de fabrication de combustible de catégorie 1 autorisées à opérer : celle de Nuclear Fuel Services dans le Tennessee, et celle du BWXT Nuclear Operations Group en Virginie. Ces deux installations produisent du combustible pour le programme nucléaire naval américain et appauvrissent par mélange de l'uranium hautement enrichi (UHE) pour fabriquer du combustible consommable en réacteur.

En 2012, la NRC a accordé à International Isotopes Fluorine Products, Inc. (IIFP) l'autorisation de construire et d'exploiter pendant 40 ans une usine de défluoration d'uranium appauvri à proximité de Hobbs, dans le Nouveau Mexique. Mais le chantier de cette installation est actuellement inactif.

Pour l'heure, la quasi-totalité du combustible usé produit dans les réacteurs en service commercial est entreposée directement sur les sites des centrales en exploitation, soit en piscine, soit à sec, dans des installations indépendantes dédiées (*independent spent fuel storage installations* – ISFSI). La NRC examine actuellement deux demandes de construction de centres d'entreposage à vocation commerciale : celle d'Interim Storage Partners, Inc., soumise en 2016 pour un centre près d'Andrews, dans le Texas, et celle d'Holtec International, soumise en 2017 pour un centre à Lea County, dans le Nouveau Mexique.

Enquête en vertu de l'article 232, consacrée aux effets des importations d'uranium sur la sécurité nationale

Le Secrétaire au Commerce des États-Unis a investigué les effets des importations d'uranium sur la sécurité nationale, puis transmis son rapport au Président. Ce dernier a alors décidé de constituer un groupe de travail chargé d'élaborer des recommandations sur la façon dont le pays pourrait relancer et développer sa production de combustible nucléaire. Ce groupe de travail dispose d'un délai de 90 jours à compter du 12 juillet 2019 pour soumettre son rapport, avec conclusions et recommandations, au Président.

Achats et prix de l'uranium

Au cours de l'année 2018, les propriétaires et exploitants des réacteurs de puissance civils des États-Unis (ci-après, « les exploitants civils ») ont acheté au total environ 15 390 tonnes métriques d'uranium (t d'U) à des fournisseurs américains et étrangers, au prix moyen (pondéré en masse) de 100.90 USD par kilogramme d'uranium (USD/kg d'U). Cet approvisionnement annuel est inférieur de 6 % au total de 16 540 t d'U enregistré en 2017. En revanche, le prix moyen calculé pour 2018 est très proche du prix moyen de 100.87 kg d'U de 2017.

Près de 10 % de cet approvisionnement de 2018 provenaient du pays, au prix moyen de 117.67 USD/kg d'U. Les 90 % restants étaient d'origine étrangère, au prix moyen de 99.08 USD/kg d'U, dont 42 % en provenance du Canada et de l'Australie, et 40 % en provenance du Kazakhstan, de la Russie et de l'Ouzbékistan.

En 2018, les exploitants civils se sont approvisionnés auprès de 37 fournisseurs, soit un de plus qu'en 2017, l'uranium leur parvenant sous trois formes : le concentré d'uranium (59 % des 15 390 t d'U), l'hexafluorure d'uranium enrichi (21 %), et l'hexafluorure d'uranium naturel (20 %). Les contrats au comptant, passés au prix moyen de 71.52 USD/kg d'U, ont représenté 16 % du total de l'approvisionnement américain en uranium en 2018, les 84 % restants relevant de contrats à long terme, au prix moyen de 106.56 USD/kg d'U.

Contrats d'approvisionnement en uranium

En 2018, les exploitants civils ont signé 36 nouveaux contrats d'approvisionnement, donnant lieu à la livraison, la même année, de 1 500 t d'U, au prix moyen de 65.28 USD/kg d'U. Cinq étaient des contrats à long terme, correspondant à la fourniture de 230 t d'U, au prix moyen de 74.41 USD/kg d'U. Les 31 autres étaient des contrats au comptant, totalisant 1 270 t d'U, au prix moyen de 63.64 USD/kg d'U.

Afin de pouvoir augmenter ou réduire les quantités en tant que de besoin, les exploitants civils ne déclarent que les quantités minimales et maximales des futurs approvisionnements sous contrat. À la fin de 2018, les quantités maximales d'uranium déclarées pour la période 2019-2028 aux termes des contrats existants totalisaient 67 315 t d'U ; les besoins en uranium encore non couverts par un contrat pour cette même période étaient de 77 315 t d'U. La somme de ces deux chiffres (approvisionnements sous contrat et besoins en uranium encore non couverts), qui s'élève à 144 630 t d'U, est la quantité maximale d'uranium dont les exploitants civils devraient avoir besoin au cours des dix prochaines années.

Expéditions d'uranium, services d'enrichissement et chargement des réacteurs

En 2018, les exploitants civils ont expédié 12 690 t d'uranium naturel à des usines d'enrichissement, dont 52 % à des usines étrangères, et 48 % à des usines américaines. Les contrats de services d'enrichissement correspondants, souscrits auprès de 13 fournisseurs, soit un de plus qu'en 2017, ont représenté un total de 15 millions d'UTS. Ils ont coûté aux exploitants civils en moyenne 115.42 USD/UTS, contre 125 USD/UTS en 2017. Toujours en 2018, la part des UTS effectuées aux États-Unis a été de 33%, les 67 % restants étant réalisées à l'étranger. Les UTS achetées à l'étranger l'ont été principalement en Russie (23 %), aux Pays-Bas (19 %), au Royaume-Uni (10 %) et en Allemagne (10 %).

Les assemblages combustibles chargés dans les réacteurs de puissance civils américains en 2018 représentaient l'équivalent de 19 310 t d'U, contre 17 500 t d'U en 2017. En 2018, 11 % de l'uranium chargé en réacteur était d'origine américaine, et 89 % d'origine étrangère.

Importations, exportations et stocks d'uranium

Les fournisseurs (négociants, courtiers, usines de conversion, d'enrichissement, de fabrication ou de production) et les exploitants civils américains achètent chaque année de l'uranium à l'étranger. En 2018, ces importations ont représenté 15 960 t d'U, à un prix moyen de 92.89 USD/kg d'U. Ces fournisseurs et exploitants civils américains ont également vendu de l'uranium à l'étranger. En 2018, ces exportations ont représenté 5 385 t d'U, à un prix moyen de 67.65 USD/kg d'U.

L'inventaire des stocks commerciaux d'uranium établi à la fin de chaque année renseigne sur la quantité totale d'uranium détenue par les installations du cycle du combustible américaines et étrangères aux différents stades du cycle (avant conversion, enrichissement ou fabrication). À la fin de 2018, les stocks commerciaux des États-Unis (c'est-à-dire les stocks détenus par les exploitants civils, les négociants, les courtiers, et les usines de conversion, d'enrichissement, de fabrication ou de production du pays) étaient de 50 580 t d'U. Les exploitants civils seuls en détenaient environ 42 930 t d'U, soit une baisse de 10 % par rapport au niveau de fin 2017. Les fournisseurs (négociants, courtiers, et usines de conversion, d'enrichissement, de fabrication ou de production) en détenaient 7 650 t d'U.

Extraction, production minière, livraisons et ventes

En 2018, les mines d'uranium américaines ont produit 320 tonnes d'oxyde d'uranium (t d'U_3O_8), ce que l'on appelle le concentré d'uranium, soit 37 % de moins qu'en 2017. En 2018, les États-Unis disposaient de six installations de lixiviation in situ (LIS) en activité, comme en 2017. Mais ils n'exploitaient aucune mine souterraine, comme en 2016 et en 2017.

Toujours en 2018, la production totale de concentrés d'uranium s'est élevée à 726 t d'U_3O_8 (615 t d'U) soit 33 % de moins qu'en 2017. Sept installations y ont contribué : l'usine conventionnelle de White Mesa dans l'Utah, et les six installations de LIS implantées dans le Nebraska et le Wyoming (Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP, Smith Ranch-Highland Operation et Willow Creek Project).

Les livraisons de concentrés d'uranium de l'ensemble de ces installations ont représenté au total 680 t d'U_30_8, (577 t d'U), soit 35 % de moins qu'en 2017. Le prix moyen a été de 71.67 USD/kg d'U_30_8 (84.52 USD/kg d'U).

Sites de production (usines conventionnelles, lixiviation en tas, lixiviation in situ)

À la fin de 2018, l'usine de White Mesa (Utah) avait une capacité de production de 2 000 tonnes courtes par jour. Celles de Shootaring Canyon (Utah) et de Sweetwater (Wyoming) totalisent une capacité de production de 3 750 tonnes courtes par jour mais sont pour l'heure en réserve. Elles ont été exploitées pour la dernière fois en 1982 et en 1983, respectivement.

À la fin de 2018, les États-Unis disposaient de cinq installations de LIS en activité, d'une capacité de production cumulée de 4 940 t d'U_30_8 (4 190 t d'U) par an (Crow Butte Operation dans le Nebraska, et Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Ross CPP, Smith Ranch-Highland Operation et Willow Creek Project dans le Wyoming) ; quatre installations de LIS étaient en réserve, et six installations de LIS étaient planifiées dans quatre États (Nouveau Mexique, Dakota du Sud, Texas et Wyoming).

Emploi et dépenses dans le secteur de la production d'uranium

En 2018, le secteur américain de la production d'uranium employait 372 équivalents temps plein, un chiffre en baisse de 12 % par rapport à 2017, et à son plus bas niveau depuis 2003. La filière de l'exploration employait 27 équivalents temps plein, soit 46 % de moins qu'en 2017. Celle de l'extraction minière employait 110 équivalents temps plein, soit 19 % de moins qu'en 2017. En revanche, la filière de l'assainissement employait 138 équivalents temps plein, soit une hausse de 38 % par rapport à 2017. L'État du Wyoming comptait 53 % de l'effectif total du secteur américain de la production d'uranium, un pourcentage en léger recul par rapport aux 58 % de 2017.

S'agissant des dépenses, le total dévolu aux opérations foncières, d'exploration, de forage, de production et d'assainissement était de 109 millions USD en 2018, soit 11 % de moins qu'en 2017, et le minimum atteint depuis 2004. Le premier poste de dépenses était celui de la production d'uranium, usines incluses : il représentait 66 millions USD en 2018, soit 16 % de moins qu'en 2017 et le chiffre le plus bas depuis 2006.

Estimations des ressources en uranium

À la fin de 2018, les réserves estimées déclarées sur les propriétés en activité étaient de 16 540 t d'U dans la tranche de coût inférieur à 80 USD/kg d'U, de 66 930 t d'U dans la tranche de coût inférieur à 130 USD/kg d'U, et de 135 780 t d'U dans la tranche de coût inférieur à 260 USD/kg d'U. Ces quantités sont sans doute très inférieures aux ressources totales in situ dont disposent les États-Unis. Les ressources présumées constituent une part important du total des ressources américaines en uranium, mais elles ne sont pas prises en compte ici. De même, une proportion non négligeable des ressources ne se trouve pas sur des sites en activité.

Les estimations présentées ici pour les réserves d'uranium ne peuvent pas être comparées aux bien plus exhaustives données sur les réserves d'uranium publiées dans le rapport de juillet 2010 intitulé *U.S. Uranium Reserves Estimates*. Ces estimations sont fondées sur des données collectées et d'autres chiffres calculés dans le cadre du programme National Uranium Resource Evaluation (NURE). Inactif depuis les années 80, ce programme était exploité par le département de l'Énergie des États-Unis et d'autres entités prédécesseuses.

Les données collectées de 1984 à 2002 par l'Energy Information Administration (EIA) recensent quelque 200 propriétés dotées de réserves en uranium. Au contraire, les données du programme NURE collectées de 1974 à 1983 portent sur quelque 800 propriétés dotées de réserves en uranium. Bien que le formulaire d'enquête EIA-851A recouvre un échantillon de propriétés bien plus réduit que les anciennes données de l'EIA ou du programme NURE, il fournit des estimations des ressources en uranium récupérables dans chaque tranche de coût qui sont plus fiables que les estimations issues des données collectées entre 1974 et 2002, en particulier parce que les données NURE, qui n'ont fait l'objet d'aucun travail exhaustif d'actualisation depuis longtemps, ne sont plus considérées comme des données à jour.

Les ressources en uranium déclarées ici se trouvent, dans une large mesure, sous des terrains publics accessibles à l'exploitation minière. Cependant, l'extraction de l'uranium est effectivement exclue dans certaines régions des États-Unis, par exemple sur les territoires de la Nation navajo où l'extraction de l'uranium est interdite, et dans l'État de Virginie où un moratoire s'applique depuis 1982. En 2019, la Cour suprême des États-Unis a jugé que la Virginie avait autorité pour réglementer l'exploitation minière, y compris de l'uranium, sur son territoire. Cette décision signifie qu'il est peu probable que le vaste gisement d'uranium de Coles-Hill soit exploité dans un avenir proche, attendu que le moratoire de la Virginie s'y applique.

Finlande

L'entreprise privée finlandaise Teollisuuden Voima Oyj (TVO), une société anonyme non cotée, possède et exploite les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire d'Olkiluoto, à Eurajoki, en Finlande et y construit actuellement une troisième tranche, Olkiluoto 3.

Les tranches 1 et 2 produisent de l'électricité depuis environ 40 ans. En janvier 2017, TVO a déposé une demande de renouvellement des autorisations pour continuer d'exploiter ces deux tranches jusqu'à la fin de 2038. L'autorisation d'exploitation a été délivrée le 20 septembre 2018 par les autorités pour une durée de 20 ans, soit jusqu'à fin 2038.

En février 2005, TVO a obtenu l'autorisation de construire la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto (OL3), qui doit être équipée d'un réacteur à eau sous pression (REP) de type EPR (European pressurised water reactor) d'une puissance de 4 300 mégawatts thermiques, soit environ 1 600 mégawatts électriques. Les travaux de construction de la tranche sont en grande partie achevés. L'installation des systèmes électriques, du contrôle-commande et des systèmes mécaniques se poursuit. Les essais fonctionnels à chaud ont été achevés en mai 2018. Les formations du personnel d'exploitation ont avancé et les

habilitations ont été accordées aux opérateurs de conduite par l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire (Säteilyturvakeskus – STUK) fin 2018. Le gouvernement finlandais a délivré l'autorisation d'exploitation à la tranche le 7 mars 2019 et sa mise en service devrait intervenir courant 2019-2020.

En 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu des autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans supplémentaires pour deux REP de la centrale de Loviisa en service depuis 1977 et 1980. Fortum table sur une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui les conduira à fonctionner jusqu'aux alentours de 2030. L'entreprise annoncera ses projets pour une éventuelle nouvelle prolongation de la durée de vie de la centrale de Loviisa dans les années à venir.

Toujours en 2007, la nouvelle société Fennovoima Oy a lancé un projet de construction de centrale. La stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande prévoit de poursuivre l'exploitation des centrales nucléaires, tout en laissant à l'industrie l'initiative des projets. Comme précisé dans la loi sur l'énergie nucléaire, il est nécessaire de mener une étude d'impact sur l'environnement pour pouvoir déposer auprès des administrations publiques une demande de décision de principe. Les études d'impact sur l'environnement des centrales de TVO et de Fortum (coordonnées par le ministère de l'Économie et de l'Emploi) ont été finalisées en 2008 et celles de Fennovoima se sont achevées en 2009 et 2014.

En décembre 2013, Fennovoima a signé avec Rosatom Overseas un contrat de construction clé en main d'une tranche de conception AES-2006, c'est-à-dire équipée d'un réacteur VVER 1200 sur le site de Hanhikivi, dans la ville de Pyhäjoki. Dans le même temps, la société a signé avec TVEL un contrat intégré d'approvisionnement en combustible qui doit couvrir les neuf premières années d'exploitation. Un accord conclu entre les actionnaires prévoit également la cession de 34 % des actions de Fennovoima à Rosatom Overseas.

Rosatom n'étant pas mentionné comme un constructeur potentiel dans la première demande de décision de principe, Fennovoima a préparé une nouvelle étude d'impact environnemental (EIE) à l'automne 2013 et l'a soumise au gouvernement en février 2014. En mars 2014, elle a également déposé une demande de complément de la décision de principe, approuvée par le gouvernement en septembre 2014 et ratifiée par le Parlement en décembre 2014.

Enfin, Fennovoima a déposé une demande d'autorisation de construction auprès du ministère de l'Économie et de l'Emploi à la fin du mois de juin 2015. Les travaux de préparation ont commencé sur le site de Pyhäjoki. En 2016, elle a entamé une troisième procédure d'EIE, en se concentrant sur la gestion du combustible usé. Selon Fennovoima, les autorités devraient rendre leur décision sur la demande d'autorisation en 2021, une fois que la STUK aura terminé l'examen de sûreté du projet. La mise en service de la centrale est donc prévue pour 2028.

En 2004, Posiva Oy a démarré le chantier de l'installation souterraine de caractérisation de la roche ONKALO®, en vue du stockage du combustible usé des centrales d'Olkiluoto et de Loviisa. L'installation comprend un tunnel et trois puits creusés jusqu'à la profondeur de stockage, qui, selon les plans, seront utilisés comme moyens d'accès au stockage proprement dit. En 2010, les travaux de creusement avaient atteint la profondeur prévue pour le stockage (environ 420 m) et l'installation était utilisée pour mener divers essais et expériences sur la caractérisation des propriétés de la roche hôte et les systèmes de barrières ouvragées prévus dans les plans.

En décembre 2012, Posiva a transmis au gouvernement une demande d'autorisation de construction du centre de stockage, qui doit comprendre une installation de conditionnement et le stockage souterrain. Le 12 novembre 2015, le gouvernement a accordé l'autorisation de construction, qui est la première au monde octroyée à ce jour pour un site de stockage définitif du combustible usé.

En décembre 2016, la STUK ayant indiqué que l'entreprise était en mesure de lancer le chantier, Posiva a entamé les travaux d'excavation nécessaires à la sûreté nucléaire et prévus aux termes de l'autorisation de construction. Le centre devrait être mis en service au milieu des années 2020, après que Posiva aura reçu une autorisation d'exploitation à cet effet. La Finlande est plus avancée que tout autre pays dans la préparation du stockage du combustible usé. En 2018, Posiva a évalué ses capacités pour la construction de l'installation de conditionnement et débuté les derniers préparatifs techniques du centre de stockage souterrain.

Tout au long de l'année, les travaux ont avancé sur le terrain aussi bien que dans les bureaux. Les travaux de creusement ont été achevés pour créer les accès des véhicules, les installations techniques et un tunnel central destiné à l'essai fonctionnel mixte. Les processus de production, les chaînes de

prestataires et les coûts prévisionnels ont été établis plus en détail et des décisions ont été prises quant à la mise en œuvre d'activités d'industrialisation. L'industrialisation vise entre autres à simplifier les processus et à améliorer la manufacturabilité des composants. Il a été décidé en juin 2019 de réaliser les investissements nécessaires pour donner corps à toutes les facettes de l'entité.

Posiva a signé l'une de ses plus importantes réalisations à l'été 2018 en lançant un essai complet in situ des systèmes de stockage d'ONKALO®, dont le suivi se poursuivra durant plusieurs années. Cet essai a pour but de démontrer que le concept de stockage sûr de Posiva peut être mis en œuvre comme prévu.

Une filiale de Posiva, Posiva Solutions Ltd, a été créée en 2016 pour se concentrer sur la vente du savoir-faire que l'entreprise a acquis en matière de conception et de recherche-développement de centres de stockage de combustible usé, mais aussi sur la prestation de services de conseil connexes. De nombreuses autres sociétés finlandaises exercent aussi des activités liées à la gestion des déchets nucléaires sur le marché extérieur.

En 2017, l'entreprise Terrafame a annoncé qu'elle allait commencer à extraire de l'uranium du minerai issu de sa mine polymétallique (nickel, zinc, cuivre et cobalt) dans la région du Kainuu et qu'elle avait déposé une demande d'exploitation d'uranium en octobre 2017 auprès des autorités, conformément aux dispositions de la loi sur l'énergie nucléaire. L'extraction d'uranium, qui devrait produire entre 150 et 250 tonnes par an de concentré uranifère (*yellow cake*), sert un double objectif : outre la production du concentré lui-même, elle permet surtout d'améliorer la qualité des autres minéraux extraits de la mine, en premier lieu le sulfure de nickel. Le gouvernement statuera sur la demande en 2019.

France

Aspects politiques

La France possède 58 réacteurs de puissance en exploitation (qui fournissent 63 130 MWe) et un réacteur EPR en construction sur le site de Flamanville. Sa stratégie de développement de l'électronucléaire est liée aux objectifs définis dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), actuellement en cours de révision. Cette stratégie dépendra en particulier des évolutions relatives aux énergies renouvelables et des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) concernant la possible prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes. Le Président français a donné quelques indications de la future PPE en novembre 2018. Il a notamment annoncé le projet de fermer 14 réacteurs de puissance pour ramener la part du nucléaire dans le bouquet électrique national de 75 % aujourd'hui à 50 % d'ici 2035.

Le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs est un programme triennal préparé par le ministère de la Transition écologique et solidaire et par l'ASN. En vue de sa 5e édition, un débat public a été organisé entre mai et septembre 2019 pour informer et recueillir des avis sur le sujet.

Aspects industriels et technologiques

New Areva devient Orano et New NP ressuscite Framatome

En janvier 2018, la filiale New NP d'Areva NP, qui regroupe les activités d'Areva relatives aux réacteurs nucléaires, est devenue Framatome suite à sa vente à EDF, Mitsubishi Heavy Industries et Assystem. Framatome est le nom de l'ancien fournisseur de réacteurs français qui avait donné naissance à Areva. New Areva, qui regroupe les activités du cycle du combustible restées dans l'escarcelle d'Areva après la scission, a été rebaptisé Orano.

Orano met en service une nouvelle usine de conversion

La nouvelle usine de conversion d'uranium Philippe Coste, implantée sur le site Orano du Tricastin (vallée du Rhône), est entrée en service à l'issue de son programme d'essai. Son inauguration a eu lieu en septembre 2018.

Construite dans le cadre du projet Comurhex II qui prévoit, en outre, l'implantation d'une nouvelle usine à Malvesi (région de Narbonne), l'usine de conversion Philippe Coste intègre des innovations technologiques en termes de sûreté, de protection de l'environnement et de performances industrielles. Elle recyclera les réactifs chimiques utilisés, consommera jusqu'à 90 % d'eau en moins, et sera équipée d'un contrôle-commande encore plus automatisé. Sa production augmentera progressivement pour atteindre sa capacité nominale de 15 000 tonnes à la fin de 2020.

Filière EPR

La tranche 1 de la centrale nucléaire de Taishan (province de Guangdong, Chine) a été raccordée au réseau en juin et qualifiée pour une mise en service commercial en décembre. Elle est équipée du premier réacteur EPR au monde à atteindre cette étape.

Le 29 janvier 2019, par la voix de son président, l'ASN a annoncé qu'elle publierait une déclaration en mai concernant le programme de validation des soudures effectuées sur les lignes vapeur principales du réacteur de la tranche 3 de Flamanville.

EDF utilisera de l'uranium de retraitement

En 2018, EDF a signé des contrats de recyclage en vue d'utiliser de l'uranium de retraitement (URT) dans ses réacteurs à eau sous pression (REP) à partir de 2023. L'électricien entreprend ainsi de diversifier ses sources d'approvisionnement en uranium, et de réduire d'environ 10 à 15 % ses besoins en uranium naturel. Cette décision contribue aussi à refermer encore le cycle français du combustible, avec la réutilisation de 96 % des matières nucléaires contenues dans le combustible usé.

Sûreté

L'AIEA évalue la gestion des déchets radioactifs et le régime de sûreté associé

Une mission de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) conduite en France conclut que le pays a donné la preuve de son engagement fort et complet pour la sûreté nucléaire, et de son organisation responsable de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs.

L'ASN rend son avis relatif à la cohérence du cycle du combustible nucléaire en France

Le cycle du combustible nucléaire comprend la fabrication du combustible utilisé dans les réacteurs des centrales nucléaires, son entreposage et son retraitement après irradiation. Il fait intervenir plusieurs titulaires d'autorisations : Orano Cycle, Framatome, EDF et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra).

L'ASN contrôle la cohérence globale des choix industriels faits en matière de gestion du combustible qui pourraient avoir des conséquences sur la sûreté. Dans ce cadre, l'ASN demande périodiquement qu'EDF transmette un dossier dit « Impact cycle », rédigé conjointement avec les acteurs du cycle, présentant les conséquences sur chaque étape du cycle du combustible de la stratégie d'EDF d'utilisation dans ses réacteurs des différents types de combustibles.

En juin 2016, à la demande de l'ASN, EDF a remis le dossier « Impact cycle 2016 » pour la période 2016-30, élaboré en collaboration avec Framatome, Orano Cycle et l'Andra, en prenant en compte plusieurs scénarios d'évolution du mix énergétique. Après instruction, l'ASN a rendu son avis le 18 octobre 2018.

L'ASN estime que le dossier « Impact cycle 2016 » présente de manière satisfaisante les conséquences de différents scénarios d'évolution du cycle du combustible nucléaire sur les installations, les transports et les déchets. L'ASN souligne le besoin d'anticiper, au minimum d'une dizaine d'années, toute évolution stratégique du fonctionnement du cycle du combustible, afin que cette évolution puisse être pensée et réalisée dans des conditions de sûreté et de radioprotection maîtrisées.

Il est nécessaire que, dans les années à venir, les acteurs industriels analysent, en termes de sûreté et de radioprotection, les conséquences de la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur le cycle du combustible nucléaire, et qu'ils commencent à travailler ensemble sur la question.

L'ASN autorise la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur EPR de Flamanville sous certaines conditions

À la fin de 2014, le constructeur Areva NP avait mis en évidence une anomalie dans la composition chimique de l'acier du couvercle et du fond de la cuve du réacteur EPR de Flamanville, pouvant réduire sa capacité à résister à la propagation d'une fissure. Il avait alors mis en œuvre une démarche visant à justifier que la résistance mécanique de l'acier restait suffisante dans toutes les situations de fonctionnement, y compris accidentelles. En s'appuyant sur l'analyse des dossiers transmis par Areva NP et EDF, avec l'appui de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), et sur l'avis de son groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires, l'ASN avait rendu un avis le 10 octobre 2017 sur l'anomalie constatée.

Le 9 octobre 2018, l'ASN a autorisé la mise en service et l'utilisation de la cuve du réacteur EPR de Flamanville, sous réserve de la réalisation d'un programme d'essais de suivi du vieillissement thermique sur l'acier de la zone de ségrégation majeure positive résiduelle du carbone, et de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation. La faisabilité de ces derniers contrôles n'étant pas acquise pour le couvercle en l'état actuel des connaissances, l'ASN a limité à fin 2024 l'utilisation du couvercle actuel.

Démantèlement et gestion des déchets

L'ASN approuve les options de sûreté du centre de stockage

La France prévoit de construire son Centre industriel de stockage géologique (Cigéo), un système souterrain de tunnels de stockage, dans une formation argileuse située à proximité de Bure, à l'est de Paris (Meuse/Haute Marne). Le projet doit être financé par les producteurs de déchets radioactifs, et géré par l'Andra.

Dans ce cadre, l'Andra a transmis à l'ASN, en avril 2016, le « dossier d'options de sûreté » du projet Cigéo, dans lequel sont exposés les objectifs, concepts et principes retenus pour assurer la sûreté de l'installation. Cette procédure permet à l'Andra d'obtenir l'avis de l'ASN sur les principes et démarches de sûreté, en vue de la préparation de la demande d'autorisation.

L'ASN a demandé à son appui technique, l'IRSN, d'expertiser le dossier. Elle a aussi soumis le dossier à l'AIEA, pour une revue par des experts issus d'autorités de sûreté étrangères. Elle a enfin consulté le public sur son projet d'avis entre 1er août et le 15 septembre 2017.

Dans l'avis qu'elle a maintenant rendu sur le dossier, l'ASN estime que le projet Cigéo a atteint « dans son ensemble » une « maturité technique satisfaisante » au stade du dossier d'options de sûreté. Elle estime aussi que le dossier est « documenté et étayé et constitue une avancée significative par rapport aux précédents dossiers ayant fait l'objet d'avis de l'ASN ».

Elle ajoute toutefois que certains sujets du dossier nécessitent des compléments en vue de la demande d'autorisation de création que l'Andra prévoit de déposer en 2019. Les principaux compléments demandés portent sur la justification de l'architecture de stockage, le dimensionnement de l'installation pour résister aux aléas naturels, la surveillance de l'installation, et la gestion des situations post-accidentelles.

L'ASN recommande également des études techniques complémentaires de la gestion des déchets bitumés en raison du risque d'incendie dans le stockage souterrain Cigéo, puisqu'il est en effet prévu d'y stocker 40 000 fûts de déchets bitumés. L'ASN demande à l'Andra et aux producteurs de déchets de travailler à d'autres solutions de gestion des déchets bitumés, qu'il s'agisse d'appliquer aux déchets un traitement spécifique avant leur stockage, ou de renforcer la conception des alvéoles destinées à ces déchets bitumés.

La France participe au tout nouveau Comité sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des situations historiques (CDLM)

En avril 2018, l'AEN a créé un nouveau Comité sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des situations historiques (CDLM), dont la réunion de lancement s'est tenue les 16-17 octobre 2018. La délégation française auprès du CDLM est composée de représentants de l'ASN, de la Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), de l'IRSN, de l'Andra, d'EDF et du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). L'une des personnes du CEA est également membre du Bureau du CDLM.

Orano prévoit aussi de désigner un représentant. Il convient de noter que, dans le cadre de sa participation au CDLM et au Comité de la gestion des déchets radioactifs (RWMC) de l'AEN, la délégation française a préparé un rapport national approfondi sur le démantèlement des installations et la gestion des déchets radioactifs, qui couvre l'ensemble de l'année 2018.

Recherche-développement

Conception des réacteurs de génération IV et fermeture du cycle du combustible

Afin d'apporter la preuve des améliorations de la sûreté, de la disponibilité, du fonctionnement et de la rentabilité des réacteurs à neutrons rapides (RNR), la France a lancé le programme *Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration* (ASTRID) en 2010, dans le cadre d'un accord conclu entre le CEA et l'État pour une période allant jusqu'à fin 2019.

En 2018, les acteurs industriels, le CEA et l'État ont conduit un examen des conceptions de RNR et des stratégies de cycle du combustible possibles. Les conclusions de cet examen se retrouvent aujourd'hui transposées dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie, ainsi que dans le Contrat stratégique de la filière nucléaire, signé par l'État et les acteurs du secteur (le Comité stratégique de la filière nucléaire). Si les perspectives de déploiement industriel des RNR sont aujourd'hui plus éloignées, on considère néanmoins que cette option doit rester envisageable, ce qui veut dire que les compétences doivent être maintenues, que les difficultés technologiques doivent être levées, et que l'expertise doit être encore approfondie. La stratégie de fermeture complète du cycle du combustible (autrement dit, recyclage complet en RNR des matières nucléaires récupérables) reste donc un objectif de durabilité à long terme.

Cet objectif à long terme a fait évoluer la stratégie de R-D dans le domaine, ainsi que le programme de travail relatif aux réacteurs de génération IV et aux cycles associés. La stratégie se décline en trois temps :

- À court terme, le défi est de fabriquer du combustible à mélange d'oxydes (MOX) en adéquation avec les besoins du parc, et de préparer le moxage des réacteurs de 1 300 MWe.
- À moyen terme, le défi est d'étudier le multirecyclage du combustible en REP via des combustibles de type MOX 2.
- À long terme, le défi est de construire un programme de R-D sur les réacteurs de génération IV et la fermeture du cycle, qui intègre les RNR refroidis au sodium et les usines du cycle du combustible correspondantes.

Une feuille de route actualisée des travaux de R-D sur les RNR et les procédés du cycle du combustible associés est donc en cours de validation. Les échanges de vues entre l'État et les partenaires industriels tiennent compte de la nouvelle temporalité des perspectives de déploiement commercial, qui doit permettre la préservation des compétences et la progression des connaissances en lien avec les défis à relever, en capitalisant sur les avancées réalisées dans le cadre du projet ASTRID. L'idée est de stimuler un maintien des compétences et une valorisation de l'innovation conceptuelle et méthodologique qui puissent être utiles au-delà de la seule filière des RNR au sodium (procédés de fabrication, traitement des données massives, calcul à haute performance, conception numérique, etc.). Les résultats de R-D seront mis en œuvre en tenant compte des interconnexions entre les fondamentaux de la recherche, de la modélisation, de la simulation numérique, du développement technologique, de l'expérimentation, et des possibilités de partenariat.

Avancement du projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH)

Le projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH), piloté par la Direction de l'énergie nucléaire du CEA, consiste essentiellement à répondre à un défi scientifique et technologique important : tester le comportement des matériaux et combustibles sous irradiation, en soutien aux réacteurs actuels et futurs. Le réacteur, actuellement en construction sur le site de Cadarache du CEA, constituera un outil d'expérimentation unique en Europe, à la disposition de l'industrie nucléaire, des organismes de recherche, ainsi que des autorités de sûreté nucléaire et de leurs appuis techniques. Il assurera également la production de radioisotopes pour la médecine nucléaire et les applications industrielles non nucléaires.

L'année 2018 aura surtout été marquée par la progression du chantier. Grâce aux efforts considérables de toutes les parties concernées, une étape importante a été franchie en avril 2018, avec la réception des travaux de génie civil associés au bâtiment réacteur. L'installation des cuvelages métalliques dans les piscines et le canal de transfert se poursuit, et devrait s'achever en 2019.

S'agissant de la fabrication en usine, plusieurs composants essentiels tels que le bloc-pile du réacteur ont été terminés et soumis avec succès aux essais de réception en usine. Le conditionnement final des trois échangeurs de chaleur du circuit primaire est effectué. Les opérations d'installation et de soudage des cuvelages métalliques des cellules chaudes touchent à leur fin.

L'année 2018 a aussi vu se poursuivre les actions menées pour mettre en place les capacités d'expérimentation, et notamment les moyens d'examens post-irradiation non destructifs et les dispositifs d'irradiation.

Afin d'inciter une grande partie de la communauté scientifique internationale à travailler avec le RJH, les trois groupes de travail du projet ont redoublé d'efforts pour préparer la nouvelle proposition « avant RJH » de projets communs internationaux, qui pourra être soumise soit en réponse au prochain appel à projets de la Commission européenne, soit dans le cadre d'une initiative de l'AEN. Ces résultats n'auraient pas pu être obtenus sans le travail soutenu des équipes techniques. Pourtant confrontées à un certain nombre de difficultés techniques, financières et de calendrier, elles ont conservé leur dynamisme et leur performance au service de la réalisation des objectifs fixés, ce qui a produit des résultats remarquables et des partenariats solides – une composante essentielle au succès du projet RJH.

Avancement du projet de réacteur ITER

Le programme international de recherche *International Thermonuclear Experimental Reactor* (ITER) vise à démontrer la faisabilité scientifique et technique de la production d'électricité par la fusion nucléaire. Le réacteur ITER sera de loin le plus grand réacteur expérimental de fusion du monde, et le premier à viser une production d'énergie nette (Q: ≥ 10).

Le projet ITER témoigne également d'une collaboration mondiale d'un nouveau genre. L'Europe contribue pour environ 45 % aux coûts de construction, les six autres membres (Chine, Corée, États-Unis, Inde, Japon, Russie) contribuant chacun à hauteur de 9 %. Le réacteur est en construction à Saint-Paul-lez-Durance, dans le sud de la France.

Les contributions des sept membres du projet ITER le sont essentiellement en nature. Chaque membre s'est doté d'une agence dédiée qui sous-traite à l'industrie la fabrication des composants du tokamak ou des systèmes annexes qu'il doit livrer sur le site du projet. L'Europe contribue à la livraison des composants et systèmes dans la même mesure que les autres membres, mais elle est également responsable de la fourniture des bâtiments de l'installation.

Progression générale :

- Selon les indicateurs stricts qui mesurent la performance du projet, plus de 60 % des travaux de construction à réaliser d'ici le premier plasma prévu en 2025 sont désormais achevés. La progression mensuelle est d'environ 0.6 %.

Chantier sur site :

- Les travaux préparatoires ont débuté sur le site ITER de Saint-Paul-lez-Durance en 2007 sous la responsabilité de la France. La construction du bâtiment a commencé en août 2010, cette fois-ci sous la houlette de Fusion for Energy, l'agence de l'Union européenne chargée du projet.
- À ce jour, plus de 70 % des travaux de génie civil ont été effectués, et les bâtiments sont progressivement transférés de Fusion for Energy à l'Organisation ITER.

Fabrication en usine :

- La fabrication des composants et systèmes (phase de conception incluse) est avancée à environ 60 %, comme l'illustre la liste suivante :
  - Cryostat : 71 %
  - Chambre à vide : 74 %
  - Aimants de champ toroïdal : 89 %
  - Aimants de champ poloïdal : 86 %

- Solénoïde central : 91 %
- Divertor : 38 %
- Couverture : 46 %

Le calendrier actuel du projet ITER prévoit la production du premier plasma à la fin de 2025, le début des expériences de physique non nucléaire en 2028, et l'entrée dans la phase de production d'électricité en 2035.

Hongrie

L'énergie nucléaire continue d'occuper, et continuera d'occuper à long terme, une place centrale dans le système et la politique énergétiques de la Hongrie.

Centrale nucléaire de Paks (MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd)

En 2018, la centrale nucléaire de Paks a fourni 15 733 GWh, soit 50.64 % de la production d'électricité brute du pays et 34.64 % de la consommation nationale d'électricité.

À la fin de 2018, la quantité totale d'électricité produite depuis le raccordement de la tranche 1 avait dépassé 477.3 TWh. Les taux de disponibilité en énergie étaient les suivants : 90.9 % pour la tranche 1, 88.1 % pour la tranche 2, 80.0 % pour la tranche 3, et 98.0 % pour la tranche 4 (moyenne de la centrale : 89.2 %).

Entre le 9 et le 13 avril 2018, la centrale a fait l'objet d'un examen de suivi de la part de la World Association of Nuclear Operators (WANO). L'objectif était de vérifier l'efficience des mesures correctives prises par l'exploitant compte tenu des domaines d'amélioration identifiés pendant l'examen par les pairs conduit en 2016, et d'évaluer les actions menées par le personnel pour augmenter les indicateurs des niveaux de sûreté et de performance de la centrale.

Centrale nucléaire de Paks II (Paks II Nuclear Power Plant Private Limited Company)

La phase 1 du projet Paks II est en cours (avant la coulée du premier béton du radier du réacteur 5). L'entreprise responsable du projet a déjà obtenu plus de 320 autorisations, parmi lesquelles :

- l'autorisation environnementale juridiquement contraignante ;
- l'autorisation d'utilisation du site ;
- l'autorisation préliminaire relative à l'utilisation de l'eau ;
- l'autorisation préliminaire de raccordement au réseau.

La prochaine grande étape du projet doit être la préparation puis le dépôt de la demande d'autorisation de mise en œuvre.

Le 27 février 2018, Paks II a transféré le site à son fournisseur pour la construction des premières installations avant la coulée du radier, et signé un accord de coopération avec Fennovoima.

Ministère de l'Innovation et de la Technologie

Le nouveau ministère de l'Innovation et de la Technologie, créé après les élections générales d'avril 2018, est responsable des questions relatives à l'élaboration des politiques énergétiques et climatiques. L'autorité hongroise de sûreté nucléaire (Országos Atomenergia Hivatal – OAH), en sa qualité d'agence gouvernementale, est placée sous la tutelle du ministre de l'Innovation et de la Technologie.

Ministres sans portefeuille

Une nouvelle ministre sans portefeuille (qui exerce ses fonctions indépendamment des autres ministères) a été chargée de gérer les actifs nationaux (entre autres, les droits de propriété de MVM Paks NPP Ltd).

En 2017, un ministre sans portefeuille avait également été chargé de la planification, de la construction et de la mise en service des deux nouvelles tranches de la centrale de Paks.

Japon

La loi révisée de 2015 sur les activités relatives à l'électricité exige la séparation juridique des activités de production de celles du transport et de la distribution d'ici avril 2020. Une première étape sur la voie de cette transformation a été, en avril 2015, la constitution de l'Organisation de coordination interrégionale des gestionnaires de réseau de transport, chargée d'évaluer l'adéquation des moyens de production et de s'assurer que les capacités de transport sont suffisantes. Avant la libéralisation, en septembre 2015, le Japon s'est également doté d'une autorité de régulation, la Commission de surveillance du marché de l'électricité (EMSC), placée sous la tutelle du ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI). Le pays a ensuite déréglementé son marché de la distribution d'électricité en avril 2016.

Révisée en juillet 2018, la stratégie énergétique du Japon contient la disposition suivante : « Conformément au principe selon lequel la sûreté doit passer avant tout, ce qui veut notamment dire que tout doit être mis en œuvre pour répondre aux préoccupations du public, c'est à l'autorité japonaise de sûreté nucléaire (Nuclear Regulation Authority – NRA) qu'il appartient de décider si les centrales nucléaires satisfont aux nouvelles exigences réglementaires. S'il est confirmé qu'une centrale est en conformité avec ces nouvelles exigences, alignées sur les prescriptions les plus strictes dans le monde, le gouvernement japonais se rangera à l'avis de la NRA et autorisera le redémarrage des installations correspondantes. » Cette stratégie prévoit aussi le renforcement des mesures instaurées pour établir à l'horizon 2030 un mix énergétique conforme aux objectifs de 2015, c'est-à-dire dans lequel la part de l'énergie nucléaire doit être de 20 % à 22 % de la production d'électricité. Ce mix énergétique est cohérent avec la contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) soumise par le Japon au titre de la COP21, qui réduira les émissions de gaz à effet de serre de 26 % entre 2013 et 2030.

Conformément aux principes établis dans la stratégie énergétique du Japon, quatre réacteurs de puissance ont été redémarrés entre janvier 2018 et mars 2019, ce qui porte à neuf le nombre total de tranches qui étaient en exploitation en mars 2019. Les réacteurs 2 et 3 de la centrale d'Ohi ont été remis en service en mars et en mai 2018, respectivement. Les réacteurs 3 et 4 de la centrale de Genkai l'ont été en mars et en juin 2018, respectivement.

Au cours de la même période, de janvier 2018 à mars 2019, il a aussi été officiellement décidé d'arrêter définitivement trois réacteurs. Les décisions d'arrêter définitivement le réacteur 2 de la centrale d'Ikata, le réacteur 1 de la centrale d'Onagawa et le réacteur 2 de la centrale de Genkai ont été prises en mars 2018, octobre 2018 et février 2019, respectivement.

Mexique

Régime juridique

La politique énergétique actuelle confirme que les hydrocarbures présents dans le sous-sol sont la propriété de la nation et formule des orientations stratégiques de l'État pour les secteurs des hydrocarbures et de l'électricité par l'intermédiaire de mécanismes et d'autorités de réglementation plus puissants. Cette politique permet d'associer le secteur privé aux activités et à l'investissement liés à l'exploration et à l'extraction des hydrocarbures, à leur transport, leur stockage et leur traitement, ainsi qu'à la production et la commercialisation de l'électricité, à l'exception de l'électronucléaire.

L'État promeut la protection de l'environnement en appliquant les principes d'un développement durable, en encourageant l'utilisation des énergies renouvelables et de combustibles plus propres, et en adoptant des mesures visant à réduire les émissions polluantes du secteur de la production d'électricité.

La production et la distribution d'électricité sont régies par le Programme de développement du système électrique national (PRODESEN) 2018-2032, pour ce qui est de l'efficience, de la qualité, de la durabilité de l'approvisionnement électrique et de la sécurité énergétique du pays. Pour satisfaire la demande d'énergies propres, PRODESEN prévoit en outre la diversification du portefeuille énergétique, dans lequel l'énergie nucléaire a toute sa place. Au cours des dernières années, la centrale nucléaire de Laguna Verde a participé au dispositif de Certificats d'énergie propre, un instrument innovant permettant d'intégrer à moindre

coût les énergies propres dans le parc électrique et de développer les investissements dans la production d'électricité propre.

De plus, le 7 décembre 2017, le Sénat mexicain a approuvé l'adhésion à la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et la sûreté de la gestion des déchets radioactifs, qui est donc entrée en vigueur pour le Mexique le 17 mai 2018. L'adhésion à cet instrument renforcera la sûreté de la gestion du combustible usé déchargé des centrales et des déchets radioactifs des installations de recherche, médicales ou industrielles.

Exploitation des réacteurs de la centrale nucléaire de Laguna Verde

En 2018, aucun arrêt pour rechargement de combustible n'a été programmé sur les réacteurs, ce qui a permis à la centrale de Laguna Verde de produire 13 200 MWh pendant l'année, soit la plus grande quantité annuelle d'électricité depuis sa mise en service. Au 31 décembre 2018, la tranche 1 en était à son 19e cycle de fonctionnement, et la tranche 2 à son 16e cycle.

Renouvellement des autorisations

La mise en service commercial de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Laguna Verde remonte à 1990 ; la tranche 2 avait suivi en 1995. Les deux tranches faisaient initialement l'objet d'une autorisation d'exploitation de 30 ans. En 2015, une demande de renouvellement d'autorisation d'exploitation pour 30 années supplémentaires a été déposée auprès de l'autorité mexicaine de radioprotection et de sûreté nucléaire (Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias – CNSNS) pour les deux tranches. La CNSNS procède actuellement à l'examen des informations nécessaires au renouvellement de l'autorisation d'exploitation de la tranche 1.

Entreposage du combustible usé

Une installation indépendante d'entreposage du combustible usé, d'une capacité de 11 523 assemblages combustibles, soit ce que devrait consommer la centrale tout au long de son cycle de vie estimé de 60 ans, a été construite sur le site de Laguna Verde. L'autorisation d'exploitation a été délivrée en 2018, après quoi le combustible usé de la piscine de désactivation de la tranche 2 a été transféré dans la nouvelle installation.

Pays-Bas

L'accord de coalition néerlandais est à la fois ambitieux et « vert » au regard des objectifs énergétiques et climatiques. Il vise à réduire les émissions de CO_2 de 49 % à l'horizon 2030. Pour mener à bien la transition, le pays entreprendra notamment de fermer les centrales à charbon (avant 2030), de cesser progressivement d'extraire le gaz du gisement de Groningue d'ici 2030, d'instaurer une taxe carbone dans le secteur de l'électricité et de réduire la demande de gaz, tout en donnant la priorité au transport électrique et à l'investissement dans l'éolien et le solaire, énergies durables, ainsi que dans le captage et le stockage de CO_2.

Accord sur le climat

Le nouvel accord national sur le climat a été conclu entre le Conseil des ministres et les parties prenantes publiques en juillet 2018 et décrit certains des objectifs concrets poursuivis.

Cet accord pose des jalons clairs sur la trajectoire de réduction des émissions de CO_2. Pour assurer la transparence des résultats de l'accord, les mesures ont été regroupées en cinq secteurs : électricité, environnement bâti, industrie, agriculture et utilisation des terres et, enfin, transport. Chaque secteur organise une table ronde distincte qui réunit des acteurs alliant connaissance du secteur et réel potentiel de contribution à la transition grâce au mandat de négociation dont ils sont investis. Les Pays-Bas ont pour objectif de mettre en œuvre l'accord national sur le climat en 2019.

Énergie nucléaire

Bien que la politique énergétique néerlandaise accorde une place fondamentale à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique (notamment à l'objectif de réduction des rejets de CO_2), elle ne fait aucune mention du rôle de l'énergie nucléaire aux Pays-Bas.

De nombreux articles de presse publiés en 2018 se sont intéressés à la place que pourrait tenir le nucléaire dans le bouquet énergétique du pays, en se penchant sur les questions de sûreté, d'accessibilité financière, de délais de construction et de gestion des déchets nucléaires. En outre, à en croire des sondages informels, le nucléaire ne serait plus un sujet tabou au sein de la population.

Le ministre de l'Économie et de la Politique climatique a déclaré qu'une production énergétique sans émissions de CO_2, fiable et à un coût abordable était d'une importance primordiale pour les Pays-Bas. Il a insisté sur la nécessité de rester ouvert à diverses solutions, y compris à l'énergie nucléaire, tout en précisant qu'aucune demande d'autorisation de construction d'une centrale n'avait été déposée depuis de nombreuses années. Les grandes sociétés énergétiques présentes aux Pays-Bas ont toutes déclaré n'avoir aucun projet de cet ordre.

Pologne

La Pologne ne possède pas encore de réacteur de puissance. Sa seule installation nucléaire en fonctionnement est le réacteur de recherche et de production de radioisotopes médicaux Maria, implanté à Otwock-Swierk, au Centre national de recherche nucléaire (Narodowym Centrum Badań Jądrowych – NCBJ).

Le cadre juridique qui régit le secteur nucléaire en Pologne repose principalement sur deux lois :

- la loi sur l'énergie atomique et ses règlements d'application, substantiellement modifiés en 2011 et 2014 ;
- la loi sur la préparation et la réalisation d'investissements dans des installations nucléaires et d'investissements connexes, entrée en vigueur le 1er juillet 2011 (loi sur les investissements dans l'énergie nucléaire).

Le programme électronucléaire polonais, adopté en janvier 2014 par le Conseil des ministres, est un document stratégique exposant les rôles et responsabilités des institutions chargées de la mise en œuvre du programme et couvrant des questions liées à la sûreté nucléaire et à la radioprotection. Il présente en détail les activités à entreprendre pour une utilisation sûre de l'énergie nucléaire en Pologne et fixe un calendrier pour la construction de deux centrales nucléaires, ainsi que pour la mise au point d'un cadre réglementaire et organisationnel de suivi des investissements nécessaires à cette fin.

Ce programme fait actuellement l'objet d'un examen en vue de sa prochaine mise à jour. L'un des objectifs est de l'aligner sur un nouveau projet de Politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2040 (PEP 2040), rendu publique par le ministère de l'Énergie le 23 novembre 2018. Aux termes de cette politique, la première centrale nucléaire du pays, d'une puissance installée comprise entre 1.0 et 1.5 gigawatts électriques (GWe), devrait entrer en service d'ici 2033. Jusqu'à six réacteurs, d'une puissance installée cumulée de 6 à 9 GWe seraient alors déployés d'ici 2043. Ils produiraient environ 10 % de l'électricité du pays.

L'entreprise chargée de la construction des centrales est PGE EJ 1 Sp. z o.o. Elle est notamment responsable de la préparation des investissements, des travaux de caractérisation du site et de la réception de toutes les décisions, autorisations et permis exigés pour la construction d'une centrale nucléaire en Pologne.

PGE EJ 1 Sp. z o.o. conduit actuellement des études sur deux sites à proximité du littoral de la mer baltique – Zarnowiec et Lubiatowo/Kopalino. Ces études de caractérisation s'achèveront en 2020.

République tchèque

Politique nucléaire

Le gouvernement et l'industrie s'accordent sur la nécessité de construire de nouvelles centrales nucléaires en République tchèque. Des négociations sont en cours à cet effet entre les autorités et ČEZ Group. Fin 2018, toutefois, aucune décision n'avait été arrêtée sur le modèle financier ou le lieu d'implantation à privilégier. ČEZ a concentré ses efforts sur des projets d'exploitation à long terme et sur la préparation de nouvelles installations sur les sites des deux centrales existantes de Temelín et Dukovany.

Dans l'attente de la réalisation des études et recherches géologiques poussées nécessaires sur certains sites et d'une meilleure collaboration entre les autorités municipales et l'autorité tchèque chargée de la gestion des déchets radioactifs (Správa úložišť radioaktivních odpadů – SÚRAO), aucune présélection n'a été effectuée à partir de la liste des sites susceptibles d'accueillir un centre de stockage en formation géologique.

Énergie nucléaire

À la centrale nucléaire de Dukovany, une conception de combustible améliorée a été mise en œuvre, ce qui facilitera l'optimisation de la stratégie de cycle du combustible de cette installation. La réfection des commutateurs électriques a été réalisée au cours des arrêts et les travaux de reconstruction seront achevés en 2021.

À l'été 2018, l'autorité tchèque de radioprotection et de sûreté nucléaire (Státní úřad pro jadernou bezpečnost – SUJB) a autorisé l'exploitation d'un nouveau type de combustible avancé mis au point par le russe TVEL, après quoi ce combustible a été chargé dans la tranche 2 de la centrale de Temelín. De ce fait, les besoins en combustible des réacteurs de Temelín se sont révélés exceptionnellement élevés en 2018.

Un nouveau logiciel de pilotage des soupapes de sécurité du pressuriseur a été mis en place, qui permet, en cas de besoin, d'en prendre manuellement le contrôle depuis la salle de commande principale ou d'urgence. Auparavant, un système automatisé ouvrait les soupapes en cas de surpression ou de valeur trop éloignée de la consigne.

Un accord passé entre la ville de České Budejovice et ČEZ Group a aussi été validé : il doit permettre la construction, entre la centrale de Temelín et la ville, d'une conduite d'eau chaude destinée à alimenter le réseau de chauffage urbain.

Royaume-Uni

Évolutions récentes de la politique nucléaire du Royaume-Uni

Les gouvernements successifs du Royaume-Uni ont pour politique de mettre en avant le rôle déterminant de l'énergie nucléaire dans la transition vers une société décarbonée, et de souligner que la protection de la population et l'environnement contre les niveaux dangereux de radioactivité passe par l'application des lois nationales et accords internationaux appropriés.

Certains aspects de la politique de gestion des déchets radioactifs sont dévolus aux administrations de l'Écosse, de l'Irlande du Nord et du Pays de Galles.

Modifications législatives et réglementaires

En décembre 2013, la loi de 2013 sur l'énergie a reçu l'Assentiment royal. Elle établit l'autorité britannique de radioprotection et de sûreté nucléaire (Office for Nuclear Regulation – ONR) en tant qu'autorité officielle indépendante, et prévoit des mesures destinées à faciliter la construction d'une nouvelle génération de centrales nucléaires en Angleterre et au Pays de Galles. La création de l'ONR a pour effet de réunir au

sein d'une même administration la réglementation de la sûreté nucléaire, la réglementation du transport de matières radioactives civiles, la réglementation des contrôles de sécurité et la gestion du régime de garanties nucléaires. La responsabilité de la gouvernance de l'ONR, de son budget et de ses résultats pour ce qui est des aspects de santé et de sécurité conventionnels incombe principalement au Secrétaire d'État chargé du département du Travail et des Retraites.

Développement de l'énergie nucléaire

Aux termes de l'actuel calendrier des fermetures prévues, la plupart des centrales du pays seront définitivement mises à l'arrêt d'ici 2030. Les gouvernements successifs ont soutenu l'idée que le nucléaire est une source de production d'électricité bas-carbone abordable, fiable, régulière et sûre qui peut durablement accroître la diversité et la sécurité des approvisionnements énergétiques. Ils ont donc pris une série de mesures de facilitation destinées à encourager la construction de nouvelles tranches. La procédure d'homologation (*Generic Design Assessment* – GDA) est l'une de ces mesures décrites dans le livre blanc sur le nucléaire (*Nuclear White Paper*) de 2008. Il s'agit d'une procédure à caractère volontaire conformément à laquelle les deux autorités de contrôle responsables, à savoir l'ONR et l'Agence de l'environnement, réalisent une évaluation globale de la sûreté, de la sécurité et des aspects environnementaux d'une filière de réacteurs en amont du dépôt de la demande d'autorisation de construction ou d'exploitation sur un site spécifique. Tout réacteur construit au Royaume-Uni doit satisfaire aux critères stricts édictés en toute indépendance par l'autorité de sûreté du pays, et notamment aux prescriptions de la procédure GDA en matière de sûreté de conception. Ainsi, le concept de réacteur HPR1000, qu'il est proposé de déployer sur le site de Bradwell B, fait actuellement l'objet d'une procédure GDA, et devra obtenir l'autorisation de l'autorité de sûreté.

Le gouvernement écossais a fait savoir que, dans l'état actuel de la technologie, il n'autoriserait aucune proposition de construction d'une tranche nucléaire en Écosse, même s'il reconnaît que la prolongation de la durée de vie des centrales actuellement en service pourrait aider à assurer la sécurité d'approvisionnement durant la transition vers des centres de production d'électricité renouvelables ou thermiques appelés à remplacer ces centrales.

Construction de nouvelles tranches

Le 8 novembre 2018, Toshiba a annoncé la liquidation de NuGen, la filiale nucléaire qu'il avait créée au Royaume-Uni pour conduire un projet de nouvelle centrale sur le site de Moorside. Cette décision commerciale est une conséquence des difficultés financières bien connues du groupe. Le site de Moorside reste éligible pour la construction d'une centrale nucléaire. Il a été rétrocédé à l'autorité britannique chargée du démantèlement (Nuclear Decommissioning Authority – NDA). Le 4 juin 2018, le Secrétaire d'État a confirmé au Parlement que le gouvernement entamait des négociations avec Hitachi au sujet du projet proposé par Horizon Nuclear Power pour le site de Wylfa dans l'Anglesey (Pays de Galles du Nord). Mais le 17 janvier 2019, Hitachi annonçait sa décision de suspendre le projet de Wylfa. Suite à cette annonce, le Secrétaire d'État a déclaré au Parlement que malgré le soutien potentiellement important du Royaume-Uni, Hitachi était parvenu à la conclusion que le projet était un défi commercial trop important. Le Secrétaire d'État s'est engagé à élaborer une autre démarche de financement des nouvelles centrales prévues aux termes du livre blanc. Cette démarche sera rendue publique en temps opportun.

Le gouvernement du Royaume-Uni reste convaincu que le nucléaire a un rôle important à jouer dans le futur mix énergétique national, et qu'il doit représenter un bon rapport qualité-prix pour les contribuables et pour les consommateurs. Il a démontré son soutien à l'avenir du programme électronucléaire en approuvant la construction, à Hinkley Point, de la première tranche de la nouvelle génération.

Le gouvernement du Royaume-Uni a autorisé la construction de la tranche C de Hinkley Point en septembre 2016, en signant des contrats en ce sens avec Nuclear New Build Generation Company (NNBG), dans lesquels il enjoint la Low Carbon Contracts Company de proposer à Hinkley Point C un contrat d'écart compensatoire (*contract for difference* – CfD) d'une durée de 35 ans avec un prix d'équilibre établi à 92.50 GBP par mégawattheure (MWh) (chiffres de 2012). EDF, qui prévoit une mise en service de la tranche en 2025, a confirmé que le chantier progresse dans les délais prévus. La société NNBG, qui est chargée de construire deux réacteurs EPR (3.2 GW) à Hinkley Point, est une co-entreprise d'EDF et de CGN.

Le *Nuclear Sector Deal*, une nouvelle stratégie nucléaire pour le pays

En novembre 2017, le Royaume-Uni a publié sa nouvelle Stratégie industrielle articulée autour de cinq axes de réflexion : les idées, la population, les infrastructures, l'environnement des entreprises, et la dimension locale. Cette nouvelle stratégie vise à stimuler la productivité, au service d'une économie nationale dotée des bonnes compétences, innovante, et géographiquement équilibrée. Elle recense quatre grands défis associés à la transformation sociétale actuelle, que le Royaume-Uni se doit de relever pour être à l'avant-garde de l'industrie du futur. L'un d'entre eux est la croissance propre. Or, la filière nucléaire est bien placée pour contribuer à la réalisation de ces objectifs importants : fournir une énergie propre et fiable tout en assurant la croissance économique. C'est pourquoi le *Nuclear Sector Deal*, la nouvelle stratégie nucléaire, est un volet essentiel de la stratégie industrielle du Royaume-Uni, qui soutiendra les efforts du pays au service du grand défi de la croissance propre.

Rendu public en juin 2018, le *Nuclear Sector Deal* invite le secteur public et le secteur privé à créer des partenariats pour faire baisser les coûts, accroître l'innovation et encourager la diversité. Assorti d'une enveloppe de plus de 200 millions GBP, il prévoit un train de mesures destinées à soutenir le secteur électronucléaire, à l'heure où le Royaume-Uni entend développer cette filière bas-carbone et assainir ses sites nucléaires historiques. Il engage également le secteur nucléaire britannique à baisser de 30 % le coût de la construction de nouvelles centrales d'ici 2030 ; à réduire de 20 %, par rapport aux estimations actuelles, les coûts de démantèlement des centrales ; à porter à 40 % la part des femmes dans le secteur ; et à remporter jusqu'à 2 milliards GBP de contrats, dans le pays comme à l'étranger.

Le *Nuclear Sector Deal* vise aussi à relever le défi de la pénurie de compétences, et à promouvoir la diversité de la main d'œuvre. Le gouvernement britannique a clairement affirmé que la diversité ne consiste pas uniquement à atteindre l'objectif d'une proportion de 40 % de femmes dans les métiers du nucléaire d'ici 2030: il s'agit d'encourager des modes de pensée différents, et de favoriser l'innovation et la prospective, pour relever les grands défis de notre temps.

Programme et plan de financement du démantèlement

L'article 45 de la loi de 2008 sur l'énergie exige des exploitants qui envisagent de construire une centrale nucléaire qu'ils soumettent un programme de démantèlement assorti de son plan de financement (*Funded Decommissioning Programme* – FDP) au Secrétaire d'État chargé des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle. Conformément à la loi, le gouvernement a publié la version finale des lignes directrices applicables au FDP en décembre 2011 afin d'aider les exploitants à développer leur programme. L'objet du FDP est de s'assurer que les exploitants constituent des fonds suffisants pour couvrir les coûts du démantèlement et de la gestion des déchets, y compris leur part des coûts du stockage géologique.

Le gouvernement a reçu la proposition de FDP de NNBG pour la tranche C de Hinkley Point en mars 2012, et l'a approuvée en octobre 2015, à l'issue des discussions engagées avec l'entreprise.

Évolutions en matière de gestion des déchets radioactifs

En janvier 2018, le gouvernement du Royaume-Uni et le département de l'Agriculture, de l'Environnement et des Affaires rurales (Department of Agriculture, Environment and Rural Affairs – DAERA) d'Irlande du Nord ont conjointement lancé une consultation sur la concertation avec les collectivités locales dans le cadre du processus de choix d'un site de stockage géologique.

En décembre 2018, le gouvernement du Royaume-Uni a publié sa réponse à cette consultation, ainsi qu'une feuille de route actualisée sur la gestion à long terme des déchets de haute activité, intitulée *Implementing Geological Disposal – Working with Communities*. Ce document, qui remplace le livre blanc *Implementing Geological Disposal* de 2014 en Angleterre, confirme l'engagement pris par le pays de privilégier la solution du stockage géologique pour la gestion des déchets de haute activité. Il établit de quelle façon Radioactive Waste Management Ltd (RWM), la filiale de la NDA spécifiquement chargée de mener à bien le projet de stockage géologique, invitera les collectivités à participer au processus d'identification d'un site de stockage adapté.

La politique de gestion des déchets radioactifs relève du régime britannique de la dévolution (qui transfère le pouvoir de décision à une autorité infranationale). C'est pourquoi, l'Exécutif d'Irlande du Nord, le gouvernement du Pays de Galles et le gouvernement de l'Écosse ont chacun la responsabilité de cette politique sur leurs territoires respectifs.

La réponse de l'Irlande du Nord à la consultation de 2018, *Implementing Geological Disposal – Working with Communities*, a été publiée en janvier 2019. L'Irlande du Nord ne participera pas plus avant à ce stade du processus de sélection d'un site de stockage géologique, et ne prévoit aucun plan d'implantation d'un tel stockage sur son territoire. Toute décision stratégique ultérieure sur la question serait du ressort de l'Exécutif d'Irlande du Nord.

En mai 2015, le gouvernement du Pays de Galles a adopté la solution du stockage géologique pour la gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité, et rejoint le programme conduit par le gouvernement britannique. Mais il considère qu'un tel stockage ne peut être implanté sur son territoire que si une collectivité se porte volontaire. En janvier 2019, il a rendu publique sa politique sur les modalités de collaboration avec les collectivités locales dans le cadre de la recherche d'un site adapté au stockage géologique. Le processus de sélection d'un tel site est désormais en cours en Angleterre et au Pays de Galles.

En Écosse, le gouvernement a opté pour une autre politique de gestion des déchets de haute activité. Parue en 2011, cette politique établit comme méthode de gestion à long terme des déchets de haute activité le stockage de ces déchets dans des installations de subsurface qui doivent être implantées aussi près que possible des sites de production des déchets. Pour des motifs de sûreté, les constructeurs de telles installations en Écosse devront montrer comment les installations seront surveillées et comment les colis de déchets pourront être récupérés. Toute solution de gestion à long terme des déchets sera soumise à un contrôle réglementaire strict.

En 2016, le gouvernement écossais a élargi le cadre de 2011 en publiant une stratégie de mise en œuvre des décisions de gestion des déchets radioactifs, qui vise à assurer que toute politique en la matière soit appliquée de manière sûre, écologique et économiquement rentable. Cette stratégie inclut un calendrier qui illustre la progression possible vers une solution à long terme de stockage des déchets radioactifs.

Retrait de la Communauté Euratom

Quand le Royaume-Uni a officiellement annoncé son intention de quitter l'Union européenne (UE), il a également commencé à préparer son retrait de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom). En prévision de ce retrait, il a cherché à la fois à établir les bases de sa future collaboration avec Euratom, et à mettre en place toutes les mesures dont il a besoin pour s'assurer de rester un État nucléaire indépendant et responsable dès le jour de sa sortie d'Euratom.

Le 25 novembre 2018, la Commission européenne (CE) et le Royaume-Uni sont convenus d'un accord de retrait et d'une « Déclaration politique sur les relations futures entre l'UE et le Royaume-Uni », dans lesquels la Communauté Euratom est explicitement mentionnée. Six articles et une annexe de l'accord de retrait traitent spécifiquement de la question. Quant à la déclaration politique, elle décrit les relations futures entre les deux parties, et les engage toutes deux à conclure un accord de coopération nucléaire aussi large que possible.

Le Royaume-Uni a également signé tous les nouveaux accords internationaux dont il a besoin pour assurer la continuité du commerce nucléaire civil après son départ de l'UE et d'Euratom. Parmi ces textes figurent des accords bilatéraux de coopération nucléaire avec l'Australie, le Canada et les États-Unis, ainsi que les accords de garanties (Accord de soumission volontaire et Protocole additionnel) de l'Agence internationale de l'énergie nucléaire (AIEA). Tous ces accords ont été ratifiés par le Parlement britannique en décembre 2018, et approuvés par les pays tiers.

Outre ces accords, le Royaume-Uni a signé le 22 février 2019 avec le Japon un Échange de notes en relation avec l'accord bilatéral de coopération nucléaire que les deux pays ont conclu en 1998. Cet échange de notes informe officiellement le Japon de la modification des accords de garanties du Royaume-Uni, et confirme les modalités d'application des termes de l'accord bilatéral de 1998 dans le contexte du retrait du Royaume-Uni de la Communauté Euratom.

Le Royaume-Uni a aussi pris des mesures pour établir un nouveau régime national de garanties nucléaires (*UK State System of Accountancy for and Control of Nuclear Material* – UK SSAC). Placé sous la responsabilité de l'ONR, ce nouveau régime permettra au pays de satisfaire à ses obligations internationales en matière de garanties et de non-prolifération nucléaires, en application des nouveaux accords bilatéraux de garanties nucléaires signés avec l'AIEA.

La loi de 2018 sur les garanties nucléaires, qui donne au gouvernement britannique le pouvoir d'établir un nouveau régime de garanties nucléaires, a été promulguée en juin 2018. Les règlements connexes ont été établis en février 2019. Ces règlements permettent l'entrée en vigueur du régime national de garanties nucléaires dès que le Traité Euratom ne s'appliquera plus. L'UK SSAC est appelé à remplacer les dispositions qui s'appliquent au Royaume-Uni en sa qualité de membre de la Communauté Euratom.

Pour vérifier la bonne mise en œuvre de ce nouveau régime, l'ONR a testé pendant trois mois, jusqu'en mars 2019, l'exécution des dispositions et du système informatique associé, en traitant pour l'AIEA les déclarations de comptabilité des matières nucléaires avec le niveau de qualité et dans les délais prévus. L'UK SSAC est donc prêt, dès qu'il le faudra, pour le traitement des déclarations de comptabilité des matières nucléaires, et pour leur notification, en application des obligations internationales du Royaume-Uni.

En plus de ces mesures, le gouvernement britannique a pris toutes les dispositions réglementaires requises par le Brexit pour ce qui concerne les questions nucléaires civiles. Elles permettront de limiter autant que possible les perturbations du marché nucléaire civil et d'assurer la robustesse des normes de santé et de sécurité. Elles visent également à éviter tout dysfonctionnement de la législation nationale après que le Royaume-Uni sera sorti de la Communauté Euratom.

Réacteurs avancés

Le *Nuclear Sector Deal* témoigne d'une accélération importante de l'ambition et du calendrier des initiatives britanniques en faveur des technologies nucléaires avancées. Le gouvernement britannique est toujours de l'avis que les petits réacteurs modulaires avancés peuvent à la fois contribuer à réduire les coûts, comme annoncé dans le *Nuclear Sector Deal*, en favorisant les innovations technologiques et de production, et aider à créer des emplois très qualifiés et à satisfaire aux objectifs nationaux de croissance propre.

Pour encourager leur développement, le gouvernement britannique a donc mis en place un cadre qui vise à inciter le secteur à proposer des concepts de petits réacteurs techniquement et commercialement viables sur un marché britannique en plein essor. À cet effet, il a lancé plusieurs initiatives à hauteur des montants suivants : jusqu'à 20 millions GBP pour un projet de fabrication et de construction avancées, destiné à démontrer la viabilité d'un procédé de fabrication modulaire dans le secteur nucléaire ; jusqu'à 12 millions GBP pour mettre en place les moyens de réglementation dont il faudra disposer pour délivrer les autorisations requises aux petits réacteurs modulaires avancés ; et jusqu'à 44 millions GBP pour le projet d'Advanced Modular Reactor (AMR) qui doit apporter de nouvelles preuves de la faisabilité des technologies AMR.

Russie

Avec une contribution au mix énergétique national portée à 18.4 % en 2018, le parc électronucléaire russe poursuit son développement. Les tranches en service sont équipées des réacteurs à eau ordinaire (REO), sauf deux d'entre elles, dotées de réacteurs rapides de taille industrielle (conceptions BN 600 et BN 800).

La Russie exploite en tout 35 réacteurs de puissance, dont 15 VVER 1000/1200, 10 RBMK 1000, 5 VVER 440, 3 EGP 6 (soit 33 réacteurs à spectre thermique), 1 BN 600 et 1 BN 800 (les 2 réacteurs à spectre rapide). À cela viennent s'ajouter 6 réacteurs VVER 1200 actuellement en construction, et la première tranche (équipée d'un petit réacteur modulaire) d'une centrale flottante, en phase de mise en service. Enfin, sept tranches sont à divers stades du processus de démantèlement. Le plan de déploiement des futures centrales nucléaires du pays est énoncé dans l'arrêté du gouvernement de la Fédération de Russie n° 1634-r du 1er août 2016. Il est notamment prévu la construction de 11 tranches d'ici à 2030.

Le déploiement à grande échelle de réacteurs rapides devrait intervenir à compter de 2030. Il s'accompagnera d'une transition vers un secteur nucléaire à deux filières réunies au sein d'un cycle du combustible unifié, pensé pour satisfaire à la fois les besoins des réacteurs à spectre thermique et ceux des réacteurs à spectre rapide. À cet égard, il devient prioritaire de résoudre les problèmes associés à l'accumulation du combustible usé et des déchets radioactifs.

Jusqu'à présent, les réacteurs déployés étaient principalement à eau sous pression, et de conception RBMK 1000, VVER 440 et VVER 1000. Toutefois, un nouveau modèle VVER 1200 standardisé de génération III a aussi été développé, pour équiper les tranches de type AES 2006 d'une durée d'exploitation prévue plus longue, puisqu'elle est de 60 ans. La prochaine évolution, qui fournira une puissance installée légèrement supérieure, sera la conception VVER-TOI. La Russie travaille aussi à d'autres conceptions, dont la construction est en cours ou planifiée, destinées à son marché intérieur ou à l'exportation.

Les activités de développement de la Russie portent sur divers types de réacteurs, notamment les réacteurs rapides refroidis au plomb, au plomb-bismuth ou au sodium. La modernisation du réacteur rapide refroidi au sodium BN 600, en exploitation commerciale depuis 1980, a permis d'augmenter de 15 ans sa durée de fonctionnement, ce qui repousse à 2025 la fin de sa vie prévue, même si son autorisation d'exploitation est pour l'heure valide jusqu'en 2020. Démarré en 2014, le réacteur rapide BN 800 (tranche 4 de la centrale de Beloïarsk), qui consomme du combustible à mélange d'oxydes (MOX) avec du plutonium de qualité tant militaire que réacteur, doit apporter la preuve de l'utilisation possible du MOX à l'échelle industrielle dans un cycle du combustible fermé : il constitue une étape importante sur la voie de la conception du réacteur BN 1200.

La Russie a lancé le projet *Proryv*, un programme de développement des technologies nucléaires de la prochaine génération, déployables dans un cycle du combustible fermé à réacteurs rapides. Ayant pour cible la période 2010-2015 puis l'horizon 2020, ce programme a les objectifs de base suivants : prévention des accidents graves avec évacuation de la population ; fermeture du cycle du combustible pour une utilisation complète du potentiel énergétique du combustible uranium ; gestion du stockage des déchets radioactifs neutre sur le plan radiologique ; soutien technique à la non-prolifération (pas d'enrichissement de l'uranium et séparation du plutonium, avec un taux de régénération d'environ 1) ; réduction des dépenses d'investissement dans les réacteurs rapides pour les ramener au moins au niveau de celles engagées pour les réacteurs thermiques.

Le système BREST-OD 300 conçu par NIKIET est un prototype de tranche équipée d'un réacteur rapide refroidi au plomb, qui offre une résistance accrue à la prolifération. La mise au point du réacteur devrait s'achever en 2025, tout comme la construction des installations sur site nécessaires au fonctionnement en cycle fermé, qui doivent comprendre une usine de fabrication de combustible (U,Pu)N dense. L'ensemble de ce projet doit lui aussi démontrer la faisabilité des technologies du cycle fermé.

La Russie a adopté le concept du retraitement comme démarche fondamentale de gestion du combustible usé, avec un recyclage des matières nucléaires au sein d'un système à deux filières (spectre thermique et spectre rapide). Les objectifs recherchés sont une utilisation plus efficiente des ressources en uranium naturel, la non-accumulation du combustible usé, le recyclage des matières nucléaires, et la réduction des volumes et de la radiotoxicité des déchets radioactifs produits.

La tâche consistant à assurer la sûreté de la gestion des déchets radioactifs est considérée, d'une part, comme un pilier de la sûreté et de la sécurité nationales et, d'autre part, comme une condition préalable essentielle à l'utilisation actuelle et future de l'énergie nucléaire.

Usine de retraitement RT 1 du complexe nucléaire de Maïak

Le retraitement du combustible usé à l'échelle industrielle a lieu dans l'usine RT 1 du complexe nucléaire de l'entité PO Maïak. En exploitation depuis 1977, cette usine a jusqu'à présent retraité environ 6 000 tonnes de combustible usé, dont l'inventaire recouvre presque toutes les compositions existantes d'uranium et de plutonium, et toutes les dimensions d'assemblages combustibles. Sa capacité nominale est de 400 tonnes par an. Elle reçoit le combustible usé des réacteurs VVER 440 et BN 600, le combustible défectueux des réacteurs RBMK (qui ne peut pas être entreposé à sec), ainsi que, depuis 2016, le combustible usé des réacteurs VVER 1000. Des travaux sont en cours pour le doter des équipements nécessaires au retraitement du combustible usé des réacteurs AMB et EGP 6. En 2012 et 2014, elle a aussi retraité du

MOX et du combustible usé du réacteur FN 600. La technologie qu'elle applique est fondée sur le procédé PUREX (« PUREX modifié ») qui consiste à extraire l'uranium et le plutonium (produits cibles qu'on cherche à recycler) avec la possibilité d'extraire aussi le neptunium et un large éventail d'autres isotopes (^{137}Cs, ^{85}Kr, ^{241}Am, ^{238}Pu, ^{90}Sr, ^{147}Pm). Depuis quelques années, un intérêt accru est porté aux questions environnementales associées à la remise en état des sites historiques : des piscines ouvertes d'entreposage de déchets radioactifs ont été désaffectées ; un nouveau complexe de cimentation et un nouveau four de vitrification ont été mis en service. La vitrification des déchets de haute activité (HA) issus du retraitement se fait pour l'heure avec des verres aluminophosphatiques. Dans un avenir proche, elle devrait aussi être réalisée avec des verres borosilicatés. La première installation semi-industrielle du monde conçue pour séparer les déchets HA est entrée en service à RT 1 en août 1996. En effet, le retraitement du combustible usé produit des déchets qui doivent ensuite eux-mêmes être traités. La pratique actuelle, pour gérer les déchets de moyenne et de haute activité issus des opérations de retraitement de l'usine RT 1, consiste à vitrifier les déchets HA dans un four céramique EP 500 d'une capacité nominale de 500 litres de déchets HA concentrés par heure. Le procédé direct d'évaporation-calcination-vitrification permet de confiner les déchets dans une matrice de verre aluminophosphatique. Les déchets ainsi vitrifiés sont placés dans des fûts en acier qui sont ensuite entreposés à sec en alvéoles.

Complexe intégré de gestion du combustible usé sur le site de GKhK

Dans le même temps, le pays prépare un complexe intégré de gestion du combustible usé sur le site du Gorno-Khimitcheskii Kombinat (GKhK). Ce complexe comprendra une installation centralisée d'entreposage en piscine ; une installation centralisée d'entreposage à sec ; un démonstrateur pilote des technologies innovantes de retraitement du combustible usé ; et une usine de fabrication de MOX pour les réacteurs rapides (de type BN 800). Un laboratoire de recherche souterrain y sera également implanté, où seront mises au point des technologies de stockage des déchets HA.

Fabrication de combustible MOX pour les réacteurs rapides

Cette usine, actuellement en service, produit du combustible pour le réacteur BN 800 de la centrale de Beloïarsk. Le procédé mis en œuvre donne la possibilité de fabriquer des assemblages combustibles avec le plutonium extrait du combustible usé des réacteurs de puissance.

Démonstrateur pilote des technologies innovantes de retraitement du combustible usé

Ce démonstrateur pilote, qui fera pleinement partie du complexe intégré de GKhK, est conçu pour retraiter le combustible usé des réacteurs à eau ordinaire (de type VVER 1000, RBMK, REP et REB – il existe une possibilité de retraitement). Il appliquera des technologies innovantes qui devront avant tout être écologiquement acceptables et économiquement rentables. L'aménagement est prévu en deux phases. La première a commencé en 2016, avec la délivrance d'une autorisation d'exploiter une première tranche, composée de cellules chaudes, d'un laboratoire d'analyse et des autres équipements nécessaires. C'est à cette occasion qu'a commencé le programme de R-D sur les technologies innovantes de retraitement du combustible usé. Ce programme a pour vocation de confirmer les paramètres de conception de la nouvelle solution technologique, d'améliorer encore les nouvelles technologies de retraitement, et de développer des techniques de séparation des déchets HA pour réduire la radiotoxicité des déchets ultimes qui seront mis en stockage.

La construction de la deuxième tranche du démonstrateur pilote, d'une capacité nominale de 250 tonnes de combustible usé par an, est en cours. Sa mise en service est prévue en 2021. Les techniques de retraitement qui y seront mises en œuvre ont été élaborées (sur la base du procédé PUREX simplifié) pour éliminer les déchets radioactifs liquides (effluents) et leur rejet dans l'environnement. Le démonstrateur pilote produira principalement des mélanges d'oxydes de plutonium, de neptunium et d'uranium pour la fabrication du combustible destiné aux réacteurs rapides ou un mélange d'uranium et de plutonium pour la fabrication du combustible REMIX destiné au multirecyclage dans les réacteurs à eau ordinaire ; ainsi que de l'uranium de retraitement (URT). Les déchets HA sont vitrifiés dans des verres borosilicatés avant mise en stockage.

Développement des technologies de recyclage

La Russie a l'habitude d'utiliser séparément les matières nucléaires recyclées (URT et Pu). Depuis 1996, l'URT est brûlé dans les réacteurs de puissance russe (de type RBMK, BN, VVER 440 ou VVER 1000). À l'heure actuelle, l'usine de fabrication russe MSZ est autorisée à retraiter les matières nucléaires sur la base d'un URT avec une teneur en ^{232}U pouvant aller jusqu'à $5 \cdot 10^{-7}$ %.

Le plutonium séparé du combustible usé issu des REO pourrait retourner dans le cycle du combustible sous la forme d'un composant du MOX destiné aux réacteurs rapides (pour le premier chargement du cœur et les rechargements au cours des 10 premières années d'exploitation). Le concept de système de production électronucléaire à deux filières (VVER et BN) a été approuvé en Russie. Pendant la période de transition, il serait envisageable de retraiter les matières nucléaires pour en faire du combustible mixte destiné aux REO (tels que les VVER), afin d'utiliser ces matières de façon plus efficace que dans le MOX avec chargement partiel du cœur.

Conception du combustible REMIX

La Russie développe actuellement le multirecyclage du plutonium et de l'URT (issus du combustible usé des REO) grâce auquel il entend fabriquer le combustible de ses réacteurs à spectre thermique actuels et futurs (filière VVER 1000). Ce nouveau procédé, dit REMIX, produit un combustible qui est un mélange d'uranium et de plutonium, auquel on ajoute de l'uranium enrichi (obtenu à partir d'uranium naturel ou de retraitement). Il permet de recycler plusieurs fois l'uranium et le plutonium contenus dans le combustible usé, et d'effectuer des chargements complets (à 100 %) du cœur, ce qui économise de l'uranium naturel à chaque cycle. Autrement dit, il compense l'accumulation des isotopes d'uranium et de plutonium produits par l'uranium naturel continuellement chargé dans le cœur. Jusqu'à sept cycles de recyclage sont possibles au total. Son principal avantage est de permettre l'incorporation d'un mélange d'uranium et de plutonium dans le combustible destiné aux réacteurs à spectre thermique.

Le développement du procédé REMIX est assuré par l'entreprise publique Rosatom. Dans le cadre de ce programme de développement, trois assemblages combustibles REMIX expérimentaux contenant 18 éléments combustibles REMIX ont été fabriqués, et chargés en 2016 dans le cœur de la centrale de Balakovo, où ils sont donc actuellement sous irradiation. Parallèlement, ont été fabriquées des ampoules pour l'irradiation d'assemblages combustibles dans le réacteur de recherche MIR puis des investigations post-irradiation. En 2018, Rosatom a lancé le programme d'élaboration du dossier de sûreté qui doit s'appliquer à l'utilisation du combustible REMIX en réacteur VVER 1000 et VVER 1200. Ce programme comprend le développement et la validation des codes de calcul nécessaires à la démonstration de la sûreté nucléaire et radiologique. Des plans prévoient la construction d'une installation industrielle de fabrication de combustible REMIX. C'est pourquoi, en 2018, a été lancé le processus de justification des investissements requis à cet effet.

Slovénie

En Slovénie, la sûreté de l'utilisation de l'énergie nucléaire est principalement régie par la loi sur la protection contre les rayonnements ionisants et la sûreté nucléaire (ci-après, « la loi de 2017 »), parue au Journal officiel en décembre 2017 et entrée en vigueur en janvier 2018. La loi qui s'appliquait précédemment, adoptée en 2002, avait été modifiée quatre fois. L'entrée en vigueur de la loi de 2017 a marqué le début de travaux substantiels d'actualisation de l'ensemble des règlements associés. En mai 2019, ce travail de révision touchait à sa fin.

La Slovénie possède une centrale nucléaire en exploitation, un réacteur de recherche, un centre d'entreposage des déchets solides de faible et moyenne activité produits par les utilisateurs institutionnels (c'est-à-dire, tous les utilisateurs à l'exclusion des centrales nucléaires) et une mine d'uranium en phase d'assainissement. En juillet 2009, la collectivité locale concernée a donné son accord pour l'implantation d'un centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité sur le site de Vrbina, à proximité de la centrale de Krško. En décembre 2009, le gouvernement a adopté par décret un plan national d'aménagement de ce stockage. La procédure d'autorisation environnementale du stockage a débuté en 2017, quand l'Agence slovène pour la gestion des déchets radioactifs (Agencija za radioaktivne odpadke – ARAO) a présenté

une demande à l'Agence slovène de l'environnement (Agencija Republike Slovenije za Okolje – ARSO). En mai 2018, dans le cadre de cette procédure, il a été demandé à l'autorité slovène de radioprotection et de sûreté nucléaire (Uprava Republike Slovenije za jedrsko varnost – URSJV) de donner son autorisation préalable concernant les éléments du dossier relatifs à la sûreté nucléaire et radiologique. Le dossier de demande a été publié en avril 2019.

Au cours de ces dernières années, de nombreuses modifications et améliorations ont été apportées à la centrale de Krško, au fin des évolutions du secteur et des normes et pratiques réglementaires internationales. Après l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, le pays a mis en place un ambitieux programme de renforcement de la sûreté nucléaire, qui devrait parvenir à son terme en 2021. Ce programme prévoit diverses modifications, parmi lesquelles une conception alternative du système de refroidissement des piscines de désactivation, la construction d'un centre d'appui opérationnel, l'installation de systèmes de ventilation et de maintien des conditions d'habitabilité dans le nouveau centre de crise, la création d'un nouveau centre de support technique, l'installation d'une pompe d'extraction de chaleur supplémentaire, ainsi qu'un dispositif dédié aux conditions d'extension de dimensionnement, par exemple un autre système d'injection de sécurité ou un autre système d'alimentation de secours en eau dans le bâtiment réacteur.

Le ministère des Infrastructures a préparé un projet de résolution concernant le plan énergétique slovène, qui a été mis en consultation publique à l'automne 2018. Ce projet de résolution prévoit la poursuite de l'exploitation de la centrale de Krško jusqu'en 2043 si toutes les conditions de sûreté sont remplies. Il reconnaît que le nucléaire est une source d'énergie bas carbone, et recommande de prendre, sur la base d'éléments factuels, une décision quant à l'avenir à long terme du nucléaire. Cette décision devrait tenir compte de tous les facteurs, y compris les risques économiques et politiques, les prix du marché, l'offre et la demande d'énergie, la sûreté d'exploitation des centrales, la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs, la situation du marché mondial de l'énergie, et les autres sources d'énergie disponibles.

Suède

Réformes

La taxe collectée pour alimenter le fonds de gestion des déchets nucléaires (2018-2020) est d'approximativement 0.05 SEK/kWh. En 2016, la taxe sur la puissance thermique des réacteurs était de 14 440 SEK/MW par mois, soit environ 0.07 à 0.08 SEK/kWh. Conformément à un accord sur l'énergie conclu en 2016, elle a été réduite à 1 500 SEK à compter du 1er juillet 2017, puis supprimée le 1er janvier 2018.

Point sur les réacteurs de puissance

- **Ringhals :** Au printemps 2015, l'exploitant a décidé que, contrairement à ce qui avait précédemment été indiqué, les deux réacteurs R1 et R2 de la centrale ne seraient pas exploités sur une durée de 50 ans. Le 15 octobre 2015, il a été décidé de mettre à l'arrêt le réacteur R1 à la fin de 2020 et le réacteur R2 à la fin de 2019.

  La durée d'exploitation prévue pour les deux autres réacteurs, R3 et R4, reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système indépendant de refroidissement du cœur a été prise en 2017.

- **Oskarshamn :** En juin 2015, le propriétaire de la centrale a anoncé son intention de fermer deux des trois réacteurs, à savoir O1 et O2. La décision a été confirmée le 14 octobre 2015.

  Cette décision est intervenue alors que la révision du réacteur O2 était en cours, en vue d'une modernisation de grande ampleur. Le réacteur O2 est donc déjà hors service. Il ne sera pas redémarré et les investissements qui avaient été prévus ne seront pas menés à leur terme.

  La mise à l'arrêt définitif du réacteur O1 a été décidée le 16 février 2016, et effectuée en juin 2017.

  S'agissant du réacteur O3, le dernier de la centrale, il est toujours prévu que sa durée d'exploitation soit d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système indépendant de refroidissement du cœur a été prise en 2017.

- **Forsmark :** La décision d'investir dans un système indépendant de refroidissement du cœur pour les trois réacteurs de Forsmark a été prise en juin 2016.

Suisse

Le 1er janvier 2018 a marqué l'entrée en vigueur de la loi révisée sur l'énergie, qui modifie fondamentalement le paysage énergétique du pays.

Aux termes de cette nouvelle loi, aucune autorisation de construction d'une tranche nucléaire ou de modification fondamentale d'une tranche existante ne peut plus être délivrée. Les centrales nucléaires existantes peuvent continuer de fonctionner tant qu'elles sont déclarées sûres par l'Inspection générale de la sécurité nucléaire (IFSN) qui, en sa qualité d'autorité indépendante de sûreté nucléaire de la Confédération, décide si les conditions d'une exploitation sûre sont remplies.

Pour des raisons uniquement économiques, la centrale nucléaire de Mühleberg, d'une puissance installée de 376 MW, sera mise à l'arrêt définitif à la fin de décembre 2019.

Turquie

Trois projets de centrale sont en cours en Turquie. S'agissant du premier de ces projets, celui de la centrale d'Akkuyu, la Russie et la Turquie ont signé, le 12 mai 2010, un accord intergouvernemental par lequel il est prévu de confier à l'entreprise publique russe Rosatom, spécialisée dans le secteur de l'énergie nucléaire, la construction et l'exploitation de quatre réacteurs de type VVER-1200, dont elle sera par ailleurs propriétaire, sur le territoire de la commune de Mersin. La centrale aura une puissance installée totale de 4 800 MWe, et chaque tranche une durée de vie de 60 ans. La première unité sera normalement mise en service en 2023, et les autres par la suite à raison d'une par an. Le 3 mars 2017, l'entreprise Akkuyu Nuclear Joint-Stock Company a présenté une demande d'autorisation de construction à l'Autorité turque de l'énergie atomique (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu – TAEK). Après étude du dossier, celle-ci a accordé, le 20 octobre 2017, une autorisation limitée de travaux, permettant la mise en chantier ou en fabrication des structures, systèmes et composants non nucléaires. La construction de la première tranche de la centrale d'Akkuyu a officiellement débuté le 3 avril 2018 avec le coulage du béton du radier de l'îlot nucléaire. Une autorisation limitée de travaux a été délivrée le 30 novembre 2018 pour la deuxième tranche de la centrale.

La Turquie prépare également la construction d'une seconde centrale, sur le site de Sinop. Elle a conclu à cet effet un accord intergouvernemental avec le Japon, en 2013, ratifié par la Grande Assemblée nationale de Turquie en avril 2015. L'entreprise publique de production d'électricité (Elektrik Üretim A.Ş. – EÜAŞ) s'est dotée d'une filiale, EÜAŞ International Incorporated Cell Company (EÜAŞ ICC), société privée internationale de production électronucléaire dont la création a été enregistrée sur l'île de Jersey, en 2016. En vertu de l'accord intergouvernemental signé en vue de la construction de la centrale de Sinop, EÜAŞ ICC détiendra une partie du capital de l'entreprise chargée du projet, au même titre qu'un consortium international formé de Mitsubishi, Itochu et ENGIE. L'étude de faisabilité du projet, qui était requise par l'accord, a débuté en juillet 2015. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de la Turquie et le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie du Japon ont signé un protocole d'accord en septembre 2016. Une demande d'étude d'impact environnemental a par ailleurs été soumise au ministère turc de l'Environnement et de l'Urbanisme le 27 décembre 2017. Les études de faisabilité technique et économique relatives à la centrale de Sinop sont achevées, mais leurs conclusions sont toujours en cours d'examen.

Outre ces deux projets, une procédure est en cours afin de choisir le site où construire une troisième centrale nucléaire.

L'Autorité turque de sûreté nucléaire (Nükleer Düzenleme Kurumu – NDK) a été créée par le décret-loi n° 702 du 9 juillet 2018. L'objet essentiel de ce décret est de séparer activité réglementaire et recherche en les confiant à deux entités distinctes et non plus à la seule TAEK comme c'était le cas jusque-là. D'où la création de la NDK, « organe associé » au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, pour exercer une tutelle indépendante sur les activités nucléaires. Du fait de la restructuration opérée, la TAEK est quant à elle désormais rattachée au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en tant qu'organe subsidiaire chargé de la recherche nucléaire, de la gestion des déchets, de la formation et d'autres activités connexes.

Le décret-loi contient en outre des dispositions d'ordre plus général ayant trait à la sûreté, à la sécurité et à la gestion des déchets nucléaires. Les activités et/ou installations qui doivent être gérées de manière sûre et sécurisée afin d'éviter l'exposition des personnes et de l'environnement à des rayonnements ionisants sont soumises au contrôle réglementaire de la NDK.

Le décret-loi établit d'autre part la liste des matières soumises à autorisation ou approbation et des activités nécessitant l'obtention d'un permis ou d'une autorisation de la NDK, et définit le champ de responsabilité du titulaire de l'autorisation, la durée pendant laquelle sa responsabilité peut être engagée et les principes fondamentaux concernant les inspections de la NDK.

Sont également définis des principes généraux relatifs à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs en conformité avec la directive 2011/70/EURATOM du Conseil de l'Union européenne. Le titulaire de l'autorisation est responsable de la gestion et du transport du combustible usé et des déchets radioactifs, y compris ceux résultant des activités de démantèlement.

La nouvelle TAEK a reçu pour mission de s'occuper du stockage du combustible usé et des déchets radioactifs produits par les activités nucléaires menées en Turquie. Le pollueur (autrement dit le titulaire de l'autorisation) est responsable des étapes préalables au stockage et prend en charge l'ensemble des coûts de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs.

La législation turque sur la radioprotection est calquée sur l'acquis communautaire. Des études ont été engagées en vue de sa révision, qui s'appuient sur la directive 2013/59/Euratom du Conseil de l'Union européenne, datée du 5 décembre 2013, fixant les normes de base relatives à la protection sanitaire contre les dangers résultant de l'exposition aux rayonnements ionisants. Un projet d'arrêté sur la radioprotection dans les installations nucléaires, conforme aux dispositions de la directive susmentionnée, a été préparé.

Un projet de loi sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire a été élaboré sur la base de la Convention de Paris du 29 juillet 1960, et de ses textes modificatifs et complémentaires, notamment le Protocole de 2004. Ce projet de loi devrait être soumis à la Grande Assemblée nationale de Turquie en 2019.

Reporting organisations and contact persons
Organisations déclarantes et personnes à contacter

We would like to thank our numerous contacts worldwide in national administrations and in public and private companies for their helpful co-operation.

Nous souhaitons remercier de leur coopération utile tous les membres d'administrations nationales et d'entreprises publiques ou privées avec qui nous sommes en contact dans le monde entier.

NEA / AEN	Nuclear Technology Development and Economics / L'Économie et du développement des technologies nucléaires Luminita Grancea (*Scientific Secretary* / *Secrétaire scientifique*)
Argentina / Argentine	National Atomic Energy Commission / Commission nationale de l'énergie atomique Calzetta Larrieu Osvaldo
Australia / Australie	Department of the Environment and Energy / Ministère de l'Environnement et de l'Énergie Shamim Ahmad and Allison Ball
Austria / Autriche	Federal Ministry of Sustainability and Tourism / Ministère fédéral de Durabilité et du tourisme Thomas Augustin
Belgium / Belgique	FPS Economy, SMEs, Self-Employed and Energy / Service Public Fédéral – Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie Alberto Fernandez Fernandez Synatom / Société belge des combustibles nucléaires Synatom SA Françoise Renneboog
Canada / Canada	Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada Daniel Brady
Chile / Chili	Ministry of Energy / Ministère de l'Énergie Stefano Banfi
Czech Republic / Rép. tchèque	Ministry of Industry and Trade / Ministère de l'Industrie et du Commerce Sebastián Poche
Denmark / Danemark	Danish Energy Agency / Agence danoise de l'énergie Ali Zarnaghi
Estonia / Estonie	Ministry of Economic Affairs and Communications of Estonia / Ministère des Affaires économiques et des Communications Jaanus Uiga
Finland / Finlande	Ministry of Economic Affairs and Employment / Ministère des Affaires économiques et de l'Emploi Jorma Aurela
France / France	French Alternative Energies and Atomic Energy Commission / Commissariat à l´énergie atomique et aux énergies alternatives Sophie Gabriel
Germany / Allemagne	Federal Ministry for Economic Affairs and Energy / Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie Thomas Nunnemann
Greece / Grèce	Regulatory Authority for Energy / Autorité de régulation de l'énergie Maria Kerkidou
Hungary / Hongrie	Hungarian Atomic Energy Authority / Autorité de sûreté nucléaire Gábor Körmendi
Iceland / Icelande	Orkustofnun - The National Energy Authority / Orkustofnun - Autorité nationale de l'énergie Ran Jonsdottir
Ireland / Irlande	EirGrid / EirGrid Aisling Gilchrist
Israel / Israël	Ministry of Energy/ Ministère de l'énergie Yana Greenman

Italy / Italie	Ministry of Economic Development / Ministère du Développement économique Ugo Bollettini
Japan / Japon	Ministry of Economy, Trade and Industry / Ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie Takehiro Sasagawa
Korea / Corée	Ministry of Science and ICT / Ministère de la Science et des TIC Yun Jung Korea Nuclear International Cooperation Foundation / Korea Nuclear International Cooperation Foundation Boram Kwon
Latvia / Lettonie	Ministry of Economics of Latvia / Ministère de l'Économie Liga Rozentale
Luxembourg / Luxembourg	National Institute of Statistics and Economic Studies of the Grand Duchy of Luxembourg / Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché de Luxembourg Olivier Thunus
Mexico / Mexique	Office Director for International Nuclear Affairs / Direction des affaires nucléaires internationales Gustavo Angel Rojas Hernandez
Netherlands / Pays-Bas	Ministry of Economic Affairs and Climate Policy / Ministère des Affaires économiques et de la politique climatique Hedwig Sleiderink
New Zealand / Nouvelle- Zélande	Ministry of Business, Innovation and Employment / Ministère des entreprises, de l'innovation et de l'emploi Kam Szeto
Norway / Norvège	Norwegian Ministry of Petroleum and Energy / Ministère du Pétrole et de l'Énergie Marianne Norman Tønsberg
Poland / Pologne	Ministry of Energy / Ministère de l'Énergie Krzysztof Szymański
Portugal / Portugal	Directorate General for Energy and Geology / Direction du service de planification énergétique et statistique Paulo Salteiro Rodrigues
Romania / Romanie	Nuclear Agency and Radioactive Waste / Agence nucléaire et déchets radioactifs Eugen Banches and Ramona Popescu
Russia / Russie	ROSATOM / ROSATOM Alexey Prosyanov
Slovak Republic / Rép. slovaque	Ministry of Economy of the Slovak Republic / Ministère de l'Economie de la République slovaque Emil Bédi
Slovenia / Slovénie	Krško Nuclear Power Plant / Nuklearna elektrarna Krško d.o.o. Bojan Kurinčič
Spain / Espagne	Ministry for the Ecological Transition / Ministère de pour la transition écologique Irene Dovale Hernandez
Sweden / Suède	Ministry of Infrastucture / Ministère de l'infrastructure Björn Telenius Swedish Energy Agency / Agence suédoise de l'énergie Anna Andersson
Switzerland / Suisse	Swiss Federal Office of Energy / Office fédéral de l'énergie Ralf Straub
Turkey / Turquie	Ministry of Energy and Natural Resources / Ministère de l'Énergie et des ressources naturelles Sibel Gezer
United Kingdom / Royaume-Uni	Department of Business, Energy and Industrial Strategy / Ministère des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle Tanya Nyatanga
United States / États-Unis	Energy Information Administration / Energy Information Administration Michael Scott

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

The OECD is a unique forum where the governments of 36 democracies work together to address the economic, social and environmental challenges of globalisation. The OECD is also at the forefront of efforts to understand and to help governments respond to new developments and concerns, such as corporate governance, the information economy and the challenges of an ageing population. The Organisation provides a setting where governments can compare policy experiences, seek answers to common problems, identify good practice and work to co-ordinate domestic and international policies.

The OECD member countries are: Australia, Austria, Belgium, Canada, Chile, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Japan, Korea, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission takes part in the work of the OECD.

OECD Publishing disseminates widely the results of the Organisation's statistics gathering and research on economic, social and environmental issues, as well as the conventions, guidelines and standards agreed by its members.

This work is published on the responsibility of the OECD Secretary-General.

NUCLEAR ENERGY AGENCY

The OECD Nuclear Energy Agency (NEA) was established on 1 February 1958. Current NEA membership consists of 33 countries: Argentina, Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission also takes part in the work of the Agency.

The mission of the NEA is:

- to assist its member countries in maintaining and further developing, through international co-operation, the scientific, technological and legal bases required for a safe, environmentally sound and economical use of nuclear energy for peaceful purposes;
- to provide authoritative assessments and to forge common understandings on key issues as input to government decisions on nuclear energy policy and to broader OECD analyses in areas such as energy and the sustainable development of low-carbon economies.

Specific areas of competence of the NEA include the safety and regulation of nuclear activities, radioactive waste management and decommissioning, radiological protection, nuclear science, economic and technical analyses of the nuclear fuel cycle, nuclear law and liability, and public information. The NEA Data Bank provides nuclear data and computer program services for participating countries.

The statistical data for Israel are supplied by and under the responsibility of the relevant Israeli authorities. The use of such data by the OECD is without prejudice to the status of the Golan Heights, East Jerusalem and Israeli settlements in the West Bank under the terms of international law.

This document, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Corrigenda to OECD publications may be found online at: *www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm*.

© OECD 2019

You can copy, download or print OECD content for your own use, and you can include excerpts from OECD publications, databases and multimedia products in your own documents, presentations, blogs, websites and teaching materials, provided that suitable acknowledgment of the OECD as source and copyright owner is given. All requests for public or commercial use and translation rights should be submitted to *neapub@oecd-nea.org*. Requests for permission to photocopy portions of this material for public or commercial use shall be addressed directly to the Copyright Clearance Center (CCC) at *info@copyright.com* or the Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) *contact@cfcopies.com*.

Cover photos: Russian floating nuclear power plant (Rosatom); Climate Change – Antarctic Melting Glacier in a Global Warming Environment (Shutterstock, Bernhard Staehli).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 36 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Chili, la Corée, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Israël, l'Italie, le Japon, la Lettonie, la Lituanie, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1er février 1958. Elle réunit actuellement 33 pays : l'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, La Roumanie, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ;
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales de l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable des économies bas carbone.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Les données statistiques concernant Israël sont fournies par et sous la responsabilité des autorités israéliennes compétentes. L'utilisation de ces données par l'OCDE est sans préjudice du statut des hauteurs du Golan, de Jérusalem Est et des colonies de peuplement israéliennes en Cisjordanie aux termes du droit international.

Ce document, ainsi que les données et cartes qu'il peut comprendre, sont sans préjudice du statut de tout territoire, de la souveraineté s'exerçant sur ce dernier, du tracé des frontières et limites internationales, et du nom de tout territoire, ville ou région.

Les corrigenda des publications de l'OCDE sont disponibles sur : *www.oecd.org/fr/apropos/editionsocde/corrigendadepublicationsdelocde.htm*.

© OCDE 2019

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à *neapub@oecd-nea.org*. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) *info@copyright.com* ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) *contact@cfcopies.com*.

Photos de couverture : Centrale nucléaire flottante russe (Rosatom) ; Changement climatique – Fonte d'un glacier en Antarctique due au réchauffement climatique (Shutterstock, Bernhard Staehli).

NEA publications and information

The **full catalogue of publications** is available online at www.oecd nea.org/pub.

In addition to basic information on the Agency and its work programme, the **NEA website** offers free downloads of hundreds of technical and policy-oriented reports. The professional journal of the Agency, **NEA News** – featuring articles on the latest nuclear energy issues – is available online at www.oecd-nea.org/nea-news.

An **NEA monthly electronic bulletin** is also distributed free of charge to subscribers, providing updates of new results, events and publications. Sign up at www.oecd-nea.org/bulletin.

Visit us on **Facebook** at www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency or follow us on **Twitter** @OECD_NEA.

Publications et informations de l'AEN

Le **catalogue complet des publications** est disponible en ligne à www.oecd-nea.org/pub.

Outre une présentation de l'Agence et de son programme de travail, le **site internet de l'AEN** propose des centaines de rapports téléchargeables gratuitement sur des questions techniques ou de politique. La revue professionnelle de l'Agence, **AEN Infos**, qui publie des articles sur les dernières questions relatives à l'énergie nucléaire, est disponible en ligne sur www.oecd-nea.org/nea-news/index-fr.html.

Il est possible de s'abonner gratuitement (www.oecd-nea.org/bulletin) à un **bulletin électronique mensuel** présentant les derniers résultats, événements et publications de l'AEN.

Consultez notre page **Facebook** sur www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency ou suivez-nous sur **Twitter** @OECD_NEA.

OECD/NEA PUBLISHING, 2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16

Nuclear Energy Data – 2019

Nuclear Energy Data is the Nuclear Energy Agency's annual compilation of statistics and country reports documenting nuclear power status in NEA member countries and in the OECD area. Information provided by governments includes statistics on total electricity produced by all sources and by nuclear power, fuel cycle capacities and requirements, and projections to 2040, where available. Country reports summarise energy policies, updates of the status in nuclear energy programmes and fuel cycle developments. In 2018, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels and subsidised renewable energy sources. Governments committed to having nuclear power in the energy mix advanced plans for developing or increasing nuclear generating capacity, with the preparation of new build projects making progress in Finland, Hungary, Turkey and the United Kingdom. Further details on these and other developments are provided in the publication's numerous tables, graphs and country reports.

This publication contains "StatLinks". For each StatLink, the reader will find a URL which leads to the corresponding spreadsheet. These links work in the same way as an Internet link.

Données sur l'énergie nucléaire – 2019

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux préparée par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, présentent la situation de l'énergie nucléaire dans les pays membres de l'AEN et dans la zone de l'OCDE. Les informations communiquées par les gouvernements comprennent des statistiques sur la production d'électricité totale et nucléaire, les capacités et les besoins du cycle du combustible et, lorsqu'elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2040. Les rapports nationaux présentent brièvement les politiques énergétiques, la situation des programmes électronucléaires et ceux du cycle du combustible. En 2018, l'énergie nucléaire a continué de fournir des quantités importantes d'électricité en base faiblement carbonée, et ce dans un contexte de forte concurrence avec les combustibles fossiles bon marché et les énergies renouvelables. Les pays décidés à inclure ou conserver le nucléaire dans leur bouquet énergétique ont poursuivi leurs projets de déploiement ou d'augmentation de leur puissance nucléaire installée. Ainsi, des projets de construction progressent en Finlande, en Hongrie, au Royaume-Uni et en Turquie.

Cette publication contient des « StatLinks ». Fonctionnant comme un lien internet, un StatLink fournit l'accès à la feuille de calcul correspondante.

Nuclear Energy Agency (NEA)
46, quai Alphonse Le Gallo
92100 Boulogne-Billancourt, France
Tel.: +33 (0)1 73 21 28 19
nea@oecd-nea.org www.oecd-nea.org

NEA No. 7474