

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2020



Nuclear Technology Development and Economics
Économie et développement des technologies nucléaires

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2020

© OECD 2021
NEA No. 7556

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 2020 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 2020, the COVID-19 pandemic has highlighted the importance of electricity security in modern societies. Although the long-term implications for electricity generation are difficult to assess, during the recent crisis nuclear power continued to support security of supply and has been proven to be an extraordinarily resilient source of electricity. In 2019, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity while facing adverse market conditions.

Nuclear electricity generation

Despite total electricity generation in NEA member countries decreasing slightly from 2018 to 2019 (1.6%), electricity production at nuclear power plants increased by 1.8% over the same period. In the OECD area, total electricity generation also decreased from 2018 to 2019 (by 1%), and electricity production at nuclear power plants increased by 1.7%. The share of electricity production from nuclear power plants in NEA member countries increased from 17.8% in 2018 to 18.4% in 2019, despite a 1.2% decline in total nuclear capacity, from 323.7 GWe in 2018 to 319.8 GWe in 2019. The share of electricity production from nuclear power plants in the OECD area increased slightly (from 17.7% to 18.2%) while total nuclear capacity declined by 1.7% (from 291.6 GWe in 2018 to 286.5 GWe in 2019).

	NEA (2018)	NEA (2019)	OECD (2018)	OECD (2019)
Total electricity generation (net TWh)	11 796.9	11 607.5	10 682.2	10 575.3
Nuclear electricity generation (net TWh)	2 101.7	2 139.0	1 894.2	1 926.0
Nuclear power share of total electricity generation (%)	17.8	18.4	17.7	18.2
Total electricity capacity (net GWe)	3 221.5	3 250.0	2 980.3	3 009.8
Nuclear electricity capacity (net GWe)	323.7	319.8	291.6	286.5
Nuclear power share of total electricity capacity (%)	10.0	9.8	9.8	9.5

Among the 21 NEA member countries with nuclear capacity, 9 countries had more than a 30% share of nuclear electricity production in the total net generation for 2019. Despite a decrease in total nuclear capacity, the total amount of electricity produced increased. The table above shows that operations at many nuclear power plants in NEA member countries were very efficient throughout 2019. Nuclear power plants in Belgium, Canada, the Czech Republic, Finland, Hungary, Korea, the Netherlands, Russia, the Slovak Republic, Spain, Switzerland, the United Kingdom and the United States led the way with an increased output of electricity generation in 2019, compared to 2018. On the other hand, in Japan, the five reactors that had not generated electricity since 2011, were permanently shut down in 2019.

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. Bulgaria became a member of the NEA in January 2021 and data from this country will thus be included in the 2021 edition of *Nuclear Energy Data*. Chile, Estonia, Israel, Latvia and New Zealand have been included for OECD area calculations.

Reactor highlights

As of 1 January 2020, 342 operational reactors were connected to the grid in NEA member countries. A total of 21 reactors were under construction, although the construction of 3 reactors in Japan has at least temporarily been halted. By contrast, 28 reactors are planned to be retired from service by 2024, which will reduce OECD nuclear generating capacity by a total of 24.2 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, Korea, Sweden, 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 reactor returned to service following a three-year upgrade and refurbishment programme that will now allow it to operate for a further 30 years. This upgrade included increasing the reactor's net capacity by around 35 MWe. In addition to providing electricity, Embalse can now also produce Cobalt-60 for medical and industrial applications.
- In Belgium, the Constitutional Court ruled in March 2020 that a law passed in 2015 to grant a ten-year extension to Doel units 1 and 2 was unconstitutional because a required environmental impact assessment was not produced before granting extended operations. However, the court said it would allow the law to remain in force until the end of 2022.
- In Canada, the refurbishment of the Darlington power plant began in 2016 and is expected to be completed by 2026. The refurbishment of unit 2 was completed in June 2020, and preparations are underway for the refurbishment of the unit 3. Despite some delays resulting from the COVID-19 pandemic, the project's overall schedule will be maintained, with all four Darlington units still expected to be completed by 2026. At the Bruce nuclear power plant, unit 6 was taken offline in early 2020 and has now been defuelled. The overall refurbishment of the six units at Bruce is expected to be completed by 2033. The Pickering nuclear power plant was originally scheduled to shut down in 2020, but will instead continue to operate until 2024. The federal government and other partners have advanced efforts in priority areas, such as small modular reactor (SMR) research, and the development and exploration of business partnerships for potential deployment in the late 2020s. In December 2019, the provinces of Ontario, New Brunswick and Saskatchewan signed a memorandum of understanding (MOU) to collaborate on SMRs. The Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) continues to work to ensure readiness so as to regulate SMRs in Canada. As of June 2020, 12 SMR proposals were undergoing a vendor design review (VDR).
- In the Czech Republic, the utility ČEZ applied to the State Office of Nuclear Safety to construct two new reactors at its Dukovany site. Under the current schedule, the reactor supplier is to be selected by the end of 2022, with commissioning expected by 2036. The Czech government would loan 70% of the cost of building a single 1 200 MWe unit, with ČEZ funding the remaining 30%.
- The government of Finland granted the operating licence for the Olkiluoto 3 unit on 7 March 2019, and in April 2020, Teollisuuden Voima Oyj applied for permission to load fuel. The preparatory works are continuing 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 planned to take place in 2028.
- In France, hot functional testing of the Flamanville 3 Evolutionary Power Reactor (EPR) started in 2019. The French Nuclear Safety Authority (ASN) decided in 2019 that repairs to the reactor's main secondary system penetration welds would be needed and that this would further delay fuel loading until the end of 2022. In February 2020, unit 1 at Fessenheim was closed, followed by the closure of unit 2 in June 2020. The closure of the Fessenheim reactor was imposed as part of the current energy policy.
- In Germany, on 31 December 2019, unit 2 at the Philippsburg nuclear power plant in Baden-Württemberg was shut down in accordance with the decision of the federal government to phase out nuclear power by the end of 2022. The reactor represented an installed net capacity of 1.4 GWe.
- In Hungary, plans are well advanced for the construction of two new VVER-1200 reactors at the Paks site, with preliminary work beginning in June 2019.

- In Japan, in September 2019, operations officially ceased for units 1-4 at the Fukushima Daini nuclear power plant, and in April, unit 2 at the Genkai nuclear power plant ceased operations.
- In Korea, four nuclear power plants are currently under construction, and the earliest grid connection is expected to occur at the end of 2020 for the Shin-Hanul unit 1. Decommissioning of Kori unit 1, Korea's first commercial nuclear power plant, is continuing according to regular procedures, and the owner is expected to submit the final decommissioning plan by the end of 2020. Shin-Kori unit 4 began commercial operations in August 2019.
- In Poland, the government recommitted in 2020 to launching a nuclear programme with the release of a draft consultation that targets the start of construction on the first of four to six reactors by 2033. In its draft plan, the government has indicated that it will aim to select a financial investor by 2021 for up to 49% of the cost for the first plant.
- In Romania, Nuclearelectrica has also announced plans to refurbish unit 1 of the Cernavoda nuclear power plant by 2026 in order to extend lifetime operations. In October 2020, an intergovernmental agreement was signed with the United States, with the latter country offering to support the construction of two new Cernavoda reactors and help refurbish Cernavoda-1.
- In Russia, three units were connected to the grid in 2019, including unit 2 at Novovoronezh II (1.2 GWe), as well as the world's first commercial floating nuclear power plant, Akademik Lomonosov, which has two 30 MWe units. In addition, the "Nuclear science, engineering and technology for the period up to 2024" programme is being developed with new reactor and technological systems in the field of nuclear energy, reactor engineering, and the production and processing of nuclear materials. The programme will include the development of technologies for two-component nuclear power with a closed nuclear fuel cycle, the controlled thermonuclear fusion and plasma technology, and new materials and technologies for advanced energy systems, as well as the design and construction of reference SMR power units.
- In Slovenia, during the past few years numerous modifications and improvements to the Krško nuclear power plant 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, has been in place since the Fukushima Daiichi nuclear power plant accident and is due to be concluded in 2021. The government of Slovenia will make the decision by 2027 whether to build a second unit at the existing Krško nuclear power plant site.
- In Spain, the government drafted its national energy and climate plan in 2019, which includes the phasing out of nuclear energy by 2035. In May 2020, the Spanish Nuclear Safety Council granted permission for Almaraz 1 and 2 to operate until 2027 and 2028, respectively. In addition, Vandellós 2 applied for a licence extension to 2030.
- In Sweden, on 30 December 2019, the Ringhals 2 reactor shut down operations and stopped supplying electricity to the Swedish grid after 44 years of service. Ringhals 1 went offline for a maintenance outage in March 2020 but returned to service in June to provide grid stability. For the remaining reactors at the Ringhals power plant (i.e. Ringhals 3 and 4), the plan remains to continue operations for at least 60 years.
- Switzerland's first nuclear power plant, Mühleberg nuclear power plant, with an approximate output power of 373 MWe, was permanently shut down on 20 December 2019.
- In Turkey, construction of the first and second reactor units at the Akkuyu nuclear power plant began in 2018 and 2020, respectively. The first unit is expected to be in operation by 2023. The other units are planned to enter commercial operation by the end of 2026.
- In the United Kingdom, Électricité de France (EDF) and the China General Nuclear Power Group (CGN) are currently constructing two EPRs at Hinkley Point C (3.2 GWe) and have plans to construct an additional two EPRs at Sizewell (3.2 GWe). In 2020, two consortia showed interest in developing new build projects at the Moorside site. The first consortium is Rolls-Royce, which plans to build indigenous SMRs, and the second is the Atkins consortium, which is proposing a Clean Energy Hub at Moorside that will include two EPRs and potentially one SMR. To 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 could demonstrate the potential of modular manufacturing in the nuclear sector.

- In the United States, construction in Georgia continued in 2019 on Vogtle units 3 and 4, with completion scheduled for late 2021 and 2022. During 2019, two nuclear power plants permanently shut down: Pilgrim nuclear power plant (679 MWe) on 31 May 2019 and Three Mile Island (i.e. unit 1) nuclear power plant (802.8 MWe) on 20 September 2019. As of March 2020, the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) had granted licence renewals for 88 of the currently operating commercial reactors in the country. Licence renewal enables an additional 20 years of operations beyond the initial operating licence period of 40 years. The NRC has issued four subsequent licence renewal applications – Turkey Point units 1 and 2 and Peach Bottom units 2 and 3 – extending plant operating licences for an additional 20 years, or approximately 80 years in total. The NRC Phase 4 review of the NuScale SMR plan was completed on 12 December 2019. The US Department of Energy (DOE) is currently supporting planning efforts to build a nuclear power plant by the mid-2020s, which would consist of 12 independent 60 MWe NuScale SMRs in Idaho. A combined operating licence application is being prepared for the project. The NRC approved the early-site permit (ESP) for an SMR at the Tennessee Valley Authority’s Clinch River site in Tennessee. This approval represents the country’s first ESP for an SMR.

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 changes were the plans announced to cease production at McArthur River mine/Key Lake mill in Canada and a series of production cuts in Kazakhstan, Niger, Namibia (Langer Heinrich project) and the United States. Some of the global decline was offset, however, by production gains in Australia and the continuing ramp-up of the Husab project in Namibia. As such, global uranium production amounted to 54 224 tU in 2019, a slight increase from 53 516 tU in 2018. Uranium was produced in eight NEA member countries in 2019, with Australia, Canada and Russia accounting for a significant share. However, during 2020, the COVID-19 pandemic had a significant impact on world uranium production, with many mines temporarily closing. The uranium output for 2020 will most likely be the lowest in the last decade. The partial suspension of uranium mining activity in 2020 is nevertheless not expected to cause performance disruptions for nuclear power reactors in the near term because of the significant inventories/stocks held by utilities and fuel cycle producers.

Imports will continue to be needed in order to meet total NEA and OECD uranium reactor requirements, as has been the case in the past several years. In 2019, 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 of the 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. On 12 July 2019, the US President declined to impose quotas or other trade measures on uranium imports and established a Nuclear Fuel Working Group to examine the current state of domestic nuclear fuel production so as to reinvigorate the entire nuclear fuel supply chain. On 23 April 2020, the DOE released the Administration’s Nuclear Fuel Working Group strategy, which contains recommendations to revitalise and strengthen the front end of the fuel cycle, as well as the domestic nuclear industry.

Commercial uranium conversion facilities were in operation in Canada, France, Russia and the United States. However, 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 new “Philippe Coste” uranium conversion facility in France was commissioned following the completion of a test programme. The new facility incorporates technological innovations in relation to safety, the environment and improved industrial performance. Production will increase steadily and a nominal capacity of 15 000 tonnes should be reached by the end of 2020. The conversion sector was not immune to production issues since COVID-19 caused a four-week outage at Cameco’s Blind River and Port Hope in Canada during the spring of 2020.

High-efficiency uranium centrifuge enrichment plants continued commercial operations through 2019 in France, Germany, the Netherlands, Russia, the United Kingdom and the United States. The Urenco centrifuge facility in the United States – the only commercial enrichment plant in operation in OECD/NEA Americas – has an annual capacity of 4.9 million separative work units (SWU) from 64 production cascades. In the United States, no construction activity is proceeding on either the GLE Uranium Enrichment Facility (laser enrichment) in North Carolina nor on the Fluorine Extraction Process and Depleted Uranium Deconversion plant in New Mexico. However, in 2019, Silex Systems Ltd. announced a positive step forward with the signature of a term sheet with Cameco for the acquisition of a majority stake in GE Hitachi Global Laser Enrichment LLC. Centrus Energy Corp. announced in November 2019 that it signed a three-year contract with the DOE to deploy a cascade of centrifuges to demonstrate production of high-assay low-enriched uranium (HALEU) fuel for advanced reactors. In 2019 and 2020, HALEU attracted a great deal of attention from global nuclear fuel cycle producers, utilities and governments. Many companies around the world are developing advanced reactors with smaller and more flexible designs. However, most of these reactors will require HALEU fuels that are not yet available at the commercial scale.

In 2019, conversion and enrichment capacities exceeded requirements in OECD/NEA Eurasia. Enrichment services needed to be imported to OECD/NEA Americas and the Pacific regions, and conversion services had to be imported to the Pacific region. Similar to uranium, reactor requirements were in part covered by secondary supplies.

The expected completion of the Rokkasho reprocessing plant in Japan has been delayed to 2022-2023, owing to the implementation of new safety standards, including the construction of a new cooling tower. In Russia, the Mining and Chemical Combine in Zheleznogorsk has received a five-year licence for the industrial production of uranium-plutonium mixed oxide fuel for the Beloyarsk-4 BN-800 fast neutron reactor.

The storage capacity for irradiated fuel in NEA member countries is sufficient 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. In 2019, Posiva's final disposal project progressed to a new phase when the decision was made regarding the construction of an encapsulation plant and underground final disposal facility designed for the final disposal of spent fuel. The facility is planned to begin operations in the mid-2020s.

Policy highlights

Canada hosted the tenth Clean Energy Ministerial (CEM10) in May 2019. For the first time, nuclear energy and the “Nuclear Innovation: Clean Energy Future” (NICE Future) initiative were fully integrated topics of discussion at the Ministerial meeting. 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.

In 2018, the European Commission (EC) established a Technical Expert Group on Sustainable Finance (TEG) to assist in the development of a unified classification system for sustainable economic activities (i.e. the EU Taxonomy). In a 2019 report, the TEG recognised the potential contribution of nuclear energy to climate mitigation objectives and low-carbon energy supply. However, the TEG recommends that more studies be undertaken on the “do-no significant-harm” aspects of nuclear energy, as well as on the potential environmental impacts across all objectives. The EC has asked the Joint Research Centre (JRC), its in-house research body, to assess whether nuclear power should be included in the EU taxonomy as an environmentally sustainable activity. The JRC will propose a technical report on the “do-no-significant-harm” aspects of nuclear energy in 2021.

Canada's *Nuclear Liability and Compensation Act* (NLCA) establishes a compensation and liability regime in the unlikely event of a nuclear accident resulting in civil injury and damages. The new law entered into force on 1 January 2017 and replaces the *Nuclear Liability Act* (NLA), legislation that dated back to the early 1970s. Under the NLCA, the operator of a nuclear power plant is responsible to pay up to CAD 1 billion for civil damages resulting from an accident at the plant. The CAD 1 billion limit came into effect on 1 January 2020.

In France, 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), currently under revision. The plan will depend, in particular, on developments in renewable energy and the decisions of the Nuclear Safety Authority regarding the potential lifetime extension of current power plants. The MEP describes plans to shut down a total of 14 power reactors in order to reduce the share of nuclear in France's electricity generation mix from the current 75% to 50% by 2035.

In Germany, under the “The German act on the reorganisation of responsibility in nuclear waste management” (2016), nuclear power plant operators should provide a total of approximately EUR 24 billion to cover the costs of the storage and disposal of radioactive 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. Nuclear power plant 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. Nuclear power plant operators transferred their payments to the “German Nuclear Waste Management Fund” on 3 July 2017. The fund, which since 2019 is known as KENFO, takes the form of a foundation under public law. It is tasked with managing and investing the money provided by nuclear power plant operators in order to reimburse the costs incurred by the state for the storage and disposal of radioactive waste.

In Hungary, the government approved in January 2020 the new National Energy Strategy and the National Energy and Climate Plans 2030, with an outlook up to 2040. The revised strategic framework is based on three strategic pillars: clean, smart and affordable energy. The new strategy includes more than 40 measures and foresees a 95% reduction in greenhouse gas (GHG) emissions by 2050, compared to 1990 levels. Nuclear energy will be essential for ensuring sector integration and a climate neutral economy. The preservation of nuclear generation capacity by replacing existing units at the Paks nuclear power plant, which are nearing the end of their lifetimes, is one of the key strategic measures for further decarbonisation of the electricity sector.

In Mexico, to satisfy the demand for clean energy, the National Electric System Development Program (2019-2033) outlines the diversification of the energy mix, in which nuclear has a relevant share. In recent years, the Laguna Verde nuclear power plant has taken part in the Clean Energy Certificates scheme, an innovative instrument to integrate clean energies into power generation at lower costs and develop investments into clean electricity generation.

In November 2019, a new draft of the “Poland’s energy policy until 2040” was released by the Ministry of Climate and Environment in Poland. According to this policy, 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.

In the context of Spain’s nuclear energy programme, the government published and submitted to the EC in February 2019 a draft of its Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030. A new draft, which was also forwarded to the European Commission in March 2020, is being submitted for public consultation as part of the strategic environmental assessment process. This strategic planning tool integrates energy and climate policy. The document provides forecasts on the evolution of nuclear energy’s contribution to the energy mix, as well as information on an orderly and phased shutdown of the Spanish nuclear fleet during the period 2027-2035.

In June 2019, the United Kingdom legislated for net-zero GHG emissions by 2050. The government believes that nuclear energy has an important role to play, and reconfirms its commitment to a low-carbon society. The Nuclear Sector Deal was published in June 2018. The deal brings together the government and nuclear industry to work in partnership in order 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 this sector as the United Kingdom develops low-carbon nuclear power and continues to address its nuclear legacy. One of the key deliverables of the Nuclear Sector Deal is the National Decommissioning and Waste Management Pipeline. The Pipeline, which was published in 2019, provides the foundation to build innovative approaches to key challenges, including technical problems, commercial frameworks and an integrated approach to radioactive waste management.

In the United States, the Ohio state legislature passed price support legislation in 2019 that led owners of two nuclear power plants (Davis-Besse and Perry) to reverse their announced plans to close. Similar legislation is currently under consideration in Pennsylvania, which has four remaining nuclear power plants. State-level price support in the form of zero emissions credits (ZECs) has previously resulted in the reversal of 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 power plant and the neighbouring Seabrook nuclear power plant in New Hampshire to sell into Connecticut's clean energy electricity market. New Jersey also awarded zero-emission certifications to its two remaining nuclear power plants, Hope Creek and Salem. In January 2019, the US President signed into law the Nuclear Energy Innovation and Modernization Act (NEIMA). The law revises the budget and fee structure of the NRC and requires the NRC to develop new processes for licensing nuclear reactors, including staged licensing of advanced nuclear reactors. The bill also directs the NRC to establish a pilot project to provide uranium producers predictable fees for routine licensing matters. In June 2020, the US International Development Finance Corporation (DFC) proposed a change to the institution's Environmental and Social Policy and Procedures that would enable consideration of support for nuclear power projects and would align the definition of renewable energy with the United States Energy Information Administration's definition. The proposed change would remove the DFC prohibition for the support of nuclear power projects.

Résumé

Cette édition 2020 de *Données sur l'énergie nucléaire* contient des informations officielles communiquées par les pays membres de l'AEN et de l'OCDE¹, 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 2020, la pandémie de COVID-19 a mis en avant l'importance de la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans nos sociétés modernes. S'il est difficile d'évaluer les conséquences à long terme sur la production d'électricité, on observe que, pendant la crise, l'énergie nucléaire a continué de soutenir la sécurité d'approvisionnement et s'est révélée une source d'électricité extraordinairement résiliente. En 2019, l'énergie nucléaire a continué de fournir des quantités importantes d'électricité en base faiblement carbonée, et ce malgré des conditions de marché défavorables.

Production d'électricité d'origine nucléaire

Si la production totale d'électricité a légèrement baissé dans les pays membres de l'AEN de 2018 à 2019 (1.6 %), la production d'électricité des centrales nucléaires a crû de 1.8 % sur la même période. Dans la zone de l'OCDE, la production totale d'électricité a également baissé de 2018 à 2019 (1 %), et la production d'électricité des centrales nucléaires a augmenté de 1.7 %. La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans les pays de l'AEN a légèrement augmenté (de 17.8 % en 2018 à 18.4 % en 2019), malgré une baisse de 1.2 % de la puissance nucléaire installée totale (de 323.7 GWe en 2018 à 319.8 GWe en 2019). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans la zone de l'OCDE a elle aussi légèrement augmenté (de 17.7 % à 18.2 %), tandis que la puissance nucléaire installée totale s'est contractée de 1.7 % (de 291.6 GWe en 2018 à 286.5 GWe en 2019).

	AEN (2018)	AEN (2019)	OCDE (2018)	OCDE (2019)
Production d'électricité totale (en TWh nets)	11 796.9	11 607.5	10 682.2	10 575.3
Production d'électricité nucléaire (en TWh nets)	2 101.7	2 139.0	1 894.2	1 926.0
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (%)	17.8	18.4	17.7	18.2
Puissance installée totale (en GWe nets)	3 221.5	3 250.0	2 980.3	3 009.8
Puissance nucléaire installée (en GWe nets)	323.7	319.8	291.6	286.5
Part de l'énergie nucléaire dans la puissance installée (%)	10.0	9.8	9.8	9.5

Dans 9 des 21 pays membres de l'AEN dotés de réacteurs de puissance, la part de l'énergie nucléaire dans la production nette totale d'électricité est restée supérieure à 30 % en 2019. Malgré la diminution de la puissance nucléaire installée, la quantité totale d'électricité produite a augmenté. Le tableau ci-dessus montre que de nombreuses centrales nucléaires des pays membres de l'AEN ont fonctionné avec une grande efficacité en 2019. Les centrales de la Belgique, du Canada, de la Corée, de l'Espagne, des États-

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). La Bulgarie est devenue membre de l'AEN en janvier 2021. Les données concernant ce pays seront intégrées à la version 2021 de *Données sur l'énergie nucléaire*. Le Chili, l'Estonie, Israël, la Lettonie et la Nouvelle-Zélande sont inclus dans les calculs concernant la zone de l'OCDE.

Unis, de la Finlande, de la Hongrie, des Pays-Bas, de la République slovaque, de la République tchèque, du Royaume-Uni, de la Russie et de la Suisse se placent en tête avec une production en hausse en 2019 par rapport à 2018. Au Japon, en revanche, les cinq réacteurs de puissance qui n'avaient pas produit d'électricité depuis 2011 ont été définitivement mis à l'arrêt en 2019.

Actualité concernant les réacteurs

En date du 1^{er} janvier 2020, 342 réacteurs en exploitation étaient raccordés aux réseaux électriques des pays de l'AEN, et 21 réacteurs étaient en cours de construction. La construction de trois réacteurs était toutefois interrompue au Japon, au moins temporairement. Inversement, 28 réacteurs doivent être mis hors service d'ici 2024, ce qui réduira la puissance nucléaire installée dans la zone OCDE de 24.2 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 Royaume-Uni et en Suède.

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 Allemagne, le 31 décembre 2019, la tranche 2 de la centrale nucléaire de Philippsburg, dans le Land de Bade-Wurtemberg, a été fermée en accord avec la décision du gouvernement fédéral allemand de sortir progressivement du nucléaire d'ici à la fin de 2022. Ce réacteur représentait une puissance nette installée de 1.4 GWe.
- En Argentine, la centrale nucléaire d'Embalse a été remise en service après un programme de réfection et de modernisation de trois ans, qui a permis de prolonger sa durée de vie de 30 années supplémentaires. Ce programme a également été l'occasion d'augmenter la puissance nette du réacteur d'environ 35 MWe. De plus, Embalse peut désormais produire non seulement de l'électricité, mais aussi du Cobalt 60 pour les applications médicales et industrielles.
- En mars 2020, la Cour constitutionnelle de Belgique a jugé inconstitutionnelle une loi adoptée en 2015 pour prolonger de dix années l'exploitation des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Doel car, contrairement à ce qui était exigé, cette décision n'a pas été accompagnée d'une étude d'incidence environnementale. La Cour a cependant décidé de maintenir les effets de cette loi jusqu'à la fin de 2022.
- Au Canada, la réfection de la centrale nucléaire de Darlington a commencé en 2016 et devrait être achevée d'ici à 2026. La réfection de la tranche 2 est parvenue à son terme en juin 2020, et les préparatifs de réfection de la tranche 3 sont en cours. Malgré certains retards dus à la pandémie de COVID-19, le calendrier global du projet reste le même : il est toujours prévu que la réfection des quatre tranches de Darlington s'achève en 2026. À la centrale de Bruce, le réacteur 6 a été mis à l'arrêt au début de 2020, puis déchargé. La réfection générale des six tranches de cette centrale devrait se terminer d'ici 2033. La centrale de Pickering, qui devait initialement fermer en 2020, continuera d'alimenter le réseau jusqu'en 2024. Les autorités fédérales et d'autres partenaires ont accentué leurs efforts dans des domaines prioritaires, notamment la recherche sur les petits réacteurs modulaires (SMR), et le développement et l'examen de partenariats commerciaux possibles en vue d'un éventuel déploiement de ces modèles de réacteurs à la fin des années 2020. En décembre 2019, les provinces de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan ont signé un protocole d'accord pour collaborer dans le domaine des SMR. La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) continue de tout mettre en œuvre pour être prête à réglementer les SMR au Canada. En juin 2020, 12 propositions de SMR faisaient l'objet d'un examen de la conception du fournisseur (ECF).
- En Corée, quatre réacteurs de puissance sont en construction. Le premier raccordement au réseau, qui devrait intervenir à la fin de 2020, sera celui de la tranche 1 de Shin-Hanul. 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 plan final de démantèlement d'ici la fin de 2020. L'exploitation commerciale de la tranche 4 de Shin-Kori a démarré en août 2019.

- En Espagne, en 2019, le gouvernement a élaboré un Plan national intégré en matière d'énergie et de climat, qui prévoit notamment la sortie progressive du nucléaire d'ici 2035. En mai 2020, l'autorité de sûreté nucléaire (CSN) a autorisé la poursuite de l'exploitation des tranches 1 et 2 de la centrale d'Almaraz jusqu'en 2027 et 2028 respectivement. Par ailleurs, l'exploitant de la tranche 2 de la centrale de Vandellós a soumis une demande de prolongation de la durée de vie de cette installation jusqu'en 2030.
- Aux États-Unis, la construction des tranches 3 et 4 de Vogtle, en Géorgie, s'est poursuivie en 2018 et devrait être achevée à la fin de 2021 et 2022, respectivement. Au cours de l'année 2019, deux réacteurs ont été mis définitivement à l'arrêt : celui de la centrale de Pilgrim (679 MWe) le 31 mai 2019, et la tranche 1 de Three Mile Island (802.8 MWe) le 20 septembre 2019. En mars 2020, l'autorité américaine de sûreté nucléaire (NRC) a renouvelé les autorisations de 88 des réacteurs commerciaux actuellement exploités dans le pays. Ce processus de renouvellement autorise les centrales à fonctionner 20 ans de plus que la période de 40 ans initialement prévue. La NRC a répondu favorablement à quatre demandes de second renouvellement : les tranches 1 et 2 de Turkey Point et les tranches 2 et 3 de Peach Bottom voient ainsi leur durée d'exploitation prorogée de 20 ans, ce qui porte à environ 80 ans leur durée totale de vie prévue. Le ministère de l'Énergie (DOE) soutient actuellement des efforts de planification 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. Les responsables du projet préparent leur demande d'autorisation combinée de construction et d'exploitation. La NRC a approuvé la demande d'autorisation préalable d'implantation d'un petit réacteur modulaire sur le site de Clinch River, dans le Tennessee, que lui avait présentée la Tennessee Valley Authority (TVA). Cette autorisation est la première octroyée à un petit réacteur modulaire dans le pays.
- Le gouvernement finlandais a délivré l'autorisation d'exploitation de la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto le 7 mars 2019 et, en avril 2020, Teollisuuden Voima Oyj a demandé l'autorisation de charger le combustible. Les travaux préparatoires se poursuivent sur le nouveau site nucléaire 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, les essais fonctionnels à chaud de l'EPR (*Evolutionary Power Reactor*) de la tranche 3 de Flamanville ont démarré en 2019. La même année, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé que des réparations des soudures effectuées sur les lignes vapeur principales du réacteur seraient nécessaires, ce qui reporterait encore le chargement du combustible jusqu'à la fin de 2022. En 2020, la tranche 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim a été mise définitivement à l'arrêt en février, suivie de la tranche 2 en juin. La fermeture du site de Fessenheim était prévu dans le cadre de la politique énergétique actuellement menée dans le pays.
- En Hongrie, le projet de construction de deux nouveaux réacteurs VVER-1200 sur le site de Paks a bien progressé, avec le lancement des premiers travaux en juin 2019.
- Au Japon, l'exploitation des tranches 1 à 4 de la centrale nucléaire de Fukushima Daini a officiellement cessé en septembre 2019, et la tranche 2 de la centrale nucléaire de Genkai a été arrêtée en avril de la même année.
- En 2020, la Pologne a réaffirmé sa volonté de se doter d'un programme nucléaire et publié un projet de consultation tablant sur le lancement des travaux de construction du premier de quatre à six réacteurs d'ici 2033. Dans son projet, le gouvernement indique avoir pour objectif de choisir un investisseur d'ici 2021, qui financera la construction de la première tranche du site à hauteur de 49 % maximum.
- En République tchèque, l'électricien ČEZ a déposé auprès de l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire (SUJB) une demande de construction de deux réacteurs sur son site de Dukovany. Le calendrier actuel prévoit une sélection du fournisseur du réacteur d'ici la fin de 2022 et une mise en service d'ici 2036. L'État tchèque devrait avancer 70 % des frais de construction d'un unique réacteur de 1 200 MWe, tandis que ČEZ financera les 30 % restants.
- En Roumanie, Nuclearelectrica a annoncé son intention de rénover la tranche 1 de la centrale nucléaire de Cernavoda d'ici 2026 afin d'en prolonger la durée d'exploitation. En octobre 2020, le pays a signé un accord intergouvernemental avec les États-Unis, qui proposent de participer à la construction de deux nouveaux réacteurs et à la réfection de la tranche 1 sur le site de Cernavoda.

- Au Royaume-Uni, Électricité de France (EDF) et China General Nuclear Power Group (CGNPG) construisent actuellement deux EPR sur le site de Hinkley Point C (3.2 GWe) et projettent de construire deux EPR supplémentaires à la centrale de Sizewell (3.2 GWe). En 2020, deux consortiums ont fait part de leur souhait de mener à bien de nouveaux projets sur le site de Moorside. Le premier, dirigé par Rolls-Royce, prévoit de construire de petits réacteurs modulaires (SMR), et le second, emmené par Atkins, propose de créer un « pôle d'énergie propre » (*Clean Energy Hub*) composé de deux EPR et potentiellement d'un SMR à Moorside. 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 pourrait démontrer le potentiel de la fabrication modulaire dans le secteur nucléaire.
- En Russie, trois tranches ont été raccordées au réseau en 2019, parmi lesquelles la tranche 2 de Novovoronezh II (1.2 GWe) ainsi que la première centrale nucléaire flottante à usage commercial, Akademik Lomonosov, qui est équipée de deux réacteurs de 30 MWe. De plus, un programme sophistiqué, intitulé « Science, ingénierie et technologies nucléaires jusqu'en 2024 », vient d'être lancé. Il porte sur les nouveaux systèmes technologiques et concepts de réacteurs, l'ingénierie des réacteurs, et la production et le traitement des matières nucléaires. Il vise aussi à développer des technologies destinées au secteur nucléaire à deux filières avec cycle du combustible fermé ; la fusion thermonucléaire contrôlée et des technologies de plasma ; et de nouveaux matériaux et technologies pour les systèmes énergétiques avancés, ainsi que la conception et la construction des petits réacteurs modulaires têtes de série.
- En Slovénie, de nombreuses modifications et améliorations ont été apportées au cours de ces dernières années à la centrale de Krško, au fil des évolutions du secteur et des normes et pratiques réglementaires internationales. Après l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, le pays a lancé un ambitieux programme de renforcement de la sûreté nucléaire, qui devrait parvenir à son terme en 2021. Le gouvernement slovène décidera d'ici 2027 s'il choisit ou non de construire une deuxième tranche sur le site de la centrale existante de Krško.
- En Suède, la tranche 2 de Ringhals a été mise à l'arrêt le 30 décembre 2019, cessant ainsi d'approvisionner le réseau électrique après 44 ans de service. La tranche 1 de cette centrale, qui avait été arrêtée pour maintenance en mars 2020, a été redémarrée en juin pour apporter plus de stabilité au réseau. La durée d'exploitation prévue pour les deux autres réacteurs (les tranches 3 et 4 de Ringhals) reste d'au moins 60 ans.
- En Suisse, le réacteur de la centrale de Mühleberg, d'une puissance électrique d'environ 373 MWe, a été définitivement arrêté le 20 décembre 2019.
- En Turquie, les chantiers de construction de la première et de la deuxième tranches de la centrale d'Akkuyu ont démarré en 2018 et 2020, respectivement. La première tranche devrait entrer en service commercial d'ici 2023. Les autres tranches devraient suivre, d'ici la fin de 2026.

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 événements les plus marquants découlant de cette situation sont le projet de fermeture de l'usine de Key Lake, qui traite le minerai extrait de la mine de McArthur River, au Canada, ainsi que des baisses de production observées aux États-Unis, au Kazakhstan, en Namibie (projet Langer Heinrich) et au Niger. 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. La production mondiale d'uranium s'est d'ailleurs élevée à 54 224 t d'U en 2019, soit une légère hausse par rapport aux 53 516 t d'U en 2018. Huit pays membres de l'AEN ont produit de l'uranium en 2019, l'Australie, le Canada et la Russie étant des acteurs de poids dans ce secteur. Cependant, la pandémie de COVID-19 survenue en 2020 a lourdement frappé la production mondiale d'uranium, en provoquant la fermeture temporaire de nombreuses mines. Cette dernière devrait très probablement atteindre le niveau le plus faible relevé au cours de la dernière décennie. Néanmoins,

l'interruption partielle des activités extractives en 2020 ne devrait pas nuire aux performances des réacteurs nucléaires à court terme en raison de l'importance des inventaires et stocks dont disposent les compagnies d'électricité et les acteurs du cycle du combustible.

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. En 2019, la demande d'uranium a été satisfaite, outre la production minière, 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. Le 12 juillet 2019, le président des États-Unis a renoncé à soumettre les importations d'uranium à des quotas ou à d'autres mesures commerciales et a créé un Groupe de travail sur le combustible nucléaire chargé d'examiner l'état actuel de la production intérieure de combustible nucléaire, de manière à en redynamiser l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Le 23 avril 2020, le DOE a publié la stratégie établie par ce Groupe de travail, qui contient des recommandations sur les moyens de relancer et renforcer les activités de l'amont du cycle du combustible, ainsi que la filière nucléaire nationale.

Des installations commerciales de conversion de l'uranium sont exploitées au Canada, aux États-Unis, en France et en Russie. 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. En France, la nouvelle usine de conversion d'uranium Philippe Coste est entrée en service à l'issue de son programme d'essai. Cette nouvelle installation intègre des innovations technologiques en termes de sûreté, d'environnement et d'amélioration des performances industrielles. Sa production augmentera progressivement pour atteindre sa capacité nominale de 15 000 tonnes à la fin de 2020. Les problèmes de production n'ont pas épargné le secteur de la conversion, puisque la pandémie de COVID-19 a entraîné l'arrêt des usines canadiennes de Blind River et de Port Hope, exploitées par Cameco, pendant quatre semaines au printemps 2020.

En 2019, l'exploitation commerciale des usines d'enrichissement par centrifugation à haute performance s'est poursuivie en Allemagne, aux États-Unis, en France, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en Russie. 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/AEN, a une capacité annuelle de 4.9 millions d'unités de travail de séparation (UTS) produites par 64 cascades de production. 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 été lancés. Cependant, en 2019, Silex Systems Ltd. A fait état d'une avancée intéressante en signant, avec Cameco, une liste de conditions pour l'acquisition d'une part majoritaire au capital de GE Hitachi Global Laser Enrichment LLC. Centrus Energy Corp. a quant à elle annoncé en novembre 2019 qu'elle avait signé un contrat de trois ans que le DOE afin de déployer une cascade de centrifugeuses pour produire du combustible à haute teneur en uranium faiblement enrichi pour les réacteurs avancés. En 2019 et 2020, ce combustible a été au cœur de l'attention des acteurs mondiaux du cycle du combustible nucléaire, des compagnies d'électricité et des États. Dans le monde, de nombreuses entreprises travaillent actuellement à la conception de réacteurs avancés plus petits et offrant davantage de souplesse. La plupart de ces réacteurs nécessiteront cependant des combustibles à haute teneur en uranium faiblement enrichi, qui ne sont pas encore produits à une échelle commerciale.

En 2019, les capacités de conversion et d'enrichissement de l'uranium ont été supérieures aux besoins dans la région Eurasie de l'OCDE/AEN. Dans la région Amérique, seules les capacités de conversion ont dépassé les besoins, les services d'enrichissement ayant dû être importés. Enfin, la région Pacifique a été 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 Japon, l'achèvement de l'usine de retraitement de Rokkasho a été reporté à 2022-23 en raison de l'application de nouvelles normes de sûreté et de la construction d'une nouvelle tour aérorefrigérante. En Russie, le combinat minier et chimique de Jelesnogorsk a reçu l'autorisation de produire à l'échelle industrielle pendant cinq ans du combustible à mélange d'oxydes (MOX) d'uranium et de plutonium au moyen du réacteur à neutrons rapides Beloïarsk-4-BN-800.

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 pays, 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 est le premier pays au monde à avoir démarré la construction d'un centre de stockage des déchets de haute activité. En 2019, le projet de stockage de Posiva a franchi une nouvelle étape, lorsque la décision a été prise de construire une installation de conditionnement et un centre souterrain de stockage du combustible usé. L'exploitation de ce site devrait débuter vers la moitié des années 2020.

Actualité politique et législative

Le Canada a accueilli la 10^e Conférence ministérielle sur l'énergie propre (CEM10) en mai 2019. Pour la première fois, l'énergie nucléaire et l'initiative « Nuclear Innovation : Clean Energy Future » (NICE Future) faisaient partie intégrante des sujets abordés lors cette conférence. La CEM 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.

En 2018, la Commission européenne a créé un Groupe technique d'experts (GTE) sur la finance durable chargé de participer à l'élaboration d'un système unifié de classification des activités économiques durables (taxonomie européenne). Dans un rapport de 2019, le GTE reconnaît que l'énergie nucléaire pouvait contribuer à atteindre les objectifs d'atténuation du changement climatique et d'approvisionnement en énergie bas carbone. Il recommande cependant d'entreprendre davantage d'études sur l'innocuité de l'énergie nucléaire (*do-no-significant-harm*) ainsi que sur ses conséquences possibles pour l'environnement pour l'ensemble des objectifs poursuivis. La Commission a demandé à son Centre commun de recherche (JRC) d'évaluer si l'énergie nucléaire doit faire ou non partie de la taxonomie européenne en tant qu'activité durable d'un point de vue environnemental. Le JRC proposera un rapport technique sur l'innocuité de l'énergie nucléaire en 2021.

La loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire (LRIN) du Canada établit un régime de responsabilité et d'indemnisation en matière nucléaire dans le cas improbable où un accident nucléaire aurait lieu et causerait des dommages. Cette nouvelle loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, remplace la loi sur la responsabilité nucléaire (LRN), votée au début des années 1970. Aux termes de la LRIN, le montant de la responsabilité civile de l'exploitant d'une centrale nucléaire pour les dommages causés par un accident qui surviendrait dans ladite centrale est fixé à 1 milliard CAD. Cette nouvelle limite de 1 milliard CAD est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

En France, la 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. Le contenu de 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. La PPE prévoit la fermeture de 14 réacteurs de puissance afin de ramener la part du nucléaire dans le bouquet électrique national de 75 % aujourd'hui à 50 % d'ici à 2035.

En Allemagne, conformément à la loi sur la redistribution des responsabilités dans la gestion des déchets nucléaires (*Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung*) de 2016, 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 financière de ces opérations. Les exploitants ont versé leur contribution au Fonds de gestion des déchets nucléaires allemands le 3 juillet 2017. Créé sous la forme d'une fondation de droit public, ce fonds porte le nom de KENFO depuis 2019. Il 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.

En janvier 2020, le gouvernement hongrois a approuvé la nouvelle Stratégie énergétique nationale 2030 et les Plans nationaux pour l'énergie et le climat 2030, dont l'horizon d'application s'étend jusqu'à 2040. Ce cadre révisé prend appui sur trois piliers stratégiques : une énergie propre, à un coût abordable, avec des technologies intelligentes. Au total, cette nouvelle stratégie nationale comprend plus de 40 mesures, et prévoit une réduction de 95 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 par rapport à leur niveau de 1990. L'énergie nucléaire est jugée essentielle pour l'intégration du secteur de l'énergie et l'avènement d'une économie neutre sur le plan climatique. C'est pourquoi, la préservation de la puissance nucléaire installée du pays, qui passe par le remplacement des tranches vieillissantes de la centrale nucléaire de Paks, est l'une des mesures stratégiques phares de la poursuite de la décarbonation du secteur de l'électricité.

Au Mexique, pour satisfaire la demande d'énergies propres, le Programme de développement du système électrique national (2019-2033) prévoit la diversification du portefeuille énergétique, dans lequel l'énergie nucléaire a toute sa place. 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 du Climat et de l'Environnement a publié un nouveau projet de Politique énergétique pour la Pologne à l'horizon 2040 en novembre 2019. Aux termes de cette politique, la première centrale nucléaire du pays, d'une puissance installée comprise entre 1.0 et 1.5 GWe, devrait entrer en service d'ici 2033. Jusqu'à six réacteurs, d'une puissance installée cumulée de 6 à 9 GWe, pourraient être déployés.

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. Une nouvelle version, également transmise à la Commission européenne en mars 2020, a été mise en consultation publique dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale stratégique. Cet instrument de planification stratégique tient compte de la politique énergétique et climatique. Il renseigne aussi sur l'évolution que devrait suivre la part du nucléaire dans le portefeuille énergétique du pays, ainsi que sur la mise à l'arrêt, ordonnée et progressive, des réacteurs espagnols entre 2027 et 2035.

En juin 2019, le Royaume-Uni a adopté une loi exigeant la réduction à zéro des émissions nettes nationales de GES d'ici 2050. Le gouvernement britannique estime que l'énergie nucléaire a un rôle important à jouer, et réaffirme son engagement en faveur d'une société bas carbone. Le *Nuclear Sector Deal* (accord sur le secteur nucléaire) 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. 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 continue de gérer ses sites nucléaires historiques. L'un des principaux produits de ce *Nuclear Sector Deal* est un document-cadre national sur la gestion du démantèlement et des déchets nucléaires. Paru en 2019, ce document pose les bases sur lesquelles échafauder des solutions innovantes aux grands défis du domaine, notamment les problèmes techniques, établir des cadres commerciaux, et bâtir une stratégie intégrée de gestion des déchets radioactifs.

Aux États-Unis, l'Ohio a voté en 2019 une loi de soutien des prix, qui a conduit les propriétaires de ses deux centrales nucléaires (Davis-Besse et Perry) à revenir sur le projet de fermeture qu'ils avaient annoncé. L'État de Pennsylvanie, encore doté de quatre centrales nucléaires, envisage lui aussi de prendre de telles mesures de soutien. Dans les États de New York et de l'Illinois, la prise de mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions a déjà permis de revenir sur les décisions d'arrêter définitivement certains réacteurs. De son côté, le Connecticut a voté une loi pour ajouter l'énergie nucléaire à la liste des sources d'électricité zéro carbone, donnant ainsi à sa centrale de Millstone ainsi qu'à la centrale voisine de Seabrook, dans le New Hampshire, la possibilité de vendre leur production sur le marché de l'électricité propre du Connecticut. Enfin, le New Jersey a accordé une certification zéro émissions à ses deux dernières centrales nucléaires, Hope Creek et Salem. En janvier 2019, le Président a promulgué la loi sur l'innovation et la modernisation dans le domaine nucléaire (*Nuclear Energy Innovation and Modernization Act* – NEIMA). Cette loi révisé le budget de la NRC et le calcul des redevances qu'elle perçoit. Elle impose à la NRC d'élaborer de nouveaux processus d'autorisation des réacteurs nucléaires, avec notamment des procédures d'autorisation en plusieurs étapes pour les réacteurs avancés. Elle l'enjoint également de lancer un projet pilote pour pouvoir fournir aux producteurs d'uranium des montants prévisibles des redevances

applicables aux activités d'autorisation de routine. En juin 2020, la Société américaine de financement du développement international (*US International Development Finance Corporation – DFC*) a proposé de modifier ses règles et procédures environnementales et sociales pour se donner la possibilité de soutenir des projets électronucléaires et pour aligner sa définition des énergies renouvelables sur celle de l'Agence d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration – EIA*) des États-Unis. Si cette modification était adoptée, la DFC n'aurait plus l'interdiction de soutenir des projets électronucléaires.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation	23
2. Nuclear fuel cycle requirements	35
3. Country reports	49
Belgium	49
Canada	50
Czech Republic	55
Finland	55
France	57
Germany	60
Hungary	62
Japan	63
Korea	63
Mexico	64
Netherlands	65
Poland	66
Russia	67
Slovenia	70
Spain	70
Sweden	72
Switzerland	73
Turkey	73
United Kingdom	74
United States	77
Reporting organisations and contact persons	119
Tables	
1.1 Total and nuclear electricity generation	24
1.2 Total and nuclear electricity capacity	26
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 1 January 2020)	29
1.4 Nuclear power plants connected to the grid	30
2.1 Uranium resources	35
2.2 Uranium production	35
2.3 Uranium requirements	36
2.4 Conversion capacities	37

2.5	Conversion requirements	38
2.6	Enrichment capacities	39
2.7	Enrichment requirements	40
2.8	Fuel fabrication capacities	41
2.9	Fuel fabrication requirements	42
2.10	Spent fuel storage capacities	43
2.11	Spent fuel arisings and cumulative in storage	44
2.12	Reprocessing capacities	46
2.13	Plutonium use	46
2.14	Re-enriched tails production	47
2.15	Re-enriched tails use	47
2.16	Reprocessed uranium production	47
2.17	Reprocessed uranium use	48
 Figures		
1.1	Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2020)	23
1.2	Trends in total and nuclear electricity generation	28
1.3	Trends in total and nuclear electricity capacity	28
1.4	Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2020)	31
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2020) ...	31
1.6	The nuclear fuel cycle	32
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2020)	48

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire	23
2. Besoins du cycle du combustible nucléaire	35
3. Rapports par pays	83
Allemagne	83
Belgique	85
Canada	86
Corée	92
Espagne	93
États-Unis	95
Finlande	99
France	101
Hongrie	104
Japon	105
Mexique	106
Pays-Bas	107
Pologne	107
République tchèque	108
Royaume-Uni	109
Russie	112
Slovénie	115
Suède	116
Suisse	117
Turquie	117
Organisations déclarantes et personnes à contacter	119
Tableaux	
1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire	24
1.2 Puissance installée totale et nucléaire	26
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 1 ^{er} janvier 2020)	29
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau	30
2.1 Ressources en uranium	35
2.2 Production d'uranium	35
2.3 Besoins en uranium	36
2.4 Capacités de conversion	37

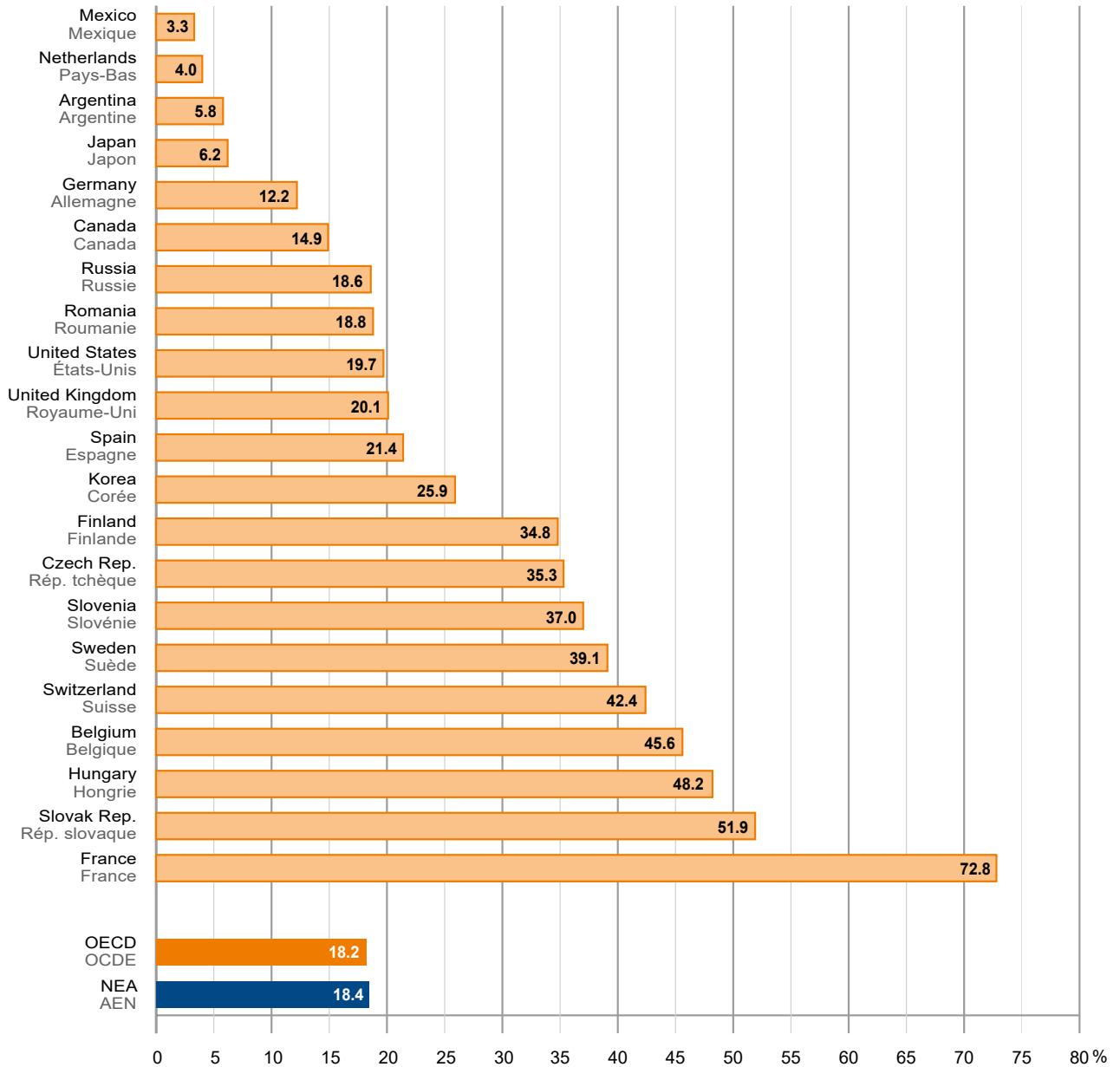
2.5	Besoins de conversion	38
2.6	Capacités d'enrichissement	39
2.7	Besoins d'enrichissement	40
2.8	Capacités de fabrication du combustible	41
2.9	Besoins en matière de fabrication du combustible	42
2.10	Capacités d'entreposage du combustible utilisé	43
2.11	Quantités de combustible utilisé déchargées et entreposées	44
2.12	Capacités de retraitement	46
2.13	Consommation de plutonium	46
2.14	Production d'uranium appauvri	47
2.15	Consommation d'uranium appauvri	47
2.16	Production d'uranium de retraitement	47
2.17	Consommation d'uranium de retraitement	48
 Figures		
1.1	Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1 ^{er} janvier 2020)	23
1.2	Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire	28
1.3	Évolution de la puissance installée totale et nucléaire	28
1.4	Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1 ^{er} janvier 2020)	31
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1 ^{er} janvier 2020)	31
1.6	Cycle du combustible nucléaire	33
2.1	Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1 ^{er} janvier 2020)	48

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 2020)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1^{er} janvier 2020)




StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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

Country	Pays	2018			2019			2020			2025 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
Americas	Amérique	5 332.8	921.8	17.3	5 302.0	923.7	17.4				
Nuclear countries	Pays nucléaires	5 256.6	921.8	17.5	5 225.8	923.7	17.7				
Argentina	Argentine *	137.0	6.5	4.7	137.0	7.9	5.8	150.0-155.6	12.9	8.3-8.6	165.7-183.8
Canada	Canada	641.5	95.0	14.8	640.4	95.5	14.9	655.8	90.0	13.7	657.5
Mexico	Mexique	300.0 *	13.2	4.4	330.3 *	10.9	3.3	N/A	11.2	N/A	N/A
United States	États-Unis	4 178.1	807.1	19.3	4 118.1	809.4 (b)	19.7	3 758.1	793.5	21.1	4 024.7-4 098.9
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	76.2	0.0	0.0	76.2	0.0	0.0				
Chile	Chili	76.2	0.0	0.0	76.2 *	0.0	0.0	81.87-89.52	0.0	0.0	94.58-106.43
Eurasia	Eurasie	4 756.4	981.5	20.6	4 629.4	1 005.5	21.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	3 528.3	981.5	27.8	3 417.5	1 005.5	29.4				
Belgium	Belgique (c)	72.0	27.0	37.5	90.0 (b)	41.0 (b)	45.6	74.0	35.0	47.3	69.0-74.0
Czech Republic	Rép. tchèque	81.9	28.3	34.6	81.1	28.6	35.3	82.3	28.3	34.4	77.3-77.4
Finland	Finlande	67.5	21.9	32.4	66.1 (b)	23.0	34.8	69.0	23.5	34.1	87.0
France	France	545.9	393.2	72.0	540.3	393.2	72.8	547.2	396.3	72.4	574.0
Germany	Allemagne	609.5	71.9	11.8	582.2 (b)	71.0 (b)	12.2	N/A	61.0	N/A	587.0-600.0
Hungary	Hongrie	29.8	14.9	49.9	31.9	15.4	48.2	28.0	14.8	52.9	25.7-35.5
Netherlands	Pays-Bas	113.6	3.6	3.2	104.2 (b)	4.2 (b)	4.0	104.2	4.2	4.0	133.9
Romania	Roumanie	60.6 *	10.4	17.2	54.9 *	10.3	18.8	N/A	10.4	N/A	N/A
Russia	Russie	1 121.2 *	190.6	17.0	1 047.3 *	194.8	18.6	N/A	193.2	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	25.0 *	13.7	55.0	27.4 *	14.2 (b)	51.9	N/A	14.0	N/A	34.5-34.8
Slovenia	Slovénie	15.3	5.5	35.9	14.9 (b)	5.5	37.0	16.0	6.0	37.3	15.9-16.5
Spain	Espagne	261.0	53.3	20.4	260.7 (b)	55.9	21.4	270.7	55.4	20.5	297.4
Sweden	Suède	159.5	65.8	41.3	164.4 (b)	64.3 (b)	39.1	167.0	57.0	34.1	N/A-162.0
Switzerland	Suisse	61.5	24.4	39.7	59.0	25.0	42.4	58.0	22.0	37.9	58.0-62.0
United Kingdom	Royaume-Uni	304.0	57.0	18.8	293.0	59.0	20.1	294.0	59.0	20.1	286.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 228.1	0.0	0.0	1 211.9	0.0	0.0				
Austria	Autriche	65.0	0.0	0.0	71.0 (b)	0.0	0.0	71.0	0.0	0.0	80.0
Denmark	Danemark	29.1	0.0	0.0	28.5	0.0	0.0	32.0	0.0	0.0	43.0
Estonia	Estonie	8.8	0.0	0.0	8.8 *	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	9.5
Greece	Grèce	45.2	0.0	0.0	42.2	0.0	0.0	52.4	0.0	0.0	54.3
Iceland	Islande	19.9	0.0	0.0	19.9 *	0.0	0.0	21.2	0.0	0.0	22.0
Ireland	Irlande	29.8	0.0	0.0	30.5 (b)	0.0	0.0	29.6	0.0	0.0	34.2-40.4
Israel	Israël	69.6	0.0	0.0	72.5	0.0	0.0	73.7	0.0	0.0	83.3-84.8
Italy	Italie (d)	279.8	0.0	0.0	283.9 (b)	0.0	0.0	266.7	0.0	0.0	N/A
Latvia	Lettonie	6.5	0.0	0.0	6.2 (b)	0.0	0.0	6.6	0.0	0.0	5.7-12.9
Luxembourg	Luxembourg	2.2	0.0	0.0	1.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	3.0
Norway	Norvège	145.7	0.0	0.0	133.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	165.2	0.0	0.0	158.8	0.0	0.0	176.7	0.0	0.0	187.9
Portugal	Portugal	56.5	0.0	0.0	50.2 (b)	0.0	0.0	50.4	0.0	0.0	52.2-52.6
Turkey	Turquie	304.8	0.0	0.0	304.3	0.0	0.0	322.0	0.0	0.0	392.6-422.3
Pacific	Pacifique	1 911.9	198.4	10.4	1 883.2	209.8	11.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 621.6	198.4	12.2	1 591.0	209.8	13.2				
Japan	Japon	1 051.0	64.9	6.2	1 028.0 *	63.8 *	6.2	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	570.6	133.5	23.4	563.0	146.0	25.9	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	290.3	0.0	0.0	292.2	0.0	0.0				
Australia	Australie	247.3	0.0	0.0	248.9 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	43.0	0.0	0.0	43.3 (b)	0.0	0.0	42.3	0.0	0.0	45.5-49.2
OECD	OCDE	10 682.2	1 894.2	17.7	10 575.3	1 926.0	18.2				
NEA	AEN	11 796.9	2 101.8	17.8	11 607.5	2 139.0	18.4				

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020**Notes**

(a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.

(b) Preliminary data.

(c) Data from EU reference scenario and ELIA studies.

(d) For 2025, 2030 and 2040, evaluation from Terna-Snam scenarios, 2019.

* NEA estimate; N/A: Not available.

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

... 2025		2030			2035			2040		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
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
62.4	9.5	699.8	75.8	10.8	721.8	82.2	11.4	736.8	82.2	11.2
11.6	N/A	N/A	11.6	N/A	N/A	11.6	N/A	N/A	12.4	N/A
742.1-756.2	18.4	4 114.2-4 196.0	584.4-717.8	13.9-17.4	4 234.8-4 330.3	541.3-705.2	12.5-16.7	4 434.2-4 510.0	441.6-707.0	9.8-15.9
0.0	0.0	101.55-123.42	0.0	0.0	108.91-145.37	0.0	0.0	117.91-168.79	0.0	0.0
5.0	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
28.6-28.7	37.0-37.1	76.8-76.9	30.2-30.3	39.3-39.4	74.8-74.9	30.3-30.4	40.5-40.6	69.6-79.7	30.3-40.4	43.5-50.7
35.3-36.2	40.6-41.6	101.0	39.1-42.0	38.7-41.6	104.0	36.0-37.9	34.6-36.4	105.0	21.5-37.9	20.5-36.1
382.0-393.0	66.6-68.5	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	585.0-592.0	0.0	0.0	571.0-646.0	0.0	0.0	552.0-696.0	0.0	0.0
14.8	41.7-57.6	40.8-54.0	32.8	60.7-80.4	29.5-39.8	25.5	64.1-86.4	26.4-38.1	18.0	47.2-68.2
4.2	3.1	134.7	4.2	3.1	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
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
22.4	64.3-64.9	35.4-37.3	22.3-23.1	62.0-63.2	36.9-38.93	22.3-23.2	59.6-60.5	38.8-40.1	22.3-23.2	57.7
5.4-6.0	36.1-40.0	16.4-17.0	5.4-6.0	32.7-35.1	20.0-20.6	5.4-6.0	26.9-29.0	22.5-32.5	5.4-15.4	23.9-47.3
55.4	18.6	336.1	23.8	7.1	N/A	0.0	N/A	N/A	0.0	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	177.0-N/A	25.0-42.0	14.1-N/A
17.0-22.0	29.3-35.5	58.0-62.0	17.0-22.0	29.3-35.5	55.0-65.0	16.0-22.0	29.1-33.8	55.0-65.0	15.0-22.0	27.3-33.8
40.0-41.0	14.0-14.3	307.0-314.0	64.0	20.4-20.8	348.0-355.0	104.0	29.0-29.3	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	89.0	0.0	0.0	92.0	0.0	0.0	92.0	0.0	0.0
0.0	0.0	58.0	0.0	0.0	58.0	0.0	0.0	58.0	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	57.2	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	36.9-46.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	43.0-49.5	0.0	0.0
0.0	0.0	97.3-99.0	0.0	0.0	112.8-114.8	0.0	0.0	130.7-133.1	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	5.9-13.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	3.7	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	201.2	0.0	0.0	212.7	20.4	9.6	225.8	30.6	13.6
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
17.5-26.3	4.5-6.2	453.0-515.4	35.0	6.8-7.7	510.8-608.5	35.0	5.8-6.9	N/A	35.0	N/A
N/A	N/A	1 065.0	217.0-232.0	20.4-21.8	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

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
(b) Données provisoires.
(c) Données issues du scénario de référence de l'UE et des études Elia.
(d) Pour 2025, 2030 et 2040, évaluation de Terna-Snam, 2019.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

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

Country	Pays	2018			2019			2020			2025 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
Americas	Amérique	1 377.7	115.4	8.4	1 384.5	115.4	8.3				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 354.1	115.4	8.5	1 360.9	115.4	8.6				
Argentina	Argentine *	36.1	1.7	4.7	36.1	1.7	4.7	38.9-40.2	1.8	4.5-4.6	44.4-48.8
Canada	Canada	147.6	12.7	8.6	148.6 (b)	12.7	8.5	151.6	12.7	8.4	156.4
Mexico	Mexique	75.7	1.6	2.1	75.7	1.6	2.1	N/A	1.6	N/A	N/A
United States	États-Unis	1 094.7	99.4	9.1	1 100.5 (b)	99.4 (b)	9.0	1 129.0	96.5	8.5	1 184.2-1 193.8
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	23.6	0.0	0.0	23.6	0.0	0.0				
Chile	Chili	23.6	0.0	0.0	23.6 *	0.0	0.0	26.2	0.0	0.0	27.4-28.4
Eurasia	Eurasie	1 396.5	148.5	10.6	1 411.7	148.1	10.5				
Nuclear countries	Pays nucléaires	993.4	148.5	14.9	1 000.6	148.1	14.8				
Belgium	Belgique (c)	23.0	6.0	26.1	24.0 (b)	6.0	25.0	25.0	6.0	24.0	22.0-24.0
Czech Republic	Rép. tchèque	22.3	3.9	17.5	22.0	3.9	17.8	21.2	3.9	18.4	21.2
Finland	Finlande	12.0	2.8	23.0	12.0	2.8	23.0	11.2	2.8	24.6	13.0
France	France	129.5	63.0	48.6	133.9	63.0	47.1	134.2	61.0	45.5	N/A
Germany	Allemagne	221.3	9.5	4.3	221.3	8.1	3.7	N/A	8.1	N/A	204.0-219.0
Hungary	Hongrie	8.6	1.9	22.1	9.3	1.9	20.5	9.8	1.9	19.4	10.1-11.3
Netherlands	Pays-Bas	33.4	0.5	1.5	33.0 (b)	0.5	1.5	33.0	0.5	1.5	51.0
Romania	Roumanie	21.0 *	1.3	6.2	21.0 *	1.3	6.2	N/A	1.3	N/A	N/A
Russia	Russie	240.0 *	29.1	12.1	240.0 *	30.3	12.6	N/A	30.9	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	7.7	1.8	23.5	7.7 *	1.8	23.6	N/A	1.8	N/A	8.3-8.8
Slovenia	Slovénie	3.6	0.7	18.9	3.8 (b)	0.7	18.0	4.0	0.7	17.2	3.9
Spain	Espagne	104.1	7.1	6.8	104.8 (b)	7.1	6.8	109.8	7.1	6.5	131.4
Sweden	Suède	39.9	8.6	21.6	39.9 *	8.6	21.6	N/A	7.8	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.0	3.3	19.4	16.0	3.1	19.4	16.0	2.8	17.5	14.0-17.0
United Kingdom	Royaume-Uni	110.0	9.0	8.2	112.0	9.0	8.0	112.0	9.0	8.0	116.0-118.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	403.1	0.0	0.0	411.1	0.0	0.0				
Austria	Autriche	26.0	0.0	0.0	26.0 *	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	32.0
Denmark	Danemark	15.1	0.0	0.0	15.1	0.0	0.0	13.4	0.0	0.0	16.6
Estonia	Estonie	1.6	0.0	0.0	1.6 *	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	1.2
Greece	Grèce	17.4	0.0	0.0	18.5 (b)	0.0	0.0	21.1	0.0	0.0	23.0
Iceland	Islande	2.6	0.0	0.0	2.6 *	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	2.8
Ireland	Irlande	11.8	0.0	0.0	11.9	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	11.1-13.4
Israel	Israël	18.3	0.0	0.0	19.4	0.0	0.0	21.7	0.0	0.0	25.2
Italy	Italie (d)	115.2	0.0	0.0	116.1 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Latvia	Lettonie	3.1	0.0	0.0	3.0 (b)	0.0	0.0	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	34.7	0.0	0.0	35.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	45.9	0.0	0.0	46.8	0.0	0.0	48.7	0.0	0.0	55.2
Portugal	Portugal	21.1	0.0	0.0	21.4 (b)	0.0	0.0	22.5	0.0	0.0	26.2-27.7
Turkey	Turquie	88.6	0.0	0.0	91.3	0.0	0.0	96.3	0.0	0.0	119.0
Pacific	Pacifique	503.2	59.9	11.9	510.6	56.4	11.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	424.6	59.9	14.1	432.0	56.4	13.1				
Japan	Japon	305.5	38.0	12.4	306.7	33.1	10.8	312.6	33.1	10.6	N/A
Korea	Corée	119.1	21.9	18.4	125.3	23.3	18.6	128.1	24.7	19.3	155.8
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	78.6	0.0	0.0	78.6	0.0	0.0				
Australia	Australie	69.3	0.0	0.0	69.3 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.3	0.0	0.0	9.3	0.0	0.0	9.5	0.0	0.0	10.1-10.9
OECD	OCDE	2 980.3	291.6	9.8	3 009.8	286.5	9.5				
NEA	AEN	3 221.5	323.7	10.0	3 250.0	319.8	9.8				

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) Data from EU reference scenario and ELIA studies.
(d) For 2025, 2030 and 2040, evaluation from Terna-Snam scenarios, 2019.

* NEA estimate; N/A: Not available.

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

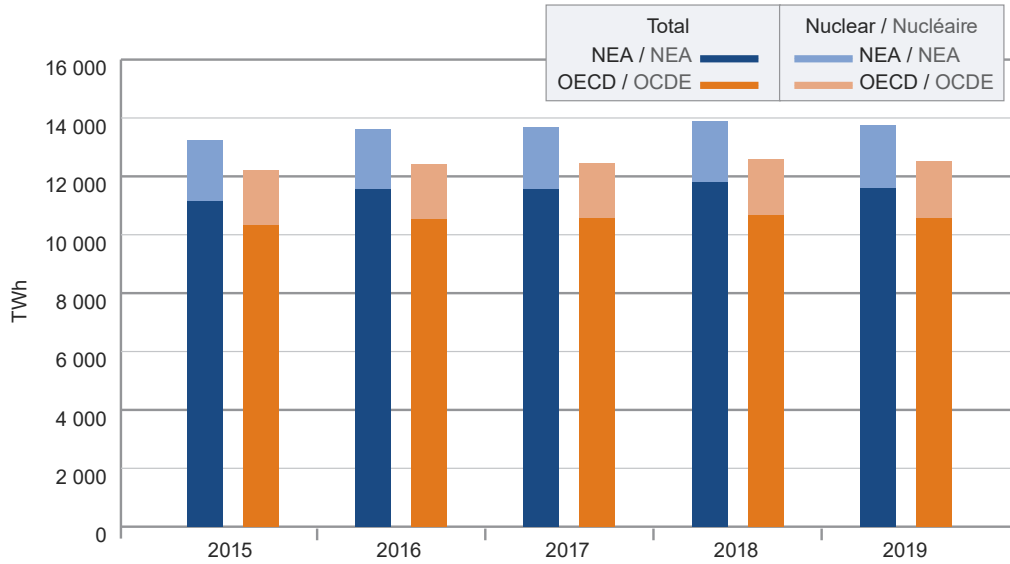
... 2025		2030			2035			2040		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
1.8	3.7-4.1	49.9-57.6	3.1	5.4-6.2	55.3-66.6	4.2-4.7	7.1-7.6	60.4-76.2	4.7-6.3	7.8-8.3
8.5	5.4	166.6	10.2	6.1	170.6	11.1	6.5	171.9	11.1	6.5
1.6	N/A	N/A	1.6	N/A	N/A	1.6	N/A	N/A	1.6	N/A
91.2-93.3	7.6-7.9	1260.6-1331.1	69.1-90.3	5.5-6.8	1 322.7-1 421.0	62.7-90.0	4.7-6.3	1 394.8-1 557.3	50.8-90.2	3.6-5.8
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
0.0-4.0	0.0-17.0	22.0-24.0	0.0	0	23.0-29.0	0.0	0.0	25.0-33.0	0.0	0.0
3.9	18.4	21.1	3.9	18.5	22.5	3.9	17.3	22.1-23.0	3.9-5.1	17.6-22.2
4.4	33.7	14.0	5.1	36.3	14.0	4.6	32.7	13.0	2.8-4.6	21.5-35.4
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	222.0-255.0	0.0	0	225.0-294.0	0.0	0.0	231.0-348.0	0.0	0.0
1.9	16.8-18.8	9.3-12.5	4.3	34.4-46.2	7.1-11.5	3.4	29.6-47.9	7.3-13.2	2.4	18.2-32.9
0.5	1.0	59.0	0.5	0.8	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
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
2.7	30.7-32.2	8.6-9.3	2.7	29.4-31.2	9.2-9.7	2.7	28.1-29.3	9.4-9.9	2.7	27.4-28.5
0.7	16.9-17.8	5.1	0.7	13.0-13.6	6.3	0.7	10.6-11.1	8.8-9.9	0.7-1.8	7.6-18.0
7.1	5.4	158.0	3.1	2.0	N/A	0.0	N/A	N/A	0.0	N/A
N/A-6.9	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A	N/A	3.9-5.8	N/A
2.0-2.8	14.3-16.5	14.0-17.0	2.0-2.8	14.3-16.5	13.0-15.0	2.0-2.8	15.4-18.7	12.0-14.0	2.0-2.8	16.7-20.0
6.0	5.1-5.2	128.0-131.0	8.0	6.1-6.3	145.0-148.0	14.0	9.5-9.7	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	38.0	0.0	0.0	39.0	0.0	0.0	39.0	0.0	0.0
0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	21.0	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	0.0	26.2	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	12.9-16.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	15.9-21.0	0.0	0.0
0.0	0.0	39.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	120.7-144.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	149.0-173.1	0.0	0.0
0.0	0.0	3.2-3.6	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	59.1	0.0	0.0	63.4	2.6	4.1	72.1	3.9	5.4
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
2.4-3.6	2.0-3.0	N/A	4.8	N/A	N/A	4.8	N/A	N/A	4.8	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
25.4	16.3	171.2	20.4	11.9	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	10.2-12.7	0.0	0.0	10.2-14.4	0.0	0.0	11.1-17.2	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
(b) Données provisoires.
(c) Données issues du scénario de référence de l'UE et des études Elia.
(d) Pour 2025, 2030 et 2040, évaluation de Terna-Snam, 2019
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation

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




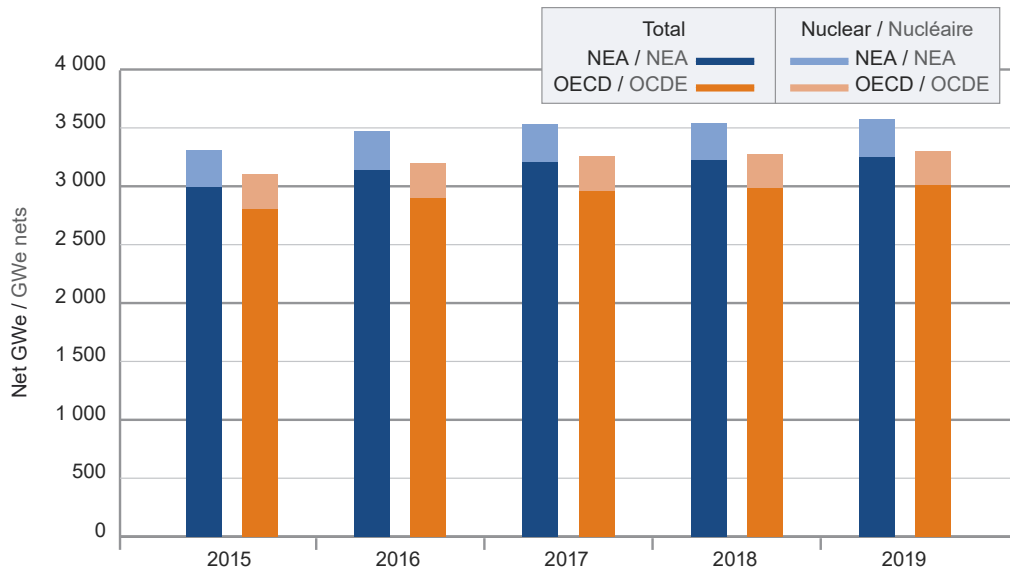
StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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/statlinks-2020

Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 1 January 2020)

Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 1^{er} janvier 2020)

Country	Pays	Connected to the grid		Under construction		Firmly committed*		Planned to be retired from service**		Units using MOX	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
Americas	Amérique	120	114.9	3	2.2	-	-	9	7.6	-	-
Argentina	Argentine	3	1.7	1	0.03	-	-	-	-	-	-
Canada	Canada	19	13.6	-	-	-	-	4	3.1	-	-
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	96	98.1	2	2.2	-	-	5	4.5	-	-
Eurasia	Eurasie	165	147.4	11	13.5	5	6.0	22	17.0	23	20.4
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	6	8.1	-	-	-	-	6	8.1	-	-
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	2	2.4	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Romania	Roumanie	2	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Russie	39	30.9	3	3.7	-	-	5	2.0	-	-
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2	0.9	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	7	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	7	7.8	-	-	-	-	1	0.9	-	-
Switzerland	Suisse	4	2.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Turkey	Turquie	-	-	2	2.4	2	2.4	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	15	8.9	2	3.3	-	-	8	4.2	-	-
Pacific	Pacifique	57	56.4	7	9.7	-	-	2	1.6	4	3.8
Japan	Japon	33	33.1	3	4.1	-	-	-	-	4	3.8
Korea	Corée	24	23.3	4	5.6	-	-	2	1.6	-	-
OECD	OCDE	298	284.7	17	21.7	5	6.0	28	24.2	27	24.2
NEA	AEN	342	318.6	21	25.4	5	6.0	33	26.2	27	24.2

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020**Notes**

- * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
 ** Plants expected to be retired from service by the end of 2024.

Notes

- * 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 2024.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (as of 1 January 2020; net GWe)
Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (au 1^{er} janvier 2020 ; 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
Americas	Amérique	34	34.9	64	64.7	-	-	22	15.3	-	-	120	114.9
Argentina	Argentine	-	-	-	-	-	-	3	1.7	-	-	3	1.7
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.6	-	-	19	13.6
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.6
United States	États-Unis	32	33.4	64	64.7	-	-	-	-	-	-	96	98.1
Eurasia	Eurasie	23	20.8	122	116.1	16	7.8	2	1.3	2	1.5	165	147.4
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	63.0
Germany	Allemagne	1	1.3	5	6.8	-	-	-	-	-	-	6	8.1
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Romania	Roumanie	-	-	-	-	-	-	2	1.3	-	-	2	1.3
Russia	Russie	13	10.0	22	19.4	2	0.1	-	-	2	1.5	39	30.9
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.8	-	-	-	-	-	-	4	1.8
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne	1	1.1	6	6.0	-	-	-	-	-	-	7	7.1
Sweden	Suède	5	5.6	2	2.2	-	-	-	-	-	-	7	7.8
Switzerland	Suisse	1	1.0	3	1.8	-	-	-	-	-	-	4	2.8
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	14	7.7	-	-	-	-	15	8.9
Pacific	Pacifique	17	18.2	37	36.0	-	-	3	2.1	-	-	57	56.4
Japan	Japon	17	18.2	16	14.8	-	-	-	-	-	-	33	33.1
Korea	Corée	-	-	21	21.2	-	-	3	2.1	-	-	24	23.3
OECD	OCDE	61	63.9	201	197.4	14	7.7	22	15.7	-	-	298	284.7
NEA	AEN	74	73.9	223	216.8	16	7.8	27	18.7	2	1.5	342	318.6

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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 2020)
Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1^{er} janvier 2020)

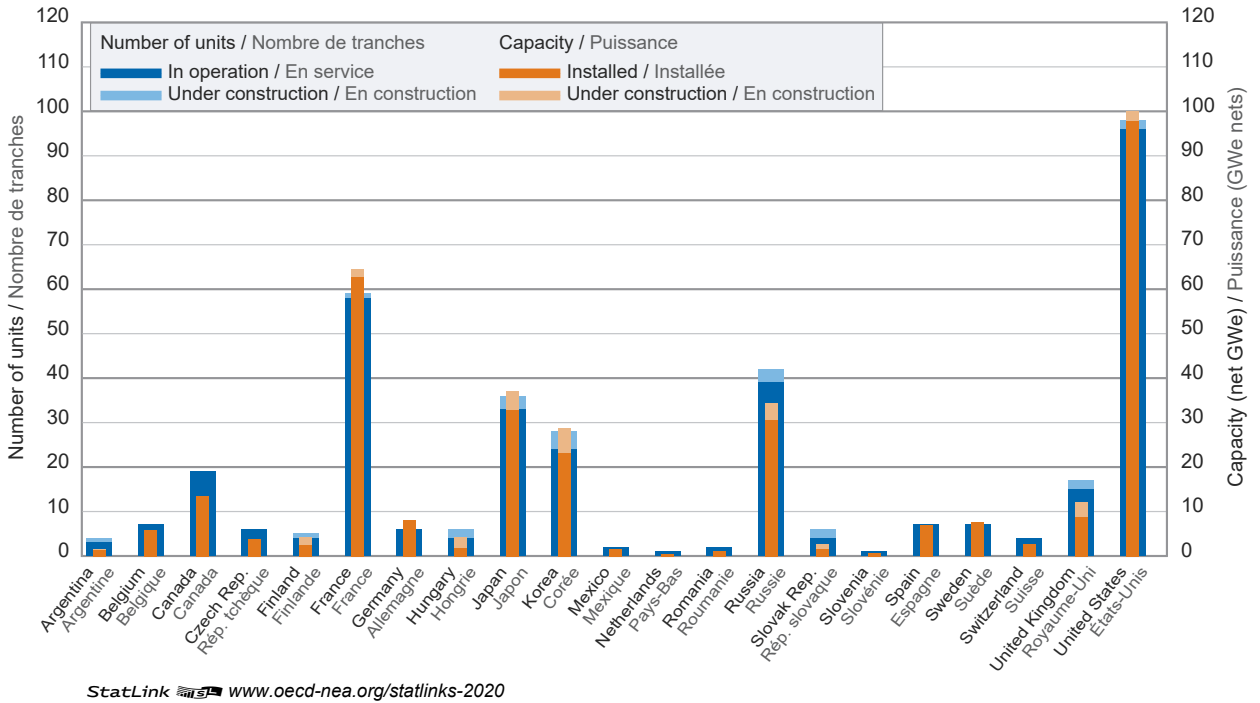


Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2020)
Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1^{er} janvier 2020)

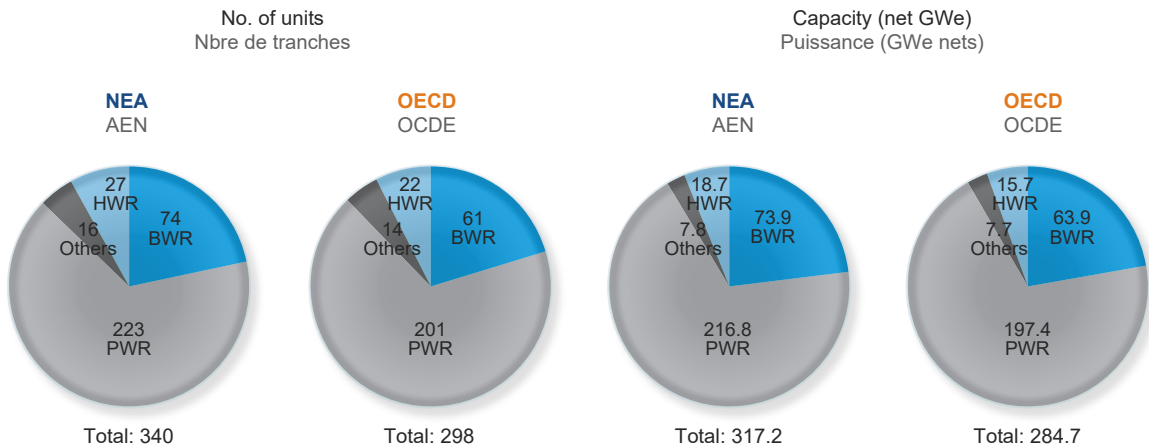
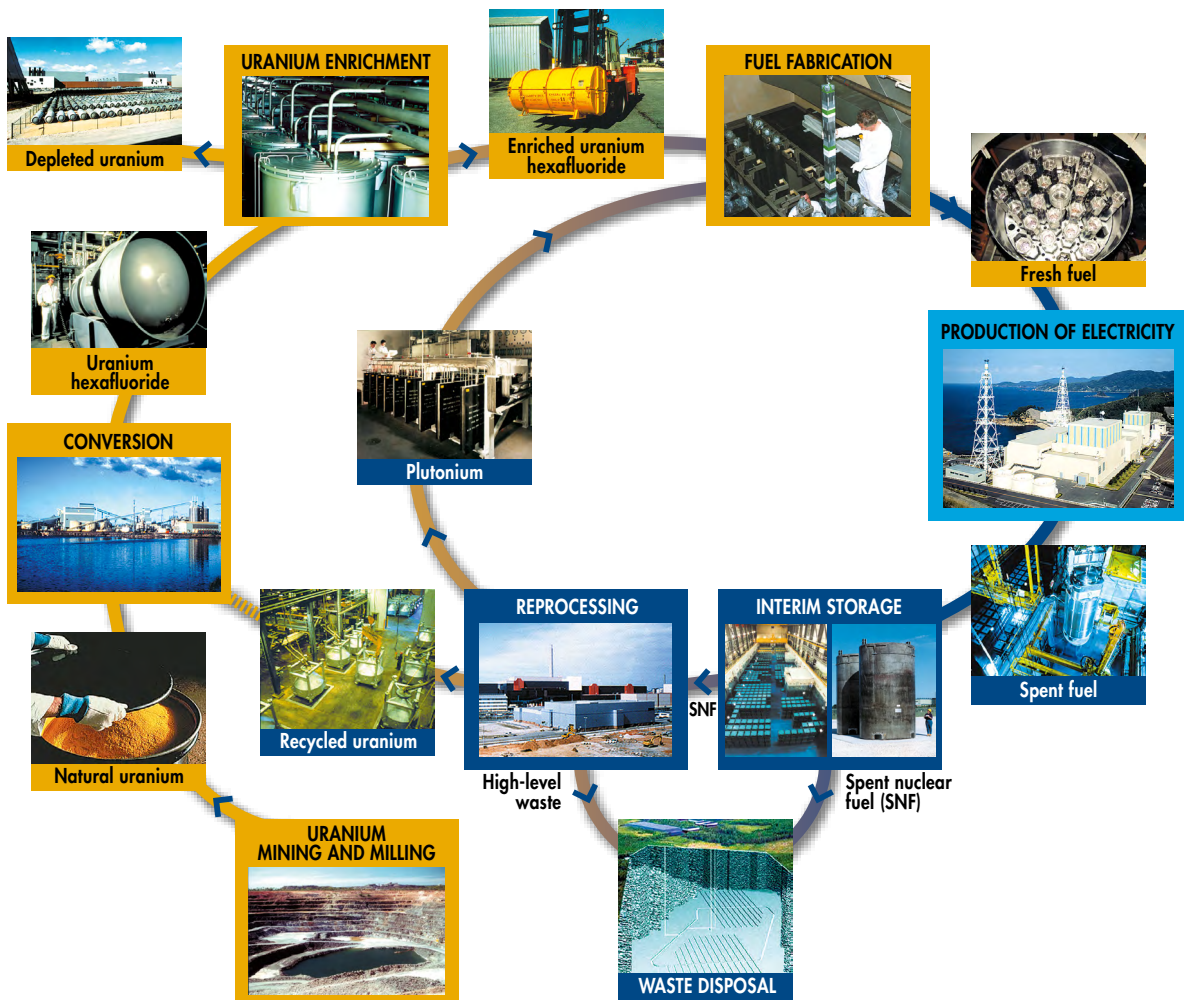
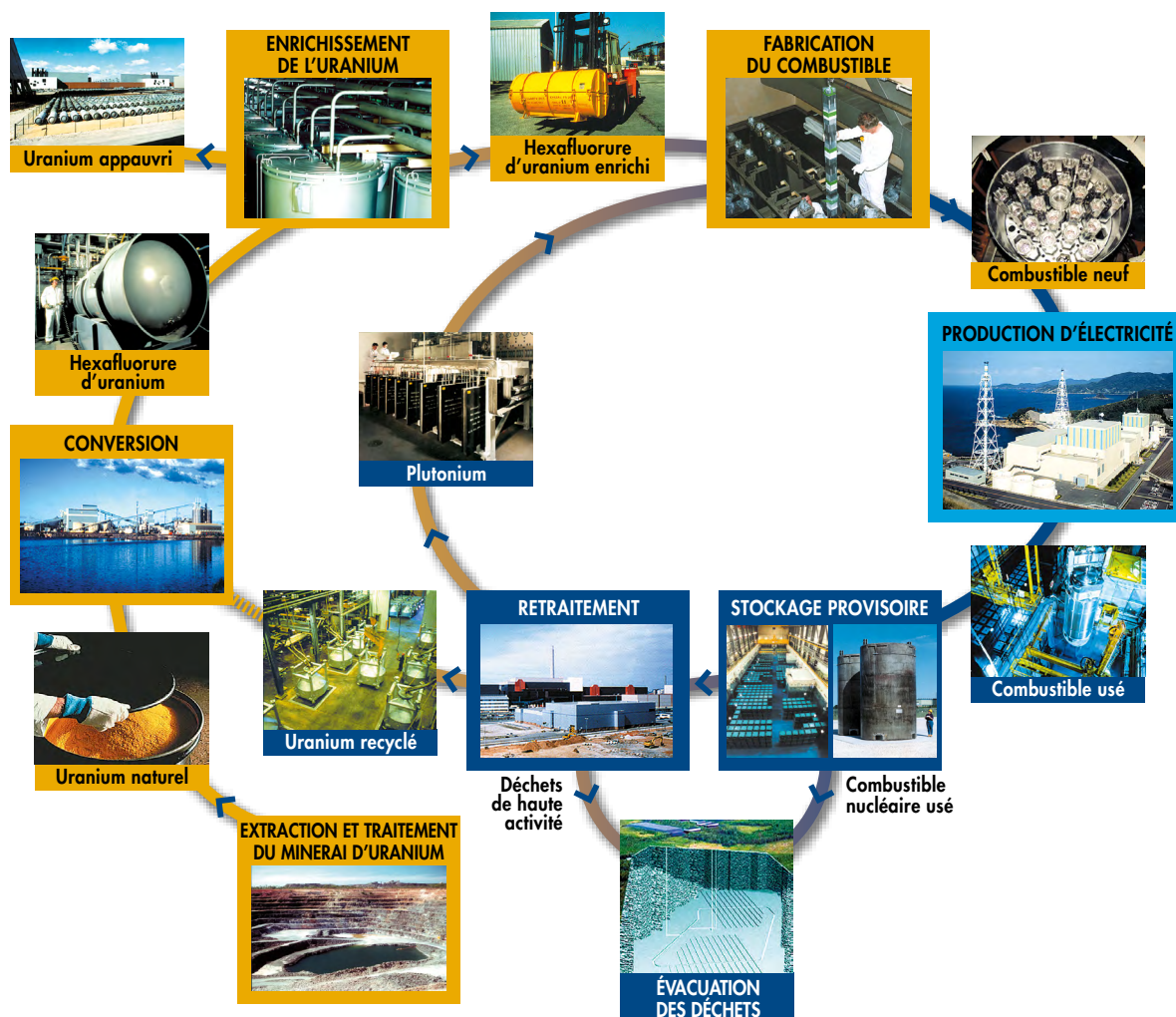


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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. The fuel cycle of a nuclear power plant 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*	Inferred**	Total
		RRA*	Présumées**	Totales
OECD	OCDE	1 909	756	2 665
NEA	AEN	2 134	1 063	3 197
World	Monde	3 792	2 356	6 148

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes

- (a) Data from *Uranium 2020: 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 2020: 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	2018	2019	2025*	2030*	2035*	2040*
Americas	Amérique	7 273	7 011	17 030	13 830	12 680	12 680
Argentina	Argentine	0	0	0	0	0	0
Canada	Canada	6 996	6 944	12 330	12 330	12 330	12 330
United States	États-Unis	277	67	4 700	1 500	350	350
Eurasia	Eurasie	2 943	2 974	4 260	4 260	2 080	1 770
Czech Republic	Rép. tchèque	34	39	50	50	30	20
Finland	Finlande (b)	0	0	250	250	250	250
France	France (c)	0	2	0	0	0	0
Germany	Allemagne (c)	0	30	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	5	3	0	0	0	0
Russia	Russie	2 904	2 900	3 960	3 960	1 800	1 500
Pacific	Pacifique	6 526	6 613	5 800	3 623	3 540	3 500
Australia	Australie	6 526	6 613	5 800	3 623	3 540	3 500
OECD	OCDE	13 838	13 698	23 130	17 753	16 500	16 450
NEA	AEN	16 742	16 598	27 090	21 713	18 300	17 950
World	Monde	53 516	54 224	77 425	64 238	64 735	56 625

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes


- (a) Data from *Uranium 2020: 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.
 * 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 2020: 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.
 * 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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique	21 628	20 816					
Argentina	Argentine *	114	114	218	230	486	698-874	874-1 262
Canada	Canada	1 760	1 770	1 665	1 155	1 400	1 520	1 520
Mexico	Mexique	416	392	430	430	193	203	396
United States	États-Unis	19 338	18 540	17 776	12 426-15 968	14 138-18 065	9 486-16 117	8 417-16 802
Eurasia	Eurasie	19 732	18 498					
Belgium	Belgique	630	800	480	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	793	652	642	675-695	685-700	685-700	685-895
Finland	Finlande	430	426	710	690-750	700-770	700-770	450-770
France	France	7 370	5 455	6 150	6 800	5 600-N/A	4 500-N/A	N/A
Germany	Allemagne	1 212	1 159	1 012	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	324	352	440	340	807	615	466
Netherlands	Pays-Bas	0	0	0	33-65	65-76	0	0
Poland	Pologne	0	0	0	0	0	40-60	80-100
Romania	Roumanie	230	230	230	230-240	460-480	460-480	460-480
Russia	Russie	5 000	5 100	5 000-5 200	4 900-5 300	4 700-5 600	4 900-5 700	5 000-6 100
Slovak Republic	Rép. slovaque	290 *	290 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	149	149	0	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	906	1 562	944	1 500-1 600	400-500	0	0
Sweden	Suède	950	950	931	850-950	850-950	800-950	500-950
Switzerland	Suisse	384	338	330	325-380	305-380	290-365	160-220
Turkey	Turquie	0	0	0	380-570	720	720	720
United Kingdom	Royaume-Uni	1 064	1 035 (a)	980	800-980	290-355	N/A	N/A
Pacific	Pacifique	3 800	4 700					
Japan	Japon	0	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	3 800	4 700	5 300	5 200-5 800	3 900-4 500	3 700-4 300	3 100-3 700
OECD	OCDE	39 816	38 570					
NEA	AEN	45 160	44 014					

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

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 ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique	UF ₆	25 560	28 360	30 510	30 590	30 590	30 530	30 530
Argentina	Argentine	UF ₆	60	60	60	60	60		
		UO ₂	150	150 *	150	230	230	230	230
Canada	Canada	UF ₆	10 500	13 300	12 500	12 500	12 500	12 500	12 500
		UO ₂			2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
United States	États-Unis	(b) UF ₆	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Eurasia	Eurasie	UF ₆	32 500	32 500					
France	France	UF ₆	14 000	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Romania	Roumanie	UO ₂	300	300	300	300	300	300	300
Russia	Russie	*	12 500	12 500	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	(c) UF ₆	6 000	6 000	6 000	0	0	0	0
OECD	OCDE	UF₆	45 500	48 300					
NEA	AEN	UF₆	58 060	60 860					

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes

- (a) Nominal capacities and not real productions.
 (b) In January 2017, Converdyn announced that they would reduce the capacity from 15 000 to 7 000 tU/year. In November 2017, Converdyn announced suspension of production at Metropolis plant.
 (c) Springfield Fuels Ltd's has not restarted the UF₆ conversion facilities, but they continue to remain in standby, and the plant has ceased commercial operation.
 * 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. In November 2017, Converdyn announced suspension of production at Metropolis plant.
 (c) Les installations de conversion d'UF₆ de l'usine du groupe Springfields Fuels Ltd, dont l'exploitation commerciale a été interrompue, restent en attente de redémarrage.
 * 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 ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique	UF₆	18 999	16 773	19 013	15 276	14 686	14 088	16 863
Argentina	Argentine *	UF ₆	0	0	0	0	11	223	247
		UO ₂	196	196	255	229	188	188	188
Canada	Canada	UO ₂	1 760	1 770	1 665	1 155	1 400	1 520	1 520
Mexico	Mexique	UF ₆	416	392	430	430	193	203	396
United States	États-Unis	UF ₆	18 583	16 381 (a)	18 583	14 846	14 482	13 662	16 220
Eurasia	Eurasie	UF₆	19 509	20 222					
Belgium	Belgique	UF ₆	625	795	475	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	789	649	639	682	689	689	891
Finland	Finlande	UF ₆	430	426	700	690-750	510-550	510-550	471-760
France	France	UF ₆	6 660	6 240	6 260	7 300	6 800	5 700	N/A
Germany	Allemagne	UF ₆	1 212	1 159	1 012	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF ₆	339	330	439	339	807	615	466
Netherlands	Pays-Bas	UF ₆	0	0	0	33	65	0	0
Romania	Roumanie	UO ₂	240	240	240	240	480	480	480
Russia	Russie *	UF ₆	5 620	6 270	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	290	290	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	906	1 562	944	1 600	400	0	0
Sweden	Suède	UF ₆	950	950	931	900	900	900	700
Switzerland	Suisse	UF ₆	438	330	330	350	330	312	180
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	1 064	1 035 (a)	980	980	340	N/A	N/A
Pacific	Pacifique	UF₆	3 500	4 000					
Japan	Japon	UF ₆	0	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF ₆	3 500	4 000	4 500	4 600	3 500	3 300	2 800
		UO ₂	300	250	250	260	0	0	0
OECD	OCDE	UF₆	36 388	34 725					
NEA	AEN	UF₆	42 008	40 995					

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique		4 804	4 804					
Argentina	Argentine *	Diffusion	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
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
Eurasia	Eurasie		47 200	47 200					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900
Netherlands	Pays-Bas	Centrifuge/Centrifugation	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
Russia	Russie *	Centrifuge/Centrifugation	25 000	25 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	4 600	4 600	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Pacific	Pacifique		450	450					
Japan	Japon	Centrifuge/Centrifugation	450	450	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	OCDE		27 450	27 450					
NEA	AEN		52 454	52 454					

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique	15 045	13 832	12 644	12 161	12 370	9 940	10 691
Argentina	Argentine *	3	3	13	17	142	155	155
Mexico	Mexique	299	286.47	305	305	137	144	288
United States	États-Unis	14 743	13 543 (a)	12 326	11 839	12 091	9 641	10 248
Eurasia	Eurasie	16 458	17 995					
Belgium	Belgique	535	670	440	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	577	482	474	512	517	518	657
Finland	Finlande	353	347	586	565-615	591-631	591-631	371-631
France	France	6 000	6 570	5 190	6 400	5 900	4 900	N/A
Germany	Allemagne	1 100	1 052	919	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	289	285	402	310	628	453	316
Netherlands	Pays-Bas	0	0	0	25	54	0	0
Poland	Pologne	0	0	0	0	0	500	800
Russia	Russie *	4 600	5 110	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
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	766	1 313	799	1 350	330	0	0
Sweden	Suède	750	750	735	750	750	750	750
Switzerland	Suisse	331	259	261	266	261	243	125
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	775	775 (a)	700	660	270	0	0
Pacific	Pacifique	2 500	2 700					
Japan	Japon	0	0 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	2 500	2 700	3 100	3 200	2 600	2 500	2 100
OECD	OCDE	29 400	29 414					
NEA	AEN	34 003	34 527					

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas		Amérique							
Argentina	Argentine	(a) PWR	N/A	N/A	8	50	50	50	50
		HWR	320	320	320	320	320	320	320
Canada	Canada	HWR	1 760	1 770	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
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
Eurasia		Eurasie							
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	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	LWR	650	650	650	650	650	650	650
Romania	Roumanie	HWR	240	240	240	240	480	480	480
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
Pacific		Pacifique							
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

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes

(a) Data from 2019 edition of NEA Nuclear Energy Data.
 N/A: Not available.

Notes

(a) Données provenant de l'édition 2019 des Données sur l'énergie nucléaire.
 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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas		Amérique							
Argentina	Argentine	(b) PWR	0	0	0	2	23	26	26
		HWR	77	77	196	181	181	181	148
Canada	Canada	HWR	1 760	1 770	1 665	1 155	1 400	1 520	1 520
Mexico	Mexique	BWR	53	24	55	55	25	26	52
United States	États-Unis	BWR	807	701 (a)	786	691	669	673	520
		PWR	1 444	1 491 (a)	1 262	1 360	1 365	1 264	1 073
Eurasia		Eurasie							
Belgium	Belgique	PWR	90	63	125	0	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	96	79	76	76	81	81	113
Finland	Finlande	BWR	35	34	35	37	37	37	0-37
		PWR	20	21	64	52-55	55	55	55
France	France	PWR	1 087	1 020	1 000	1 000	920	750	N/A
		PWR MOX	85	72	125	125	125	125	N/A
		FBR MOX	0	0	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	BWR	22	22	22	0	0	0	0
		PWR	125	119	101	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	38	38	51	39	85	63	46
Netherlands	Pays-Bas	PWR	0	0	0	5	9	0	0
		PWR MOX	4	4	4	4	4	0	0
Poland	Pologne		0	0	0	0	0	40	120
Romania	Roumanie	HWR	220	220	220	220	440	440	440
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	0	46	0	46	0	0	0
		PWR	103	134	106	137	44	0	0
Sweden	Suède	BWR	100	117	100	105	105	105	75
		PWR	80	80	60	60	60	60	60
Switzerland	Suisse	BWR	32	24	23	20	23	20	23
		PWR	29	29	29	29	29	17	0
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	164	159 (a)	150	90	0	0	0
		PWR	41	39 (a)	0	39	39	N/A	N/A
Pacific		Pacifique							
Japan	Japon	PWR	292	0	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	6	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	390	670	730	750	410	390	330
		HWR	250	250	250	260	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) Data from 2019 edition of NEA Nuclear Energy Data.
 * NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Données provenant de l'édition 2019 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 * 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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas		Amérique							
Argentina	Argentine	(d) LWR	N/A	N/A	N/A	25	25	850	850
		HWR	6 250	6 250	6 250	6 907	6 907	8 000	9 000
Canada	Canada	HWR	70 585	70 893	78 266	85 223	96 459	108 315	108 315
Mexico	Mexique	LWR	1 192	1 192	1 192	1 464	1 737	1 737	2 025
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (b)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Eurasia		Eurasie							
Belgium	Belgique	LWR	3 830 (c)	3 830 (c)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	4 100	4 100	4 100	4 100	4 100	5 550	6 450
Finland	Finlande	LWR	2 875	2 985	2 985	3 395	3 515	4 275	4 275
France	France	LWR	26 000	26 000	26 000	26 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	LWR	24 685	24 685	24 367	22 370	22 370	22 370	22 370
Hungary	Hongrie	LWR	1 662	1 690	1 690	2 034	3 153	3 153	3 339
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	N/A	0	0	0	0	0	0	500
Romania	Roumanie	HWR	3 303	3 531	3 759	4 899	6 039	7 179	8 319
Russia	Russie	LWR	57 473	57 699	57 924	58 375	58 375	58 217	58 442
		Others Autres	160	160	160	160	160	240	240
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	6 855	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	4 019	3 716	3 952	3 613	3 613
Turkey	Turquie	LWR	0	0	0	1 145	1 356	1 356	1 356
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	672	672	1 577	1 577	1 577	1 577	1 577
		GCR	7 379	9 379	9 379	9 379	9 279	9 239	9 189
Pacific		Pacifique	41 412	42 231					
Japan	Japon	LWR	20 950	21 400	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	11 350	11 676	17 357	17 357	17 357	17 357
		HWR	9 438	9 481	9 481	12 655	12 655	12 655	12 655

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

Notes

- (a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
 (b) "Others" includes spent fuel from defense-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.
 (c) Wet storage capacity of all units at Doel and Tihange of 1 360 tHM exists, next to above-mentioned figures.
 (d) Data from 2019 edition of NEA Nuclear Energy Data.
 * NEA estimate; N/A: Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) « 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.
 (c) 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.
 (d) Données provenant de l'édition 2019 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 * Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

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

Country	Pays	2018		2019		2020	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
Americas	Amérique	4 195	143 280			4 071	151 066
Argentina	Argentine (d)	115	4 821	N/A	N/A	175	5 096
Canada	Canada	1 587	55 850	1 592	57 440	1 483	58 923
Mexico	Mexique	0	708	53	762	50	812
United States	États-Unis	2 493	81 901	1 972	83 873	2 363	86 235
Eurasia	Eurasie						
Belgium	Belgique	90	3 740	77	3 818	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	85	1 980	61	2 041	72	2 113
Finland	Finlande	54	2 214	55	2 267	55	2 322
France	France	N/A	14 140	N/A	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	270	8 971	134	9 105	210	9 315
Hungary	Hongrie	36	1 319	37	1 397	50	1 447
Italy	Italie	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas	9	30	9	34	9	30
Poland	Pologne	0	0	0	0	0	0
Romania	Roumanie	190	3 217	190	3 407	190	3 597
Russia	Russie (e)	884	23 895	710	24 669	772	25 380
Slovak Republic	Rép. slovaque	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovenia	Slovénie	0	491	22	513	0	513
Spain	Espagne	128	5 246	150	5 396	105	5 501
Sweden	Suède	215	6 665	140	6 805	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	24	1 453	16	1 488	60	1 585
Turkey	Turquie	0	0	0	0	0	0
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	731	3 247	549	3 576	210	3 276
Pacific	Pacifique	893	31 562	1 217	32 779		
Japan	Japon	240	15 350	710	16 060	N/A	N/A
Korea	Corée (c)	653	16 212	507	16 719	818	17 537

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

Notes

- (a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Including LWR and GCR fuel.
 (c) Including LWR fuel and HWR fuel.
 (d) Data from 2019 edition of NEA *Nuclear Energy Data*; including LWR fuel and HWR fuel.
 (e) Including LWR fuel and FR fuel.
 * tHM/a.
 ** tHM cumulative.
 N/A: Not available.

Tableau 2.11 : Quantités de combustible utilisé 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**
3 498	169 127	3 222	185 527	3 140	201 779	3 271	217 772
177	5 964	177	6 847	201	7 853	169	8 699
1 244	65 143	1 119	70 738	1 186	76 668	1 304	83 188
53	972	50	1 139	25	1 291	26	1 442
2 024	97 048	1 876	106 803	1 728	115 967	1 772	124 443
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72	2 473	77	2 858	77	3 243	107	3 658
91	2 745	122	3 276	92	3 739	92	4 201
N/A	N/A	N/A	15 387	N/A	N/A	N/A	N/A
0	10 113	0	10 113	0	10 113	0	10 113
38	1 639	42	1 849	87	2 283	60	2 585
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
190	4 547	380	5 687	380	7 587	380	9 487
731	28 880	581	30 250	549	29 880	596	29 370
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
15	600	15	665	15	730	15	817
155	6 227	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	1 767	16	2 053	16	2 288	0	2 535
34	34	69	445	103	925	103	1 370
336	4 415	166	5 585	26	6 385	26	6 395
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
767	21 372	607	24 409	422	26 521	367	28 356

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs refroidis au gaz;
(c) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde;
(d) Données provenant de l'édition 2019 des *Données sur l'énergie nucléaire*; comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde;
(e) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs rapides;

* 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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique		0	0	0	0	0	0	0
United States	États-Unis	LWR	0	0	0	0	0	0	0
Eurasia	Eurasie		4 200	3 600	3 600	2 350	2 355	2 905	2 905
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
Russia	Russie	LWR	400	400	400	650	650	1 200	1 200
		Others Autres					5	5	5
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	Others Autres	600	0	0	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	1 500	0	0	0	0
Pacific	Pacifique		0	0					
Japan	Japon	LWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Americas	Amérique								
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Eurasia	Eurasie								
Belgium	Belgique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	7.9	6.3	11.0	11.0	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0	0.0	0.0
Russia	Russie	LWR	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	1.7	3.4
		FBR	0.4	0.4	0.4	1.9	1.9	3.7	7.4
Pacific	Pacifique								
Japan	Japon	LWR	2.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

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 2017	2018	2019	Total to end of 2019	2020 (expected)
		Total à la fin de l'année 2017			Total à la fin de l'année 2019	2020 (prévisions)
Americas	Amérique	5 677.8	0	0	5 677.8	0
United States	États-Unis (a)	5 677.8	0	0	5 677.8	0
Eurasia	Eurasie	17 895.0	3 240.0	3 282	24 417.0	3 578
Netherlands	Pays-Bas	17 895.0	3 240.0	3 282	24 417.0	3 578

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

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 2017	2018	2019	Total to end of 2019	2020 (expected)
		Total à la fin de l'année 2017			Total à la fin de l'année 2019	2020 (prévisions)
Americas	Amérique	1 940	0	0	1 940	0
United States	États-Unis (a)	1 940	0	0	1 940	0
Eurasia	Eurasie	4 685	200	0	4 867	0
Belgium	Belgique (b)	345	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	3 497	200	0	3 679	0

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

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 2017	2018	2019	Total to end of 2019	2020 (expected)
		Total à la fin de l'année 2017			Total à la fin de l'année 2019	2020 (prévisions)
Eurasia	Eurasie	42 820	1 140	1 026	44 986	1 026
France	France (a)	27 820	1 140	1 026 (b)	29 986	1 026
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	15 000	0	0	15 000	0
Pacific	Pacifique	645	0	0	645	N/A
Japan	Japon	645	0	0	645	N/A

StatLink  www.oecd-neo.org/statlinks-2020

Notes

(a) Cumulative in storage.
 (b) Preliminary data.
 (c) Data from 2019 edition of NEA Nuclear Energy Data.
 N/A: Not available.

Notes

(a) Quantité entreposée.
 (b) Données provisoires.
 (c) Données provenant de l'édition 2019 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 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 2017 Total à la fin de l'année 2017	2018	2019	Total to end of 2019 Total à la fin de l'année 2019	2020 (expected) 2020 (prévisions)
Eurasia	Eurasie					
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	N/A
Switzerland	Suisse	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	1 726 (a)	41	39	1 806	0
Pacific	Pacifique	217	0	0	217	
Japan	Japon	217	0	0	217	N/A


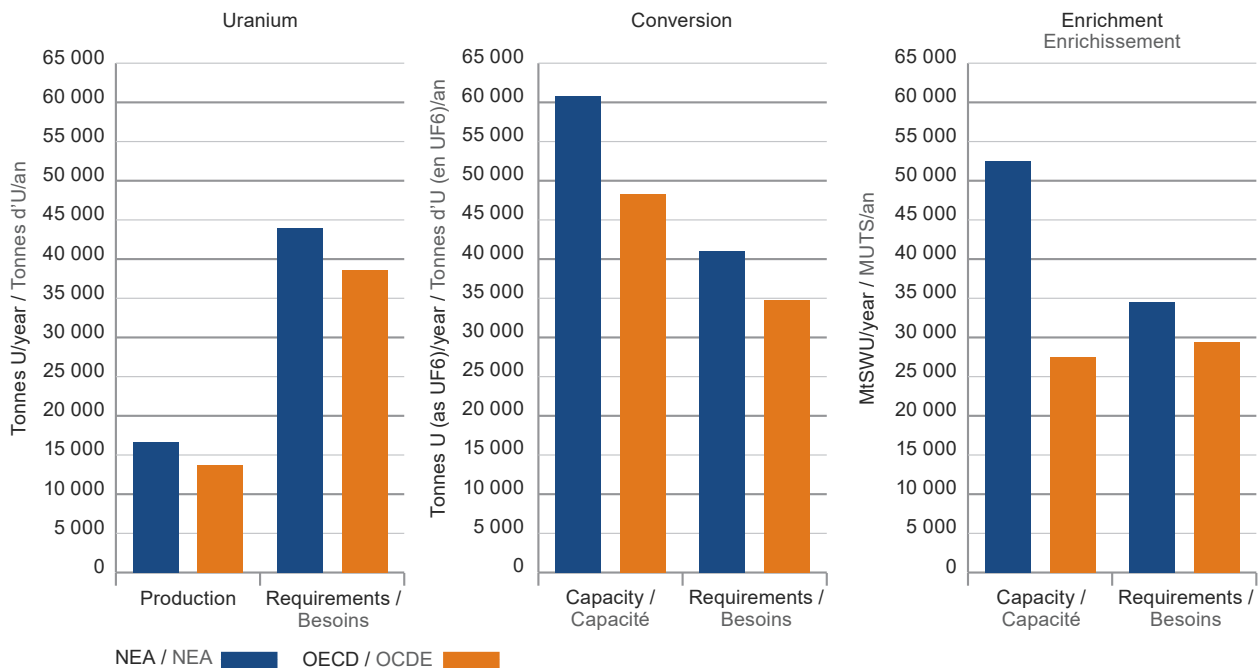

StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020**Note**(a) Data from 2019 edition of NEA Nuclear Energy Data.
N/A: Not available.**Note**(a) Données provenant de l'édition 2019 des Données sur l'énergie nucléaire.
N/A : Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2020)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1^{er} janvier 2020)StatLink  www.oecd-nea.org/statlinks-2020

3. Country reports

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 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 2020. 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 Mo-99 from Mo-100 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 is an important component of Canada's electricity supply 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 and reaching net-zero emissions by 2050. In 2019, nuclear energy provided 15% of Canada's total electricity supply, including nearly 60% in the province of Ontario and 36% in New Brunswick.

Small modular reactors (SMRs)

Canada's SMR roadmap and SMR Action Plan

Since the release of the report, "A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors", in November 2018, Natural Resources Canada (NRCAN) has continued to convene stakeholders at a number of different tables to continue the dialogue and build on the momentum created by the publication of the roadmap. The federal government and other essential enabling partners have advanced efforts in priority areas, such as advancing SMR research and development (R&D) and exploring business partnerships for potential deployment in the late 2020s. In December 2019, the provinces of Ontario, New Brunswick and Saskatchewan signed a Memorandum of Understanding (MOU) to collaborate on SMRs. The MOU establishes a collaborative relationship between the provinces by directing energy ministries and utilities to develop a business case and strategic plan for the deployment of SMRs.

Further to this, in February 2020, Canada's Minister of Natural Resources announced that the government of Canada and partners from across the country will launch Canada's SMR Action Plan in autumn 2020, to position Canada as a world leader in an emerging global SMR market that is expected to exceed CAD 150-300 billion per year by 2040. Canada's SMR Action Plan will report on actions taken by governments and partners and chart a path forward for the next wave of nuclear innovation in Canada.

In April 2018, 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. Several SMR designs are currently under consideration, with one vendor in the initial stages of site licensing with the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). Utilities across the country continue to engage with SMR vendors with the goal of siting a demonstration SMR in Canada.

Regulatory activities

The CNSC continues to work to ensure readiness to regulate SMRs in Canada. 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. As of June 2020, there are 12 SMR proposals undergoing the VDR process.

Refurbishments and licence renewals

The province of Ontario has 18 of Canada's 19 operating nuclear power reactors across three power plants: Pickering, Darlington and Bruce. CAD 26 billion is being invested in the province of Ontario to refurbish ten reactors over the 2016-2031 period: 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 plants to operate for an additional 25-30 years, represent a combined investment of approximately CAD 26 billion by OPG and Bruce Power, collectively Canada's largest infrastructure project.

The overall refurbishment plan for the Ontario nuclear generating stations entails the sequential refurbishment of units at both the Darlington and Bruce sites. The first refurbishments at Darlington began with unit 2 in 2016. The refurbishment of unit 2 was completed in June 2020.

Darlington refurbishment

Preparations are underway for the start of the refurbishment of unit 3 at the Darlington Nuclear Generating Station. The refurbishment was scheduled for spring 2020, but is postponed to autumn 2020 due to the COVID-19 pandemic. The reactor will remain in operation until the revised refurbishment start date. The revised timeline will maintain the project's overall schedule, with refurbishment of all four Darlington units still expected to be completed by 2026.

Bruce refurbishment

At the Bruce Nuclear Generating Station, unit 6 was taken offline in early 2020 and has been defuelled. The refurbishment project is paused at this time due to COVID-19; however, plans to restart the refurbishment are underway. The overall refurbishment of the six units at the Bruce Nuclear Generating Station is expected to last until 2033, and will extend the life of the nuclear power plant until 2064.

Pickering operations

The Pickering Nuclear Generating Station was originally scheduled to shut down in 2020, but will continue to operate until 2024. In January 2020, the Ontario government announced its intention to keep Pickering in operation beyond its planned 2024 closure, until 2025. The CNSC has not yet approved such an extension, but under Ontario's Long-Term Energy Plan nuclear power is expected to remain Ontario's largest source of electricity.

Uranium

Canadian uranium production totalled 6 944 tU in 2019, a decrease of 0.7% from 2018 production of 6 996 tU. As a result, Canada's share of world uranium production remained at approximately 13%. Since 1996, all Canadian uranium production has been from mines located in northern Saskatchewan.

Production from the Cigar Lake mine totalled 6 938 tU in 2019, 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 began full production in 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 has been suspended since January 2018 as a result of low uranium prices, and only 61 tU was produced in 2018. A further 6 tU was produced in 2019 from care and maintenance activities. Prior to 2017, these two facilities were the world's largest uranium mine and mill in terms of annual production. Operations are expected to resume when uranium prices increase.

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 station ceased operations. The station 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 defuelling 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. The CNL has proposed in situ decommissioning the WR-1 research reactor 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. Both projects are currently in the environmental assessment process under the *Canadian Environmental Assessment Act, 2012*, and extensive public consultation on the draft environmental assessment documents was conducted. As a result, the CNL submitted revised versions of the documents to the CNSC to respond to the feedback received. Following successful completion of the environmental assessment documents and regulatory review, each project will be considered at a CNSC public hearing before it may proceed.

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 began in March 2020.

Nuclear fuel waste

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

The Nuclear Waste Management Organisation (NWMO) was established in 2002 by Canada's nuclear electricity producers pursuant to the *Nuclear Fuel Waste Act*, and is responsible for implementing a plan for the 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, in a suitable site in an informed and willing host community. NWMO's role in implementing a long-term solution for nuclear fuel waste, on behalf of waste owners, is in line with Canada's current *Policy Framework on Radioactive Waste*, which is built on the "polluter pays" principle and requires waste owners to be responsible for radioactive waste management planning.

In 2010, the NWMO launched a voluntary site selection process to identify a suitable site and a willing host community. This process started with 22 municipalities and Indigenous communities that expressed interest in learning more and exploring their potential to host the project. As of January 2020, two communities are 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, NWMO completed its first borehole on the potential repository site in the Ignace area, one of the three communities in the siting process. In 2019, two additional boreholes were drilled to confirm the geological features of the potential repository site in the Ignace area. Further investigation will continue into 2020.

Next steps include working with municipal and Indigenous communities to conduct progressively more detailed technical site evaluations and social studies. The work will further assess safety, continue meaningful discussions around partnerships, and explore how the project can be implemented in a manner that will enhance the well-being of municipal and Indigenous communities in each area. The NWMO remains on track to identify a single, preferred site by 2023.

Nuclear Liability and Compensation Act

Canada's *Nuclear Liability and Compensation Act* (NLCA) establishes a compensation and liability regime in the unlikely event of a nuclear accident resulting in civil injury and damages. This new law entered into force on 1 January 2017 and replaces the *Nuclear Liability Act* (NLA), legislation that dated back to the early 1970s.

Under the NLCA, the operator of a nuclear power plant is responsible to pay up to CAD 1 billion for civil damages resulting from an accident at that plant. The CAD 1 billion limit came into effect on 1 January 2020.

Radioactive waste management

DGR for low- and intermediate-level radioactive waste (LILW)

OPG had proposed to site a DGR on the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario. The DGR would have been designed to manage OPG's LILW waste produced during the operation of the Bruce, Pickering and Darlington nuclear power plants in Ontario.

On 21 August 2017, the Federal Minister of Environment and Climate Change asked OPG to update the analysis of the potential cumulative effects of the project on the Saugeen Ojibway Nation's (SON) cultural heritage, including a description of the potential effects of the Project on the Nation's spiritual and cultural connection to the land. Furthermore, the Minister's letter indicated that the results of the SON Community Process had to inform the analysis.

On 31 January 2020, the SON voted not to support the project. OPG respects the community's decision and has begun the process of formally cancelling the project. Moving forward, OPG will explore other options and will engage with key stakeholders to develop an alternative site selection process.

Near Surface Disposal Facility (NSDF) for low-level radioactive waste (LLW)

The CNL has proposed to construct a near-surface disposal facility at the Chalk River Laboratories (CRL) property for large quantities of low-level radioactive waste from past, present and future activities at CRL and other Atomic Energy of Canada Limited (AECL) locations.

The CNL's proposal is undergoing an environmental assessment conducted under the *Canadian Environmental Assessment Act* (2012). As part of this process, the CNL prepared an Environmental Impact Statement (EIS) for public comment in March 2017, and following comments received, the CNL submitted a revised EIS in December 2019 responding to the comments to Canada's independent nuclear regulator, the CNSC. A public hearing will be held on the environmental assessment before a decision is made by the CNSC on whether the project can proceed.

International Atomic Energy Agency (IAEA) Integrated Regulatory Review Service (IRRS) Mission

In September 2019, the IAEA undertook an IRRS Mission and concluded that Canada has a comprehensive framework for nuclear and radiation safety, and noted six good practices for other countries to consider. The review also included a recommendation that the government should enhance the existing policy and establish the associated strategy to give effect to the principles stated in the Canadian Radioactive Waste Management Policy Framework.

Canada will be reviewing its existing policy for radioactive waste, and consider how it could be enhanced to give effect to the principles stated in the Radioactive Waste Policy Framework, including the establishment of an associated strategy.

International collaboration

Bilateral agreements

The government of Canada facilitates international collaboration through three mechanisms: Nuclear Cooperation Agreements (NCA), MOU and Action Plans. Canada currently has 30 NCAs in place, covering 48 countries, including members of the European Atomic Energy Community (Euratom). Canada's NCAs are a key requirement of its policy on nuclear non-proliferation, and are the responsibility of Global Affairs Canada (GAC). NCAs establish the legal framework for collaboration across international boundaries, and uphold the highest expectations for safety, security, safeguards and non-proliferation.

Once an NCA is in place, Canada's best practice is to develop an MOU, a non-legally binding instrument, which serves to establish a structured dialogue and to focus co-operation in areas of mutual interest and benefit (all within the legal bounds of the NCA). The MOU is followed by the development of an Action Plan to frame concrete activities. Canada presently has these types of overarching MOUs and Action Plans in place with six countries, and several more are under negotiation.

While the government of Canada did not finalise any bilateral agreements in 2019, multiple bilateral meetings were organised in order to foster relations and promote commercial interests, such as the signing of a Canada-UK Action Plan in March 2020.

In June 2019, Canada hosted a delegation from India for the sixth Canada-India Joint Committee meeting, leading to productive discussions on paths forward to advance bilateral collaboration. In July 2019, Canada also hosted a trade delegation from Argentina, which featured multiple meetings with key industry representatives.

Multilateral engagement

Canada is an active member of the OECD Nuclear Energy Agency (NEA), the International Atomic Energy Agency (IAEA), the SMR Regulators' Forum, the Generation IV International Forum (GIF), the International Framework for Nuclear Energy Cooperation (IFNEC) and the Nuclear Suppliers Group (NSG).

In 2018, Canada, along with Japan and the United States, co-led the development of the Nuclear Innovation: Clean Energy Future (NICE Future) initiative at the Clean Energy Ministerial (CEM). The initiative is an international collaboration designed to advance the role that innovative nuclear energy technologies can play in meeting climate change goals. The initiative aims to expand use of nuclear energy technologies by building greater awareness among CEM member countries to highlight the current and potential roles that clean and reliable nuclear energy can play in enabling clean energy systems. Other members include Argentina, Jordan, Kenya, Poland, Romania, Russia, the United Arab Emirates and the United Kingdom.

NICE Future and the Clean Energy Ministerial (CEM)

Canada hosted the 10th Clean Energy Ministerial (CEM10) in Vancouver in May 2019, where for the first time, nuclear energy and the NICE Future initiative were a fully integrated topic of discussion within multiple CEM10 deliberations, roundtables and side events. In its 10th year, with 25 member countries as well as the EU, the CEM continues to serve as a high-level global forum that promotes policies and programmes to advance clean energy technology, to share lessons learnt and best practices, and to encourage the transition to a global clean energy economy. There were approximately 2 500 participants at CEM10 in Vancouver. Participation included, but was not limited to, 14 SMR developers, 4 national nuclear laboratories, four international organisations and 15 nuclear energy civil society organisations, including non-governmental organisations (NGOs), labour unions, youth and women's organisations, and universities.

Notably, CEM10 featured the launch of two important nuclear energy publications. First, CEM10 was chosen by the International Energy Agency (IEA) for the release of the Agency's "Nuclear Power in a Clean Energy System" report, the first report by the IEA on nuclear energy in 20 years, which emphasises the importance of investment in nuclear energy refurbishments and new builds to meet climate targets. The event also featured the launch of the NICE Future initiative "Breakthroughs", a book that shares stories of the role that nuclear innovation can play in supporting clean energy and climate change goals.

Additionally, at CEM10, environmental NGOs ClearPath, Energy for Humanity and the Energy Options Network launched the Flexible Nuclear Campaign under the NICE Future initiative, to be co-led by Canada, the United Kingdom and the United States. The campaign will engage governments, civil society, research institutions and industry to focus attention on and showcase opportunities for innovative and advanced nuclear systems to operate flexibly, working in tandem with renewables.

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. In its 18th year, with 13 member countries as well as the EU, GIF is a multilateral collaboration to collaborate on the research and development needed to establish the feasibility and performance capabilities of the next generation nuclear energy systems.

In May 2019, on the margins of CEM10, Canada hosted 100 participants from 13 countries and the EU for 4 days of GIF meetings on advanced nuclear innovation as well as one day to tour the General Fusion and TRIUMF in Vancouver, British Columbia. As host, Canada organised a special full-day workshop, bringing together approximately 75 private sector SMR developers and stakeholders, to inform the development of the future GIF programme of work with a view to ensuring that it will include concrete activities to enable private sector deployment of advanced SMRs.

Czech Republic

Nuclear policy of the Czech Republic

In the State Energy Policy, approved on 18 May 2015, and the subsequent National Action Plan for Nuclear Energy Development, approved on 3 June 2015, the government of the Czech Republic declared its interest in the further development of nuclear energy in the country. To this end, the government established a Standing Committee on the construction of new nuclear power plants chaired by the Czech Prime Minister Andrej Babiš and co-chaired by the Special Envoy for Nuclear Energy, Jaroslav Míl, and the Deputy Prime Minister, Minister of Industry and Trade, Minister of Transport, Karel Havlíček.

On 27 April 2020, the government of the Czech Republic adopted Decree no. 478 on the current status and further tasks for the Ministry of Industry and Trade, the Ministry of Finance and the Special Envoy for Nuclear Energy regarding the agreement between the state and the investor, new legislation and the financing model. Decree no. 478 assigns the additional task of informing the European Commission.

Preparations for construction at the Dukovany site are scheduled to begin in the second half of 2020 at the earliest. The framework agreement, together with the first implementation contract, will be submitted to the government and signed following its approval. At the end of 2020 or beginning of 2021, the call for tender will be opened for suppliers of nuclear technology. The call for tender will be managed by the investor, the ČEZ Group, and the unit contractor will be selected by 2024. The construction of the Dukovany nuclear power plant unit will begin in 2029 and is expected to be completed by 2036.

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 nuclear power plant. In September 2018, the government of Finland approved the extension of the operating licence of Olkiluoto 1 and 2 until the end of 2038.

TVO was granted a construction licence for the Olkiluoto 3 (OL3) pressurised water reactor (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 are now completed. The installation of the electrical systems, the instrumentation and control system (I&C) and mechanical systems are still in progress. Hot functional testing (HFT) 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 2020-2021.

In 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) received a 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. This company was created by a consortium of industrial and energy companies with the aim of constructing a new nuclear power plant in Finland that could be operational by 2028.

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) 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 1 200 MW 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 shareholder's 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 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 the Parliament in December 2014.

Fennovoima submitted the construction licence application to the Ministry of Economic Affairs and Employment (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 2019, Posiva's final disposal project progressed to a new phase, when the decision was made on the construction of an encapsulation plant and underground final disposal facility designed for the final disposal of spent fuel. The EKA project entails the implementation of the encapsulation plant as a whole and the additional excavations required for the final disposal repository, the installation of the systems needed for the start of final disposal, the operating licence process and the setting up of the supply chains necessary for production.

The foundation stone of the encapsulation plant was laid in September 2019. The foundations, first-floor slabs and walls measuring up to 2.9 metres above sea level were poured. The suppliers of most of the main equipment for the encapsulation plant were selected and the design phase of the plant's main equipment proceeded on schedule.

As reported in the 2019 Posiva Annual Report, the excavation of the first two safety-classified central tunnels began in the underground final disposal repository and included entrances to the first deposition tunnels branching out from the central tunnels. The reinforcement project of the personnel shaft progressed to two-thirds of completion. Installations required for the Full-Scale In-Situ System Test (FISST) of final disposal were completed in June. The test is designed to demonstrate that Posiva's concept for safe final disposal can be implemented according to the existing plan. The monitoring phase of the test will continue for several years. According to Posiva's plans, the final disposal of the spent fuel will start in Olkiluoto in the 2020s.

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 in accordance with the Nuclear Energy Act. The annual production was projected to be 150-250 tonnes of uranium (yellow cake), and the motivation for uranium extraction would be both yellow cake, and, even more importantly, the improvement in the quality of the other extraction products of the mine, with nickel sulphide being the most important. The government approved the application in February 2020.

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 2015 Energy Transition for Green Growth Act and the Multiannual Energy Plan (MEP), which is currently 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 MEP describes plans to shut down a total of 14 power reactors in order to reduce the share of nuclear in France's electricity generation mix from the current 75% to 50% by 2035.

Beyond 2035, with technology in its current state, it is not possible to determine with certainty which electricity production technology – between nuclear power and renewable energy, coupled with storage and other flexible solutions – will be the most competitive to replace the existing nuclear power plant system. To facilitate decisions on any potential launch of a programme to construct new reactors, the French government is conducting a complete work plan with the sector from now until mid-2021.

The National Plan for Radioactive Materials and Waste Management (PNGMDR) is a triennial programme prepared by the Ecological and Inclusive Transition Ministry and the Nuclear Safety Authority. On 25 November 2019, the National Commission for Public Debate and the Special Commission for Public Debate presented a report on the public debate relating to the 5th edition of the PNGMDR.

Industrial and technological aspects

Orano commissions new conversion facility

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

The Philippe Coste conversion facility is part of the Comurhex II project, which includes the construction of new plants at Malvesi in the Narbonne region and Tricastin in the Rhone valley. The new 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 tons should be reached by the end of 2020.

EPR

Following entry into commercial operation of unit 1 at China's Taishan nuclear power plant on 14 December 2018, its second EPR reactor entered into operation on 7 September 2019. Both units were successfully delivering an average of 1 TWh per month by the end of 2019.

Concerning the Flamanville 3 EPR, in a letter dated 19 June 2019, the Nuclear Safety Authority (ASN) asked EDF to repair the eight containment penetration welds not compliant with the break preclusion principle. EDF has proposed a scenario for upgrading these welds with robots and has adjusted the construction schedule and estimated cost accordingly: fuel loading is scheduled for year-end 2022.

The Hinkley Point C EPR project successfully delivered the completion of the nuclear island "common raft" for its first unit in June 2019.

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

Following the earthquake of 11 November 2019, the ASN approved restarting reactors 2 and 4 of the Cruas nuclear power plant (900 MWe reactors) on 6 December 2019, after examining the results of the installation inspections. It agreed to restart reactor 3 on 11 December 2019.

Developments of near-surface repositories

In 2019, Andra pursued its activities on the three existing near-surface disposal sites:

- The CSM, the disposal facility located near La Hague (Manche) – the closed disposal facility for low-level waste (LLW) – monitored since 2003;
- The CSA, the disposal facility located near Soulaines-Dhuys (Aube) – the disposal facility for LLW – in operation since 1992, near Soulaines-Dhuys (Aube);
- The CIRES disposal facility located near Morvilliers (Aube) – the disposal facility of very low-level waste (VLLW) – in operation since 2003.

In parallel, Andra is planning and developing a near-surface disposal facility (shallow depth) dedicated to the low-level long-lived waste (LLW-LL) category.

- The CSM celebrated its 50th anniversary since commissioning began. It has been subject to a regulatory safety review every ten years. The report, submitted to the ASN in 2019, is based on a detailed file consisting of two deliverables:
 - a summary of the compliance review studies (regulatory compliance review);
 - studies relating to the reassessment of the protection of interests (feedback from the monitoring of the disposal facility and its impact on the environment; reassessment of the safety of the facility in the closure; monitoring and post-monitoring phases).
- The CSA started the construction of the 10th stage of the disposal vaults area. In 2019, a full operation licence was granted for a new waste package control facility, thus providing the CSA with more efficient means for inspecting the quality of packages received. Following the submission of the CSA safety reassessment technical files in 2017, the ASN published its positive assessment results on its website in 2018. The technical analysis of the periodic safety review of the CSA, used to assess the safety of the facility based on the predicted development of its activities over the next ten years, continued in 2019. Andra is still waiting for the ASN's conclusions on this third ten-yearly safety review.
- CIRES disposes of the VLLW from all sources and is dedicated to the collection, storage and disposal of waste from non-electronuclear origins. The outlook provided by the national inventory of radioactive material and waste for 2018 confirms that there will be an increase in the volume of VLLW in the future, linked to the dismantling of nuclear facilities. These volumes exceed the facility's current capacity. Andra has initiated the preparation of an application for a capacity extension authorisation to increase VLLW disposal capacity from 650 000 m³ to a potential 950 000 m³, without increasing the surface area of the site.
- Low-level long-lived waste (LLW-LL) must be disposed of in near-surface repositories, at shallow depth. As part of the continuation of the existing LLW-LL waste studies and in addition to the work undertaken by the producers on the characterisation and potential processing of waste, Andra has established a strategy programme in order to optimise both design concepts and the distribution of waste. For this, Andra started the clarification of the concept of LLW-LL by studying the harmful characteristics of waste and re-examining the inventory.

Finalisation of the deep geological repository project (Cigéo) construction licence application

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 region. The facility is to be funded by radioactive waste producers and managed by the waste management agency Andra.

For the disposal of high-level and intermediate-level long-lived waste (HLW/ILW-LL), Andra has carried out preliminary project studies, which have made it possible to define the industrial architecture of the

Cigéo project on which the construction licence application (DAC) is based. The DAC file should be provided to the minister responsible for nuclear safety by mid-2021.

Andra has consolidated its study programme and, as of 2016 (with an update in 2018), has set up a programme relating to scientific and technical activities aimed at consolidating achievements and better justifying choices, particularly in terms of conception/design and sizing, established for the DAC file. In addition, changes in the configuration of the Cigéo project, finalised in 2019, have made it possible to integrate optimisations both from the point of view of implementation (standardisation, construction work security) and from the point of view of economics.

Andra also undertook work to demonstrate the disposability of bituminised waste packages through changes in the design of disposal cells and the associated risk management, adapted to identified accident scenarios.

Andra conducted adaptability studies at each major stage of the project. These studies were regularly updated, and the last study was reviewed by the ASN in 2016 as part of the review of the Cigéo project's safety options package. These studies are ongoing and will be included in the support file for Cigéo's construction licence application.

At the same time, Cigéo's application for a Declaration of Public Convenience and Necessity (DUP) was handed over to the reviewing bodies in December 2019 for pre-review with the intention of filing the DUP application by mid-2020. The DUP aims to reaffirm the public utility of Cigéo and is essential in facilitating all the administrative procedures necessary for the progress of the report. It will also enable Andra to finalise the land management of the Cigéo project.

Finally, the Cigéo project is progressing through a consultation phase known as "post public debate". This phase follows Andra's desire to involve civil society in the Cigéo project and to broaden the concerted actions it has carried out since the 2013 public debate. It will improve the quality of the decisions that remain to be taken prior to the submission of the Cigéo application, and then throughout the life of the centre, if it is authorised, from initial work to closure.

Andra actively participates in the local economic life of the surrounding territories and is strongly involved in the emergence of the Territorial Development Project (PDT). The PDT is a roadmap for the planning, development and organisation of the host territory of the Cigéo project. This document, requested by the state, aims to create an environment conducive to the success of the Cigéo project, the dynamism of the territory and the quality of life of its inhabitants.

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 (FNRs), 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 expired 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 Plan (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 still distant. Yet it was also concluded that this option should be kept open, requiring that skills 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 of 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 aim is to develop an R&D programme for Generation IV reactors and closure of the fuel cycle, including sodium FNRs and related fuel cycle plants.

For the mid-term, a national R&D programme involving the main French stakeholders (EDF, Orano, CEA and Framatome) was developed. This programme aims at studying the interest and industrial feasibility of multiple recycling in future EPR2 reactors in terms of competitiveness, materials and waste management, reactor performance (operation and safety), as well as performance of fuel cycle plants, transport and storage. It will also include the irradiation of test assemblies in the 2025-2028 time frame to demonstrate the recycling capability of existing used MOX fuel with current reactor and fuel cycle technologies (potentially adapted).

For the long term, an updated roadmap for R&D on FNRs and associated fuel cycle processes has been established with industrial partners and approved by the state, 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 driving force is the valorisation of innovation in reactor designs and innovative methodologies 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.

Germany

Main events in the field of nuclear energy

On 31 December 2019, the nuclear power plant Philippsburg 2 (pressurised water reactor with an installed net capacity of 1.4 GW) in Baden-Württemberg, was shut down in accordance with the decision of the federal German government to phase out nuclear power by the end of 2022.

After delivery in December 2019 of fuel assemblies manufactured in France, the neutron source research reactor Forschungsreaktor München II (FRM II) in Munich was restarted in January 2020.

Organisational restructuring in the field of nuclear waste management

For details on organisational restructuring in the field of radioactive waste management since 2016, please refer to the 2019 edition of this report. In 2019, the Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management, formerly known as Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit – BfE, was renamed Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung – BASE.

By restructuring, the federal tasks of supervision and licensing in the field of nuclear fuel transport, storage of radioactive waste, site selection of a repository and repository surveillance, are now overseen by BASE. In the field of nuclear safety, BASE handles administrative tasks of the federation and supports the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit – 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 – BGE).

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 responsible for the operation of the central storage facilities in Gorleben and Ahaus. The BGZ is also responsible for 11 of the 12 on-site storage facilities for spent fuel at the sites of nuclear power plants (except for the one in Brunsbüttel, where the licensing procedure is still ongoing). In 2020, it started to assume responsibility for the storage facilities for radioactive waste with negligible heat generation.

Financing of nuclear waste management, including the site selection procedure

The funding of radioactive waste management is based on the “polluter pays” principle: those who have produced radioactive waste (i.e. mainly the operators of nuclear power plants) 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 2016 “Act in the Reorganisation of Responsibility in Nuclear Waste Management”, the nuclear power plant 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 nuclear power plant 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 nuclear power plant operators transferred their payments to the “Fund for the Financing of Nuclear Waste Management” on 3 July 2017. The fund that, since 2019, is known as KENFO, takes the form of a foundation under public law. It is tasked with managing and investing the money provided by the nuclear power plant operators in order to reimburse the costs incurred by the state for the storage and disposal of nuclear waste.

New radiation protection law

The Radiation Protection Act (StrlSchG), as well as the Radiation Protection Ordinance (StrlSchV) specifying details for the implementation of the Radiation Protection Act, entered into force on 31 December 2018 and form the current legal basis of radiological protection in Germany (for details, see *Nuclear Energy Data 2019*). 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 emergency exposure situations entered into force on 1 October 2017.

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, are to be used as provisional emergency response plans until the 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 online federal government and Länder information portal is available at www.nuklearesicherheit.de as one of several measures that have been taken to improve the transparency of the nuclear licensing and supervisory authorities’ activities. Thus far, the former Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB) 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 makes relevant information available 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. Included is an overview of the regulatory system in Germany, European and international activities of the German nuclear licensing and supervisory authorities, as well as basic information 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 in 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 in order to evaluate and advance the 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 in 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 of alternative waste management strategies and of options preferred abroad;
- developing required methods and techniques for 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; 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 and technical expertise and to support young researchers in the area of nuclear safety research in Germany.

Hungary

In January 2020, the Hungarian government approved the new National Energy Strategy 2030 and the National Energy and Climate Plans 2030 (with an outlook up to 2040). The revised strategic framework is based on three strategic pillars: clean, smart and affordable energy. While focusing on energy consumers, the most important strategic objectives are: climate-friendly transformation of the energy sector, further strengthening of security of supply and focus on innovation and economic development. The new strategy includes more than 40 measures and foresees a reduction of 95% in greenhouse gas emissions by 2050 from the 1990 levels. As for nuclear energy, it will be essential for ensuring sector integration and a climate neutral economy. The preservation of nuclear generation capacity by replacing existing units at the Paks Nuclear Power Plant nearing the end of their lifetime is one of the key strategic measures for further decarbonisation of the electricity sector.

MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd

In 2019, the MVM Paks Nuclear Power Plant generated 16 288 GWh electricity, which accounted for 49.24% of gross electricity generation and 35.67% of domestic electricity consumption.

By the end of 2019, the total amount of electricity generated by the nuclear power plant after the connection of unit 1 to the power grid exceeded 493.6 TWh. The unit capability factor has been as follows: unit 1: 99.5%; unit 2: 92.6%; unit 3: 94.2%; unit 4: 83.1% (average for the plant: 92%).

In 2019, in addition to regular International Atomic Energy Agency (IAEA) inspections, there was no international review (e.g. World Association of Nuclear Operators [WANO], IAEA Operational Safety Review Team [OSART]) at the MVM Paks Nuclear Power Plant.

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

Paks II. Ltd plans to submit to the Hungarian Atomic Energy Authority a construction licence application by the end of June 2020. The next major milestone of the project will be to build two new nuclear units.

Japan

The Japanese electricity market was deregulated in April 2016 at the distribution level and the Revised Electricity Business Act 2015 required legal separation of generation from transmission and distribution by April 2020. As the 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 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 the 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 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 to reduce GHG emissions by 26% from 2013 to 2030.

Despite the many efforts made in accordance with the principles set up in the Strategic Energy Plan, no nuclear reactors were restarted from January 2019 to March 2020, so the total number of nuclear power plants in operation remains at nine as of March 2020.

On the other hand, in the same period from January 2019 to March 2020, the official decision was taken to permanently shut down five nuclear reactors. Consequently, the final decision was made in February 2019 for Genkai 2 and in July 2019 for Fukushima Daini 1-4 respectively.

Korea

Nuclear policy on energy transition

Nuclear policy in Korea is established by the Ministry of Science and ICT (MSIT), the Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), and the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC). Each plays a role in R&D implementation, promotion of nuclear industry and safety regulation. In addition, each organisation regularly publishes national policies in accordance with applicable laws. The recent representative national policies are the Future Nuclear Technology Development Strategy (MSIT, 2017), the Third Energy Master Plan (MOTIE, 2019), and the Second Comprehensive Plan for Nuclear Safety and Security (NSSC, 2016).

According to these national plans, the major nuclear R&D themes are safety enhancement, decommissioning and radiation, and promotion of the use of radioisotopes. Detailed implementation strategies were announced to support the national plans. The MSIT established a detailed strategy for enhancing safety technology capabilities in 2018. It contains the R&D themes and support measures necessary for the safe operation of active reactors and the safe management of spent fuel. In addition, the strategy for production of the future radiation industry was established in 2019 for active use of radiation technology.

The latest implementation strategy involves securing future-leading nuclear technology capabilities. Three specific strategies were suggested to become a leading player in the future nuclear energy market: 1) Innovative nuclear system; 2) Innovation in nuclear safety and the environment; 3) Innovative research infrastructure.

Nuclear power plant status

The total number of nuclear power plants in operation in Korea has reached 24, with an installed capacity of 23.3 GWe. Four nuclear power plants are currently under construction, and the earliest grid connection of Shin-Hanul unit 1 is expected to occur in October 2020. Decommissioning Kori unit 1, Korea's first commercial nuclear power plant, is continuing according to regular procedures and the owner is expected to submit the final decommissioning plan (FDP) by the end of 2020.

Nuclear safety and regulation

After the Fukushima Daiichi accident, the NSSC revised the Nuclear Safety Act in June 2015, to set out clear rules on accident management, including severe accidents, in the legislation. Through revision of the Act, the NSSC expanded the scope of accident management from design basis accidents to severe accidents and made it mandatory for the licensee, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), to submit accident management programmes for all operating nuclear power plants and for all new nuclear power plants when applying for an operating licence. The NSSC received the accident management programmes for 28 nuclear reactors from the KHNP in June 2019. The NSSC started to examine the programmes to assess whether the documents fit in with the Nuclear Safety Act and finished its examination in December 2019. The NSSC will start to review the accident management programmes and has indicated plans to set up an accident management framework, with thorough verification of the programmes, to address every possible type of accident.

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 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, 23 324 waste packages (200 litres in size) have been accepted as of December 2019 and 17 498 waste packages have been disposed of.

However, a review of the 2016 Master Plan is currently under-way in the area of high-level waste management. The Korean government has been collecting opinions from the public and local communities near nuclear power plants, in order to amend the 2016 Master Plan based on the resulting public consensus.

Mexico

Legal framework

Mexico's current energy policy confirms the nation's ownership of hydrocarbons in the subsoil and provides strategic state guidance for the 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 Programme (PRODESEN) 2019-2033, 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 2019, refuelling outages took place in the two units of Laguna Verde. The 19th refuelling outage of unit 1 took place in the winter of 2019 and lasted 42 days. The 16th refuelling outage of unit 2 took place in the spring of 2019 and lasted 40 days.

Licence renewal

Laguna Verde nuclear power plant 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. After an operating licence was granted in 2018, irradiated fuel from the unit 2 spent fuel pool was moved to the ISFSI.

Netherlands

Climate Agreement and nuclear energy

It is stated in a letter to the Dutch House of Representatives accompanying the proposal for a National Climate Agreement that “nuclear power is one of the options for the future energy mix. Various studies have shown nuclear power to be a potential, cost-effective option for 2050 and have shown that a positive business case may be possible in the long term. Given the turnaround times, additional nuclear power by 2030 in the Netherlands seems unlikely” (see www.klimaatkoord.nl/documenten/kamerstukken/2019/06/28/letter-house-of-representatives).

Media and nuclear energy

The possible contribution of nuclear energy to achieving the CO₂ reduction targets still receives considerable attention in the Dutch media. Some informal polls suggest that nuclear energy is no longer a taboo subject for the general public.

Politics and nuclear energy

The Dutch cabinet has stated that “the transition to low-CO₂ energy production leads to a major international challenge. This major task does not allow alternatives to fossil CO₂-emitting energy sources to be excluded in an exploration. If we want to burden future generations as little as possible with the consequences of climate change, we will have to consider all available energy sources for the energy mix. However, it is to private companies to take the initiative for new build”.

The Dutch parliament however, is still divided on the possible role of nuclear energy in the Dutch energy mix. In practice, the division leads to parliamentary questions to the cabinet, which either draw attention to the possible role of nuclear energy or try to disqualify the use of nuclear energy in general.

In one of the motions submitted to Parliament in 2020, the Minister of Economic affairs and Climate Policy was asked to give information about the possible role of nuclear energy in the Dutch energy mix in the future with a view to the possible contribution to CO₂ reduction and climate change. The parliament indicated its interest in the costs and conditions for the construction of new nuclear power plants in other countries. A foreign consultancy was asked to deliver a report in March 2020 based on public information.

Poland

To date there has been no commercial use of nuclear power in Poland. 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 nuclear power plants, as well as for the preparation of the regulatory and organisational infrastructure for these investments.

The parliamentary elections held in 2019 did not affect the main directives of the energy policy. In November 2019; a new draft of the Polish Energy Policy until 2040 (PEP2040) was released. It reaffirmed the strategic plan of introducing the first nuclear power reactor with a capacity of 1.0 to 1.5 GWe by 2033 and 5 subsequent blocks every 2-3 years. As a result, it is expected that 6 reactors with a combined capacity of 6-9 GWe will be built in Poland. In terms of institutional framework, there has been a substantial change as the Ministry of Energy was dissolved and its policy making competences have been transferred to the newly created Ministry of Climate, which is now in charge of both energy and climate protection policies.

The programme is currently under review and subject to update. It will include updated analysis of cost of electricity generation from various sources, as well as updated schedules for certain actions in the preparation process. The Council of Ministers is expected to submit the revised PNPP for approval in Q4 2020.

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 nuclear power plant construction in Poland.

Site characterisation work has been undertaken at two preselected sites: Zarnowiec and Lubiatowo-Kopalino in the Pomeranian Region. Zarnowiec is situated inland in proximity to a lake and is located where construction of a nuclear plant was started in the 1980s. Lubiatowo-Kopalino is located on the Baltic coast. According to PGE EJ 1, siting and environmental studies will be completed in the second half of 2021.

Russia

Russia's nuclear power industry continues to develop, with its contribution to the overall energy mix increasing to 18.6% in 2019. 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 36 operating nuclear power reactors (i.e. thermal reactors: VVER-1000/1200: 16 units, RBMK-1000: 10 units, VVER-440: 5 units, EGP-6: 3 units, fast reactors: BN-600 – 1 unit, BN-800: 1 unit) and 5 VVER-1200 type units are under construction. The first unit of a floating nuclear power plant (SMR) is also being commissioned. Seven nuclear power reactors are in various stages of decommissioning. The planned layout of future of nuclear power plants 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 design deployed until now has been the RBMK-1000, VVER-440 and VVER-1000 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.

A complex programme, “Nuclear science, engineering and technology for the period up to 2024” is being developed with new reactor and technological systems in the field of nuclear energy, reactor engineering, and production and processing of nuclear materials. This includes the development of technologies for two-component nuclear power with a closed nuclear fuel cycle, the technology of controlled thermonuclear fusion and plasma, the development of new materials and technologies for advanced energy systems, and design and construction of reference power units of SMRs. The programme also includes the development and demonstration of key technological solutions for molten salt reactors (MSRs) with a spent nuclear fuel reprocessing module, as well as the development of nuclear-hydrogen energy technologies for large-scale production and consumption of hydrogen.

In 2024, completion of the construction of a research nuclear facility is planned. The facility will consist of a multipurpose fast neutron research reactor, the MBIR, and a complex for the development of technologies for reprocessing spent nuclear fuel, radioactive waste management and a closed nuclear fuel cycle.

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 was 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. There are plans to develop a design for industrial fast neutron reactors with sodium coolant (bn-1200M, technical design) and lead coolant (BR-1200, draft design) with industrial closed nuclear fuel cycle technologies by 2024.

The *Proryv* (Breakthrough) project, which intends to develop new generation nuclear power technologies based on the closed nuclear fuel cycle with fast neutron reactors, is also continuing implementation under the complex programme “Nuclear science, engineering and technology for the period up to 2024”. 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 nuclear power plants with fast reactors to at least the level of that for nuclear power plants with thermal reactors. The project has entered the implementation phase.

The BREST-OD 300 is the prototype power unit with 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 2029. By 2022, there are plans to begin operation of a fabrication module and a launch complex for refabrication of dense mixed uranium plutonium fuel for fast neutron reactors. By 2026, there are plans to begin operation of a pilot power unit with a fast neutron reactor with a lead coolant. By 2029, there are plans to begin operation of the SNF reprocessing module of the BREST reactor.

As a basic approach to SNF management in Russia, the concept of reprocessing with the nuclear materials recycling in two-component nuclear power energy systems (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 nuclear energy.

RT-1 plant at “PA Mayak”

Industrial-scale SNF reprocessing is performed at RT-1 (PA Mayak). Plant RT-1 at “PA 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 fuel assemblies (FA) dimensions. The design capacity is 400 tonnes per year. At present, the SNF of VVER-440, BN-600, research reactors and defective fuel from RBMKs (which cannot be accommodated in dry storage) is reprocessed at the RT-1 plant. The reprocessing of VVER-1000 SNF 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 BN-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. Alumina phosphate glass is used for the vitrification of the high-level waste (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 by the production of radioactive wastes that are subjected to treatment. Current practice for intermediate-level waste (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 nuclear power plant). 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 economical 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 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 5·10⁻⁷%.

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 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.

Rosatom is developing a programme for REMIX-fuel implementation. In the framework of this programme, 3 experimental REMIX-FA containing 18 REMIX-fuel elements have been manufactured. Since 2016, they are being irradiated at Balakovo nuclear power plant. In parallel, ampoules for FA irradiation in MIR research reactor and post-irradiation investigations were manufactured – some of them have already been removed and are being studied. 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 of REMIX-fuel.

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”). The process of transposition of the EU Basic Safety Standards (BSS) directive was successfully finished by adopting the last missing regulation, the “Amendments of the Decree on the Content and Preparation of Protection and Rescue Plans” in April 2019. In April 2019, the amendments to the 2017 Act were also adopted. These amendments are not related to the transposition of EU directives and include changes of security vetting procedures for foreign workers in nuclear facilities.

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 currently being decommissioned. In July 2009, consent was given by the local municipality for a final, low- and intermediate-level radioactive waste repository to be located at the Vrbina site near the Krško nuclear power plant. In December 2009, the government adopted a decree on the National Spatial Plan for this repository. The procedure for obtaining the 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 April 2019, the Slovenian Nuclear Safety Administration (SNSA) issued the preliminary consent for the nuclear and radiation safety elements of the application, and the public hearing and consultations on transboundary impacts began in October 2019. Presentations and meetings to discuss open questions were carried out with interested countries.

During the past few years, numerous modifications and improvements to the Krško nuclear power plant 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 nuclear power plant 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 an 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. Within the SUP, there is also the erection of the spent fuel dry storage on-site of the Krško nuclear power plant. The amendments of the national spatial plan of the Krško nuclear power plant, which are necessary for obtaining a construction licence, were adopted in 2019. The SNSA issued positive feedback concerning the proposed amendments and the related environmental report. The cross-border consultation process on the environmental impact assessment was completed successfully.

Spain

Spanish policy

Spain’s current nuclear energy programme is based on the Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030 (INECP). In February 2019, the government published and submitted to the European Commission the first draft of the INECP. A new draft, which was also forwarded to the European Commission in March 2020, is being submitted for public consultation as part of the strategic environmental assessment process. 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 2027-2035.

Based on this draft plan, the owners of Spanish nuclear power plants and the State Company for Radioactive Waste and Decommissioning, Enresa, signed a Protocol in March 2019 establishing an orderly shutdown schedule for the plants.

This schedule has also been considered in the first draft of a new General Radioactive Waste Plan (GRWP), which should be approved by the government. The procedure for the adoption of the 7th GRWP started in March 2020 and should include a strategic environmental assessment. The 7th GRWP will replace the 6th GRWP, in force since June 2006.

Nuclear capacity and electricity generation

At present, Spain has five nuclear power plants 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 2019, the net nuclear electricity capacity (7.1 GWe) represented a 6.85% share of the total net capacity, and the net electricity generated was 55 856 GWh, representing 21.4% of total production. The Spanish nuclear fleet has demonstrated overall good performance, providing a time availability factor of 91.79% and an unplanned unavailability factor of 1.7%.

Front end of the fuel cycle

In 2019, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 615 fuel assemblies containing 265.1 tU. Of this total, 263 fuel assemblies containing 131.2 tU were exported to Belgium, Finland, France, Germany and Sweden, representing 49% of the total production. Acquisitions of uranium concentrates were made from Russia (36.3%), Uzbekistan (23.1%), Niger (18.4%), Canada (11.4%), Namibia (6.1%), Kazakhstan (3.4%) and Australia (1.3%).

Back end of the fuel cycle

The Spanish strategy for the management of spent fuel (SF) and high-level waste (HLW) includes the licensing and construction of a deep geological repository (DGR) facility for the disposal of SF and HLW with a target date of 2073. Meanwhile, there are plans for 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.

In March 2020, the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge released a draft update of the GRWP to initiate its approval procedure. The draft update includes the CSF for SF and HLW as the strategy basis, at a site to be determined by the government. It also includes the agreed nuclear power plant shutdown schedule.

Individual storage facilities (ISFs) for SF in Trillo, and the José Cabrera (in the dismantling phase) and Ascó nuclear power plants have been in operation for years. Two new installations of this type, at the Santa María de Garoña and Almaraz nuclear power plants, were licensed in 2018, and the ISF at the Almaraz nuclear power plant is already in operation. An additional ISF is being built and licensed for the Cofrentes nuclear power plant. The ISF authorisation at the Santa María de Garoña nuclear power plant should be reviewed in order to increase its capacity to host all of its SF.

El Cabril, the facility for the management and disposal of low- and intermediate-level waste (LILW), continued routine operation in 2019. As of 31 December 2019, the inventory of radioactive waste disposed in the facility amounted to 34 471 m³, equivalent to the 79% of the total authorised capacity.

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 m³. As of 31 December 2019, 17 383 m³ had been disposed of in the facility, equivalent to 12% of the total authorised capacity.

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. With respect to the back end, Spain is developing a programme for implementing the recommendations from the ARTEMIS mission.

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. On 30 December 2019, Ringhals 2 shut down operations and stopped supplying electricity to the Swedish grid after 44 years of service.

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 systems was made in 2017, following the requirements of the Swedish Safety Authority for robust permanent installations that includes power supply and water pumping systems independent of those used in the emergency cooling systems. Preparatory work was carried out during inspections in 2017, 2018 and 2019. In the meantime, new buildings alongside the reactors are being constructed. During the 2020 inspection, everything will be linked together and function tested.

- **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 cease operation of O1, and thus the reactor was shut down in June 2017.

For the remaining reactor, O3, the plan remains to continue operation to at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling systems was made in 2017. The work to complete the installations is still ongoing.

- **Forsmark:** A decision to invest in independent core cooling systems in the three reactors at Forsmark was made in June 2016. Preparatory work was carried out during outages in 2017, 2018 and 2019, and in the meantime, new buildings alongside the reactors are being constructed. As with Ringhals, during the 2020 audits, everything will be linked together and function tested.

Switzerland

With the new Energy Act that came into force on 1 January 2018, a decision was made to decommission Switzerland's five nuclear power plants when they reach the end of their service life. Due to the provisions of the Energy Act of 2006 they will not be replaced with new plants. Despite this decision, Switzerland intends to keep and further develop its nuclear competency whilst fostering its collaboration with all international nuclear organisations, such as the IAEA and the NEA regarding nuclear safety, security and safeguards. Switzerland's first nuclear power plant, Mühleberg nuclear power plant, with an approximate output power of 373 MW, was permanently shut down on 20 December 2019.

Turkey

At present, there is no operating nuclear power plant in Turkey. However, Turkey is considering embarking on a nuclear power programme and is planning to install three nuclear power plants with 12 nuclear power reactor units.

The first nuclear power plant (Akkuyu nuclear power plant) will comprise four units of VVER-1200-type reactors and will be constructed and operated in Mersin Province under the intergovernmental agreement signed with Russia in 2010. Construction of the first and second reactor units of Akkuyu nuclear power plant began in 2018 and 2020, respectively. The first unit is expected to be in operation by 2023. The other units are planned to enter commercial operation at subsequent one year intervals until the end of 2026.

The second nuclear power plant is the Sinop project on the Black Sea coast, based on an agreement signed with Japan in 2013. However, after a feasibility study conducted by Mitsubishi Heavy Industries, the Turkish government decided not to move forward with the project plans due to high costs and is in talks with other partners to develop the project. The site selection process for the third nuclear power plant is still ongoing.

In July 2018, with a referendum amending the constitution, the Turkish government decided to become a presidential republic. Consequentially, all governmental institutions were modified to adapt to the new system. Meanwhile, the Statutory Decree on the Organization and Duties of Nuclear Regulatory Authority and Amendments to Certain Laws, Decree-Law No. 702 (DL 702) was issued by the cabinet on 9 July 2018 as one of the transition decree laws. DL 702 is a comprehensive nuclear law regulating nuclear safety, security, safeguards and radiation protection, and other related subjects. With DL 702, regulation and research functions of the former Turkish Atomic Energy Agency (TAEA) were separated and an independent nuclear regulatory body, the Nuclear Regulatory Authority (NRA), was established. The former TAEA, restructured as a "subsidiary organisation" under the Ministry of Energy and Natural Resources to carry out nuclear research, waste management, training and any other related activities, became the Turkish Energy, Nuclear and Mining Research Institute (TENMAK) established by the Presidential Decree (no 57), which was issued by the cabinet on 28 March 2020.

DL 702 also contains provisions on general principles of and national policy on spent fuel (SF) and radioactive waste (RW) management and decommissioning (DECOM). According to DL 702, the TENMAK will prepare a draft national radioactive waste management plan by the end of years ending in zero (0) and five (5) and submit this draft plan to the Ministry of Energy and Natural Resources (MENR) for approval. It is expected that the MENR will publish the national plan by the end of 2020.

On the other hand, a dedicated board will be established to manage the revenue from the special funds and to approve expenses to be paid from special funds that will be opened for SF and RAW management and DECOM. At present, the MENR is developing a regulation on establishment of the special funds board, including procedures and principles of the activities of the special funds board, and acquiring, following, collecting, accounting, and auditing of revenues of the special funds, seeking recognition of special funds as an expense, and other procedures and principles related to the functioning of special funds.

The draft law on third party liability for nuclear damage has been drafted in accordance with the Paris Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy of 29 July 1960, together with amendments and supplements, including the 2004 Protocol. This law is expected to be adopted by the Grand National Assembly of Turkey at the end of 2020.

Based upon the Regulation on Nuclear and Radiological Emergency Response Preparedness, issued in January 2000, and the National Disaster Response Plan, issued in January 2014, the National Radiation Emergency Plan (NREP) was prepared by the TENMAK (former regulatory body) in collaboration with the Disaster and Emergency Management Authority (AFAD). The preparation process was carried out transparently and the comments and input from the related stakeholders were taken into consideration. The NREP was ratified by the Presidency of the Republic of Turkey on 6 April 2019.

United Kingdom

Recent developments in the UK policy on nuclear energy

In June 2019, the United Kingdom became the first major economy to legislate for net-zero greenhouse gas emissions by 2050. The UK government believes that nuclear energy has an important role to play as the United Kingdom reconfirms its commitment and 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

The United Kingdom's 2050 legislative net-zero target was recommended by the Committee on Climate Change, the United Kingdom's independent climate advisory body. Net-zero means any emissions would be balanced by schemes to offset an equivalent amount of greenhouse gases from the atmosphere, such as planting trees or using technology like carbon capture and storage.

Future development of nuclear energy

Following the passing of net-zero legislation in Parliament in June 2019, the UK government continues to support the position that nuclear power is a low-carbon, affordable, secure, dependable and safe means of electricity generation, which can contribute to net-zero carbon targets and increase the diversity and security of energy supply. The UK government will publish an Energy White Paper in due course on its plan to achieve net-zero carbon targets by 2050. The United Kingdom has taken a series of facilitative actions to encourage nuclear new build.

Generic design assessment (GDA) is one of the facilitative actions set out in the Nuclear White Paper 2008 and is being undertaken by the Office for Nuclear Regulation (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 include meeting design safety requirements via the GDA process. The HPR1000 reactor design is currently going through the GDA process subject to regulatory approval.

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

New build power plants

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 EDF, CGN and the development vehicle, NNB Generation Company (HPC) Limited, to enable the investors to build two EPR reactors at Hinkley Point C (3.2 GW).

These contracts include directing the Low Carbon Contracts Company to offer a contract for difference for Hinkley Point C with a strike price of GBP 92.50 per megawatt hour. EDF has confirmed that construction remains on track to meet their target of commissioning the first unit in 2025.

Euratom withdrawal

On 31 January 2020, the United Kingdom left the European Union and the European Atomic Energy Community (Euratom). The United Kingdom has all the appropriate nuclear-specific measures in place to ensure co-operation and trade in the civil nuclear sector can continue. This sector continues to be of key strategic importance to the United Kingdom. The United Kingdom's withdrawal from Euratom has in no way diminished its nuclear ambitions and commitment to global nuclear security, safety and non-proliferation; as the United Kingdom remains firmly committed to bringing forward the country's first new nuclear power plant in a generation and to playing its full part in international nuclear collaboration.

Under the terms of the Withdrawal Agreement between the United Kingdom and the EU, the United Kingdom is currently in a transition period until 31 December 2020. Throughout this period, existing Euratom laws and regulations continue to apply in the United Kingdom, and all the necessary measures are in place to ensure that the civil nuclear sector can continue to operate at the end of the transition period. The Withdrawal Agreement also contains a clear separation of responsibilities between the United Kingdom and Euratom for civil nuclear that will come into force at the end of the Transition Period.

All legislation needed to establish a UK domestic nuclear safeguards regime is in place and the UK regulator, the ONR, is ready to regulate nuclear safeguards in the United Kingdom after the transition period. The new safeguards regime will be implemented under new international safeguards agreements, signed with the International Atomic Energy Agency (IAEA). The United Kingdom has also signed new bilateral Nuclear Cooperation Agreements (NCAs) with Australia, Canada and the United States, and confirmed the operability of the existing UK-Japan NCA to ensure that civil nuclear trade continues with those countries, as they are the four countries that require such an agreement. These agreements will come into force at the end of the transition period.

In the Political Declaration that was agreed with the EU in October 2019, both sides recognised that there should be a wide-ranging Nuclear Cooperation Agreement between Euratom and the United Kingdom. This is currently being negotiated as part of the future relationship talks with the EU and Euratom.

Nuclear sector deal

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

One of the key deliverables of the Nuclear Sector Deal is the National Decommissioning and Waste Management Pipeline. The Pipeline, which was published in 2019, provides the foundation to build innovative approaches to key challenges including technical problems, commercial frameworks and an integrated approach to waste management, which are crucial to delivering the commitment to reduce the cost of decommissioning.

The Nuclear Sector Deal seeks to address the 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.

Waste management policy

The UK government is committed to implementing geological disposal for the long-term, safe and secure management of higher activity radioactive waste. In December 2018, the UK government launched a new process to identify a suitable location for a geological disposal facility (GDF). This is focused on a consent-based approach, which requires a willing community to be a partner in the project's development. The Welsh government launched a similar process in January 2019. The search for a suitable location is taking place in England and Wales only.

In February 2020, the developer, Radioactive Waste Management Ltd (RWM – a subsidiary of the Nuclear Decommissioning Authority [NDA]) published site evaluation documents for England and Wales. The documents explain the relevant policy frameworks and how siting factors and considerations will be evaluated in order to determine whether identified areas and sites may be suitable to host a GDF. RWM is currently raising awareness of the siting process. No sites have yet been selected or are under consideration.

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.

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 (www.gov.scot/publications/higher-activity-waste-implementation-strategy).

Advanced reactors

The UK government is committed to tackling the global challenge of climate change and meeting its domestic net-zero carbon target. The government sees nuclear, including potentially small and advanced reactors, as having a role to play. Through innovation of small modular reactors (SMRs) and advanced modular reactors (AMRs), the advanced nuclear sector has the potential to create high-skilled jobs and export opportunities as well as to help meet the net-zero goal.

To help enable the development of both SMRs and AMRs, 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 is investing more than GBP 100 million of innovation and industrial strategy funding into advanced nuclear R&D, including a GBP 18 million industry match-funded award to the Low Cost Nuclear Consortium to design and develop a UK SMR; GBP 46 million allocated to advanced fuels research; up to GBP 20 million for an advanced manufacturing and materials competition to demonstrate the potential of modular manufacturing in nuclear; up to GBP 12 million to build regulatory capability to make future licensing decisions on SMRs and AMRs; and up to GBP 44 million for the AMR competition.

United States

Commercial power reactors

At the end of 2019, the United States had 96 operating nuclear power reactors with 98.1 GWe of generating capacity following the permanent shut down of Pilgrim (679 MWe) nuclear power plant on 31 May 2019, Three Mile Island unit 1 nuclear power plant (802.8 MWe) on 20 September 2019 and two reactor power uprates of 4 and 155 MWe during 2019.

As of the end of 2019, five reactors had announced plans to permanently shut down before 2026, primarily due to historically low electricity prices in deregulated markets and other economic pressures. In April 2020, the Indian Point unit 2 (1 016.1 MWe) plant permanently shut down, further reducing the US nuclear generating capacity to 97.0 GWe.

In 2019, the Ohio state legislature passed price support legislation that resulted in two nuclear power plants (Davis-Besse and Perry) reversing their announced plans to close. Similar state supported legislation is currently being considered in Pennsylvania, which has four remaining nuclear power plants (eight reactors, 8.99 GWe). State-level price support in the form of zero emissions credits (ZECs) has previously resulted in the reversal of 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 power plant and the neighbouring Seabrook nuclear power plant in New Hampshire to sell into Connecticut's clean energy electricity market. New Jersey also awarded zero-emission certifications to its two remaining nuclear power plants, Hope Creek and Salem.

As of March 2020, the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) had granted licence renewals for 88 of the currently operating commercial reactors with the remaining 8 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 currently has no applications under review. The NRC expects to receive three applications (Clinton and Comanche Peak units 1 and 2) before 2025. Of the eight reactors operating under their original licence, two (Diablo Canyon units 1 and 2) are scheduled to permanently close on their licence expiration dates, 2 November 2024 and 26 August 2025, respectively. The owners of the Perry nuclear power plant cancelled the licence renewal application in 2018 due to the planned permanent shutdown in May 2021. Although the planned shutdown decision was reversed, as of 15 June 2020, the owners of the plant have not submitted a request to the NRC to pursue a licence renewal. The Perry operating licence expires in 2026. Watts Bar units 1 and 2 have licences that expire in 2035 and 2055, respectively, and thus do not need to begin the licence renewal process at this time.

The NRC has issued four subsequent licence renewal applications – Turkey Point units 1 and 2 and Peach Bottom units 2 and 3 – that extend plant operating licences for an additional 20 years, or approximately 80 years in total. The subsequent licence application for Surry units 1 and 2 is currently under NRC review. The NRC expects to receive three additional applications for subsequent licence renewal by the end of 2021.

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

The NRC Phase 4 review of the NuScale small modular reactor (SMR) plan was completed on 12 December 2019. 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 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 Phase 5 NRC review (Advisory Committee on reactor Safeguards Review – ACSR) of Advanced Safety Evaluation Report (SER) with No Open Items for licensing and a Combined Operating Licence (COL) application is being prepared for the project.

The NRC approved the early-site permit (ESP) for the Tennessee Valley Authority's (TVA) Clinch River site in Tennessee for an SMR. This approval is the country's first ESP for an SMR. The ESP allows the TVA to begin planning on whether to build and operate a potential 800-MWe facility. The ESP is valid for 20 years.

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.

In January 2019, the President signed into law the Nuclear Energy Innovation and Modernization Act (NEIMA). The law revises the budget and fee structure of the NRC and requires the NRC to develop new processes for licensing nuclear reactors, including staged licensing of advanced nuclear reactors, requiring the NRC to establish performance metrics and milestones for licensing and other regulatory actions. NEIMA requires the commission to develop a regulatory framework for US innovators who seek to deploy advanced nuclear technologies. The bill also directs the NRC to establish a pilot project to provide uranium producers predictable fees for routine licensing matters.

In June 2020, the US International Development Finance Corporation (DFC) proposed a change to the agency's Environmental and Social Policy and Procedures (ESPP) that would enable the consideration of support for nuclear power projects and would align the definition of renewable energy with the United States Energy Information Administration's (EIA) definition. The proposed change would remove DFC's prohibition for the support of nuclear power projects.

Fuel cycle facilities

The Honeywell International, Inc. commercial conversion plant in Metropolis, Illinois, which is the only licensed 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 UF₆. On 25 March 2020, the NRC renewed the operating licence of the conversion plant in Metropolis, Illinois, for an additional 40 years. The new licence expires on 24 March 2060.

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 June 2020, 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 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. No laser-separation uranium enrichment plants are currently operating in the United States.

Three fuel fabrication plants processing low-enriched uranium (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. On 8 February 2019, at the company's request, the NRC terminated the authorisation to construct a mixed-oxide fuel fabrication facility in Aiken, South Carolina by CB&I AREVA MOX Services. The NRC construction authorisation was granted in 2005. 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 remains inactive.

Currently, nearly 100% of all US commercial spent nuclear fuel is being stored at operating or recently closed 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 currently 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. The report was issued in April 2020 and provided a strategy to revive and strengthen the US uranium mining industry and front-end fuel cycle; advance US nuclear energy research, development, and demonstration; and improve US leadership in exporting best-in-class nuclear energy technology that includes non-proliferation standards.

Uranium purchases and prices

Owners and operators of US civilian nuclear power reactors (civilian owner/operators, or COOs) purchased a total of 48 million pounds U_3O_8e (18 463 tU equivalent) of deliveries from US suppliers and foreign suppliers during 2019, at a weighted-average price of USD 35.59 per pound U_3O_8e (92.52 USD/kgU). The 2019 purchased amount was 20% higher than the 2018 total of 40 million pounds U_3O_8e (15 386 tU equivalent) and the 2019 weighted-average price was 8% lower than the 2018 weighted-average price of USD 38.81 per pound U_3O_8e (100.9 USD/kgU).

Nearly 9% of the U_3O_8e delivered in 2019 was US-origin uranium. Foreign-origin uranium accounted for the remaining 91% of deliveries at a weighted-average price of USD 36.28 per pound (94.32 USD/kgU). Canadian-origin and Australian-origin uranium together accounted for 39% of total uranium purchased by US COOs in 2019. Uranium originating in Kazakhstan, Russia and Uzbekistan accounted for 42%.

COOs purchased three material types of uranium for 2019 deliveries from 35 sellers, one less seller than in 2018. In 2019, delivered material types data was not publicly available to avoid disclosure of individual company data. However, in 2018, Uranium concentrate was 59% of the 40 million pounds U_3O_8e (15 386 tU equivalent) delivered in 2018. Enriched UF_6 was 21%, and Natural UF_6 was 20%. During 2019, 22% of the uranium delivered was purchased under spot contracts at a weighted-average price of USD 27.89 per pound (72.51 USD/kgU). The remaining 78% was purchased under long-term contracts at a weighted-average price of USD 37.73 per pound (98.09 USD/kgU).

Uranium contracts

In 2019, COOs signed 34 new purchase contracts with deliveries in 2019 of 8 million pounds U_3O_8e (3 077 tU equivalent) at a weighted-average price of USD 26.34 per pound (68.48 USD/kgU).

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 2019, the maximum uranium deliveries for 2020 through 2029 under existing purchase contracts for COOs totalled 181 million pounds U_3O_8e (69 623 tU equivalent). In addition, at the end of 2019, unfilled uranium market requirements for 2020 through 2029 totalled 207 million pounds U_3O_8e (79 624 tU equivalent). These contracted deliveries and unfilled market requirements combined represent the maximum anticipated market requirements of 388 million pounds U_3O_8e (149 246 tU equivalent) over the next 9 years for COOs.

Uranium feed, enrichment services, uranium loaded

In 2019, COOs delivered 38 million pounds U_3O_8e of natural uranium feed (14 617 tU equivalent) to US and foreign enrichers. US enrichment suppliers received 51% of the feed, and the remaining 49% was delivered to foreign enrichment suppliers. Thirteen million separative work units (SWU) were purchased under enrichment services contracts from 12 sellers in 2019, one less than in 2018. The average price paid by the COOs for the 13 million SWU was USD 109.54 per SWU in 2019, compared with the 2018 average price of USD 115.42 per SWU. In 2019, the US-origin SWU share was 40%, and the foreign-origin SWU accounted for the remaining 60%. Foreign-origin SWU included 23% from Russia, 10% from both the Netherlands and the United Kingdom, separately, and 9% from Germany.

Uranium in fuel assemblies loaded into US civilian nuclear power reactors during 2019 contained 43.2 million pounds U_3O_8e (16 617 tU equivalent), compared with 50.4 million pounds U_3O_8e (19 387 tU equivalent) loaded during 2018. During 2019, 9% of the uranium loaded during 2019 was US-origin uranium, and 91% 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 42.9 million pounds U_3O_8e (16 502 tU equivalent) in 2019, and the weighted-average price was USD 34.77 per pound U_3O_8e (90.39 USD/kgU). US suppliers and COOs also sold uranium to foreign suppliers. Together, foreign sales totalled 11.7 million pounds U_3O_8e (4 500 tU equivalent) in 2019, and the weighted-average price was USD 27.16 per pound U_3O_8e (70.61 USD/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 127.1 million pounds U_3O_8e (48 890 tU equivalent) at the end of 2019, down 3% from 130.5 million pounds (50 197 tU equivalent) at the end of 2018. Commercial uranium inventories owned at the end of 2019 by COOs totalled 112.8 million pounds U_3O_8e (43 389 tU equivalent), a 1% increase in inventories from the year-end 2018 level. Uranium inventories owned by US suppliers (converters, enrichers, fabricators, producers, brokers and traders) totalled 14.3 million pounds U_3O_8e (5 501 tU equivalent) at the end of 2019, down 26% from 2018 year-end levels.

Mining, production, shipments and sales

In 2019, five in situ leaching (ISL) plants and one underground mine produced 0.17 million pounds of U_3O_8 , (65 tU equivalent), or uranium concentrate, 76% less mining production and 89% less in all forms of production in 2018. The five in situ leaching (ISL) plants, all located in either Nebraska or Wyoming, are Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Smith Ranch-Highland Operation and Willow Creek Project. US uranium production in 2019 was less than 4% of the recent peak production of 4.692 million pounds of U_3O_8 , (1 805 tU equivalent) in 2006.

Total shipments of uranium concentrate from US mill and ISL plants were 0.19 million pounds U_3O_8 (73 tU equivalent).

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

At the end of 2019, 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 White Mesa Mill in Utah, which had a capacity of 2 000 short tons of material per day, was not producing uranium. In Wyoming, one heap leach plant was in the planning stages (Sheep Mountain).

At the end of 2019, three US uranium ISL plants were operating with a combined capacity of 9.5 million pounds U_3O_8 (3 654 tU equivalent) per year (Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project and the Smith Ranch-Highland Operation in Wyoming). Six ISL plants were on standby as of the end of 2019, and seven 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 265 full-time person-years (one-person year is equal to full-time employment for one person) in 2019, a decrease of 29% from the 2018 total. Exploration employment was 40 person-years, a 48% increase from the 2018 total. Mining employment was 48 person-years, a 56% decrease from 2018. Reclamation employment decreased 20% to 110 person-years from 2018 to 2019. Wyoming accounted for 55% of total employment in the US uranium production industry in 2019, up slightly from 53% of total employment in 2018.

Total expenditures for land, exploration, drilling, production and reclamation were USD 81 million in 2019, 26% less than in 2018. 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. In 2019, detailed expenditure data was not publicly available to avoid disclosure of individual company data.

Uranium reserve estimates

At the end of 2019, reported estimated uranium reserves were 31 million pounds U_3O_8 (11 924 tU equivalent) at a maximum forward cost of up to USD 30 per pound (77.99 USD/kgU equivalent). At up to USD 50 per pound (129.99 USD/kgU equivalent), reported estimated reserves were 206 million pounds U_3O_8 (79 239 tU equivalent). At up to USD 100 per pound, reported estimated reserves were 389 million pounds U_3O_8 (149 631 tU equivalent). These reserves are likely only a fraction of the total domestic uranium reserves. Inferred resources that were not reported due to a lack of cost estimates, or because the reserves were not located on actively-managed properties, were not included in the estimates.

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, 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

Principaux événements survenus dans le domaine de l'énergie nucléaire

Le 31 décembre 2019, dans le Land de Bade-Wurtemberg, la tranche 2 (équipée d'un réacteur à eau sous pression d'une puissance nette installée de 1.4 GW) de la centrale nucléaire de Philippsburg a été fermée, en accord avec la décision du gouvernement fédéral allemand de sortir progressivement du nucléaire d'ici à la fin de 2022.

Après la livraison, en décembre 2019, d'assemblages combustibles fabriqués en France, le réacteur de recherche exploité comme source de neutrons Forschungsreaktor München II (FRM II), implanté à Munich, a été redémarré en janvier 2020.

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

Pour de plus amples informations sur la restructuration organisationnelle intervenue dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs depuis 2016, veuillez vous référer à l'édition 2019 de cette publication. En 2019, l'Office fédéral chargé de la sûreté de la gestion des déchets nucléaires, anciennement appelé *Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit* (BfE) a été renommé le *Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung* (BASE).

Depuis cette restructuration, le BASE est 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 des centres de stockage. Sur le front de la sûreté nucléaire, le BASE 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 nukleare Sicherheit* – BMU).

La conduite de l'ensemble des opérations liées aux projets de stockage a été attribuée à la toute nouvelle Société fédérale pour le stockage des déchets radioactifs (*Bundesgesellschaft für Endlagerung* – BGE), une entreprise de droit privé détenue par l'État fédéral.

La Société fédérale d'entreposage (*Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH* – BGZ) a été créée en mars 2017 puis cédée à l'État fédéral allemand le 1^{er} août 2017. Elle exploite aujourd'hui les installations d'entreposage centralisé de Gorleben et d'Ahaus. Elle est également chargée de 11 des 12 installations d'entreposage de combustible usé présentes sur les sites des centrales (l'exception étant l'installation de Brunsbüttel, dont la procédure d'autorisation est toujours en cours). Depuis 2020, elle est aussi responsable des installations d'entreposage des déchets radioactifs faiblement exothermiques.

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 tous les coûts de la gestion des déchets, y compris les coûts de sélection d'un site de stockage des déchets de haute activité.

En vertu de la loi de 2016 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 financière 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 porte le nom de KENFO depuis 2019. Il 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.

Nouvelle loi sur la protection radiologique

La loi sur la protection radiologique (StrlSchG) et le décret sur la protection radiologique (StrlSchV) qui précise les modalités de mise en œuvre de la loi sont entrés en vigueur le 31 décembre 2018. Ils constituent ensemble le cadre législatif actuel de la protection radiologique en Allemagne (pour de plus amples informations, voir *Données sur l'énergie nucléaire 2019*). En transposant la directive européenne 2013/59/Euratom (qui fixe les normes de base relatives à la protection sanitaire), 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 d'urgence sont entrées en vigueur le 1^{er} octobre 2017.

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 1^{er} octobre 2017. Un décret fixant les seuils de dose auxquels déclencher les mesures d'intervention rapide en cas de situation d'urgence (*Notfall-Dosiswerte-Verordnung*) a pris effet le 31 décembre 2018.

Transparence

Parmi les mesures mises en œuvre pour améliorer la transparence des activités menées par les autorités de surveillance et de délivrance des autorisations dans le domaine nucléaire, on compte la mise en ligne, le 16 février 2018, d'un portail d'information commun au gouvernement fédéral et aux Länder, accessible à l'adresse www.nuklearesicherheit.de. Jusqu'alors, l'ancien ministère allemand de l'Environnement (BMUB) et les autorités des Länder chargées de la surveillance et des autorisations nucléaires n'utilisaient essentiellement leurs sites web que pour remplir leurs obligations d'information. Ce nouveau portail sur la sûreté nucléaire centralise les informations sur un même site web 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, il présente, parmi d'autres informations encore, 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 des autorisations dans le domaine nucléaire, ainsi que des informations de base sur les technologies nucléaires.

Recherche en sûreté nucléaire

En septembre 2018, les autorités fédérales ont adopté le 7^e 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. 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. À l'aide de ces mesures de financement, les autorités fédérales poursuivent les objectifs stratégiques complémentaires suivants :

Dans le domaine de la recherche en sûreté des réacteurs :

- veiller à la sûreté, sous les angles scientifique et technique, des réacteurs de puissance et de recherche allemands encore en activité, aussi bien pendant leur exploitation que pendant les opérations de démantèlement qui seront menées dans les années à venir ;
- conserver et renforcer l'expertise en sûreté afin d'évaluer et de faire progresser les conceptions de centrales nucléaires à l'étranger, y compris les nouveaux concepts de réacteurs actuellement étudiés à l'échelle internationale, qui reposent sur un cadre de sûreté différent de celui des centrales exploitées en Allemagne ;
- appliquer les méthodes et outils de la recherche en sûreté des réacteurs à l'étude de certaines 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 des déchets radioactifs, par exemple), et à l'examen de stratégies alternatives de gestion des déchets ainsi que des stratégies employées dans d'autres pays.

Dans le domaine de la recherche appliquée à la gestion et au stockage des déchets :

- poser les bases scientifiques et techniques de la réalisation d'un centre de stockage, en particulier pour les déchets radioactifs exothermiques ;
- renforcer et étendre le socle de connaissances étayant la prise de décision, en étudiant des stratégies alternatives de gestion des déchets ainsi que les solutions retenues à l'étranger ;
- mettre au point les méthodes et techniques nécessaires aux opérations à mener spécifiquement avant le 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, la construction, l'exploitation et la fermeture 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.

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. 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 : 1^{er} octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1^{er} février 2023 ;
- Doel 1 : 15 février 2025 ;
- Doel 4 : 1^{er} juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1^{er} septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1^{er} octobre 2025 ;
- Doel 2 : 1^{er} 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 R-D 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 ⁹⁹Mo à partir de ¹⁰⁰Mo 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 nucléaire, le Canada est actif à toutes les étapes du cycle du combustible. L'énergie nucléaire est une composante importante de son parc électrique et continuera de jouer un rôle majeur dans la réalisation de deux objectifs qu'il s'est fixé : réduire de 30 % d'ici à 2030 ses émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux niveaux de 2005, et réduire à zéro ses émissions nettes à l'horizon 2050. En 2019, elle a fourni 15 % de l'électricité totale produite dans le pays, ce pourcentage avoisinant 60 % en Ontario et 33 % au Nouveau-Brunswick.

Petits réacteurs modulaires (SMR)

Feuille de route et plan d'action du Canada relatifs aux petits réacteurs modulaires

Depuis la parution du rapport intitulé « Appel à l'action : Feuille de route des petits réacteurs modulaires » en novembre 2018, Ressources naturelles Canada continue de réunir les parties prenantes dans différents cadres pour poursuivre le dialogue et mettre à profit l'élan créé par la publication de la feuille de route. Les autorités fédérales et d'autres partenaires porteurs essentiels ont accentué leurs efforts dans des domaines prioritaires, notamment la recherche-développement (R-D) sur les SMR et l'examen des partenariats commerciaux possibles en vue d'un éventuel déploiement de ces modèles de réacteurs à la fin des années 2020. En décembre 2019, les provinces de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan ont signé un protocole d'accord pour collaborer dans le domaine des SMR. Ce protocole instaure une relation de collaboration entre les provinces en enjoignant les ministères de l'énergie et les producteurs d'électricité à développer ensemble l'argumentaire économique et un plan stratégique de déploiement des SMR.

Par la suite, en février 2020, le ministre canadien des Ressources naturelles a annoncé que le gouvernement fédéral et des partenaires de tout le pays lanceraient le Plan d'action canadien pour les petits réacteurs modulaires à l'automne 2020, l'ambition étant de faire du pays un leader du nouveau marché mondial des SMR, dont on s'attend à ce qu'il pèse entre 150 et 300 milliards CAD par an à l'horizon 2040. Le plan d'action canadien pour les petits réacteurs modulaires donnera lieu à des rapports sur les actions menées par les autorités et leurs partenaires, et permettra de poser les jalons de la prochaine séquence d'innovation nucléaire 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. Plusieurs concepts de SMR sont actuellement à l'étude. L'un des fournisseurs s'est rapproché de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour entamer la procédure de demande d'autorisation d'implantation d'un réacteur. Les électriciens de tout le pays continuent d'échanger avec les fournisseurs de SMR dans la perspective d'une prochaine implantation d'un SMR de démonstration au Canada.

Activités réglementaires

La CCSN continue de tout mettre en œuvre pour être prête à réglementer les SMR au Canada. Elle a été approchée par plusieurs fournisseurs de SMR, qui lui ont demandé un examen préliminaire facultatif en amont de la procédure d'autorisation, appelé « examen de la conception du fournisseur » (ECF). Cet examen, qui a lieu à la demande d'un fournisseur et à ses frais, vise à évaluer sa compréhension des exigences de la réglementation canadienne et l'acceptabilité de la conception de réacteur qu'il propose. En juin 2020, 12 modèles de SMR faisaient l'objet d'un tel examen.

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. Quelque 26 milliards CAD au total sont actuellement investis par Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power dans ce qui est aujourd'hui le plus gros projet d'infrastructure du pays : la réfection des quatre réacteurs de la centrale de Darlington, détenue et exploitée par OPG, et des six réacteurs de la centrale de Bruce, exploitée par Bruce Power. Les travaux, prévus sur la période 2016-2031, permettront aux tranches modernisées d'alimenter le réseau pendant 25 à 30 années supplémentaires.

Le calendrier prévoit la réfection successive des réacteurs sur chacun des sites. À Darlington, le programme a démarré en 2016 avec la réfection de la tranche 2, qui s'est achevée en juin 2020.

Réfection de la centrale de Darlington

La centrale de Darlington se prépare maintenant à moderniser sa troisième tranche. Ce chantier de réfection devait démarrer au printemps 2020, mais la pandémie de COVID-19 a reporté ce démarrage à l'automne 2020. Jusqu'à la date de début des travaux, le réacteur restera en exploitation. Les révisions de calendrier n'ont pas eu d'incidence sur les échéances globales du projet : il est toujours prévu que la réfection des quatre tranches de Darlington s'achève en 2026.

Réfection de la centrale de Bruce

À la centrale de Bruce, le réacteur 6 a été mis à l'arrêt au début de 2020, puis déchargé. Le projet de réfection est pour l'heure interrompu, du fait de la pandémie de COVID-19, mais une relance prochaine du chantier est à l'étude. La réfection des six tranches de la centrale de Bruce devrait durer jusqu'en 2033, et prolonger la durée d'exploitation des réacteurs jusqu'en 2064.

Exploitation de la centrale de Pickering

La centrale de Pickering, qui devait initialement fermer en 2020, continuera d'alimenter le réseau jusqu'en 2024. En janvier 2020, le gouvernement de l'Ontario a annoncé son intention de prolonger encore son fonctionnement au-delà de cette date, jusqu'en 2025. La CCSN n'a pas encore approuvé une telle prolongation. Toutefois, aux termes du plan énergétique à long terme de l'Ontario, l'énergie nucléaire doit rester la principale source d'électricité de la province.

Uranium

En 2019, la production canadienne d'uranium s'est élevée à 6 944 tonnes (t d'U), soit un recul de 0,7 % par rapport aux 6 996 t d'U de l'année précédente. De ce fait, la part du Canada dans la production mondiale d'uranium s'est maintenue à environ 13 %. Depuis 1996, le pays extrait la totalité de sa production de mines situées dans le nord de la Saskatchewan.

La mine de Cigar Lake, exploitée par Cameco Corporation, a fourni un total de 6 938 t d'U en 2019, ce qui en fait la première au monde. Tout le minerai qui en est extrait 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. En raison de la faiblesse des cours de l'uranium, les activités sont à l'arrêt sur ces deux sites depuis janvier 2018, après que seulement 61 t d'U ont été produites cette année-là. En 2019, 6 t d'U supplémentaires ont été produites dans le cadre d'activités d'entretien et de maintenance. Avant 2017, ces deux sites occupaient la première place mondiale en termes de production annuelle d'uranium. Leur exploitation devrait reprendre quand les prix de l'uranium seront repartis à la hausse.

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 1^{er} 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, dans l'attente de son entreposage sous surveillance, après quoi, selon les prévisions actuelles, son démantèlement devrait débuter en 2028. Les LNC poursuivent par ailleurs le démantèlement des laboratoires de Whiteshell, à Pinawa (Manitoba). Ils 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). Ces deux projets font actuellement l'objet d'une procédure d'évaluation environnementale en application de la *loi canadienne de 2012 sur l'évaluation environnementale*. Dans ce cadre, les ébauches des documents d'évaluation des incidences environnementales ont été mises en consultation publique. Après quoi, les LNC ont soumis à la CCSN des versions révisées des documents, tenant compte des retours d'information reçus. Quand les documents et l'examen réglementaire auront été finalisés, chaque projet devra être examiné en audience publique tenue par la CCSN avant de pouvoir se poursuivre.

En mai 2018, le Saskatchewan Research Council (SRC) a introduit auprès de la CCSN une première demande en vue du démantèlement de son réacteur SLOWPOKE-2, en exploitation à Saskatoon depuis 1981. Le démantèlement a débuté en mars 2020.

Déchets de combustible nucléaire

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

La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) – créée en 2002 par les producteurs électronucléaires canadiens en application de la *loi sur les déchets de combustible nucléaire* – est responsable de la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire du pays. En 2007, les pouvoirs publics ont 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. Le rôle de la SGDN dans la mise en œuvre, au nom des propriétaires de déchets, d'une solution à long terme de gestion des déchets nucléaires est en accord avec l'actuelle *Politique-cadre en matière de déchets radioactifs* du pays qui, fondée sur le principe du « pollueur-payeur », dispose que les propriétaires de déchets sont responsables de la planification de la gestion de leurs déchets radioactifs.

En 2010, la SGDN a lancé un processus volontaire de sélection de site pour identifier un site adapté et une collectivité désireuse d'accueillir le DGP. À cette époque, 22 municipalités et communautés autochtones ont exprimé un intérêt à en apprendre davantage sur le projet et à examiner la possibilité d'une participation. En janvier 2020, deux collectivités participaient encore à ce processus de sélection de site lancé par la SGDN.

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 trois collectivités encore en lice pour la création d'un dépôt. Deux autres forages y ont été réalisés en 2019 pour confirmer les caractéristiques géologiques du site envisagé. Des études complémentaires seront encore menées en 2020.

Les étapes suivantes consisteront entre autres à travailler avec les municipalités et les collectivités autochtones à la réalisation d'évaluations techniques des sites et d'études sociales de plus en plus détaillées. Ce travail permettra d'évaluer plus avant la sûreté, de poursuivre les échanges constructifs concernant les partenariats, et d'examiner de quelle façon le projet peut être mis en œuvre de manière à améliorer le bien-être des municipalités et communautés autochtones de chaque région. Pour l'heure, il est toujours prévu que la SGDN identifie un unique site privilégié d'ici 2023.

Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire

La *loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire* (LRIN) du Canada établit un régime de responsabilité et d'indemnisation en matière nucléaire dans le cas improbable où un accident nucléaire aurait lieu et causerait des dommages. Cette nouvelle loi, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, remplace la *loi sur la responsabilité nucléaire* (LRN), votée au début des années 1970.

Aux termes de la LRIN, le montant de la responsabilité civile de l'exploitant d'une centrale nucléaire pour les dommages causés par un accident qui surviendrait dans ladite centrale est fixé à 1 milliard CAD. Cette nouvelle limite de 1 milliard CAD est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Gestion des déchets radioactifs

Stockage en formation géologique des déchets de faible et moyenne activité (FMA)

Ontario Power Generation a proposé d'implanter un DGP sur le site nucléaire de Bruce, à Kincardine. Ce centre serait destiné à ses déchets de faible et moyenne activité produits par les centrales de Bruce, Pickering et Darlington.

Le 21 août 2017, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé à OPG d'actualiser son analyse des effets cumulatifs potentiels du projet de stockage sur l'héritage culturel de la nation Saugeen Ojibway (NSO), en fournissant notamment une description des effets possibles du projet sur le lien spirituel et culturel de la nation avec le territoire. Dans sa lettre, la ministre indique également que l'analyse doit faire fond sur les résultats du processus de consultation communautaire de la NSO.

Le 31 janvier 2020, la NSO a voté contre le projet. Respectueux de la décision de la communauté, OPG a lancé la procédure d'annulation officielle de son projet. L'électricien prévoit par la suite d'examiner d'autres options et de dialoguer avec les principales parties prenantes afin de mettre au point un autre processus de sélection de site.

Stockage en subsurface des déchets de faible activité (FA)

Les LNC ont proposé la construction d'une installation de stockage en subsurface sur le site des Laboratoires de Chalk River (LCR) pour les grandes quantités de déchets radioactifs de faible activité produits par les activités passées, présentes et futures des LCR et d'autres sites d'Énergie atomique du Canada limitée (EACL).

Cette proposition fait actuellement l'objet d'une évaluation environnementale conduite en application de la *loi canadienne de 2012 sur l'évaluation environnementale*. Dans ce cadre, les LNC ont préparé en mars 2017 un énoncé des incidences environnementales (EIE) ouvert aux commentaires du public puis, en décembre 2019, un EIE révisé à l'intention de la CCSN, dans lequel ils répondent aux commentaires reçus. La CCSN tiendra une audience publique sur l'évaluation environnementale avant de prendre sa décision sur les suites à donner au projet.

Mission du Service intégré d'examen de la réglementation (IRRS) de l'Agence internationale de l'énergie atomique

En septembre 2019, l'AIEA a conduit une mission IRRS au Canada. Elle conclut que le Canada est doté d'un cadre complet de sûreté nucléaire et radiologique, et note six bonnes pratiques que les autres pays pourraient envisager. Elle recommande également que les autorités renforcent la politique existante et établissent une stratégie pour mettre en œuvre les principes énoncés dans la Politique-cadre en matière de déchets radioactifs du Canada.

Le Canada réexaminera sa politique actuelle concernant les déchets radioactifs et déterminera comment l'améliorer pour donner suite aux principes énoncés dans la Politique-cadre en matière de déchets radioactifs, et comment établir une stratégie connexe.

Collaboration internationale

Accords bilatéraux

Le gouvernement du Canada facilite la collaboration internationale en appliquant trois mécanismes : accords de coopération nucléaire (ACN), protocoles d'accord, et plans d'action. Il est actuellement partie à 30 ACN, couvrant 48 pays, dont des membres de la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom). Placés sous la responsabilité d'Affaires mondiales Canada, ces ACN sont une exigence essentielle de la politique nationale de non-prolifération nucléaire. Les ACN établissent le cadre juridique de la collaboration du Canada au-delà de ses frontières ; ils exigent les plus hauts niveaux de sûreté, de sécurité, de garanties et de non-prolifération.

À l'entrée en vigueur d'un ACN, le Canada a pour bonne pratique d'élaborer un protocole d'accord, juridiquement non contraignant, pour établir un dialogue structuré et axer la coopération sur des domaines présentant un intérêt commun et des avantages mutuels (le tout dans les limites juridiques de l'ACN). Le protocole d'accord est suivi d'un plan d'action destiné à cadrer les activités qui seront menées. Le Canada a déjà mis en place des protocoles d'accord de ce type ; il a également établi des plans d'action avec six pays, et en négocie actuellement plusieurs autres.

Le gouvernement du Canada, sans pour autant conclure de nouvel accord bilatéral en 2019, a tenu de nombreuses réunions bilatérales afin de favoriser ses relations avec les autres pays, et de promouvoir ses intérêts commerciaux, par exemple en signant un plan d'action avec le Royaume-Uni en mars 2020.

En juin 2019, il a accueilli une délégation de l'Inde pour la sixième réunion du Comité mixte entre le Canada et l'Inde : ces échanges fructueux ont permis d'éclairer les possibilités de collaboration future entre les deux pays. Enfin, en juillet 2019, il a également accueilli une délégation commerciale de l'Argentine, et tenu dans ce cadre diverses réunions avec des représentants clés de l'industrie.

Engagement multilatéral

Le Canada est un membre actif de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN), de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), du Forum des régulateurs de petits réacteurs modulaires, du Forum international Génération IV (GIF), du Cadre international de coopération sur l'énergie nucléaire (IFNEC), et du Groupe des fournisseurs nucléaires (NSG).

En 2018, en collaboration avec les États-Unis et le Japon, et sous l'égide de la Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM), le Canada a conduit l'initiative « Innovation nucléaire : un futur d'énergie propre » (NICE Future), un projet de collaboration internationale conçu pour donner toute leur place aux technologies nucléaires innovantes dans la réalisation des objectifs liés au changement climatique. Cette initiative vise à élargir l'utilisation des technologies nucléaires en sensibilisant davantage les pays membres de la CEM aux rôles actuels et futurs qu'une énergie nucléaire propre et fiable peut jouer dans le déploiement de systèmes énergétiques propres. Les autres membres incluent l'Argentine, les Émirats arabes unis, la Jordanie, le Kenya, la Pologne, la Roumanie, le Royaume-Uni et la Russie.

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

Le Canada a accueilli la 10^e Réunion ministérielle sur les énergies propres (CEM10) à Vancouver en mai 2019. Pour la première fois, l'énergie nucléaire et l'initiative NICE Future constituaient un thème à part entière, au cœur de nombreuses délibérations de la CEM10, tables rondes et autres manifestations en marge de la ministérielle. Depuis déjà 10 ans, pour ses 25 pays membres ainsi que l'UE, la CEM est un forum international de haut niveau dont la mission est de promouvoir les politiques et programmes à même de faire progresser les énergies propres, de favoriser le partage des enseignements et des pratiques exemplaires, et d'encourager la transition vers une économie mondiale axée sur les énergies propres. La dixième édition, à Vancouver, a réuni quelque 2 500 participants, parmi lesquels les représentants de 14 sociétés de développement de petits réacteurs modulaires, quatre laboratoires nucléaires nationaux, quatre organisations internationales, 15 organisations de la société civile actives dans le domaine nucléaire, dont des organisations non gouvernementales (ONG), des syndicats, des organisations de la jeunesse ou de promotion des femmes, et des universités.

La CEM10 a mis à l'honneur deux publications importantes consacrées au nucléaire. Premièrement, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) l'avait choisie pour le lancement de *Nuclear Power in a Clean Energy System*, son premier rapport consacré au nucléaire depuis vingt ans, avec, en exergue, l'importance des investissements dans la modernisation des installations nucléaires existantes et dans la construction de nouvelles pour la réalisation des objectifs climatiques. Deuxièmement, la CEM10 était aussi l'occasion d'annoncer la parution de la publication *Breakthroughs* de l'initiative NICE Future, qui présente divers exemples du rôle que l'innovation nucléaire peut jouer pour soutenir les objectifs liés au changement climatique et aux énergies propres.

Enfin, les ONG environnementales ClearPath, Energy for Humanity et Energy Options Network ont annoncé le lancement de la campagne *Flexible Nuclear* dans le cadre de l'initiative NICE Future. Cette campagne, qui doit être codirigée par le Canada, les États-Unis et le Royaume-Uni, vise à inciter les pouvoirs publics, la société civile, les établissements de recherche et le secteur privé à étudier plus avant, et à faire connaître, les développements possibles de systèmes nucléaires avancés innovants conçus pour fonctionner de façon flexible, en tandem avec les énergies renouvelables.

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. Entré dans sa 18^e année, et comptant 13 pays membres ainsi que l'UE, le GIF est une entreprise internationale de coopération dont le but est de mener à bien les activités de R-D nécessaires pour établir la faisabilité et les performances des systèmes nucléaires de la prochaine génération.

En mai 2019, en marge de la dixième Réunion ministérielle sur les énergies propres, le Canada a accueilli 100 représentants de 13 pays et de l'UE pour quatre journées de réunions du GIF sur l'innovation nucléaire et une journée de visite des sites de General Fusion et de TRIUMF à Vancouver (Colombie-

Britannique). En sa qualité d'hôte de l'événement, le Canada a aussi organisé un atelier spécial d'une journée, auquel ont participé environ 75 concepteurs et parties prenantes du secteur privé des petits réacteurs modulaires. L'objectif était de contribuer à l'élaboration du futur programme de travail du GIF, pour s'assurer notamment qu'il comprendra des activités pratiques à même de permettre aux acteurs privés de déployer des SMR avancés.

Corée

Transition énergétique et politique nucléaire

La politique nucléaire de la Corée est établie par le ministère des Sciences et des Technologies de l'information et de la communication (MSIT), le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie (MOTIE) et l'autorité coréenne de radioprotection et de sûreté nucléaire (*Nuclear Safety Security Commission* – NSSC). Chacune de ces instances participe à la mise en œuvre des projets de R-D, la promotion de l'industrie nucléaire et la réglementation de la sûreté, et publie en outre, à intervalles réguliers, des orientations stratégiques nationales en conformité avec la législation en vigueur. Les textes récemment publiés sont la Stratégie de développement des technologies nucléaires du futur (MSIT, 2017), le troisième Schéma directeur pour l'énergie (MOTIE, 2019) et le deuxième Plan global pour la sûreté et la sécurité nucléaires (NSSC, 2016).

Aux termes de ces plans nationaux, les principaux axes de la R-D nucléaire sont le renforcement de la sûreté, le démantèlement et la protection contre les rayonnements, et la promotion de l'utilisation des radioisotopes. Ces plans nationaux sont étayés par des stratégies détaillées de mise en œuvre. En particulier, le MSIT a élaboré en 2018 une stratégie détaillée pour renforcer les capacités du pays en matière de technologies de sûreté. Cette stratégie énonce les thématiques de R-D et les mesures destinées à soutenir la sûreté de l'exploitation des réacteurs en service et de la gestion du combustible usé. En complément, la stratégie de 2019 pour la production du futur secteur des rayonnements vise à promouvoir une utilisation active des technologies des rayonnements.

Enfin, la toute dernière stratégie de mise en œuvre a pour objectif d'assurer la disponibilité des futures technologies nucléaires de pointe. Trois volets spécifiques ont été proposés pour donner au pays les moyens de devenir un acteur majeur du futur marché de l'énergie nucléaire : 1) des systèmes nucléaires innovants ; 2) l'innovation au service de la sûreté nucléaire et de la protection de l'environnement ; 3) des infrastructures de recherche innovantes.

État des centrales nucléaires

La Corée exploite actuellement 24 réacteurs d'une puissance installée cumulée de 23.3 gigawatts électriques (GWe). Quatre réacteurs de puissance sont en construction. Le premier raccordement au réseau, qui devrait intervenir en octobre 2020, sera celui de la tranche 1 de Shin-Hanul. 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 plan final de démantèlement d'ici la fin de 2020.

Sûreté et réglementation nucléaires

Après l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, la NSSC a révisé la loi sur la sûreté nucléaire en juin 2015, pour inscrire en droit national des règles claires sur la gestion des accidents et, en particulier, les accidents graves. Cette révision a consisté notamment à élargir le périmètre de la gestion des accidents pour y inclure les accidents graves en plus des accidents de référence, et à imposer au titulaire de l'autorisation, c'est-à-dire Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), l'obligation de soumettre des programmes de gestion des accidents pour toutes les centrales en service ainsi que pour toutes les nouvelles centrales parallèlement à la demande d'autorisation d'exploitation. De ce fait, en juin 2019, la NSSC a reçu de KHNP les programmes de gestion des accidents applicables à 28 réacteurs nucléaires. Elle a conduit un premier examen de ces programmes pour vérifier que les documents sont conformes aux dispositions de la loi

sur la sûreté nucléaire. Cette première étape s'est achevée en décembre 2019. La NSSC doit maintenant examiner le contenu des programmes de gestion des accidents. Elle a indiqué avoir pour projet d'établir un cadre de gestion des accidents, sur la base d'une vérification approfondie des programmes, qui viserait à prévoir tous les types possibles d'accidents.

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 2019, 23 324 fûts (de 200 litres chacun) avaient été acceptés, et 17 498 d'entre eux avaient déjà été stockés.

Le plan général de 2016 sur la gestion des déchets de haute activité est, lui, en cours de réexamen. Les autorités coréennes ont entrepris de recueillir les avis du public et des collectivités locales voisines des centrales nucléaires pour le réviser sur la base du consensus public qui se dégagera.

Espagne

Politique de l'Espagne

Le programme nucléaire actuel de l'Espagne est fondé sur le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat qu'elle s'est fixé pour la période 2021-2030. En février 2019, les autorités ont publié et communiqué à la Commission européenne une première version de ce plan intégré. Une nouvelle version, également transmise à la Commission européenne en mars 2020, a été mise en consultation publique dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale stratégique. Cet instrument de planification stratégique permet à l'Espagne d'intégrer ses politiques énergétique et climatique et d'indiquer quelle sera sa contribution à la réalisation des objectifs fixés dans ces domaines à l'échelle de l'Union européenne. Il renseigne aussi sur l'évolution que devrait suivre la part du nucléaire dans le portefeuille énergétique du pays, ainsi que sur la mise à l'arrêt, ordonnée et progressive, des réacteurs espagnols entre 2027 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 qui planifie la mise à l'arrêt des réacteurs de sorte que celle-ci se déroule dans de bonnes conditions.

Le calendrier ainsi établi a également été pris en compte dans le premier projet de nouveau Plan général de gestion des déchets radioactifs, qui devrait être approuvé par le gouvernement. Lancée en mars 2020, la procédure d'adoption de ce 7^e Plan général de gestion des déchets radioactifs devrait elle aussi inclure une évaluation environnementale stratégique. Ce 7^e plan remplacera le 6^e, qui était en vigueur depuis juin 2006.

Parc nucléaire et production d'électricité

À l'heure actuelle, l'Espagne dispose de cinq centrales nucléaires, pour un total de sept réacteurs 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 2019, le parc électronucléaire espagnol totalisait 7.1 gigawatts électriques (GWe), soit 6.85 % de la puissance installée nette du pays. Il a fourni cette année-là 55 856 gigawattheures (GWh) nets, ce qui correspond à 21.4 % de la production totale d'électricité. Il affiche de bonnes performances générales, avec un taux de disponibilité en temps de 91.79 % et un taux d'indisponibilité non programmée de 1.7 %.

Amont du cycle du combustible

En 2019, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a produit 615 assemblages combustibles contenant 265.1 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 49 % de cette production, soit 263 assemblages contenant 131.2 t d'U, ont été exportés vers l'Allemagne, la Belgique, la Finlande, la France et la Suède. L'Espagne a acheté des concentrés d'uranium à la Fédération de Russie (36.3 %), à l'Ouzbékistan (23.1 %), au Niger (18.4 %), au Canada (11.4 %), à la Namibie (6.1 %), au Kazakhstan (3.4 %) et à l'Australie (1.3 %).

Aval du cycle du combustible

La stratégie espagnole de gestion du combustible usé et des déchets de haute activité (HA) prévoit l'autorisation d'exploitation et la construction d'un centre de stockage en formation géologique de ces déchets à l'horizon 2073. Dans l'intervalle, il est prévu d'autoriser et de construire une installation d'entreposage centralisé. 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, les autorités ont décidé de suspendre la procédure d'autorisation, le temps que soit analysée plus avant la situation et que soit établi un programme plus précis et adapté.

En mars 2020, le ministère de la Transition écologique et de l'Enjeu démographique a rendu public, pour en lancer la procédure d'approbation, un projet de mise à jour du Plan général de gestion des déchets radioactifs. Ce projet prévoit, comme stratégie de base, la création de l'installation d'entreposage centralisé du combustible usé et des déchets HA, sur un site qu'il revient à l'État de sélectionner. Il contient également le calendrier convenu de mise à l'arrêt des tranches nucléaires.

Les installations d'entreposage du combustible usé implantées sur les sites des centrales de Trillo, de José Cabrera (en cours de démantèlement) et d'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. Une autre encore est en préparation sur le site de la centrale de Confrontes : la procédure d'autorisation et de construction suit son cours. L'autorisation applicable à l'installation de Santa María de Garoña devrait être réexaminée, dans la perspective d'augmenter la capacité prévue et de pouvoir ainsi entreposer l'intégralité du combustible usé de la centrale.

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 2019. Au 31 décembre 2019, 34 471 m³ de déchets radioactifs y étaient stockés, soit l'équivalent de 79 % de la capacité totale autorisée.

L'installation 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 déjà été autorisées ; avec ces quatre cellules, on atteindrait la capacité autorisée de 130 000 m³. Au 31 décembre 2019, 17 383 m³ y avaient été stockés, soit 12 % de la capacité totale autorisée.

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. Toutes les installations et activités nucléaires réglementées ont été passées en revue par la mission, qui a également examiné le cadre national et le programme adoptés par le pays pour gérer son combustible usé et ses déchets nucléaires de toutes catégories. L'Espagne élabore actuellement un programme de mise en œuvre des recommandations de la mission ARTEMIS.

États-Unis

Réacteurs de puissance

À la fin de 2019, les États-Unis exploitaient 96 réacteurs de puissance totalisant 98.1 gigawatts électriques (GWe) – un chiffre qui tient compte de la fermeture définitive de la centrale de Pilgrim (679 MWe) le 31 mai 2019, de la fermeture définitive de la tranche 1 de Three Mile Island (802.8 MWe) le 20 septembre 2019, et de deux augmentations de puissance de 4 et 155 MWe au cours de l'année.

Toujours à la fin de 2019, cinq 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 avril 2020, la tranche 2 de la centrale d'Indian Point (1 016.1 MWe) a elle aussi mis un terme à sa production, la puissance nucléaire installée totale du pays a été ramenée à 97.0 GWe.

En 2019, l'État de l'Ohio a voté une loi de soutien des prix, à la suite de quoi ses deux centrales nucléaires (Davis-Besse et Perry) ont annoncé qu'elles annulaient leur projet de fermeture. L'État de Pennsylvanie, encore doté de quatre centrales nucléaires (huit réacteurs totalisant 8.99 GWe), envisage lui aussi de prendre de telles mesures de soutien. Dans les États de New York et de l'Illinois, la prise de mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions a déjà permis de revenir sur les décisions d'arrêter définitivement certains réacteurs. De son côté, le Connecticut a voté une loi pour ajouter l'énergie nucléaire à la liste des sources d'électricité zéro carbone, donnant ainsi à sa centrale de Millstone ainsi qu'à la centrale voisine de Seabrook, dans le New Hampshire, la possibilité de vendre leur production sur le marché de l'électricité propre du Connecticut. Enfin, le New Jersey a accordé une certification zéro émissions à ses deux dernières centrales nucléaires, Hope Creek et Salem.

En mars 2020, l'autorité américaine de sûreté nucléaire (*Nuclear Regulatory Commission* – NRC) avait, au total, renouvelé l'autorisation d'exploitation de 88 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 n'examine actuellement aucune autre demande de renouvellement ; mais elle devrait en recevoir trois de plus (centrale de Clinton, et tranches 1 et 2 de Comanche Peak) avant 2025. Sur les huit réacteurs encore en exploitation aux termes de l'autorisation reçue à leur mise en service, deux (tranches 1 et 2 de Diablo Canyon) devraient être mises à l'arrêt définitif à l'expiration de leur autorisation, c'est-à-dire le 2 novembre 2024 et le 26 août 2025, respectivement. Les propriétaires de la centrale de Perry avaient annulé leur demande de renouvellement en 2018 après avoir décidé de mettre l'installation à l'arrêt définitif en mai 2021. Ils sont revenus sur cette décision depuis. Pourtant, au 15 juin 2020, ils n'avaient toujours pas soumis à la NRC de demande de renouvellement de leur autorisation d'exploitation, laquelle arrivera à expiration en 2026. Les autorisations d'exploitation des tranches 1 et 2 de la centrale de Watts Bar sont valides jusqu'en 2035 et 2055 respectivement : leur renouvellement n'est donc pas encore à l'ordre du jour.

La NRC a répondu favorablement à quatre demandes de second renouvellement : les tranches 1 et 2 de Turkey Point et les tranches 2 et 3 de Peach Bottom voient ainsi leur durée d'exploitation prorogée de 20 ans, ce qui porte à environ 80 ans leur durée totale de vie prévue. Les demande de second renouvellement relatives aux tranches 1 et 2 de la centrale de Surry sont encore en cours d'examen. La NRC devrait recevoir trois nouvelles demandes de second renouvellement d'ici la fin de 2021.

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.

Le 12 décembre 2019, la NRC a achevé la phase 4 de l'examen du projet de petit réacteur modulaire NuScale. Le ministère de l'Énergie (DOE) soutient 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). L'examen de la conception NuScale par la NRC est entré dans sa cinquième phase, qui consiste en l'étude, par l'Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS), du rapport d'évaluation de sûreté sans questions en suspens (« ACRS

Review of Advanced SER with No Open Items »). NuScale prépare une demande d'autorisation combinée de construction et d'exploitation.

La NRC a approuvé la demande d'autorisation préalable d'implantation d'un petit réacteur modulaire sur le site de Clinch River, dans le Tennessee, que lui avait présentée la Tennessee Valley Authority (TVA). Cette autorisation est la première octroyée à un petit réacteur modulaire dans le pays. Valable pendant 20 ans, elle donne à la TVA le droit de commencer à planifier la construction et l'exploitation d'un groupe de production de 800 MWe.

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 les petits réacteurs modulaires, dans la limite des six premiers gigawatts électriques de puissance installée.

En janvier 2019, le Président a promulgué la loi sur l'innovation et la modernisation dans le domaine nucléaire (*Nuclear Energy Innovation and Modernization Act – NEIMA*). Cette loi révisé le budget de la NRC et le calcul des redevances qu'elle perçoit. Elle impose à la NRC d'élaborer de nouveaux processus d'autorisation des réacteurs nucléaires, avec notamment des procédures d'autorisation en plusieurs étapes pour les réacteurs avancés, ainsi que des indicateurs de performance et des jalons, pour les procédures d'autorisation comme pour les autres actions de réglementation. Elle lui demande d'instaurer un cadre réglementaire à l'intention des innovateurs américains qui cherchent à déployer des technologies nucléaires avancées. Enfin, elle l'enjoint de lancer un projet pilote pour pouvoir fournir aux producteurs d'uranium des montants prévisibles des redevances applicables aux activités d'autorisation de routine.

En juin 2020, la Société américaine de financement du développement international (*US International Development Finance Corporation – DFC*) a proposé de modifier ses règles et procédures environnementales et sociales pour se donner la possibilité de soutenir des projets électronucléaires et pour aligner sa définition des énergies renouvelables sur celle de l'Agence d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration – EIA*) des États-Unis. Si cette modification était adoptée, la DFC n'aurait plus l'interdiction de soutenir des projets électronucléaires.

Installations du cycle du combustible

À Metropolis, dans l'Illinois, la seule usine américaine de conversion de l'uranium titulaire d'une autorisation, 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 (UF₆). Le 25 mars 2020, son autorisation d'exploitation a été renouvelée pour 40 ans de plus par la NRC : elle reste donc valide jusqu'au 24 mars 2060.

La seule usine d'enrichissement par centrifugation titulaire d'une autorisation aux États-Unis est celle d'URENCO USA, implantée à Eunice, dans le Nouveau Mexique. En juillet 2020, 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. Il n'existe actuellement aucune usine d'enrichissement par laser en activité aux États-Unis.

Trois usines de fabrication de combustible à partir d'uranium faiblement enrichi (UFE) disposent actuellement d'une autorisation de la NRC : Global Nuclear Fuel-Americas en Caroline du Nord, Westinghouse Columbia Fuel Fabrication Facility en Caroline du Sud, et Framatome Inc. dans l'État de Washington. Le 8 février 2019, à la demande de CB&I AREVA MOX Services elle-même, la NRC a mis fin à l'autorisation de construction d'une usine de fabrication de combustible à mélange d'oxydes que l'entreprise prévoyait d'implanter à Aiken, en Caroline du Nord. Cette autorisation de construction avait été accordée en 2005. Le pays possède 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 demeure inactif.

Pour l'heure, la quasi-totalité du combustible utilisé produit dans les réacteurs en service commercial est entreposée directement sur les sites des centrales en exploitation ou récemment mises à l'arrêt, soit en piscine, soit à sec, dans des installations indépendantes dédiées (independent spent fuel storage installations – ISFSI). La NRC examine actuellement deux demandes d'autorisation 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. Paru en avril 2020, ce rapport expose une stratégie pour relancer et renforcer le secteur national de l'extraction de l'uranium et de l'amont du cycle du combustible, faire progresser les activités de recherche, développement et démonstration dans le domaine nucléaire, et faire du pays un exportateur de premier plan de technologies nucléaires de pointe intégrant des garanties de non-prolifération.

Achats et prix de l'uranium

Au cours de l'année 2019, les propriétaires et exploitants des réacteurs de puissance civils des États-Unis (ci-après, « les exploitants civils ») ont acheté au total environ 18 463 tonnes métriques d'uranium (t d'U) à des fournisseurs américains et étrangers, au prix moyen pondéré en masse (ci-après, « prix moyen ») de 92.53 USD par kilogramme d'uranium (USD/kg d'U). Cet approvisionnement annuel est supérieur de 20 % au total de 15 386 t d'U enregistré en 2018. En revanche, le prix moyen calculé pour 2019 est inférieur de 8 % au prix moyen de 100.90 USD/kg d'U de 2018.

Près de 9 % de cet uranium acheté en 2019 provenait du pays. Acquis au prix moyen de 94.32 USD/kg d'U, les 91 % restants étaient d'origine étrangère, dont 39 % en provenance du Canada et de l'Australie, et 42 % en provenance du Kazakhstan, de la Russie et de l'Ouzbékistan.

En 2019, les exploitants civils se sont approvisionnés auprès de 35 fournisseurs, soit un de moins qu'en 2018, l'uranium leur étant livré sous trois formes. Les volumes livrés sous chaque forme n'ont pas été rendus publics, afin d'éviter la divulgation d'informations commerciales confidentielles. Rappelons cependant qu'en 2018, la répartition était la suivante : concentré d'uranium (59 % des 15 386 t d'U), hexafluorure d'uranium enrichi (21 %), et hexafluorure d'uranium naturel (20 %). En 2019, les contrats au comptant, passés au prix moyen de 72.51 USD/kg d'U, ont représenté 22 % du total de l'approvisionnement américain en uranium, les 78 % restants relevant de contrats à long terme, au prix moyen de 98.09 USD/kg d'U.

Contrats d'approvisionnement en uranium

En 2019, les exploitants civils ont signé 34 nouveaux contrats d'approvisionnement, donnant lieu à la livraison, la même année, de 3 077 t d'U, au prix moyen de 68.48 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 2019, les quantités maximales d'uranium déclarées pour la période 2020-2029 aux termes des contrats existants totalisaient 69 621 t d'U ; les besoins en uranium encore non couverts par un contrat pour cette

même période étaient de 79 622 t d'U. La somme de ces deux chiffres (approvisionnements sous contrat et besoins en uranium encore non couverts), qui s'élève à 149 243 t d'U, est la quantité maximale d'uranium dont les exploitants civils devraient avoir besoin au cours des neuf prochaines années.

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

En 2019, les exploitants civils ont expédié 14 617 t d'uranium naturel à des usines d'enrichissement, dont 49 % à des usines étrangères, et 51 % à des usines américaines. Les contrats de services d'enrichissement correspondants, souscrits auprès de 12 fournisseurs, soit un de moins qu'en 2018, ont représenté un total de 13 millions d'UTS. Ils ont coûté aux exploitants civils en moyenne 109.54 USD/UTS en 2019, contre 115.42 USD/UTS en 2018. Toujours en 2019, la part des UTS effectuées aux États-Unis a été de 40 %, les 60 % restants étant réalisées à l'étranger. Les UTS achetées à l'étranger l'ont été principalement en Russie (23 %), aux Pays-Bas (10 %), au Royaume-Uni (10 %) et en Allemagne (9 %).

Les assemblages combustibles chargés dans les réacteurs de puissance civils américains en 2019 représentaient l'équivalent de 16 617 t d'U, contre 19 386 t d'U en 2018. En 2019, 9 % de l'uranium chargé en réacteur était d'origine américaine, et 91 % 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 2019, ces importations ont représenté 16 501 t d'U, à un prix moyen de 90.39 USD/kg d'U. Ces fournisseurs et exploitants civils américains ont également vendu de l'uranium à l'étranger. En 2019, ces exportations ont représenté 4 500 t d'U, à un prix moyen de 70.61 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 2019, 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 48 889 t d'U, soit 3 % de moins que les 50 197 t d'U de la fin de 2018. Les exploitants civils seuls en détenaient environ 43 388 t d'U, soit 1 % de plus qu'à la fin de 2018. Les fournisseurs (négociants, courtiers, et usines de conversion, d'enrichissement, de fabrication ou de production) en détenaient 5 500 t d'U, soit 26 % de moins qu'à la fin de 2018.

Extraction, production minière, livraisons et ventes

En 2019, cinq installations de lixiviation in situ (LIS) et une mine souterraine ont produit 65.4 t d'U sous la forme de concentré (U_3O_8), soit 76 % de moins que la production minière de 2018, et 89 % de moins que la production d'uranium sous toutes ses formes de 2018. Les cinq installations de LIS, toutes situées dans le Nebraska ou le Wyoming, sont celles de Crow Butte Operation, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Smith Ranch-Highland Operation et Willow Creek Project. Cette production américaine d'uranium pour l'année 2019 représente moins de 4 % de la récente pointe de production de 1 805 t d'U en 2006.

Les livraisons de concentrés d'uranium de l'ensemble des installations de LIS et de l'usine de traitement ont représenté au total 73.1 t d'U.

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

À la fin de 2019, les sites de Shootaring Canyon (Utah) et de Sweetwater (Wyoming), d'une capacité totale de production de 3 750 tonnes courtes par jour, étaient toujours en réserve. L'usine de White Mesa (Utah), d'une capacité de production de 2 000 tonnes courtes par jour, ne produisait pas d'uranium. Une installation de lixiviation en tas était en cours de planification à Sheep Mountain (Wyoming).

À la fin de 2019, les États-Unis disposaient de trois installations de LIS en activité, d'une capacité de production cumulée de 3 654 t d'U par an (Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project et Smith Ranch-Highland Operation dans le Wyoming) ; six installations de LIS étaient en réserve, et sept 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 2019, le secteur américain de la production d'uranium employait 265 équivalents temps plein, un chiffre en baisse de 29 % par rapport à 2018. La filière de l'exploration employait 40 équivalents temps plein, soit 48 % de plus qu'en 2018. Celle de l'extraction minière employait 48 équivalents temps plein, soit 56 % de moins qu'en 2018. Enfin, celle de l'assainissement employait 110 équivalents temps plein, soit une baisse de 20 % par rapport à 2018. L'État du Wyoming comptait 55 % de l'effectif total du secteur américain de la production d'uranium, un pourcentage en légère hausse par rapport aux 53 % de 2018.

S'agissant des dépenses, le total dévolu aux opérations foncières, d'exploration, de forage, de production et d'assainissement a été de 81 millions USD en 2019, soit 26 % de moins qu'en 2018. En 2018, le premier poste de dépenses était celui de la production d'uranium, usines incluses : il représentait 66 millions USD, soit 16 % de moins qu'en 2017 et le chiffre le plus bas depuis 2006. Le détail des postes de dépenses n'a pas été rendu public en 2019, afin d'éviter la divulgation d'informations commerciales confidentielles.

Estimations des ressources en uranium

À la fin de 2019, les réserves estimées déclarées étaient de 11 924 t d'U dans la tranche de coût inférieur à 80 USD/kg d'U, de 79 238 t d'U dans la tranche de coût inférieur à 130 USD/kg d'U, et de 149 628 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 dont disposent les États-Unis. Les ressources présumées ne sont pas comptabilisées ici, soit parce qu'on manque d'estimations des coûts les concernant, soit parce qu'elles ne se trouvent 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 DOE des États-Unis et d'autres entités prédécesseuses.

Les données collectées de 1984 à 2002 par l'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 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, est propriétaire de la centrale nucléaire d'Olkiluoto, implantée à Eurajoki, dont elle exploite les deux premières tranches, Olkiluoto 1 et Olkiluoto 2, et où elle construit actuellement une troisième tranche, Olkiluoto 3. En septembre 2018, les pouvoirs publics finlandais ont approuvé la prolongation des autorisations d'exploitation d'Olkiluoto 1 et 2 jusqu'à la fin de 2038.

TVO a obtenu l'autorisation de construire Olkiluoto 3 en février 2005. Cette nouvelle tranche doit être équipée d'un réacteur à eau sous pression de type EPR (*European pressurised water reactor*), d'une puissance thermique de 4 300 mégawatts (MW) et d'une puissance électrique d'environ 1 600 MW. Les travaux de construction de la tranche touchent à leur fin. L'installation des systèmes électriques, du contrôle-commande et des systèmes mécaniques est encore en cours. Les essais fonctionnels à chaud se sont achevés en mai 2018. La formation du personnel d'exploitation progresse, et l'autorité finlandaise de radioprotection et de sûreté nucléaire (*Säteilyturvakeskus – STUK*) a accordé les habilitations requises aux opérateurs de conduite fin 2018. Les pouvoirs publics finlandais ont délivré l'autorisation d'exploitation de la tranche le 7 mars 2019. La mise en service devrait intervenir courant 2020-2021.

En 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu le renouvellement pour 20 ans des autorisations d'exploitation des deux réacteurs à eau sous pression (REP) de la centrale de Loviisa, en service depuis respectivement 1977 et 1980. Fortum table sur une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui les conduirait 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. Cette entreprise a été créée par un consortium de sociétés industrielles et énergétiques dans la perspective de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Finlande, qui pourrait être mise en service d'ici à 2028.

Aux termes de la stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande, l'électronucléaire est toujours considéré comme une option, mais l'initiative des projets doit venir des entreprises. 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 de l'administration publique 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 la centrale de Fennovoima se sont achevées en 2009 et 2014.

En décembre 2013, la société 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 de 1 200 MW, sur le site de Hanhikivi, dans la municipalité de Pyhäjoki. Dans le même temps, elle 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.

C'est parce que Rosatom n'était pas mentionné comme constructeur possible dans la première demande de décision de principe que Fennovoima a dû préparer une nouvelle étude d'impact sur l'environnement à l'automne 2013, avant de la soumettre en février 2014. En mars 2014, elle a également déposé un complément à sa demande de décision de principe, approuvé par le gouvernement en septembre 2014 et ratifié 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 préparatoires ont alors commencé sur le site de Pyhäjoki. En 2016, Fennovoima a entamé une troisième étude d'impact sur l'environnement, axée sur la gestion du combustible usé. Elle prévoit que les autorités rendront leur décision sur la demande d'autorisation de construction 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 2019, le projet de stockage de Posiva a franchi une nouvelle étape, lorsque la décision a été prise de construire une installation de conditionnement et un centre souterrain de stockage du combustible usé. Ce projet EKA recouvre la mise en œuvre de l'installation de conditionnement dans sa totalité, les excavations supplémentaires requises pour le centre de stockage, le déploiement des systèmes nécessaires au lancement du stockage, la procédure d'autorisation d'exploitation et la mise en place des chaînes d'approvisionnement destinées à soutenir la production.

La pose de la première pierre de l'installation de conditionnement a eu lieu en septembre 2019. Elle a été suivie du coulage des fondations, des dalles du premier étage et des murs dont la hauteur va jusqu'à 2.9 mètres au-dessus du niveau de la mer. Les fournisseurs de la majeure partie des principaux équipements de l'installation de conditionnement ont été sélectionnés, et la phase de conception de ces équipements s'est déroulée conformément au calendrier prévu.

Comme l'indique le Rapport Annuel 2019 de Posiva, le creusement des deux premiers tunnels centraux classés de sûreté a démarré dans le centre de stockage profond ; il inclut les embranchements vers les premières galeries transversales de stockage. Le projet de renforcement du puits d'accès prévu pour le personnel est déjà réalisé aux deux tiers. Le déploiement des installations requises pour l'essai in situ à pleine échelle des systèmes du stockage profond s'est achevé en juin. Cet essai a pour but de démontrer que le concept de stockage sûr de Posiva peut être mis en œuvre conformément aux plans. La phase de suivi de cet essai se poursuivra pendant plusieurs années. Selon les plans de Posiva, la mise en stockage du combustible usé devrait commencer dans les années 2020.

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. Les pouvoirs publics ont approuvé cette demande en février 2020.

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, adoptée en 2015, et dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), actuellement en cours de révision. Le contenu de 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.

La PPE prévoit la fermeture de 14 réacteurs de puissance afin de ramener la part du nucléaire dans le bouquet électrique national de 75 % aujourd'hui à 50 % d'ici à 2035.

Au-delà de cet horizon, il n'est pas possible, en l'état actuel des technologies, d'établir avec certitude quelle filière – du nucléaire ou des renouvelables combinées à des solutions de stockage et de flexibilité – sera la plus compétitive pour remplacer le parc nucléaire existant dans la production d'électricité. Afin de faciliter la prise de décisions concernant l'éventuel lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, les autorités françaises ont entrepris d'élaborer en partenariat avec le secteur un programme de travail exhaustif pour le milieu de l'année 2021.

Le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) est un programme triennal élaboré par le ministère de la Transition écologique et solidaire et par l'ASN. Le 25 novembre 2019, la Commission nationale du débat public et la Commission particulière du débat public ont présenté le bilan du débat public consacré à la cinquième édition du PNGMDR.

Aspects industriels et technologiques

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

À la centrale nucléaire de Taishan (Chine), l'exploitation commerciale du premier EPR a démarré le 14 décembre 2018, tandis qu'un deuxième a été mis en service le 7 septembre 2019. Tous deux produisaient en moyenne 1 TWh par mois fin 2019.

En ce qui concerne l'EPR de la tranche 3 de Flamanville, l'ASN a demandé à EDF, dans un courrier daté du 19 juin 2019, de réparer les huit soudures des traversées de l'enceinte de confinement non conformes au principe d'exclusion de rupture. EDF a proposé un scénario de remise à niveau des soudures par robots et revu en conséquence le calendrier et l'estimation du coût de construction : le chargement du combustible est désormais prévu pour fin 2022.

Enfin, à Hinkley Point C, le radier commun à l'ensemble de l'îlot nucléaire de la première tranche a été achevé en juin 2019.

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 utilisé.

Sûreté

À la suite du séisme du 11 novembre 2019, l'ASN a donné son accord à la remise en service des réacteurs 2 et 4 de la centrale nucléaire de Cruas (réacteurs de 900 MWe) le 6 décembre 2019, après examen des résultats des contrôles des installations. Elle a autorisé le redémarrage du réacteur 3 le 11 décembre 2019.

Faits nouveaux concernant le stockage en subsurface

En 2019, l'Andra a poursuivi ses activités sur ses trois sites de stockage en subsurface :

- le CSM, centre de stockage de déchets de faible activité (FA) situé près de La Hague (Manche), fermé et sous surveillance depuis 2003 ;
- le CSA, centre de stockage de déchets FA situé près de Soullaines-Dhuys (Aube), en exploitation depuis 1992 ;
- le CIRES, centre de stockage de déchets de très faible activité (TFA) situé près de Morvilliers (Aube), en exploitation depuis 2003.

En parallèle, l'Andra prévoit de créer un centre de stockage en subsurface (à faible profondeur) pour accueillir des déchets de faible activité à vie longue (FA-VL).

- Le CSM a célébré le 50^e anniversaire de sa mise en service. Tous les dix ans, il est soumis à un réexamen de sûreté prévu par la réglementation. Le rapport remis à l'ASN en 2019 repose sur un dossier détaillé composé de deux éléments :
 - une synthèse des études d'examen de la conformité (des installations aux règles qui leur sont applicables) ;
 - des études liées à la réévaluation de la protection des intérêts (retour d'expérience du suivi du centre de stockage et de ses incidences sur l'environnement ; réévaluation du niveau de sûreté des installations en phase de fermeture, de surveillance et de couverture pérenne).
- Au CSA, la construction d'une dixième tranche d'alvéoles de stockage a démarré. En 2019, l'Andra ayant obtenu l'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de contrôle des colis de déchets, le CSA dispose désormais de moyens plus efficaces de vérifier la qualité des colis qu'il réceptionne. Après avoir reçu, en 2017, les dossiers techniques relatifs au réexamen de la sûreté du CSA, l'ASN a publié des avis favorables sur son site web en 2018. La phase de l'analyse technique s'est poursuivie en 2019 ; dans le contexte du réexamen périodique de sûreté du CSA, elle sert à évaluer le niveau de sûreté des installations au regard de l'évolution des activités prévue pour les 10 ans suivants. L'Andra attend toujours les conclusions de l'ASN sur ce troisième réexamen de sûreté décennal.

- Le CIREs est dédié au stockage des déchets TFA de toutes origines ainsi qu'au regroupement, à l'entreposage et au stockage de déchets issus d'activités non électronucléaires. Les perspectives d'évolution annoncées dans l'édition 2018 de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs confirment que le démantèlement des installations nucléaires fera croître les volumes de déchets TFA au-delà de la capacité actuelle du site. En conséquence, l'Andra a commencé à préparer une demande d'autorisation d'augmentation de la capacité de stockage du CIREs, afin que celle-ci passe de 650 000 m³ de déchets TFA à 950 000 m³ pour une même emprise au sol.
- Les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) doivent être stockés en subsurface, à faible profondeur. Dans le prolongement des études consacrées aux déchets FA-VL et en complément des travaux engagés par les producteurs sur la caractérisation et les possibilités de traitement des déchets, l'Andra a défini un programme stratégique pour optimiser tant les concepts que la répartition des déchets par catégorie. À cet effet, elle a entrepris de clarifier le concept de déchet FA-VL en étudiant les propriétés dangereuses de ces déchets et en revoquant l'inventaire.

Établissement de la version finale de la demande d'autorisation de création du centre de stockage géologique profond Cigéo

La France prévoit de construire le Centre industriel de stockage géologique (Cigéo), 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.

À la recherche d'une solution pour le stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue, l'Andra a réalisé des études d'avant-projet qui ont permis de concevoir l'architecture industrielle du projet Cigéo sur laquelle repose la demande d'autorisation de création (DAC). Cette DAC doit être déposée auprès du ministre responsable de la sûreté nucléaire au plus tard mi-2021.

Ayant étoffé (et actualisé en 2018) son programme d'études, l'Andra exécute depuis 2016 un ensemble d'activités scientifiques et techniques visant à consolider les réalisations et à justifier de manière plus satisfaisante les options – en particulier de conception et de dimensionnement – retenues dans la DAC. De plus, les modifications apportées à la configuration du projet, dont la version définitive a été établie en 2019, ont permis d'optimiser certains aspects liés à sa mise en œuvre (uniformisation, sécurité des travaux de constructions) et d'ordre économique.

L'Andra a par ailleurs entrepris de démontrer qu'il est possible de stocker des colis de déchets bitumés en modifiant, compte tenu des différents scénarios d'accident recensés, la conception des cellules de stockage et la gestion des risques associés.

Les études d'adaptabilité menées à chacune des principales étapes du projet ont été régulièrement mises à jour et l'ASN a considéré la dernière en 2016, dans le cadre de son examen du dossier d'options de sûreté du projet Cigéo. Les études en cours figureront dans le dossier qui accompagnera la demande d'autorisation de création du Cigéo.

Par ailleurs, en décembre 2019, l'Andra a présenté aux services compétents de l'État le dossier d'enquête d'utilité publique préalable à la déclaration d'utilité publique (DUP), en vue de déposer officiellement la demande de DUP dans le courant de l'année 2020. La DUP, qui vise à réaffirmer l'intérêt général du Cigéo, est essentielle pour faciliter le bon déroulement de toutes les procédures administratives requises. Elle permettra également à l'Andra d'organiser la gestion foncière du Cigéo.

Enfin, le projet s'inscrit actuellement dans une phase dite de « concertation post-débat public », conformément au souhait de l'Andra d'impliquer la société civile et d'élargir les efforts de concertation qu'elle mène depuis le débat public de 2013. Les décisions qu'il reste à prendre avant le dépôt de la demande d'autorisation de création du Cigéo n'en seront que meilleures, de même que celles qui, en cas d'acceptation, devront être prises tout au long de l'existence de l'installation, du début des travaux à sa fermeture.

L'Andra participe activement à la vie économique locale du territoire environnant et est fortement impliquée dans l'élaboration du Projet de développement territorial (PDT). Le PDT est une feuille de route pour l'aménagement, le développement et l'organisation du territoire d'accueil du Cigéo. Demandé par l'État, ce document vise à créer un environnement propice à la réussite du projet, au dynamisme du territoire et à la qualité de vie de ses habitants.

R-D

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 procédé à l'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 demeurent éloignées, on considère néanmoins que cette option doit rester envisageable, ce qui signifie qu'il faut préserver les compétences, lever les difficultés technologiques et approfondir encore l'expertise. 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.

Pour le moyen terme, un programme national de R-D a été mis au point avec les principaux acteurs français du secteur (EDF, Orano, le CEA et Framatome). Ce programme vise à étudier l'intérêt et la faisabilité industrielle du multirecyclage dans les futurs réacteurs EPR2 du point de vue de la compétitivité, de la gestion des matières et des déchets, de la performance des réacteurs (exploitation et sûreté), mais aussi en ce qui concerne la performance des installations du cycle du combustible, le transport et l'entreposage. Il prévoit également l'irradiation d'assemblages d'essais au cours de la période 2025-28 en vue de démontrer que les technologies actuelles (avec adaptations éventuelles) de réacteur et du cycle du combustible permettent de recycler le MOX consommé.

Pour le long terme, une nouvelle feuille de route des travaux de R-D sur les RNR et les procédés connexes du cycle du combustible a été définie avec les partenaires industriels et approuvée par l'État, compte tenu de la nouvelle temporalité des perspectives de déploiement commercial, qui doit permettre de préserver les compétences et de faire progresser les connaissances en lien avec les défis à relever, tout en capitalisant sur les avancées réalisées dans le cadre du projet ASTRID. Cette feuille de route repose avant tout sur la valorisation des innovations conceptuelles et méthodologiques 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.). Le déploiement des résultats de R-D tiendra compte des liens existant entre les fondamentaux de la recherche, de la modélisation, de la simulation numérique, du développement technologique, de l'expérimentation, et des possibilités de partenariat.

Hongrie

En janvier 2020, le gouvernement hongrois a approuvé la nouvelle Stratégie énergétique nationale 2030 et les Plans nationaux pour l'énergie et le climat 2030 (dont l'horizon d'application s'étend jusqu'à 2040). Ce cadre révisé prend appui sur trois piliers stratégiques : une énergie propre, à un coût abordable, avec des technologies intelligentes. L'accent est mis sur les consommateurs d'énergie, mais d'autres objectifs importants sont également visés : une transformation du secteur énergétique dans le respect du climat, un

renforcement accru de la sécurité d'approvisionnement, et la priorité à l'innovation et au développement économique. Cette nouvelle stratégie nationale comprend plus de 40 mesures, et prévoit une réduction de 95 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à leur niveau de 1990. L'énergie nucléaire y est jugée essentielle pour l'intégration du secteur de l'énergie et l'avènement d'une économie neutre sur le plan climatique. C'est pourquoi, la préservation de la puissance nucléaire installée du pays, qui passe par le remplacement des tranches vieillissantes de la centrale nucléaire de Paks, est l'une des mesures stratégiques phares de la poursuite de la décarbonation du secteur de l'électricité.

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

En 2019, la centrale nucléaire de Paks a fourni 16 288 GWh, soit 49.24 % de la production brute d'électricité du pays et 35.67 % de la consommation nationale d'électricité.

À la fin de 2019, la quantité totale d'électricité produite depuis le raccordement de la tranche 1 avait dépassé 493.6 TWh. Les taux de disponibilité en énergie étaient les suivants : 99.5 % pour la tranche 1, 92.6 % pour la tranche 2, 94.2 % pour la tranche 3, et 83.1 % pour la tranche 4 (moyenne de la centrale : 92 %).

En 2019, aucun examen international (WANO, OSART, par exemple) n'a eu lieu sur le site en dehors des inspections régulières de l'AIEA.

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

L'entreprise responsable du projet Paks II prévoit de soumettre à l'autorité hongroise de sûreté nucléaire (Országos Atomenergia Hivatal – OAH) une demande d'autorisation de construction d'ici la fin du mois de juin 2020. La prochaine grande étape du projet sera la construction de deux nouvelles tranches nucléaires.

Japon

Le Japon a déréglementé le marché de la distribution d'électricité en avril 2016 et, conformément à la loi révisée de 2015 sur les activités relatives à l'électricité, avait jusqu'au mois d'avril 2020 pour séparer juridiquement les activités de production des activités de transport et de distribution. Une première étape en ce sens a été franchie, en avril 2015, avec 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).

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 obtenir à l'horizon 2030 un mix énergétique conforme aux objectifs de 2015, c'est-à-dire dans lequel l'énergie nucléaire assure entre 20 % et 22 % de la production d'électricité. Ce mix énergétique est, en effet, cohérent avec la contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) soumise par le Japon au titre de la COP21, qui consiste à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 26 % entre 2013 et 2030.

En dépit de tous les efforts consentis en application des principes établis dans la stratégie énergétique, aucun réacteur nucléaire n'a été redémarré entre janvier 2019 et mars 2020, en sorte que le nombre total de centrales en exploitation était toujours de neuf au terme de la période considérée.

Au cours de la même période, de janvier 2019 à mars 2020, il a aussi été officiellement décidé d'arrêter définitivement cinq réacteurs. Ces décisions ont été prises en février 2019, en ce qui concerne le réacteur Genkai 2, et en juillet 2019, en ce qui concerne les tranches 1 à 4 de la centrale de Fukushima Daini.

Mexique

Régime juridique

La politique énergétique actuelle du Mexique confirme que les hydrocarbures présents dans le sous-sol sont la propriété de la nation et formule des orientations stratégiques pour les secteurs des hydrocarbures et de l'électricité, qui s'appuient sur des mécanismes et des 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 de l'électricité sont régies par le Programme de développement du système électrique national (PRODESEN) 2019-2033, qui fait notamment référence à l'efficacité, la qualité et la durabilité de l'approvisionnement électrique, et à la sécurité énergétique du pays. Pour satisfaire la demande d'énergies propres, le 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 de Laguna Verde

En 2019, les deux tranches de la centrale de Laguna Verde ont été arrêtées pour rechargement de combustible. Le 19^e arrêt pour rechargement de combustible de la tranche 1 a eu lieu à l'hiver 2019, sur une période de 42 jours. Le 16^e arrêt pour rechargement de combustible de la tranche 2 a eu lieu au printemps 2019, sur une période de 40 jours.

Renouvellement des autorisations

Les tranches 1 et 2 de la centrale de Laguna Verde ont été mises en service commercial en 1990 et 1995 respectivement. Pour cela, elles avaient bénéficié d'autorisations d'exploitation d'une durée de 30 ans. En 2015, une demande de renouvellement de leurs autorisations 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*). Celle-ci 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

Accord sur le climat et l'énergie nucléaire

Dans une lettre à la Seconde Chambre des États-Généraux accompagnant l'Accord national sur le climat, il est indiqué que « l'électronucléaire est l'une des composantes possibles du futur mix énergétique. Selon diverses études, il pourrait être une option rentable pour 2050 et pourrait être économiquement justifié à long terme. Cependant, compte tenu des délais en jeu, il est peu probable qu'une nouvelle puissance nucléaire installée puisse être déployée aux Pays-Bas avant 2030 » (voir www.klimaataakkoord.nl/documenten/kamerstukken/2019/06/28/letter-house-of-representatives).

Médias et énergie nucléaire

La contribution possible de l'énergie nucléaire à la réalisation des objectifs de réduction des émissions de CO₂ bénéficie encore d'une attention considérable de la part des médias néerlandais. À en croire des sondages informels, le nucléaire ne serait plus un sujet tabou au sein de la population.

Politique et énergie nucléaire

Le gouvernement néerlandais a déclaré que « la transition vers une production d'énergie peu émettrice de CO₂ constitue un défi international majeur. Cette tâche de grande ampleur ne permet pas d'exclure, au stade exploratoire, certaines des alternatives aux sources d'énergie fossiles émettrices de CO₂. Si nous voulons que la charge des conséquences du changement climatique pèse le moins possible sur les générations futures, nous devons envisager toutes les sources disponibles pour le bouquet énergétique. Cependant, c'est aux entreprises privées que revient l'initiative de la construction de nouvelles centrales. »

Le Parlement néerlandais est néanmoins toujours divisé quant à la place possible du nucléaire dans le bouquet énergétique du pays. En pratique, cette division conduit les parlementaires à poser au gouvernement des questions qui soit mettent l'accent sur le rôle que pourrait jouer l'énergie nucléaire, soit cherchent à disqualifier le recours au nucléaire en général.

Dans l'une des motions soumises au Parlement en 2020, il a été demandé au ministre de l'Économie et de la Politique climatique de donner des informations sur la place que pourrait occuper à l'avenir l'énergie nucléaire dans le mix énergétique néerlandais, dans l'optique qu'elle puisse contribuer à la réduction des émissions de CO₂ et à la lutte contre le changement climatique. Le Parlement a exprimé son intérêt pour la question des coûts et des conditions de construction de nouvelles centrales nucléaires dans les autres pays. En mars 2020, il a été demandé à une société de conseil étrangère de produire un rapport sur la base des informations publiques disponibles.

Pologne

À ce jour, 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 1^{er} 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.

Les élections parlementaires tenues en 2019 n'ont pas eu d'incidence sur les grandes orientations de la politique énergétique nationale. Rendu public en novembre 2019, le nouveau projet de Politique énergétique pour la Pologne à l'horizon 2040 (PEP2040) réaffirme le projet stratégique de construire un premier réacteur électronucléaire d'une puissance de 1.0 à 1.5 gigawatts électriques (GWe) d'ici 2033, puis cinq autres réacteurs à raison d'un tous les deux à trois ans. Au total, six réacteurs d'une puissance installée cumulée de 6 à 9 GWe seront déployés en Pologne. Pour ce qui est du cadre institutionnel, un changement important est intervenu avec la suppression du ministère de l'Énergie, et le transfert de ses attributions au nouveau ministère du Climat, qui se retrouve donc chargé à la fois de la politique de protection du climat et de la politique énergétique.

Le programme nucléaire du pays fait actuellement l'objet d'un examen en vue de sa prochaine mise à jour. Il est notamment prévu une actualisation de l'analyse des coûts de la production d'électricité de diverses sources, ainsi que de nouveaux calendriers d'action pour le processus de préparation. Le Conseil des ministres devrait soumettre ce programme nucléaire révisé pour approbation au quatrième trimestre de 2020.

L'entreprise chargée de la construction des tranches nucléaires 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.

Les travaux de caractérisation du site ont commencé sur deux sites présélectionnés, à Zarnowiec et Lubiatowo-Kopalino, dans la région de Poméranie. Le site de Zarnowiec est situé dans les terres, à proximité d'un lac, à l'emplacement où la construction d'une centrale nucléaire avait été démarrée dans les années 1980. Le site de Lubiatowo-Kopalino, quant à lui, est situé sur la côte baltique. Selon l'entreprise PGE EJ 1, les études de caractérisation du site et d'impact sur l'environnement devraient être achevées au deuxième trimestre de 2021.

République tchèque

Politique nucléaire de la République Tchèque

Dans sa politique énergétique nationale, approuvée le 18 mai 2015, et son plan national d'action pour le développement du secteur de l'énergie nucléaire, approuvé le 3 juin 2015, le gouvernement tchèque a déclaré son intérêt pour un élargissement du programme nucléaire du pays. À cette fin, il a mis en place un comité permanent chargé de la construction de centrales nucléaires, présidé par le premier ministre M. Andrej Babiš et co-présidé par l'envoyé spécial pour l'énergie nucléaire M. Jaroslav Míl, et par le vice-premier ministre, ministre de l'Industrie et du Commerce et ministre des Transports, M. Karel Havlíček.

Le 27 avril 2020, le gouvernement de la République tchèque a pris le décret n° 478 sur le statut actuel et les attributions du ministère de l'Industrie et du Commerce, du ministère des Finances et de l'envoyé spécial pour l'énergie nucléaire pour ce qui concerne l'accord entre l'État et l'investisseur, la nouvelle législation et le modèle de financement. Ce décret n° 478 définit aussi l'obligation d'informer la Commission européenne.

Le chantier préparatoire des travaux de construction prévus sur le site de Dukovany devrait démarrer au plus tôt au deuxième semestre de 2020. L'accord-cadre et le premier contrat de mise en œuvre seront soumis aux pouvoirs publics pour approbation avant d'être signés. L'appel d'offres aux fournisseurs de technologies nucléaires sera lancé à la fin de 2020 ou au début de 2021. Il sera géré par l'investisseur, à savoir le Groupe ČEZ. Le prestataire retenu pour construire le réacteur sera sélectionné d'ici 2024. La construction de la tranche proprement dite débutera en 2029 et devrait durer jusque'en 2036.

Royaume-Uni

Évolutions récentes de la politique nucléaire du Royaume-Uni

En juin 2019, le Royaume-Uni est devenu la première grande économie à voter une loi exigeant la réduction à zéro des émissions nettes nationales de gaz à effet de serre d'ici 2050. Le gouvernement britannique estime que l'énergie nucléaire a un rôle important à jouer, à l'heure où le pays réaffirme son engagement pour une décarbonation de la société et progresse dans cette voie ; mais il souligne également que la protection de la population et de 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

L'objectif de zéro émissions nettes (ZEN) à l'horizon 2050 inscrit en droit britannique est issu d'une recommandation du Comité sur le changement climatique (*Committee on Climate Change*), l'organe consultatif indépendant chargé des questions climatiques. Il signifie que toutes les émissions sont appelées à être compensées par des mécanismes destinés à éliminer de l'atmosphère une quantité équivalente de gaz à effet de serre, par exemple la plantation d'arbres ou le recours à des technologies comme le captage et le stockage du carbone.

Développement de l'énergie nucléaire

Depuis le vote de la loi ZEN par le Parlement en juin 2019, le gouvernement britannique continue de soutenir l'idée que le nucléaire est une source de production d'électricité bas-carbone abordable, fiable, régulière et sûre qui peut à la fois contribuer à l'objectif ZEN et accroître la diversité et la sécurité des approvisionnements énergétiques. Il publiera en temps utile un livre blanc sur l'énergie, dans lequel il exposera ses plans pour atteindre l'objectif ZEN d'ici 2050. Parallèlement, le pays a pris une série de mesures d'incitation pour encourager la construction de nouvelles tranches nucléaires.

La procédure d'homologation (*Generic Design Assessment – GDA*) est l'une des mesures de facilitation décrites dans le livre blanc sur le nucléaire de 2008. Il s'agit d'une procédure à caractère volontaire conformément à laquelle les deux autorités de contrôle responsables, à savoir l'autorité britannique de radioprotection et de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation – 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 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 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 EDF, CGN et l'intermédiaire chargée du projet, la co-entreprise NNB Generation Company Limited (NNBG) : les investisseurs pourront ainsi construire deux réacteurs de conception EPR (3.2 GW) à Hinkley Point.

Les contrats signés enjoignent la Low Carbon Contracts Company de proposer à Hinkley Point C un contrat d'écart compensatoire (CEC) avec un prix d'équilibre établi à 92.50 GBP par mégawattheure (MWh). EDF a confirmé que la construction avance conformément au planning, en vue de l'objectif d'une mise en service du premier réacteur en 2025.

Retrait de la Communauté Euratom

Le 31 janvier 2020, le Royaume-Uni a quitté l'Union européenne (UE) et la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom). Toutes les mesures appropriées relatives au nucléaire ont été prises pour assurer la bonne continuation de la coopération et du commerce dans le secteur nucléaire civil. En effet, ce secteur demeure d'une importance stratégique fondamentale pour le pays. Le départ du Royaume-Uni ne diminue en rien ses ambitions dans le domaine nucléaire et ses engagements au regard de la sécurité, de la sûreté et de la non-prolifération nucléaires en général. Le Royaume Uni reste fermement décidé à se doter de sa première tranche de la nouvelle génération, et à prendre pleinement part à la collaboration internationale en matière nucléaire.

Aux termes de l'accord de retrait qu'il a signé avec l'UE, le Royaume-Uni est en période de transition jusqu'au 31 décembre 2020. Au cours de cette période, les lois et règlements de l'Euratom continuent de s'y appliquer, cependant que toutes les mesures nécessaires sont mises en place en vue de la poursuite des activités nucléaires civiles au-delà de la période de transition. L'accord de retrait prévoit également une séparation claire des responsabilités relatives au nucléaire civil entre le Royaume Uni et l'Euratom, qui prendra effet à l'issue de la période de transition.

La législation nécessaire à l'établissement d'un régime national de contrôle de sécurité (garanties nucléaires) est en place, et l'autorité britannique de radioprotection et de sûreté nucléaire, à savoir l'ONR, est prête à prendre en main la réglementation des garanties nucléaires dans le pays après la période de transition. Ce nouveau régime sera mis en œuvre en application des nouveaux accords internationaux de garanties nucléaires que le Royaume-Uni doit signer avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). Le Royaume Uni a également signé de nouveaux accords bilatéraux de coopération nucléaire avec l'Australie, le Canada et les États-Unis, et confirmé l'applicabilité de son accord de coopération nucléaire avec le Japon, ces quatre pays exigeant de tels textes pour la poursuite du commerce nucléaire civil avec eux. Tous ces accords entreront en vigueur à la fin de la période de transition.

Dans la Déclaration politique d'octobre 2019 fixant le cadre des relations futures entre l'UE et le Royaume-Uni, les deux parties reconnaissent qu'elles devraient prévoir un large accord de coopération nucléaire entre l'Euratom et le Royaume-Uni. Les négociations en cours concernant les relations futures de celui-ci avec l'UE et l'Euratom portent notamment sur les termes de cet accord.

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

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 dans le domaine nucléaire. 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. En particulier, le secteur nucléaire britannique s'engage, d'ici à 2030 : à réduire de 30 % les coûts de construction de nouvelles installations nucléaires ; à réduire de 20 %, par rapport aux estimations actuelles, les coûts du démantèlement ; à porter à 40 % la part des femmes dans le secteur nucléaire ; et à conclure jusqu'à 2 milliards GBP de contrats, dans le pays et à l'international.

L'un des principaux produits de ce *Nuclear Sector Deal* est un document-cadre national sur la gestion du démantèlement et des déchets nucléaires. Paru en 2019, ce document pose les bases sur lesquelles échafauder des solutions innovantes aux grands défis du domaine, notamment les problèmes techniques, établir des cadres commerciaux, et bâtir une stratégie intégrée de gestion des déchets – autant d'éléments indispensables pour réduire comme convenu les coûts du démantèlement.

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

Politique de gestion des déchets radioactifs

Le gouvernement du Royaume-Uni a pris l'engagement de construire un centre de stockage en formation géologique des déchets radioactifs de haute activité dans le respect des conditions de sûreté et de sécurité. En décembre 2018, il a lancé une nouvelle procédure de sélection d'un site adapté à l'implantation d'un tel centre de stockage. La démarche appliquée repose sur le volontariat, c'est-à-dire qu'une collectivité doit se porter volontaire pour devenir partenaire du projet. Le gouvernement du Pays de Galles a lancé une procédure analogue en janvier 2019. Ce processus de sélection de site ne se déroule qu'en Angleterre et au Pays de Galles.

En février 2020, le gestionnaire désigné, c'est-à-dire Radioactive Waste Management Ltd (RWM), une filiale à 100 % de l'autorité chargée du démantèlement (*Nuclear Decommissioning Authority – NDA*), a publié des documents d'évaluation applicables à la recherche d'un site en Angleterre et au Pays de Galles. Il y expose les cadres de réglementation en vigueur, ainsi que la façon dont les critères de sélection et d'autres aspects seront pris en compte pour déterminer si les sites présélectionnés peuvent convenir à l'implantation d'un stockage en formation géologique. RWM s'attache actuellement à mieux faire connaître sa démarche de sélection d'un site. Mais, pour l'heure, aucun site n'a encore été retenu, ni ne fait l'objet d'une évaluation.

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 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 (voir www.gov.scot/publications/higher-activity-waste-implementation-strategy).

Réacteurs avancés

Le gouvernement britannique s'est engagé à s'attaquer au défi mondial du changement climatique et à atteindre l'objectif de zéro émissions nettes à l'échelle nationale. Il estime dans cette optique que le nucléaire a un rôle à jouer, et notamment, sans doute, les petits réacteurs avancés. En innovant pour produire des petits réacteurs modulaires (SMR) et des réacteurs modulaires avancés (AMR), le secteur nucléaire pourrait créer des emplois hautement qualifiés, ouvrir des perspectives d'exportation et contribuer à la réalisation de l'objectif ZEN.

Pour favoriser le développement des réacteurs SMR et AMR, les pouvoirs publics ont mis en place un cadre qui incite le secteur à proposer des concepts de petits réacteurs techniquement et commercialement viables sur un marché britannique en plein essor. Plus de 100 millions GBP de fonds publics sont actuellement investis dans une stratégie pour l'innovation et le développement industriel, destinée à soutenir la R-D nucléaire avancée, avec notamment : 18 millions GBP, complétés par une contribution

équivalente du secteur privé, alloués au Low Cost Nuclear Consortium pour la conception et la mise au point d'un petit réacteur modulaire de facture britannique ; 46 millions GBP alloués à la recherche sur les combustibles avancés ; jusqu'à 20 millions GBP alloués, après mise en concurrence, à des recherches sur les procédés de fabrication et les matériaux avancés, destinées à faire la démonstration du potentiel de la fabrication modulaire dans le domaine nucléaire ; jusqu'à 12 millions GBP pour la création des capacités de réglementation nécessaires aux futures décisions d'autorisation des SMR et des AMR ; et jusqu'à 44 millions GBP alloués, après mise en concurrence, à des projets d'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 de 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 36 réacteurs de puissance : 16 VVER 1000/1200, 10 RBMK 1000, 5 VVER 440, 3 EGP 6 (soit 34 réacteurs à spectre thermique), 1 BN 600 et 1 BN 800 (les 2 réacteurs à spectre rapide). À cela viennent s'ajouter 5 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 réacteurs de puissance 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 1^{er} août 2016. Il est notamment prévu la construction de 11 tranches d'ici à 2030.

Le déploiement à grande échelle de réacteurs de puissance à neutrons 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, de conception RBMK 1000, VVER 440 et VVER 1000. Depuis, 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.

Un programme sophistiqué, intitulé « Science, ingénierie et technologies nucléaires jusqu'en 2024 », vient d'être lancé. Il porte sur les nouveaux systèmes technologiques et concepts de réacteurs, l'ingénierie des réacteurs, et la production et le traitement des matières nucléaires. Il vise aussi à développer des technologies destinées au secteur nucléaire à deux filières avec cycle du combustible fermé ; des technologies de plasma et de fusion thermonucléaire contrôlée ; de nouveaux matériaux ; et des technologies applicables aux systèmes énergétiques avancés et à la conception et la construction des petits réacteurs modulaires têtes de série. Enfin, il prévoit la mise au point et la démonstration de solutions technologiques clés pour les petits réacteurs modulaires avec un module de retraitement du combustible usé, ainsi que l'élaboration de technologies combinant le nucléaire et le vecteur énergétique hydrogène, en vue de la production et de la consommation à grande échelle de l'hydrogène.

En 2024, doit s'achever la construction d'une installation de recherche nucléaire. Cette installation sera composée d'un réacteur de recherche à neutrons rapides polyvalent, le MBIR, et d'un complexe de développement de technologies de retraitement du combustible usé, de gestion des déchets radioactifs, et du cycle fermé.

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. Les plans sont d'obtenir des conceptions de réacteurs à neutrons rapides de taille industrielle, à caloporteur sodium (BN 1200M, conception technique) et à caloporteur plomb (BR 1200, avant-projet), avec des technologies du cycle fermé exploitables à l'échelle industrielle, d'ici à 2024.

Le projet Proryv, qui prévoit le développement des technologies électronucléaires de la prochaine génération, déployables dans un cycle du combustible fermé à réacteurs rapides, se poursuit également dans le cadre du programme « Science, ingénierie et technologies nucléaires jusqu'en 2024 ». Ses objectifs de base sont les suivants : prévention des accidents graves avec évacuation de la population ; fermeture du cycle du combustible pour une valorisation 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 la construction des réacteurs rapides pour les ramener au moins au niveau de celles engagées pour les réacteurs thermiques. Ce projet est entré dans sa phase de mise en œuvre.

Le système BREST-OD 300 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 2029, 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 démontrer la faisabilité des technologies du cycle fermé. Il est également prévu de démarrer d'ici 2022 l'exploitation d'un module de production (fabrication/refabrication) de combustible dense à mélange d'uranium et de plutonium à destination des réacteurs rapides. D'ici 2026, le pays devrait aussi lancer l'exploitation d'une tranche pilote équipée d'un réacteur rapide refroidi au plomb. Enfin, à l'horizon 2029, il est prévu de démarrer le module de retraitement du combustible usé du réacteur BREST.

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 efficace 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 Maiïak

Le retraitement du combustible usé à l'échelle industrielle a lieu dans l'usine RT 1 du complexe nucléaire de l'entité PO Maiïak. 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 usé des réacteurs de recherche, 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 la 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 BN 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. Le retraitement du combustible usé produit des déchets radioactifs 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 utilisé sur le site de GKhK

Dans le même temps, le pays prépare un complexe intégré de gestion du combustible utilisé sur le site du Gorno-Khimicheskii 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 utilisé ; 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 Beloiarsk. Le procédé mis en œuvre donne la possibilité de fabriquer des assemblages combustibles avec le plutonium extrait du combustible utilisé des réacteurs de puissance.

Démonstrateur pilote des technologies innovantes de retraitement du combustible utilisé

Ce démonstrateur pilote, qui fera pleinement partie du complexe intégré de GKhK, est conçu pour retraiter le combustible utilisé 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 utilisé. 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 utilisé 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 utilisé 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 éponyme dans lequel on retrouve le mélange d'uranium et de plutonium issu du combustible usé, auquel on a ajouté de l'uranium enrichi (obtenu à partir d'uranium naturel ou de retraitement). Il permet de recycler plusieurs fois de suite la totalité de l'U et du Pu contenus dans le combustible usé, et d'effectuer des chargements complets (à 100 %) du cœur, ce qui économise l'uranium naturel. À chaque cycle, on complète la quantité accumulée d'isotopes d'U et de Pu par de l'uranium naturel : jusqu'à sept cycles de recyclage sont possibles au total. Le procédé REMIX a pour principal avantage de permettre le multirecyclage du mélange d'U et de Pu dans le combustible destiné aux réacteurs à spectre thermique.

Le développement du procédé REMIX est assuré par 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 fabriqués des crayons pour l'irradiation d'assemblages combustibles dans le réacteur de recherche MIR puis des investigations post-irradiation : certains de ces crayons combustibles ont déjà été déchargés et sont désormais à l'étude. 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 du combustible REMIX.

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 avril 2019, l'adoption du dernier texte manquant, à savoir une modification du décret relatif à l'élaboration et au contenu des plans de protection et de secours, a permis d'achever le processus de transposition en droit national de la directive de l'UE sur les normes de base en matière de protection contre les rayonnements ionisants. C'est aussi en avril 2019 que les modifications de la loi de 2017 ont été adoptées. Ces évolutions législatives, non liées à la transposition des directives de l'UE, apportent notamment des modifications aux procédures d'enquêtes approfondies auxquelles sont soumises les personnes étrangères travaillant dans des installations nucléaires.

La Slovénie possède une centrale nucléaire en exploitation, un réacteur de recherche, une installation d'entreposage centralisé 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 Vrbinja, 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 avril 2019, l'autorité slovène de radioprotection et de sûreté nucléaire (*Uprava Republike Slovenije za jedrsko varnost* – URSJV) a publié son autorisation préalable concernant les éléments du dossier relatifs à la sûreté nucléaire et radiologique. L'enquête et les consultations publiques relatives aux impacts transfrontières ont démarré en octobre 2019. Les exposés et les réunions d'examen des questions en suspens ont été conduits avec les pays intéressés.

Au cours de ces dernières années, de nombreuses modifications et améliorations ont été apportées à la centrale de Krško, au fil des évolutions du secteur et des normes et pratiques réglementaires internationales. Après l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, le pays a lancé 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. Il prévoit également la construction d'une installation d'entreposage à sec du combustible usé sur le site de la centrale de Krško. Les modifications du plan national d'aménagement de la centrale de Krško, nécessaires pour la délivrance de l'autorisation de construction, ont été adoptées en 2019. L'URSJV a donné un retour positif concernant les modifications proposées et le rapport environnemental associé. Le processus de consultation des autres pays concernant l'évaluation d'impact sur l'environnement a été mené à bien.

Suède

Réformes

La taxe collectée pour alimenter le fonds de gestion des déchets nucléaires (2018-2020) est d'approximativement 0.05 SEK par kilowattheure (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 1^{er} juillet 2017, puis supprimée le 1^{er} 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. Le réacteur R2 a effectivement été mis à l'arrêt le 30 décembre 2019, cessant ainsi d'alimenter le réseau électrique après 44 ans de service.

La durée d'exploitation prévue pour les deux autres réacteurs, R3 et R4, reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans des systèmes indépendants de refroidissement du cœur a été prise en 2017, conformément aux exigences de l'autorité suédoise de radioprotection et de sûreté nucléaire (*Strålsäkerhetsmyndigheten* – SSM), qui impose des installations permanentes robustes comprenant des systèmes d'alimentation électrique et de pompage de l'eau indépendants de ceux des systèmes de refroidissement de secours. Les travaux préparatoires ont été menés au cours des inspections de 2017, 2018 et 2019. Parallèlement, de nouvelles installations sont en construction à côté des réacteurs. Il est prévu d'interconnecter l'ensemble et de conduire des essais de fonctionnement au cours de l'inspection de 2020.

- **Oskarshamn** : En juin 2015, le propriétaire de la centrale a annoncé son intention de fermer deux des trois réacteurs, à savoir O1 et O2. Cette décision de nature stratégique 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. De ce fait, il a été décidé que la tranche ne serait pas redémarrée et que les investissements prévus ne seraient pas menés à leur terme. Le réacteur O2 est donc déjà hors service.

La mise à l'arrêt définitif du réacteur O1 a été décidée le 16 février 2016, et réalisée en juin 2017.

La durée d'exploitation prévue du dernier réacteur O3 reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans des systèmes indépendants de refroidissement du cœur a été prise en 2017. Les travaux d'installation correspondants sont en cours.

- **Forsmark** : La décision d'investir dans des systèmes indépendants de refroidissement du cœur pour les trois réacteurs de Forsmark a été prise en juin 2016. Les travaux préparatoires ont été menés au

cours des arrêts programmés de 2017, 2018 et 2019. Parallèlement, de nouvelles installations sont en construction à côté des réacteurs. Comme à la centrale de Ringhals, il est prévu d'interconnecter l'ensemble et de conduire des essais de fonctionnement au cours de l'inspection de 2020.

Suisse

À l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie le 1^{er} janvier 2018, la Suisse a décidé qu'elle arrêterait ses cinq réacteurs de puissance à la fin de leur durée de vie prévue. En vertu des dispositions de la loi sur l'énergie de 2006, ces réacteurs ne seront pas remplacés par de nouveaux. Malgré cette décision, la Suisse entend maintenir et développer sa compétence dans le domaine nucléaire, et renforcer sa collaboration avec toutes les organisations nucléaires internationales telles que l'AIEA et l'AEN autour des thèmes de la sûreté, de la sécurité et des garanties nucléaires. Le réacteur de la centrale de Mühleberg, d'une puissance d'environ 373 mégawatts électriques, a été le premier à être définitivement arrêté, le 20 décembre 2019.

Turquie

La Turquie n'exploite actuellement aucun réacteur de puissance. Elle envisage toutefois de se lancer dans l'électronucléaire en déployant trois centrales totalisant 12 réacteurs.

La première de ces centrales nucléaires (centrale d'Akkuyu) sera équipée de quatre réacteurs de conception VVER 1200, implantée dans la Province de Mersin, et construite et exploitée aux termes de l'accord intergouvernemental signé avec la Russie en 2010. Les chantiers de la première et de la deuxième tranches ont démarré en 2018 et 2020, respectivement. La première tranche devrait entrer en service commercial d'ici 2023. Une nouvelle tranche devrait suivre chaque année, jusqu'à la fin de 2026.

La deuxième centrale nucléaire (projet Sinop) sera implantée au bord de la mer Noire. Elle a fait l'objet d'un accord signé avec le Japon en 2013 mais, après une étude de faisabilité conduite par Mitsubishi Heavy Industries, le gouvernement turc a décidé de ne pas donner suite au projet initial étant donné les coûts élevés prévus. Il renégocie actuellement le projet avec d'autres partenaires. Le processus de sélection du site de la troisième centrale n'est pas encore achevé.

En juillet 2018, à la suite d'une révision constitutionnelle adoptée par référendum, le régime de la Turquie est devenu présidentiel. Toutes les institutions gouvernementales ont alors été modifiées en conséquence. Au cours de la période de transition, le gouvernement a pris plusieurs décrets-lois dont, le 9 juillet 2018, le décret-loi n° 702 (DL 702) relatif à l'organisation et aux obligations de la nouvelle autorité turque de sûreté nucléaire (*Nükleer Düzenleme Kurumu* – NDK). Le DL 702 est un texte de loi complet sur le nucléaire, qui régit la sûreté et la sécurité nucléaires, le contrôle de sécurité (garanties nucléaires), la radioprotection et d'autres aspects connexes. En application de ce texte, les fonctions de réglementation et de recherche de l'ancienne Autorité turque de l'énergie atomique ont été séparées, et une autorité indépendante de sûreté nucléaire, la NDK, a été constituée. Restructurée en « organe subsidiaire » rattaché au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles pour s'occuper de la recherche nucléaire, de la gestion des déchets radioactifs, de la formation et d'autres activités associées, l'ancienne Autorité turque de l'énergie atomique a fusionné avec d'autres instituts pour devenir l'Institut turc de recherche sur l'énergie, le nucléaire et l'activité minière (*Türkiye Enerji, Nükleer ve Maden Araştırma Kurumu* – TENMAK), établi par le décret présidentiel n° 57 paru au journal officiel turc le 28 mars 2020.

Le DL 702 contient aussi des dispositions sur la politique nationale et les principes généraux de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs et de démantèlement des installations nucléaires. En application de ce texte, le TENMAK doit préparer un projet de plan national de gestion des déchets radioactifs à la fin de chaque année multiple de 5, et soumettre ce projet pour approbation au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Ce dernier devrait donc publier la première édition de ce plan national à la fin de 2020.

Parallèlement, une administration dédiée sera constituée pour gérer les recettes et approuver les dépenses d'un fonds spécial de financement de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs et du démantèlement. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles élabore actuellement le règlement

qui doit constituer cette administration, en établir les procédures et principes de fonctionnement, et poser les règles d'acquisition, de suivi, de collecte, de comptabilité et d'audit des recettes du fonds spécial, les règles de validation des dépenses, et les autres procédures et principes liés au fonctionnement de ce fonds spécial.

Un projet de loi sur la responsabilité civile des dommages nucléaires a été rédigé en accord avec les dispositions de la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, telle qu'elle a été amendée et complétée, y compris par le Protocole de 2004. La loi devrait être adoptée par la Grande Assemblée nationale de Turquie à la fin de 2020.

En collaboration avec l'Autorité de gestion des catastrophes et des situations d'urgence, la TENMAK (l'ancienne autorité de réglementation) a préparé un plan national de gestion de crise radiologique sur la base du règlement relatif aux situations d'urgence nucléaire et radiologique, pris en janvier 2000, et du plan national de gestion des catastrophes, paru en janvier 2014. Le processus de préparation s'est déroulé de façon transparente ; les commentaires et contributions des parties prenantes concernées ont été pris en considération. Le plan national de gestion de crise radiologique a été ratifié par la Présidence de la République de Turquie le 6 avril 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 / Économie et développement des technologies nucléaires Luminita Grancea (<i>Scientific Secretary / Secrétaire scientifique</i>) / Hiroyuki Goto
Australia / Australie	Department of Industry, Science, Energy and Resources / Ministère des Sciences, Énergie et Ressources Shamim Ahmad / Allison Ball
Austria / Autriche	Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology / Ministère fédéral pour l'Action climatique, Environnement, Énergie, Mobilité, Innovation et Technologie 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
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
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 Fernando Oster
Greece / Grèce	Regulatory Authority for Energy / Autorité de régulation de l'énergie George Paidakakis
Hungary / Hongrie	Hungarian Atomic Energy Authority / Autorité de sûreté nucléaire Gábor Körmendi
Ireland / Irlande	EirGrid / EirGrid Aisling Gilchrist
Israel / Israël	Electricity Authority / Autorité de l'électricité Israel's Permanent Delegation to OECD Paris / Delegation permanente d'Israël auprès de l'OCDE Paris Crystal Baransi
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	Korea Nuclear International Cooperation Foundation / Fondation coréenne de coopération internationale nucléaire Sooyeon Devin Kim
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 Velvet Rosemberg Fuentes
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 Peder Grimstad Helset
Poland / Pologne	Ministry of Climate / Ministère du Climat Krzysztof Szymański
Portugal / Portugal	Department of Energy Planning and Statistics / Direction du service de planification énergétique et statistique Manuela Fonseca / Graça Torres
Romania / Roumanie	Nuclear Agency and Radioactive Waste / Agence nucléaire et aux déchets radioactifs Eugen Banches / Georgiana Ramona Popescu
Russia / Russie	ROSATOM / ROSATOM Alexey Prosyantov
Slovak Republic / Rép. slovaque	Ministry of Economy of the Slovak Republic / Ministère de l'Économie de la République slovaque Martin Vanek
Slovenia / Slovénie	Krško Nuclear Power Plant / Centrale nucléaire de Krško Bojan Kurinčič / Igor Grlicarev
Spain / Espagne	Ministry for the Ecological Transition / Ministère de pour la transition écologique Irene Dovale Hernandez
Sweden / Suède	Ministry of Infrastructure / 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 Hakan Hatipoglu
United Kingdom / Royaume-Uni	Department of Business, Energy and Industrial Strategy / Département des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle Daniel Millward / Ella Laws
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 37 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, Colombia, 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 under the responsibility of the Secretary-General of the OECD. The opinions expressed and arguments employed herein do not necessarily reflect the official views of the member countries of the OECD or its Nuclear Energy Agency.

NUCLEAR ENERGY AGENCY

The OECD Nuclear Energy Agency (NEA) was established on 1 February 1958. Current NEA membership consists of 34 countries: Argentina, Australia, Austria, Belgium, Bulgaria, 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 2021

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: Husab mine in Namibia (Swakop Uranium); Climate change (Agustín Lautaro, Unsplash).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 37 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 Colombie, 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 Slovaquie, 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. Les opinions et les arguments exprimés ici ne reflètent pas nécessairement les vues officielles des pays membres de l'OCDE ou de son Agence pour l'énergie nucléaire.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958. Elle réunit actuellement 34 pays : l'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, la Bulgarie, 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 Slovaquie, 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 2021

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 : Mine d'uranium de Husab en Namibie (Swakop Uranium); Changement climatique (Agustín Lautaro, Unsplash).

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/OECDNEA 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/OECDNEA ou suivez-nous sur **Twitter** @OECD_NEA.



Nuclear Energy Data – 2020

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 2020, the COVID-19 pandemic has highlighted the importance of electricity security in modern societies. Although the long-term implications for electricity generation are difficult to assess, during the crisis nuclear power continued to support the security of supply and has been, together with renewables, one of the most resilient electricity sources. In 2019, nuclear power continued to supply significant amounts of low carbon baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels and 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 countries such as Finland, Hungary, Turkey, the United Kingdom and Russia. 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 – 2020

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 proposent une synthèse des politiques énergétiques, de la situation des programmes électronucléaires et des évolutions du cycle du combustible.

En 2020, la pandémie de COVID-19 a mis en avant l'importance de la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans nos sociétés modernes. S'il est difficile d'évaluer les conséquences à long terme sur la production d'électricité, on observe que, pendant la crise, l'énergie nucléaire a continué de soutenir la sécurité d'approvisionnement et demeure, avec les renouvelables, l'une des sources d'électricité les plus résilientes. En 2019, les centrales nucléaires ont continué de fournir de grandes quantités 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, en Russie et en Turquie. De plus amples informations sur ces évolutions et d'autres développements sont fournies dans les nombreux tableaux, graphiques et rapports nationaux que contient cet ouvrage.

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