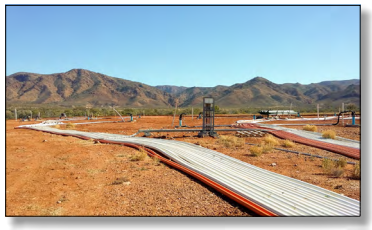
Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire
2017

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2017





OECD
BETTER POLICIES FOR BETTER LIVES

NEA
NUCLEAR ENERGY AGENCY

Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data
Données sur l'énergie nucléaire
2017

© OECD 2017
NEA No. 7365

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 2017 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 2035. Also included are short narrative country reports that give updates of the status, trends and issues in nuclear energy programmes. In 2016, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels and subsidised renewable energy sources.

Nuclear electricity generation

Total electricity generation in NEA member countries declined slightly from 2015 to 2016 (1.5%) and electricity production at nuclear power plants (NPPs) decreased by 0.5% over the same period. In the OECD area, total electricity generation also declined from 2015 to 2016 (1.6%) and electricity production at nuclear power plants decreased by 0.6%. The share of electricity production from nuclear power plants in NEA countries increased slightly (from 18.6% in 2015 to 18.7% in 2016), despite total nuclear capacity declining by 0.3% (from 324.6 GWe in 2015 to 323.6 GWe in 2016). The share of electricity production from nuclear power plants in the OECD area increased slightly (from 18.3% to 18.5%) despite total nuclear capacity declining by 0.6% (from 298.4 GWe in 2015 to 296.7 GWe in 2016).

	NEA (2015)	NEA (2016)	OECD (2015)	OECD (2016)
Total electricity generation (net TWh)	11 164.1	11 003.6	10 321.8	10 158.2
Nuclear electricity generation (net TWh)	2 071.1	2 061.1	1 888.7	1 877.5
Nuclear power share of total electricity generation (%)	18.6	18.7	18.3	18.5
Total electricity capacity (net GWe)	2 989.5	3 027.0	2 806.6	2 838.2
Nuclear electricity capacity (net GWe)	324.6	323.6	298.4	296.7
Nuclear power share of total electricity capacity (%)	10.9	10.7	10.6	10.5

The figures above show that, on the one hand, operations at many nuclear power plants in NEA member countries were very efficient throughout 2016. Nuclear power plants in Belgium, Canada, Hungary, the Netherlands, Russia, Slovenia, Spain, the United Kingdom and the United States led the way with increased output in 2016, compared to 2015. In Japan, an additional three reactors returned to operation in 2016, bringing the total to five under the new regulatory regime. On the other hand, carbon concentration issues identified in some steel components that caused the idling of several reactors in France led to the most significant decline in nuclear electricity generation in 2016. Germany continued its decreasing trend in nuclear electricity production. Operation of the Dukovany and Temelin plants in the Czech Republic was significantly influenced by several outages in 2016 because of additional inspections and repairs of several welds. Among the 19 NEA member countries with nuclear capacity, 9 countries had nevertheless more than a 30% share of nuclear electricity production in the total net generation for 2016.

1. 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, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States are members of the Nuclear Energy Agency (NEA). Chile, Estonia, Israel, Latvia and New Zealand have been included for OECD area calculations. Data have been provided from Russia for some tables and figures of this 2017 edition of *Nuclear Energy Data*. Argentina and Romania became members of the NEA in 2017 – as of 1 September 2017 and 15 October 2017, respectively – and data from these countries will thus be included in the 2018 version of *Nuclear Energy Data*.

Reactor highlights

As of 1 January 2017, 352 operational reactors were connected to the grid in NEA countries. A total of 25 reactors were under construction, although the construction of 3 reactors in Japan has at least temporarily been halted. In addition, 13 reactors were considered firmly committed to construction in the OECD area, including the first units in Turkey for commercial electricity production. Three new units were connected to the grid in 2016, in Korea, Russia and the United States. Three reactors were officially closed in 2016 – one in Japan, one in Russia and one in the United States. By contrast, 12 reactors are planned to be retired from service by 2020, which will reduce OECD nuclear generating capacity by a total of 9.8 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 Korea, Sweden, Switzerland and the United States.

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

- In Canada, the provincial government of Ontario intends to proceed with the refurbishment of ten reactors. Four of these reactors are at the Darlington Nuclear Generating Station and six at the Bruce Nuclear Generating Station. Refurbishments will add about 25-30 years to the operational life of each unit. The refurbishment of Darlington began with the first reactor in October 2016 and is expected to be completed by 2026, with the Bruce refurbishment expected to begin in 2020.
- In the Czech Republic, the State Office for Nuclear Safety approved in March 2016 the long-term operation of NPP Dukovany unit 1. The utility ČEZ submitted a request and documentation to the Ministry of the Environment in order to begin the process for the environmental impact assessment of a new plant located at the site of the current NPP Dukovany.
- In Finland, Teollisuuden Voima Oyj (TVO) is preparing for the renewal of the operating licence for its two power plant units by 2018 through plant modifications to further improve safety. Most of the Olkiluoto 3 (OL3) construction work for the plant unit has been completed. In April 2016, TVO filed an application for the OL3 operating licence.
- In France, one European pressurised reactor (EPR) is under construction at Flamanville. In 2016, major construction steps were achieved, including the completion of the main civil engineering work. French operator Électricité de France (EDF) faced some difficulties in 2016 after the discovery of high concentrations of carbon on the channel heads of steam generators in its nuclear fleet. Nevertheless, the French nuclear safety authority and other national regulators have not identified any safety issues. However, this programme of inspections and tests caused significant disruptions to the operation of the nuclear fleet.
- In Hungary, the lifetime extension of the Paks nuclear power plant from 30 to 50 years is currently ongoing. In 2016, the Atomic Energy Authority issued a licence for the unit 3 lifetime extension programme, while the application for the lifetime extension of unit 4 has already been submitted to the national regulatory authority.
- In Japan, 2016 saw progress in reactor restarts with three additional reactors returned to operation, bringing the total to five under the new regulatory regime. In 2016, Kansai became the first operator to be granted extended, 60-year operating licences for its Takahama and Mihama plants.
- In Korea, the first nationally designed advanced pressurised reactor-1400 (APR-1400), unit 3 at the Shin Kori NPP, was connected to the grid in January 2016.
- In Mexico, Laguna Verde unit 1 received permission from the national regulator to operate at the extended power uprate level (120%). In 2015, an application for a licence renewal of Laguna Verde units was submitted to the Mexican regulatory authority, which could allow its operation for an additional 30 years.
- Poland is planning to implement its nuclear power programme, which will potentially include two NPPs.
- In Russia, the first VVER-1200, Novovoronezh II unit 1 was connected to the grid in 2016, and the BN-800 sodium-cooled reactor at the Beloyarsk NPP began commercial operation.
- In Turkey, the Akkuyu Project Company applied for an electricity generation licence and a construction licence in early 2017, paving the way for construction activities at the first nuclear power plant in Turkey.

- In the United Kingdom, Hinkley Point C was given the go-ahead after a final investment decision by EDF and the UK government review of the entire project in 2016.
- In the United States, Watts Bar 2 unit entered commercial operation in 2016, the first new nuclear power plant in the country in 20 years. As of 1 January 2016, licence renewals for 84 of the 99 operating reactors had been granted and applications for 10 reactors to operate for a total of 60 years were under review. The nuclear power industry is preparing applications for licence renewals that would allow continued operation beyond 60 years, potentially for 80 years. NuScale Power submitted the first ever Design Certification Application for a small modular reactor (SMR) to the Nuclear Regulatory Commission. In early 2016, the US Nuclear Energy Institute announced its "Delivering the nuclear promise" initiative, which aims to reduce by 30% total US reactor fleet operating costs by 2018.

Fuel cycle updates

Depressed uranium market prices through 2016 reduced exploration activities and led to uranium production cuts at a number of facilities. The most significant of these changes were the plans announced to cease mine production at Rabbit Lake in Canada and at Langer Heinrich in Namibia, and plans to delay development of new wellfields at many in situ leach mines in the United States. However, Cigar Lake mine in Canada has performed beyond expectations since it came into commercial operation in 2015, and its high uranium output has offset production cuts elsewhere. Two new mines have entered production, Husab in Namibia and Lance in the state of Wyoming, United States. Global uranium production increased by about 2% to 62 000 tU, led by mining output increases in Canada and Kazakhstan. Uranium production in NEA member countries increased by 5% from 2015 to over 24 000 tU in 2016 (a 6% increase in the OECD area), owing to increased production in Australia, and particularly in Canada. Despite this increase, NEA uranium production provided about 50% of uranium requirements in 2016 (about 48% in the OECD area), partly as a result of reduced demand. Imports will continue to be needed to meet total NEA and OECD uranium reactor requirements, as has been the case in the past several years.

Commercial uranium conversion facilities were in operation in Canada, France, Russia and the United States. However, most converters are currently running their plants at between 50-70% capacity as a result of continued oversupply and low demand in recent years. Construction of a new conversion plant continued in 2016 at the Comurhex II facility in France, at both Malvesi and Tricastin sites: i) at Malvesi, with the continued ramp-up of industrial production following the qualification of the UF_4 produced by the new thermal denitration process, and ii) at Tricastin, with the continued construction of the fluorination, effluent treatment and utility functions.

The Urenco centrifuge facility in the United States – the only enrichment plant in operation in OECD America – has an annual capacity of 4.7 million separative work units (SWU). In 2016, the Georges Besse II centrifuge enrichment plant in France reached its full capacity of 7.5 million SWU per year. However, poor market conditions have caused enrichers to gradually phase out older centrifuges in Europe (Urenco) and in Russia (Tvel). Centrus continues to pursue development of the American Centrifuge Plant and has received a one-year extension contract from the US Department of Energy (DOE). Development of the GE Hitachi laser enrichment technology has slowed to a pace consistent with market conditions. However, the DOE announced an agreement with Global Laser Enrichment (GLE) to sell the high-assay depleted uranium inventories. GLE plans to build a new enrichment plant at the Paducah site, based on the laser enrichment technology, for the purpose of re-enriching the tails. Conversion and enrichment capacities exceed requirements in OECD Europe, and conversion capacity exceeds requirements in OECD America. Enrichment services need to be imported in OECD America and Pacific regions, and conversion services must be imported in the Pacific region.

The storage capacity for irradiated fuel in NEA countries is adequate to meet requirements and is expected to be expanded as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments, including Belgium, Canada, Finland, France, Germany, Korea, Spain and the United Kingdom, reported progress in the establishment of permanent repositories for the disposal of spent fuel and other forms of radioactive waste. In 2015, Finland became the first country to begin construction of a permanent repository for high-level waste. The facility is planned to begin operations in the early 2020s. In 2016, the French Parliament passed a law on reversibility, detailing the procedure for establishing the underground industrial repository (Cigéo) in France.

Policy highlights

On 4 November 2016, the COP21 Paris Agreement entered into force and ten countries explicitly mentioned nuclear energy in their national strategies to reduce emissions.

In Canada, the new "Nuclear Liability and Compensation Act" establishes a compensation and liability regime in the 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", legislation which dates back to the early 1970s.

In December 2016, the German Parliament adopted regulations introducing a new model for the allocation of responsibilities regarding the decommissioning and dismantling of NPPs and the management of nuclear waste. The new model modifies the existing nuclear liabilities and responsibilities of NPP operators in Germany and ensures that the long-term financing of nuclear phase-out is secured. At the same time, this new model also puts companies in a position to meet their long-term obligations without risk to their financial stability.

The Japanese electricity market was deregulated at the distribution level in April 2016, and the Revised Electricity Business Act 2015 requires the legal separation of generation from transmission and distribution by April 2020.

Mexico plans to generate 35% of its electricity from clean energy sources by 2024, including from nuclear. In December 2015, an important Law on Energy Transition entered into force to regulate the sustainable use of power and Mexico's commitments to clean energies.

On November 2016, a referendum took place in Switzerland regarding the limitation of the long-term operation of NPPs. The public rejected the proposed limitation of 45 years of operation, which means that Swiss NPPs can remain in operation as long they are safe.

In the United States, in response to local electricity market conditions, the state governments of Illinois and New York passed price support legislation in the form of zero-emission credits (ZECs) for nuclear power plants experiencing unprofitable electricity market conditions. These market conditions are primarily a result of historically low, local electricity prices due to a significant increase in the availability of natural gas, flat demand growth, grid congestion and the increased use of renewables.

Résumé

Cette édition 2017 de *Données sur l'énergie nucléaire* contient des informations officielles communiquées par les pays membres de l'AEN et de l'OCDE[1], parmi lesquelles des projections de la puissance installée totale et nucléaire, ainsi que les besoins et les capacités de production du cycle du combustible jusqu'en 2035. Elle comprend également des rapports nationaux succincts qui présentent les derniers développements concernant les programmes nucléaires des pays concernés. En 2016, l'énergie nucléaire a continué de fournir de grandes quantités d'électricité en base faiblement carbonée, en dépit de la vive concurrence des combustibles fossiles bon marché et des sources renouvelables subventionnées.

Production d'électricité d'origine nucléaire

La production totale d'électricité à légèrement décru dans les pays de l'AEN de 2015 à 2016 (1,5 %), et la production d'électricité des centrales nucléaires a baissé de 0,5 % sur la même période. Dans la zone de l'OCDE, la production totale d'électricité a également diminué de 2015 à 2016 (1,6 %), comme la production d'électricité des centrales nucléaires (0,6 %). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans les pays de l'AEN a légèrement augmenté (de 18,6 % en 2015 à 18,7 % en 2016), bien que la capacité de production d'origine nucléaire totale ait diminué de 0,3 % (de 324,6 GWe en 2015 à 323,6 GWe en 2016). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans la zone de l'OCDE a légèrement augmenté, de 18,3 % à 18,5 %, bien que la capacité de production d'origine nucléaire se soit contractée de 0,6 % (de 298,4 GWe en 2015 à 296,7 GWe en 2016).

	AEN (2015)	AEN (2016)	OCDE (2015)	OCDE (2016)
Production d'électricité totale (en TWh nets)	11 164.1	11 003.6	10 321.8	10 158.2
Production d'électricité nucléaire (en TWh nets)	2 071.1	2 061.1	1 888.7	1 877.5
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (%)	18.6	18.7	18.3	18.5
Puissance installée totale (en GWe nets)	2 989.5	3 027.0	2 806.6	2 838.2
Puissance nucléaire installée (en GWe nets)	324.6	323.6	298.4	296.7
Part de l'énergie nucléaire dans la puissance installée (%)	10.9	10.7	10.6	10.5

Les chiffres ci-dessus montrent que de nombreuses centrales nucléaires des pays membres de l'AEN ont fonctionné avec une grande efficacité en 2016. Les centrales de Belgique, du Canada, d'Espagne, des États-Unis, de Hongrie, des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de Russie et de Slovénie se placent en tête avec une production en hausse par rapport à 2015. Au Japon, trois réacteurs supplémentaires ont été remis en marche en 2016, ce qui porte à cinq le nombre de tranches en exploitation répondant à la nouvelle réglementation en vigueur. Inversement, en France, la mise à l'arrêt temporaire de plusieurs réacteurs en 2016, en raison de taux de concentration en carbone trop élevés constatés dans certains composants en aciers, a provoqué la plus importante baisse de production d'électricité nucléaire en 2016. En Allemagne, la production d'électricité d'origine nucléaire a continué de diminuer ; en République tchèque, l'exploitation des centrales de Dukovany et de Temelin a été fortement affectée par plusieurs mises à l'arrêt en raison

1. L'Allemagne, 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, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie sont membres de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN). Le Chili, l'Estonie, Israël, la Lettonie et la Nouvelle-Zélande sont inclus dans les calculs concernant la zone de l'OCDE. La Russie a fourni des informations pour certains des tableaux et éléments chiffrés présentés dans cette édition 2017 de *Données sur l'énergie nucléaire*. L'Argentine et la Roumanie sont devenues membres de l'AEN en 2017 – respectivement en date du 1er septembre et du 15 octobre 2017. Les données concernant ces pays seront intégrées à la version 2018 de *Données sur l'énergie nucléaire*.

d'inspections supplémentaires et de réparations effectuées sur plusieurs soudures. Toutefois, dans 9 des 19 pays membres de l'AEN dotés de centrales nucléaires de puissance, la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité est supérieure à 30 % de la production nette totale d'électricité.

Actualité concernant les réacteurs

En date du 1er janvier 2017, 352 réacteurs en exploitation étaient raccordés aux réseaux électriques des pays de l'AEN, et 25 réacteurs étaient en cours de construction. Toutefois, la construction de trois réacteurs a été interrompue au Japon, au moins temporairement. En outre, 13 commandes fermes de réacteurs ont été passées dans la zone de l'OCDE, notamment les premiers réacteurs de puissance de la Turquie en vue d'une production commerciale d'électricité. En 2016, 3 nouvelles tranches ont été raccordées au réseau en Corée, aux États-Unis et en Russie, et 3 réacteurs ont été officiellement mis hors service – 1 aux États-Unis, 1 au Japon et 1 en Russie. Douze réacteurs doivent être mis hors service d'ici à 2020, ce qui réduira la puissance installée de l'AEN de 9,8 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 Suède et en Suisse.

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

- Au Canada, le gouvernement de la province de l'Ontario a l'intention de procéder à la réfection de dix réacteurs. Quatre d'entre eux sont situés à la centrale nucléaire de Darlington, et six autres à la centrale nucléaire de Bruce. Ces réfections devraient permettre de prolonger de 25 à 30 ans la durée d'exploitation de chaque réacteur. La réfection de Darlington a commencé en octobre 2016 avec le premier réacteur et devrait être achevée d'ici à 2026. Les travaux à Bruce devraient débuter en 2020.
- En Corée, le premier réacteur à eau sous pression de type avancé (APR-1400) de conception coréenne, qui équipe la tranche 3 de la centrale de Shin Kori, a été raccordé au réseau en janvier 2016.
- Aux États-Unis, l'exploitation commerciale de la tranche 2 de Watts Bar a débuté en 2016. Il s'agit de la première mise en service d'une nouvelle tranche depuis 20 ans. En date du 1er janvier 2016, l'autorité de sûreté a accordé des renouvellements d'autorisation pour 84 des 99 réacteurs actuellement en service dans le pays. Elle étudie actuellement des demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 10 autres réacteurs. L'industrie de l'énergie nucléaire prépare des demandes de renouvellement d'autorisation qui permettraient une exploitation continue au-delà de 60 ans, potentiellement jusqu'à 80 ans. NuScale Power a déposé auprès de la Nuclear Regulatory Commission la première demande de certification de conception pour un petit réacteur modulaire (SMR). Au début de 2016, l'US Nuclear Institute a annoncé le lancement de l'initiative « Delivering the Nuclear Promise », dont le but est de réduire de 30 % les coûts d'exploitation de l'intégralité du parc nucléaire du pays d'ici à 2018.
- En Finlande, Teollisuuden Voima Oyj (TVO) prépare le renouvellement des autorisations d'exploitation des deux réacteurs de la centrale d'Olkiluoto d'ici à 2018. À cette fin, elle effectue des modifications pour en améliorer encore la sûreté. La majeure partie des travaux de construction de la tranche 3 d'Olkiluoto (OL3) est achevée. En avril 2016, TVO a déposé une demande d'autorisation d'exploitation pour OL3.
- En France, un réacteur à eau sous pression européen (EPR) est en construction à Flamanville. En 2016, des étapes importantes de la construction ont été franchies, avec l'achèvement des principaux travaux de génie civil. L'entreprise Électricité de France (EDF) a rencontré des difficultés après qu'ont été constatés de forts taux de concentration de carbone dans les fonds primaires de certains générateurs de vapeur de son parc nucléaire. Néanmoins, l'Autorité de sûreté nucléaire et d'autres autorités nationales ont estimé que la sûreté n'était pas remise en cause. Cependant, le programme d'inspection et d'essai mis en œuvre à cette occasion a fortement perturbé l'exploitation du parc nucléaire français.
- En Hongrie, la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Paks de 30 à 50 ans est en cours. En 2016, l'Autorité nationale de l'énergie nucléaire a autorisé l'augmentation de la durée de vie de trois réacteurs, et une prolongation a déjà été autorisée par l'autorité de sûreté nationale pour la tranche 4.
- Au Japon, trois réacteurs ont été redémarrés en 2016, ce qui porte à cinq le nombre de tranches en exploitation répondant à la nouvelle réglementation en vigueur. En 2016, Kensai a été le premier exploitant à se voir octroyer une autorisation d'exploitation de 60 ans pour les centrales de Takahama et de Mihama.

- Au Mexique, l'autorité de sûreté a autorisé l'exploitation de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Laguna Verde à une puissance augmentée (120 %). En 2015, l'exploitant de cette centrale a déposé une demande de renouvellement d'autorisation auprès de l'autorité de sûreté, qui pourrait autoriser son exploitation pour 30 années supplémentaires.
- La Pologne prévoit de mettre en œuvre son programme électronucléaire, qui pourrait potentiellement comprendre deux centrales nucléaires.
- En République tchèque, l'autorité de sûreté nationale a approuvé en mars 2016 l'exploitation à long terme de la tranche 1 de la centrale de Dukovany. L'électricien ČEZ a déposé auprès du ministère de l'Environnement une demande assortie de la documentation nécessaire pour lancer le processus d'étude d'impact environnemental concernant une nouvelle centrale qu'il projette d'implanter sur le site de la centrale de Dukovany.
- Au Royaume-Uni, le feu vert a été accordé pour la construction d'Hinkley Point C après la décision finale d'investissement d'EDF et l'examen complet du projet par le gouvernement britannique en 2016.
- En Russie, le premier VVER-1200 de la tranche 1 de Novovoronezh II a été raccordé au réseau en 2016 et l'exploitation commerciale du réacteur refroidi au sodium BN-800 de la centrale nucléaire de Beloyarsk a débuté.
- En Turquie la Compagnie du projet Akkuyu a déposé une demande d'autorisation de production d'électricité et une autorisation de construction au début de l'année 2017, ouvrant ainsi la voie à la construction de la première centrale nucléaire du pays.

Actualité du cycle du combustible

La baisse du cours de l'uranium pendant l'année 2016 a conduit à une réduction des activités d'exploration et à une diminution de la production dans un certain nombre d'installations. Ainsi, il a notamment été annoncé que la production allait cesser à la mine de Rabbit Lake, au Canada, et à la mine de Langer Heinrich, en Namibie, et que le développement de nouveaux champs de captage serait reporté dans de nombreuses installations de lixiviation in situ des États-Unis. Toutefois, la production de la mine de Cigar Lake, au Canada, a dépassé les prévisions depuis le début de l'exploitation commerciale en 2015, et cette forte production d'uranium a compensé les baisses constatées ailleurs. Deux nouvelles mines sont entrées en production, à Husab en Namibie et à Lance, aux États-Unis (Wyoming). La production mondiale d'uranium a progressé de près de 2 % pour atteindre 62 000 t d'U, notamment en raison d'une augmentation de la production au Kazakhstan et au Canada. La production d'uranium dans les pays membres de l'AEN a progressé de 5 % par rapport à 2015, pour dépasser 24 000 t d'U (la hausse atteint 6 % dans la zone de l'OCDE), en raison d'une augmentation de la production en Australie et surtout au Canada. Toutefois, la production des pays membres de l'AEN n'a couvert que 50 % des besoins en 2016 (environ 48 % dans la zone de l'OCDE), en partie en raison d'une réduction de la demande. 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.

Des installations commerciales de conversion de l'uranium sont exploitées au Canada, aux États-Unis, en France et en Russie. Toutefois, la plupart des convertisseurs ne font fonctionner leurs installations qu'à 50 à 70 % de leur capacité, en raison d'une surproduction continue et d'une demande faible ces dernières années. En France, la construction de la nouvelle usine de conversion Comurhex II s'est poursuivie sur les sites de Malvesi et du Tricastin : i) à Malvesi, avec la montée en charge de la production industrielle après la qualification de l'UF_4 produit grâce au nouveau processus de dénitration thermique, et ii) au Tricastin, avec la poursuite de la construction des installations de traitement des effluents et de fluoration et des équipements auxiliaires.

Aux États-Unis, l'usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse d'URENCO, seule usine d'enrichissement actuellement opérationnelle dans la région Amérique de l'OCDE, a une capacité annuelle de 4,7 millions d'unités de travail de séparation (UTS). En France, la capacité annuelle de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II a atteint 7,5 millions d'UTS au début de 2016. Toutefois, de mauvaises conditions de marché ont contraint les enrichisseurs à arrêter graduellement les plus anciennes centrifugeuses en Europe (Urenco) et en Russie (Tvel). Centrus poursuit son projet de développement de l'American Centrifuge Plant et a reconduit pour une durée d'un an son contrat avec

le ministère de l'Énergie (DOE). La contraction du marché a également conduit GE-Hitachi à ralentir en proportion son projet d'installation d'enrichissement par laser. Toutefois, le DOE a annoncé la conclusion d'un accord avec Global Laser Enrichment (GLE) concernant la vente de stocks d'uranium appauvri à teneur relativement importante en ^{235}U. GLE prévoit de construire une nouvelle usine d'enrichissement sur le site de Paducah pour y exploiter la technologie de l'enrichissement au laser afin de réenrichir l'uranium appauvri. Les capacités de conversion et d'enrichissement de l'uranium dépassent les besoins dans la région Europe de l'OCDE. Dans la région Amérique, seules les capacités de conversion dépassent les besoins, les services d'enrichissement devant être importés. Enfin, la région Pacifique est importatrice à l'étape de la conversion comme à celle de l'enrichissement.

La capacité d'entreposage du combustible irradié dans les pays de l'AEN est en adéquation avec la demande et devrait être augmentée en fonction des besoins opérationnels jusqu'à ce que des sites de stockage soient construits. Plusieurs gouvernements, dont l'Allemagne, la Belgique, 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 du combustible usé et d'autres formes de déchets radioactifs. En 2015, la Finlande a été le premier pays au monde à entamer la construction d'un site de stockage pour les déchets de haute activité. L'exploitation du site devrait débuter au début des années 2020. En 2016, le Parlement français a voté une loi sur la réversibilité qui détaille la procédure d'établissement d'un centre industriel de stockage géologique (Cigéo) en France.

Actualité politique et législative

Le 4 novembre 2016, l'Accord de Paris sur le Climat issu de la COP21 est entré en vigueur. Dix pays ont explicitement mentionné que l'énergie nucléaire faisait partie de leur stratégie nationale de réduction de leurs émissions.

En Allemagne, le Parlement fédéral a adopté en décembre 2016 une nouvelle réglementation qui instaure un nouveau modèle d'attribution des responsabilités en matière de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs. Ce nouveau modèle modifie les actuelles responsabilités opérationnelles et juridiques des exploitants de centrales allemandes et assure le financement à long terme du programme de sortie du nucléaire. Dans le même temps, il prévoit que les entreprises devront pouvoir satisfaire à leurs obligations à long terme découlant de la loi sur l'énergie atomique sans mettre en danger leur stabilité financière.

Au Canada, la loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire (LRIN) établit un régime de responsabilité et d'indemnisation en matière nucléaire dans le cas où un accident nucléaire aurait lieu et causerait des dommages. Elle est entrée en vigueur le 1er janvier 2017 et remplace la loi sur la responsabilité civile nucléaire, votée au début des années 1970.

Aux États-Unis, les autorités des états de New York et de l'Illinois ont voté des mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions (ZEC) au bénéfice des centrales nucléaires qui sont confrontées à des conditions de marché défavorables. Ces conditions sont avant tout la résultante de prix de l'électricité historiquement bas en raison d'une forte augmentation de la disponibilité du gaz naturel, d'une absence de croissance de la demande, d'une congestion des réseaux et de l'utilisation accrue des énergies renouvelables.

Au Japon, le marché de la distribution d'électricité a été déréglementé en avril 2016, et la loi révisée de 2015 sur les activités relatives à l'électricité prévoit que, d'ici à avril 2020, les activités de production soient séparées juridiquement des activités de transport et de distribution.

Le Mexique prévoit de produire 35 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres d'ici à 2024. En décembre 2015, une importante loi sur la transition énergétique est entrée en vigueur. Elle vise à réglementer l'utilisation durable de l'électricité et à concrétiser les engagements du Mexique en faveur des énergies propres.

En Suisse, un référendum concernant la limitation de l'exploitation à long terme des centrales nucléaires s'est tenu en novembre 2016. Le public a rejeté la proposition de limitation à 45 ans, ce qui signifie que les centrales nucléaires suisses peuvent continuer de fonctionner tant qu'elles sont sûres.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation 15

2. Nuclear fuel cycle requirements 27

3. Country reports 41
Belgium 41
Canada 42
Czech Republic 45
Finland 46
France 48
Germany 52
Hungary 53
Japan 54
Korea 55
Mexico 55
Poland 56
Russia 57
Slovak Republic 58
Spain 59
Sweden 60
Switzerland 61
Turkey 61
United Kingdom 61
United States 63

Reporting organisations and contact persons 95

Tables

1.1 Total and nuclear electricity generation 16
1.2 Total and nuclear electricity capacity 18
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 1 January 2017) 21
1.4 Nuclear power plants connected to the grid 22
2.1 Uranium resources 27
2.2 Uranium production 27
2.3 Uranium requirements 28
2.4 Conversion capacities 29
2.5 Conversion requirements 30

2.6 Enrichment capacities 31
2.7 Enrichment requirements 32
2.8 Fuel fabrication capacities 33
2.9 Fuel fabrication requirements 34
2.10 Spent fuel storage capacities 35
2.11 Spent fuel arisings and cumulative in storage 36
2.12 Reprocessing capacities 38
2.13 Plutonium use 38
2.14 Re-enriched tails production 39
2.15 Re-enriched tails use 39
2.16 Reprocessed uranium production 39
2.17 Reprocessed uranium use 40

Figures

1.1 Nuclear power share of total electricity production (as of 1 January 2017) 15
1.2 Trends in total and nuclear electricity generation 20
1.3 Trends in total and nuclear electricity capacity 20
1.4 Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2017) 23
1.5 Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2017) 23
1.6 The nuclear fuel cycle 24
2.1 Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2017) 40

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire 15

2. Besoins du cycle du combustible nucléaire 27

3. Rapports par pays 67
Allemagne 67
Belgique 68
Canada 69
Corée 73
Espagne 73
États-Unis 74
Finlande 77
France 79
Hongrie 83
Japon 85
Mexique 85
Pologne 86
République slovaque 87
République tchèque 87
Royaume-Uni 89
Russie 91
Suède 93
Suisse 93
Turquie 94

Organisations déclarantes et personnes à contacter 95

Tableaux
1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire 16
1.2 Puissance installée totale et nucléaire 18
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 1er janvier 2017) 21
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau 22
2.1 Ressources en uranium 27
2.2 Production d'uranium 27
2.3 Besoins en uranium 28
2.4 Capacités de conversion 29
2.5 Besoins de conversion 30

2.6 Capacités d'enrichissement 31
2.7 Besoins d'enrichissement 32
2.8 Capacités de fabrication du combustible 33
2.9 Besoins en matière de fabrication du combustible 34
2.10 Capacités d'entreposage du combustible usé 35
2.11 Quantités de combustible usé déchargées et entreposées 36
2.12 Capacités de retraitement 38
2.13 Consommation de plutonium 38
2.14 Production d'uranium appauvri 39
2.15 Consommation d'uranium appauvri 39
2.16 Production d'uranium de retraitement 39
2.17 Consommation d'uranium de retraitement 40

Figures

1.1 Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1er janvier 2017) 15
1.2 Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire 20
1.3 Évolution de la puissance installée totale et nucléaire 20
1.4 Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1er janvier 2017) 23
1.5 Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1er janvier 2017) 23
1.6 Cycle du combustible nucléaire 25
2.1 Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1er janvier 2017) 40

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 2017)
Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1er janvier 2017)

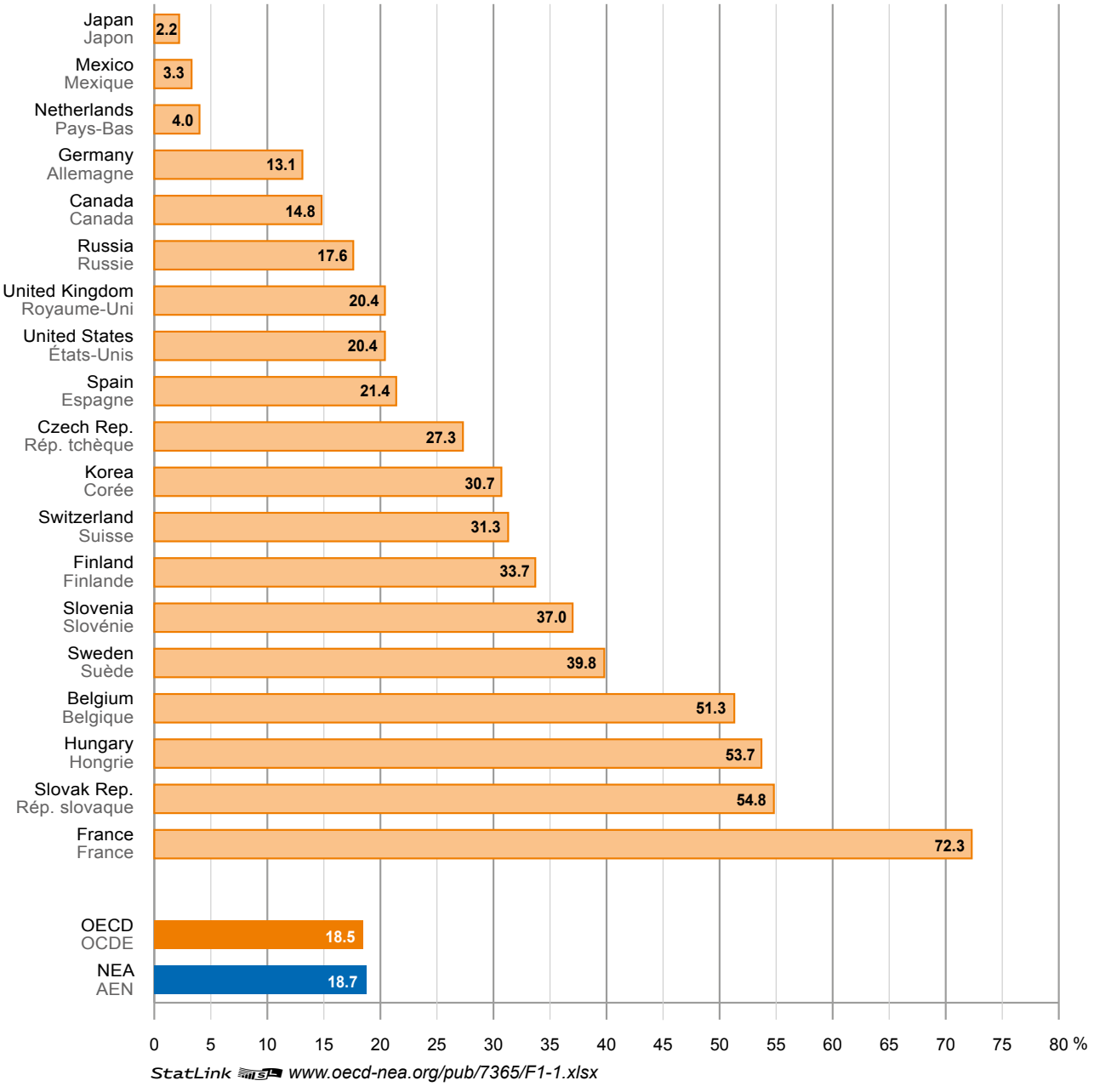


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2015 Total	2015 Nuclear Nucléaire	2015 %	2016 Total	2016 Nuclear Nucléaire	2016 %	2017 Total	2017 Nuclear Nucléaire	2017 %	2020 ... Total
OECD America	**OCDE Amérique**	**4 940.3**	**904.8**	**18.3**	**4 971.4**	**907.5**	**18.3**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**4 868.0**	**904.8**	**18.6**	**4 897.6**	**907.5**	**18.5**				
Canada	Canada	637.0	96.0	15.1	667.0 (b)	99.0 (b)	14.8	662.0	83.0	12.5	679.0
Mexico	Mexique	309.6	11.6	3.7	319.4 (b)	10.6 (b)	3.3	303.4-N/A	10.7-N/A	3.5-N/A	331.6-N/A
United States	États-Unis	3 921.4	797.2	20.3	3 911.2 (b)	797.9 (b)	20.4	3 903.0	792.1	20.3	3 983-3 998
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**72.3**	**0.0**	**0.0**	**73.8**	0.0	0.0				
Chile	Chili	72.3	0.0	0.0	73.8	0.0	0.0	69.2	0.0	0.0	77.0
OECD Europe and Middle East **OCDE Europe et Moyen-Orient**		**3 516.6**	**809.8**	**23.0**	**3 547.5**	**790.4**	**22.3**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**2 356.5**	**809.8**	**34.4**	**2 344.2**	**790.4**	**33.7**				
Belgium	Belgique	68.0	25.0	36.8	80.0 (b)	41.0 (b)	51.3	N/A	N/A	N/A	74.0 (c)
Czech Republic	Rép. tchèque	83.9	25.3	30.2	83.3 (b)	22.7	27.3	79.0-80.9	25.4-25.5	32.2-31.5	80.5-83.8
Finland	Finlande	66.1	22.4	33.9	66.1	22.3 (b)	33.7	70.0	21.9-23.0	31.3-32.9	85.0
France	France (d)	546.0	416.8	76.3	531.3	384.0	72.3	541.5-559.1	420.5-420.6	77.7-75.2	551.8-572.5
Germany	Allemagne (e)	610.2	86.8	14.2	611.9 (b)	80.0 (b)	13.1	N/A	N/A-80.0	N/A	536.0-575.0
Hungary	Hongrie	27.1	14.9	55.0	28.1	15.1	53.7	27.0-27.5	14.8-15.0	54.8-54.5	31.2
Netherlands	Pays-Bas	109.6	3.9	3.6	105.7	4.2	4.0	95.6	4.2	4.4	98.6-100.2
Slovak Republic	Rép. slovaque	24.8	14.1	56.9	25.0 (b)	13.7	54.8	25.1	14.2	14.9	29.7
Slovenia	Slovénie	14.2	5.6	39.4	15.4 (b)	5.7	37.0	16.1-16.3	5.1-6.1	31.7-37.4	18.2-19.0
Spain	Espagne	267.9	54.8	20.5	262.1 (b)	56.1	21.4	266.5	54.8	20.6	272.9
Sweden	Suède	159.0	54.3	34.2	152.0 (b)	60.5 (b)	39.8	N/A-160.0	N/A-62.5	N/A-39.1	N/A-155.0
Switzerland	Suisse	61.0	22.0	36.1	64.0	20.0 (b)	31.3	56.0-68.0	18.0-32.0	32.1-47.1	53.0-65.0
United Kingdom	Royaume-Uni	318.7	63.9	20.1	319.3 (b)	65.1 (b)	20.4	333.0	58.0	17.4	313.0
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**1 160.1**	**0.0**	**0.0**	**1 203.3**	**0.0**	**0.0**				
Austria	Autriche	63.1	0.0	0.0	66.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	27.6	0.0	0.0	27.3 (b)	0.0	0.0	28.7	0.0	0.0	33.7-33.9
Estonia	Estonie	10.3	0.0	0.0	12.5	0.0	0.0	10.3-12.5	0.0	0.0	11.7
Greece	Grèce	51.3	0.0	0.0	51.8 (b)	0.0	0.0	52.3-52.9	0.0	0.0	53.9-56.5
Iceland	Islande	18.6	0.0	0.0	18.3	0.0	0.0	19.0	0.0	0.0	20.2
Ireland	Irlande	27.6	0.0	0.0	28.1	0.0	0.0	28.5-28.8	0.0	0.0	30.0-33.0
Israel	Israël (f)	63.0	0.0	0.0	63.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie (g)	272.4	0.0	0.0	275.6 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	264.7
Latvia	Lettonie	5.5	0.0	0.0	5.9 (b)	0.0	0.0	5.5-11.0	0.0	0.0	5.4-11.4
Luxembourg	Luxembourg	2.7	0.0	0.0	2.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	144.5	0.0	0.0	148.8 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	161.7	0.0	0.0	172.6	0.0	0.0	162.4	0.0	0.0	190.1
Portugal	Portugal	50.0	0.0	0.0	57.0 (b)	0.0	0.0	51.7	0.0	0.0	52.7
Turkey	Turquie	261.8	0.0	0.0	273.5 (b)	0.0	0.0	279.1-291.4	0.0	0.0	309.8-352.6
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**1 864.9**	**174.1**	**9.3**	**1 639.3**	**179.6**	**11.0**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**1 569.5**	**174.1**	**11.1**	**1 339.1**	**179.6**	**13.4**				
Japan	Japon	1 024.0	9.4	0.9	810.3 *	17.5 *	2.2	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	545.5	164.7	30.2	528.8 (b)	162.1 (b)	30.7	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**295.4**	**0.0**	**0.0**	**300.2**	**0.0**	**0.0**				
Australia	Australie	252.4	0.0	0.0	257.6 (b)	0.0	0.0	261.1	0.0	0.0	270.5
New Zealand	Nouvelle-Zélande	43.0	0.0	0.0	42.6 (b)	0.0	0.0	44.2-44.3	0.0	0.0	40.8-46.2
OECD	**OCDE**	**10 321.8**	**1 888.7**	**18.3**	**10 158.2**	**1 877.5**	**18.5**				
Russia	Russie	1 036.4	182.4	17.6	1 043.2	183.6	17.6	1 048.4-1 049.3	188.3	18.0-17.9	1 061.2-1 079.1
NEA	**AEN**	**11 164.1**	**2 071.1**	**18.6**	**11 003.6**	**2 061.1**	**18.7**				

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T1-1.xlsx

Notes

(a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Preliminary data.
(c) EU reference scenario 2016 (production and generation capacity data from 2020 to 2035 included) .
(d) Values for the 2025-2035 period from the 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.
(e) Data from Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(f) NEA estimate based on IEA/OECD statistics (2016).
(g) For 2020 and 2030, evaluation from ENTSO-E TYNDP 2016, http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads.
* NEA estimate; N/A: Not available.

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

	... 2020		2025			2030			2035		
	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
	75.0	11.0	716.0	65.0	9.1	745.0	72.0	9.7	773.0	74.0	9.6
	10.9-N/A	3.3-N/A	385.4-N/A	10.9	2.8-N/A	444.2-N/A	29.4-N/A	6.6-N/A	456.7-N/A	38.6-N/A	8.5-N/A
	761.8	19.1	4 023-4 101	766.8-773.4	19.1-18.9	4 049-4 174	751.4-768	18.6-18.4	4 155-4 298	702.1-726.3	16.9
	0.0	0.0	91.8	0.0	0.0	108.6	0.0	0.0	127.7	0.0	0.0
	35.0 (c)	47.3	69.0	5.0	7.2	72.0	0.0	0.0	76.0	0.0	0.0
	29.4-29.5	36.5-35.2	81.3-85.2	30.9-31.0	38-36.4	81.7-85.7	30.6-30.7	37.5-35.8	87.2-93.9	30.6-49.9	35.1-53.1
	35.1-36.2	41.3-42.6	90.0-91.0	43.6-47.4	48.4-52.1	90.0-92.0	39.8-43.2	44.2-47.0	87.0-89.0	36.0-38.8	41.4-43.6
	422.1-422.3	76.5-73.8	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0
	N/A-61.0	N/A-10.6	482.0-541.0	0.0	0.0	480.0-569.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	14.8	47.4	28.6-38.4	14.8-23.5	51.7-61.2	35.3-47.8	23.5-32.6	66.6-68.2	N/A	16.8-25.5	N/A
	4.2	4.3-4.2	128.6-131.5	4.2	3.3-3.2	131.2-145.8	4.2	3.2-2.9	117.4-143.6	0.0	0.0
	20.6	69.4	31.4	21.8	69.4	33.6-37.2	22.2-23.5	66.1-63.2	33.8-37.4	22.2-23.5	65.7-62.8
	5.1-6.1	28.0-32.1	19.0-20.5	5.1-6.1	26.8-29.8	19.0-28.3	5.1-13.4	26.8-47.3	N/A	5.1-13.4	N/A
	55.9	20.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A-48.0	N/A-40.0	N/A-159.0	N/A-48.0	N/A-30.2	N/A-170.0	N/A-48.0	28.2	N/A-165.0	N/A-48.0	N/A-29.1
	18.0-28.0	34.0-43.1	48.0-60.0	11.0-16.0	22.9-26.7	43.0-53.0	6.0-8.0	13.9-15.1	31.0-37.0	N/A	N/A
	59.0	18.8	271.0	39.0	14.4	315.0	88.0	27.9	372.0	135.0	36.3
	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	40.6-41.8	0.0	0.0	38.3-41.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	11.5	0.0	0.0	10.7	0.0	0.0	10.9	0.0	0.0
	0.0	0.0	58.5-59.0	0.0	0.0	57.5-60.4	0.0	0.0	58.0-58.6	0.0	0.0
	0.0	0.0	20.7	0.0	0.0	21.2	0.0	0.0	21.7	0.0	0.0
	0.0	0.0	32.0-38.0	0.0	0.0	34.0-40.0	0.0	0.0	36.0-41.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	306.6-367.9	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	5.8-12.0	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	198.0	0.0	0.0	183.0	7.8	4.3	221.4	23.4	10.6
	0.0	0.0	52.9	0.0	0.0	52.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	9.1-18.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1 065.0	213.0-234.0	20.0-22.0	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	0.0	0.0	285.8	0.0	0.0	303.5	0.0	0.0	320.6	0.0	0.0
	0.0	0.0	42.4-48.6	0.0	0.0	43.9-51.3	0.0	0.0	45.7-54.4	0.0	0.0
	215.1	20.3-19.9	1 135.4-1 159.3	222.9	19.6-19.2	1 209.9-1 253.9	224.3	18.5-17.9	1 275.3-1 345.2	227.0-245.5	17.8-18.25

Notes

(a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
(b) Données provisoires.
(c) Scénario de référence 2016 de l'UE (y compris données sur la production et la puissance installée de 2020 à 2035).
(d) Les valeurs fournies pour la période 2025-2035 sont celles de l'édition 2016 de Données sur l'énergie nucléaire.
(e) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
(f) Estimation de l'AEN tirée des statistiques de l'AIE/OCDE (2016).
(g) Pour 2020 et 2030, évaluation de ENTSO-E TYNDP 2016 http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads.
* Estimation de l'AEN ; N/A : Non disponible.

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

Country	Pays	2015 Total	2015 Nuclear Nucléaire	2015 %	2016 Total	2016 Nuclear Nucléaire	2016 %	2017 Total	2017 Nuclear Nucléaire	2017 %	2020 ... Total
OECD America	**OCDE Amérique**	**1 264.0**	**114.0**	**9.0**	**1 291.0**	**113.9**	**8.8**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**1 243.8**	**114.0**	**9.2**	**1 270.0**	**113.9**	**9.0**				
Canada	Canada +	144.0	14.0	9.7	147.0 (b)	13.0 (b)	8.8	149.0	12.0	8.1	155.0
Mexico	Mexique	68.0	1.5	2.2	73.5 (b)	1.6 (b)	2.2	74.7-N/A	1.60-1.63	2.1-N/A	84.6-N/A
United States	États-Unis	1 031.8	98.5	9.5	1 049.5 (b)	99.3 (b)	9.5	1 067.4	97.3	9.1	1 046-1 064
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**20.2**	**0.0**	**0.0**	**21.0**	0.0	0.0				
Chile	Chili	20.2	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	22.3	0.0	0.0	24.3
OECD Europe and Middle East OCDE Europe et Moyen-Orient		**1 073.2**	**120.7**	**11.2**	**1 073.5**	**120.0**	**11.2**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**700.5**	**120.7**	**17.2**	**695.1**	**120.0**	**17.3**				
Belgium	Belgique (c)	21.0	6.0	28.6	20.0 (b)	6.0	30.0	20.0	6.0	30.0	21.0
Czech Republic	Rép. tchèque	21.9	3.9	17.8	21.5 (b)	3.9 (b)	18.1	21.8-22.4	3.9	17.9-17.4	22.5-23.0
Finland	Finlande	12.5	2.8	22.4	11.6	2.8	24.1	11.7	2.8	23.9	13.0
France	France (d)	129.0	63	48.8	131.0	63.0	48.1	126.0-130.0	63.0	50.0-48.5	126.0-133.0
Germany	Allemagne (e)	204.6	10.8	5.3	204.1 (b)	10.8 (b)	5.3	N/A	N/A-10.8	N/A	184.0-192.0
Hungary	Hongrie	8.2	1.9	23.2	8.2	1.9	23.2	8.0-8.1	1.9	23.8-23.5	7.1-9.8
Netherlands	Pays-Bas	35.3	0.5	1.4	29.0	0.5	1.7	29.0	0.5	1.7	32.0
Slovak Republic	Rép. slovaque	8.2	1.8	22.0	8.2 (b)	1.8	22.0	8.3	1.8	21.7	7.9-8.6
Slovenia	Slovénie	3.9	0.7	17.9	3.9 (b)	0.7	17.9	4.0	0.7	17.5	4.3-4.6
Spain	Espagne	102.2	7.5	7.3	101.3	7.5 (b)	7.4	101.3	7.5	7.4	106.0
Sweden	Suède	40.0	9.7	24.3	40.0	9.1	22.8	N/A	8.6	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.7	3.2	18.1	17.3	3.1	17.9	14-17.5	2.5-3.2	17.8-18.3	13.8-17.3
United Kingdom	Royaume-Uni	96.0	8.9	9.3	99.0 (b)	8.9 (b)	9.0	104.0	8.9	8.6	102.0
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**372.7**	**0.0**	**0.0**	**378.4**	**0.0**	**0.0**				
Austria	Autriche	24.0	0.0	0.0	24.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	12.5	0.0	0.0	13.1 (b)	0.0	0.0	13.9	0.0	0.0	14.8
Estonia	Estonie	1.7	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.1-2.1	0.0	0.0	1.1-2.1
Greece	Grèce	17.4	0.0	0.0	17.5	0.0	0.0	18.9	0.0	0.0	19.7-N/A
Iceland	Islande	2.8	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	3.0
Ireland	Irlande	9.7	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0
Israel	Israël *	16.2	0.0	0.0	16.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie (f)	117.0	0.0	0.0	114.0 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	122.9
Latvia	Lettonie	2.9	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	3.0-3.1	0.0	0.0	3.1-3.2
Luxembourg	Luxembourg	2.0	0.0	0.0	2.0 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	33.0	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	40.4	0.0	0.0	41.3	0.0	0.0	38.0	0.0	0.0	46.0
Portugal	Portugal	20.0	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	22.1	0.0	0.0	23.8
Turkey	Turquie	73.1	0.0	0.0	78.5 (b)	0.0	0.0	81.3-85.3	0.0	0.0	94.2-100.6
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**469.4**	**63.7**	**13.6**	**473.7**	**62.8**	**13.3**				
Nuclear countries	**Pays nucléaires**	**393.1**	**63.7**	**16.2**	**397.8**	**62.8**	**15.8**				
Japan	Japon	291.8	42.0	14.4	292.0 *	39.7 *	13.6	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	101.3	21.7	21.4	105.8	23.1	21.8	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	**Pays non nucléaires**	**76.3**	**0.0**	**0.0**	**75.9**	**0.0**	**0.0**				
Australia	Australie	66.3	0.0	0.0	66.3 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	10.0	0.0	0.0	9.6 (b)	0.0	0.0	9.6	0.0	0.0	9.4-10.2
OECD	**OCDE**	**2 806.6**	**298.4**	**10.6**	**2 838.2**	**296.7**	**10.5**				
Russia	Russie	233.9	26.2	11.2	240.2	26.9	11.2	242.4-243.2	26.9	11.1	251.9-252.0
NEA	**AEN**	**2 989.5**	**324.6**	**10.9**	**3 027.0**	**323.6**	**10.7**				

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T1-2.xlsx

Notes

(a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) EU reference scenario 2016 (production and generation capacity data from 2020 to 2035 included).
(d) Values for the 2025-2035 period from the 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.
(e) Data from Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(f) For 2020 and 2030, evaluation from ENTSO-E TYNDP 2016, http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads.
* NEA estimate; + The forecasted nuclear capacity data for Canada takes the refurbishment schedule into account; N/A: Not available.

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

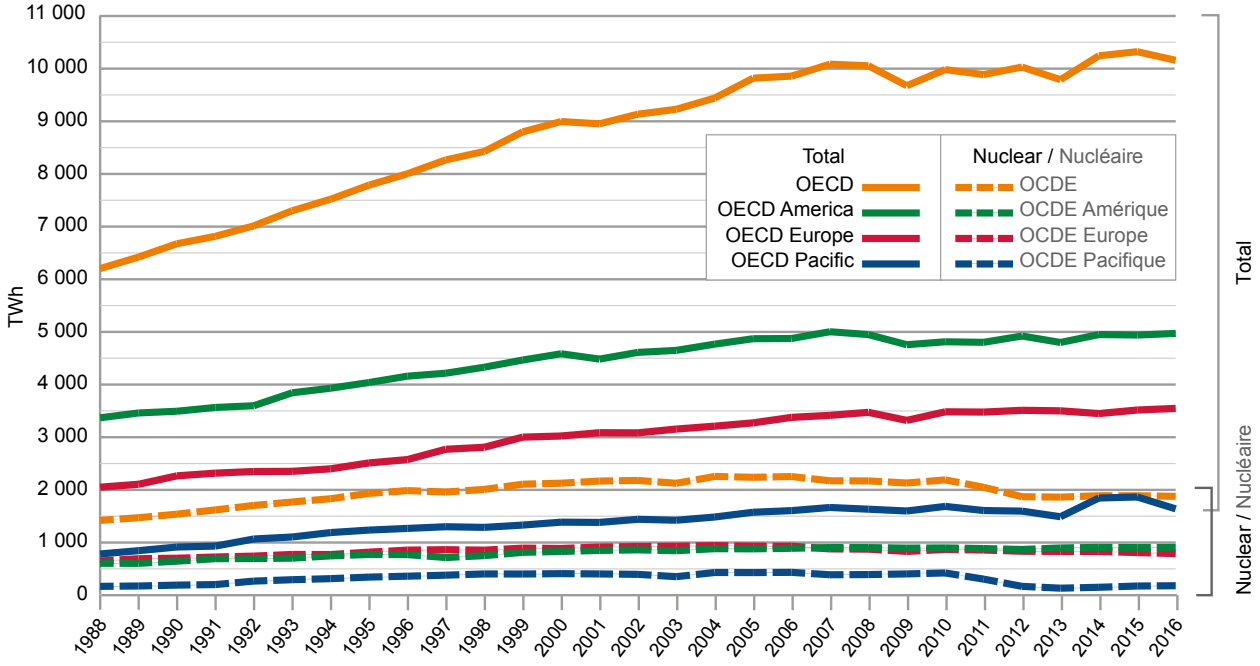
	... 2020		2025			2030			2035		
	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
	10.0	6.5	161.0	8.0	5.0	166.0	10.0	6.0	172.0	11.0	6.4
	1.6-1.63	1.9-N/A	93.7-N/A	1.6-1.63	1.7-N/A	110.4-N/A	4.3	3.9-N/A	113.3-N/A	5.6-5.7	4.9-N/A
	97.1	9.3-9.1	1 034-1 088	96.3-97.2	9.3-8.9	1 051-1 139	94.4-96.5	9.0-8.5	1 087-1 199	88.2-91.4	8.1-7.6
	0.0	0.0	26.3	0.0	0.0	27.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	6.0	28.6	21.0	0.0	0.0	22.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0
	3.9-4.0	17.3-17.4	21.2-21.6	4.0	18.9-18.5	21.8-22.1	4.0	18.3-18.1	24.5-27.9	4.0-6.4	16.3-22.9
	4.4	33.8	14.0	5.6-5.7	40.0-40.7	13.0-14.0	5.1-5.2	39.2-37.1	13.0	4.6-4.7	35.4-36.2
	63.0	50.0-47.4	137.0-152.0	37.0-63.2	27.0-41.6	150.0-160.0	37.0-63.2	24.7-39.5	150.0-160.0	37.0-63.2	24.7-39.5
	N/A-8.1	N/A-4.2	193.0-197.0	0.0	0.0	207.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	1.9-2.0	26.8-20.4	7.4-11.8	2.0-3.2	27.0-27.1	8.5-12.5	3.2-4.4	37.6-35.2	N/A	2.1-3.4	N/A
	0.5	1.6	40.0	0.5	1.3	49.0	0.5	1.0	55.0	0.0	0.0
	2.7	34.2-31.4	8.6-9.5	2.8	32.6-29.5	8.7-9.6	2.8-2.9	32.2-30.2	8.7-9.6	2.8-2.9	32.2-30.2
	0.7	16.3-15.2	4.6-5.3	0.7	15.2-13.2	4.5-6.7	0.7-1.8	15.6-26.9	N/A	0.7-1.8	N/A
	7.5	7.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	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	N/A-6.9	N/A
	2.3-2.9	16.7-16.8	13.1-16.4	1.7-2.2	13.0-13.4	12.1-15.2	0.9-1.2	7.4-7.9	N/A	N/A	N/A
	8.9		99.0	6.0		111.0	11.0		120.0	17.0	14.2
	0.0	0.0	26.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	15.0-15.1	0.0	0.0	14.3-15.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	1.0-1.5	0.0	0.0	1.0-1.5	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0
	0.0	0.0	22.1-N/A	0.0	0.0	23.8-N/A	0.0	0.0	24.2-N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0
	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	12.0-14.0	0.0	0.0	14.0-16.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	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	126.1-155.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	3.2-3.5	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	46.6	0.0	0.0	54.2	1.0	1.8	64.0	3.0	4.7
	0.0	0.0	23.5	0.0	0.0	23.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
	0.0	0.0	N/A	1.2-2.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	N/A	N/A	N/A	N/A	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	9.8-10.7	0.0	0.0	10.2-11.1	0.0	0.0	10.6-11.9	0.0	0.0
	29.5	11.7-11.7	241.9-245.7	29.8	12.3-12.1	246.6-253.7	30.7	12.5-12.1	251.7-264.1	31.5-35.3	12.5-13.4

Notes

(a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (autoproduction).
(b) Données provisoires.
(c) Scénario de référence 2016 de l'UE (y compris données sur la production et la puissance installée de 2020 à 2035).
(d) Les valeurs fournies pour la période 2025-2035 sont celles de l'édition 2016 de Données sur l'énergie nucléaire.
(e) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)
(f) Pour 2020 et 2030, évaluation de ENTSO-E TYNDP 2016 http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads.
* Estimation de l'AEN ; + Les données relatives à la puissance installée prévue concernant le Canada tiennent compte du programme de réfection ; N/A : Non disponible.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation

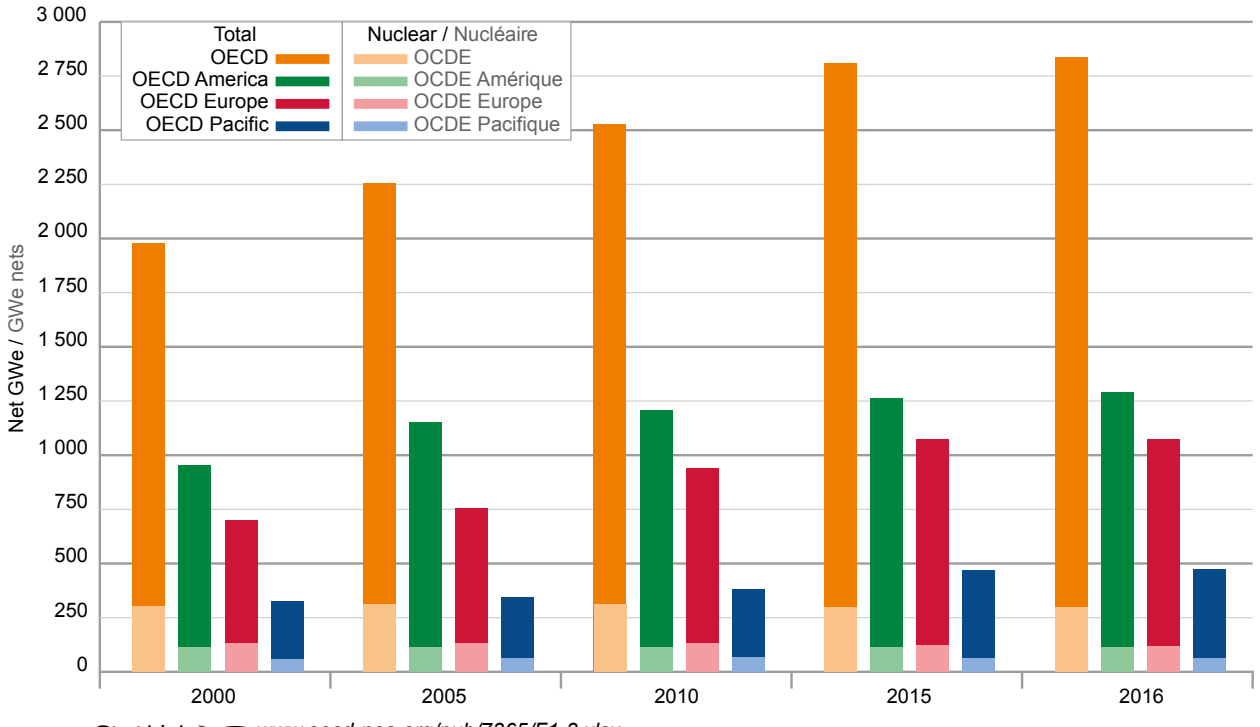
Figure 1.2 : Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/F1-2.xlsx

Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity

Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/F1-3.xlsx

Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 1 January 2017)

Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 1er janvier 2017)

Country	Pays	Connected to the grid Raccordées au réseau		Under construction En construction		Firmly committed* En commande ferme*		Planned to be retired from service** Projet de mise hors service**		Units using MOX Tranches utilisant du MOX	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	**OCDE Amérique**	**120**	**114.5**	**4**	**4.4**	**-**	**-**	**5**	**4.3**	**-**	**-**
Canada	Canada	19	13.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	99	99.3	4 (a)	4.4	-	-	5	4.3	-	-
OECD Europe	**OCDE Europe**	**130**	**120.3**	**6**	**7.2**	**11**	**12.8**	**6**	**4.9**	**28**	**27.2**
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	-	-	-	-	22	19.9
Germany	Allemagne	8	10.8	-	-	-	-	2	2.7	5 (b)	6.8
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	2	2.3	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2 (c)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8 (d)	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	9	9.1	-	-	-	-	3	2.2	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.5	-	-	-	-	1	-	-	-
Turkey	Turquie	-	-	-	-	8	9.3	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	15	8.9	2 (e)	3.2	-	-	-	-	-	-
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**67**	**62.8**	**8**	**11.1**	**2**	**2.8**	**1**	**0.6**	**3**	**3.0**
Japan	Japon	42	39.7	3	4.1	-	-	0	-	3	2.6
Korea	Corée	25	23.1	5	7.0	2	2.8	1	0.6	-	-
OECD	**OCDE**	**317**	**297.6**	**18**	**22.7**	**13**	**15.6**	**12**	**9.8**	**31**	**29.8**
Russia	Russie	35	26.9	7	5.5	-	-	-	-	-	-
NEA	**AEN**	**352**	**324.5**	**25**	**28.2**						

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T1-3.xlsx

Notes

(a) These are Vogtle 3 and 4, and VC Summer 2 and 3, considered under construction by virtue of having a construction permit or combined operating and construction licence.
(b) Number of units which are expected to have MOX fuel elements in the core.
(c) Resumed Mochovce 3 and 4 construction; completion expected in 2018 and 2019.
(d) Includes one reactor (Santa María de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with its operating licence renewal application under review as of 1 January 2017.
(e) Concrete was first poured at Hinkley Point C in March 2017.
* Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
** Plants expected to be retired from service by the end of 2020.

Notes

(a) Il s'agit des tranches 3 et 4 de Vogtle et 2 et 3 de VC Summer, classées dans la catégorie « en construction » car l'exploitant a obtenu une autorisation de construction ou une autorisation combinée de construction et d'exploitation.
(b) Nombre de tranches dont le cœur devrait contenir des éléments combustibles MOX.
(c) La construction des tranches 3 et 4 de Mochove a repris, l'achèvement est prévu pour 2018 et 2019.
(d) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa Maria de Garoña), mais dont la demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation est en cours d'examen au 1er janvier 2017.
(e) Coulage du premier béton à Hinkley Point C en mars 2017.
* Centrales pour lesquelles des sites ont été retenus et des contrats obtenus.
** La mise hors-service de ces centrales est prévue d'ici à la fin de 2020.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (as of 1 January 2017; net GWe)

Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (au 1er janvier 2017 ; en GWe nets)

Country	Pays	BWR		PWR		Others/Autres (a)		HWR		FNR		Total	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	**OCDE Amérique**	**36**	**35.6**	**65**	**65.3**	**-**	**-**	**19**	**13.6**	**-**	**-**	**120**	**114.5**
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.6	-	-	19	13.6
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.6
United States	États-Unis	34	34.0	65	65.3	-	-	-	-	-	-	99	99.3
OECD Europe	**OCDE Europe**	**14**	**13.6**	**102**	**98.9**	**14**	**7.7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**130**	**120.2**
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	3.9	-	-	-	-	-	-	6	3.9
Finland	Finlande	2	1.8	2	1.0	-	-	-	-	-	-	4	2.8
France	France	-	-	58	63.0	-	-	-	-	-	-	58	63.0
Germany	Allemagne	2	2.6	6	8.2	-	-	-	-	-	-	8	10.8
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.8	-	-	-	-	-	-	4	1.8
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne (b)	2	1.5	6	6.0	-	-	-	-	-	-	8	7.5
Sweden	Suède	6	6.0	3	3.0	-	-	-	-	-	-	9	9.0
Switzerland	Suisse	2	1.7	3	1.8	-	-	-	-	-	-	5	3.5
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	14	7.7	-	-	-	-	15	8.9
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**22**	**22.3**	**41**	**37.7**	**-**	**-**	**4**	**2.8**	**-**	**-**	**67**	**62.8**
Japan	Japon	22	22.3	20	17.4	-	-	-	-	-	-	42	39.7
Korea	Corée	-	-	21	20.3	-	-	4	2.8	-	-	25	23.1
OECD	**OCDE**	**72**	**71.5**	**208**	**201.9**	**14**	**7.7**	**23**	**16.4**	**-**	**-**	**317**	**297.5**
Russia	Russie	-	-	18	15.3	15	10.2	-	-	2	1.4	35	26.9
NEA	**AEN**	**72**	**71.5**	**226**	**217.2**	**29**	**17.9**	**23**	**16.4**	**2**	**1.4**	**352**	**324.4**

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T1-4.xlsx

Notes

(a) Including AGRs and the Russian RBMK.

(b) Includes one reactor (Santa Maria de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with operating licence renewal under review as of 1 January 2017.

(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.

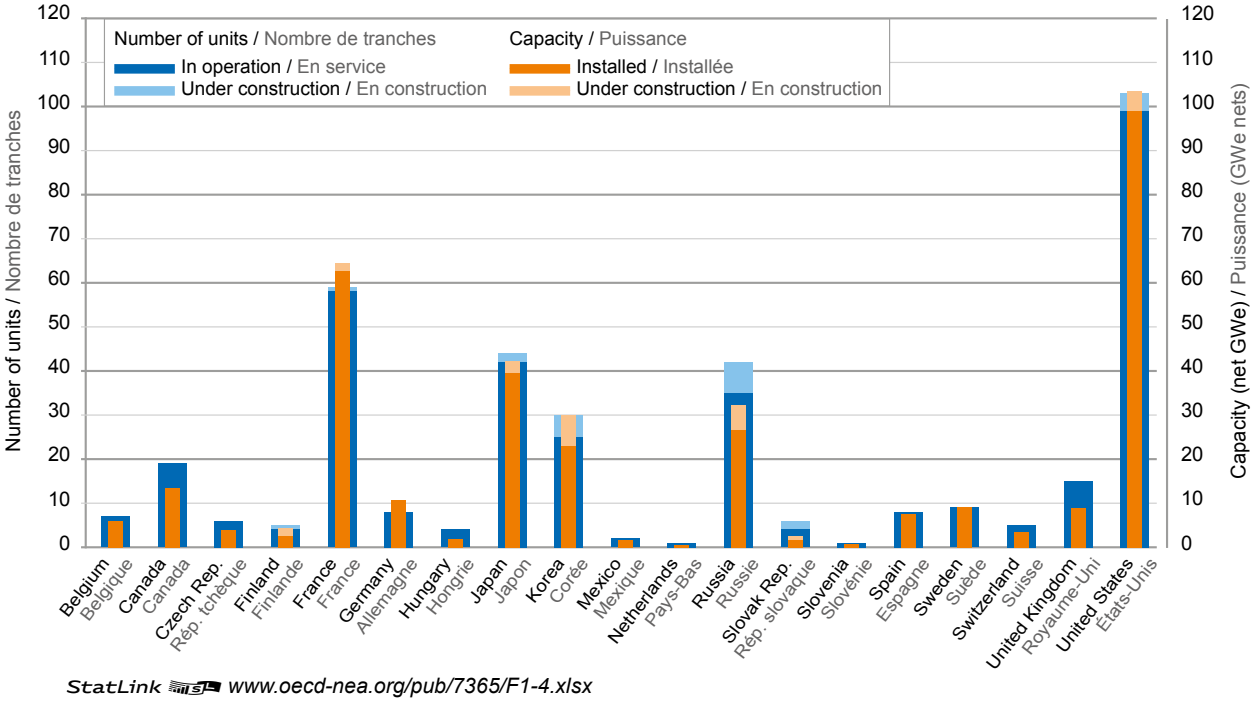
Notes

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

(b) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa Maria de Garoña), mais dont la demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation est en cours d'examen au 1er janvier 2017.

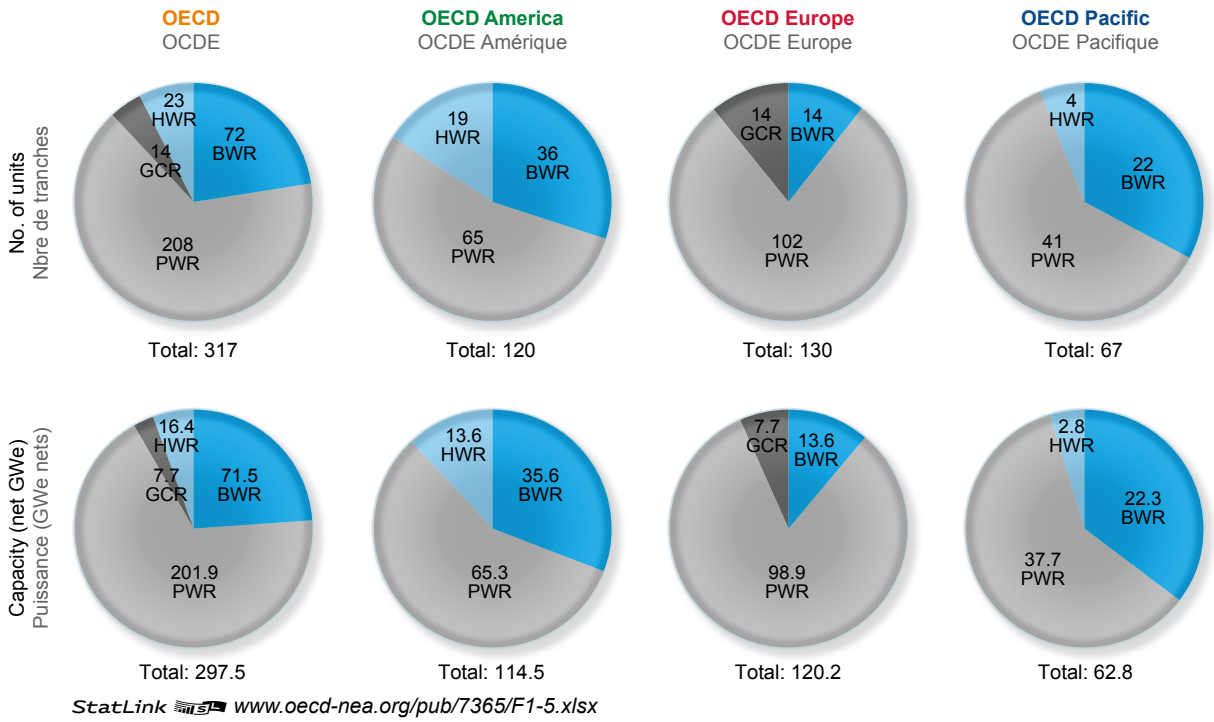
(BWR) réacteur à eau bouillante ; (PWR) réacteur à eau pressurisée ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FNR) réacteur à neutrons rapides ; (AGR) réacteur avancé refroidi au gaz ; (RBMK) réacteur de grande puissance à tubes de force.

Figure 1.4: Number of units and nuclear capacity (as of 1 January 2017)
Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1er janvier 2017)



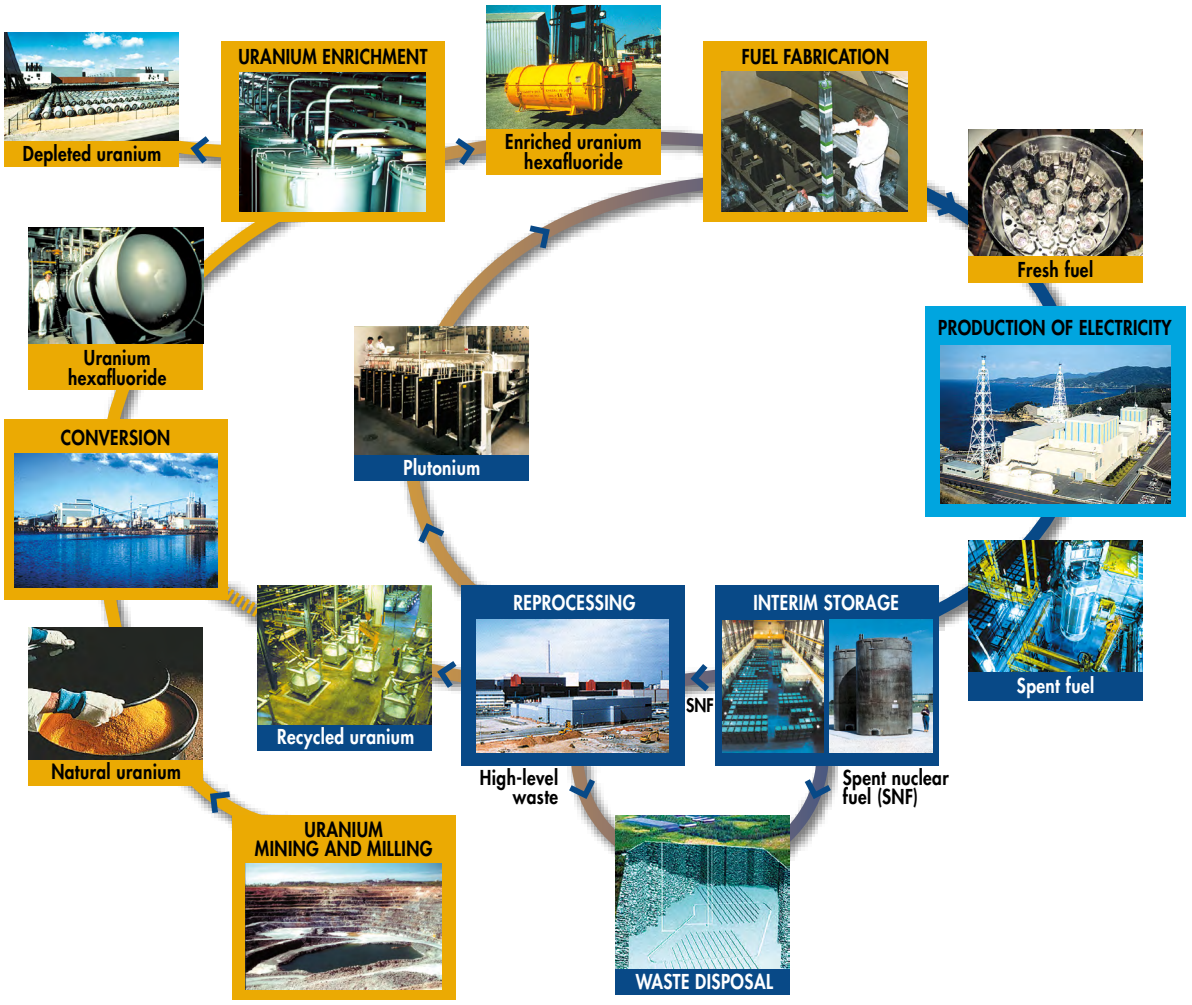
StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/F1-4.xlsx

Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2017)
Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1er janvier 2017)



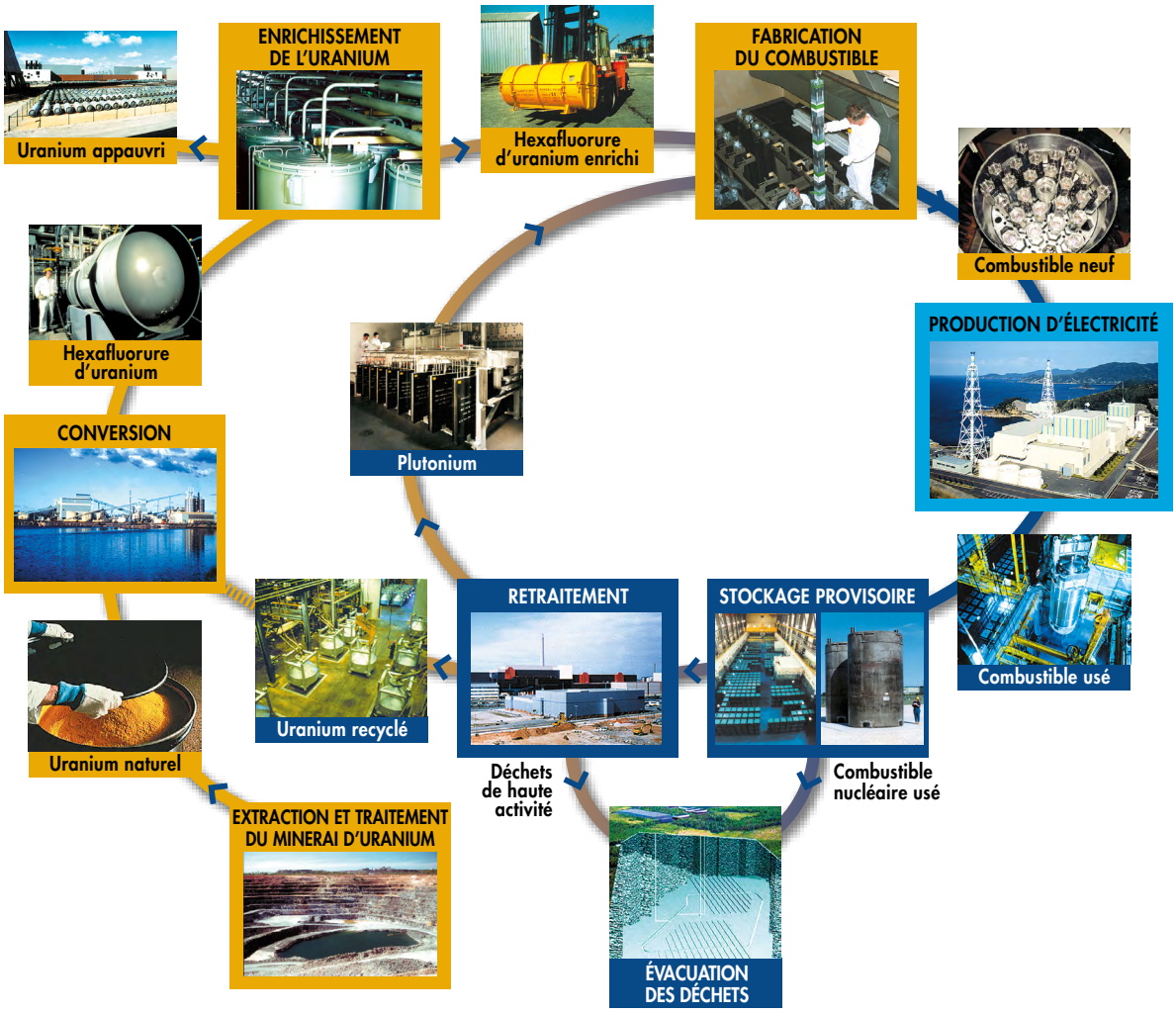
StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/F1-5.xlsx

Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



This figure summarises the main steps of the fuel cycle for a light water reactor. It illustrates the number of activities that constitute the nuclear energy sector. The details of fuel cycle steps and levels vary from reactor type to reactor type but the main elements remain similar for current nuclear power plants (NPPs). The fuel cycle of an NPP can be divided into three main stages: the "front end", from mining of uranium ore to the delivery of fabricated fuel assemblies to the reactor; the fuel use in the reactor; and the "back end", from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel 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 ; l'utilisation du combustible dans le réacteur ; et l'aval, depuis le déchargement des assemblages combustibles du réacteur jusqu'au stockage final du combustible usé ou des déchets radioactifs issus du retraitement.

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

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

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

Region	Région	RAR* RRA*	Inferred** Présumées**	Total Totales
OECD	OCDE	1 615	686	2 301
NEA	AEN	1 843	966	2 809
World	Monde	3 458	2 260	5 718

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-1.xlsx

Notes

(a) Data from *Uranium 2016: 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 2016 : Ressources, production et demande* (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		2015	2016*	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique		14 820	15 320	14 330	14 330	14 330	14 330
Canada	Canada		13 300	14 000	12 330	12 330	12 330	12 330
United States	États-Unis		1 520	1 320	2 000	2 000	2 000	2 000
OECD Europe	OCDE Europe		159	190	50	400	400	380
Czech Republic	Rép. tchèque		152	138	50	50	50	30
Finland	Finlande	(b)	0	0	0	350	350	350
France	France	(c)	3	3	0	0	0	0
Germany	Allemagne	(c)	0	45	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	(c)	4	4	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		5 650	6 300	6 000	6 000	6 000	6 000
Australia	Australie	*	5 650	6 300	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD	OCDE		20 629	21 810	20 380	20 730	20 730	20 710
Russia	Russie		3 000	3 000	3 060	5 430	5 280	5 280
NEA	AEN		23 629	24 810	23 440	26 160	26 010	25 990
World	Monde		60 700	62 000	69 450	67 475	65 305	61 195

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-2.xlsx

Notes

(a) Data from *Uranium 2016: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
(b) By-product of nickel production from low-grade, black schist unconventional resource.
(c) Recovered from environmental clean-up operations.
* NEA estimate.
** Projected production capability of existing and committed production centres supported by RAR and inferred resources with recovery costs <USD 130/kgU.

Notes

(a) Données provenant de la publication *Uranium 2016 : ressources, production et demande* (AEN/AIEA).
(b) Sous-produit du nickel extrait de ressources non conventionnelles de schiste noir à faible teneur.
(c) Quantités récupérées lors d'opérations d'assainissement.
* Estimation de l'AEN.
** Capacité théorique de production prévue des centres de production existants et commandés alimentés en RRA et en ressources présumées récupérables à des coûts inférieurs à 130 USD/kg d'U.

Table 2.3: Uranium requirements (tU/year)

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

Country	Pays	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**	**23 198**	**23 279**					
Canada	Canada	1 775	1 830 (a)	1 535	1 385	1 200	1 330	1 370
Mexico	Mexique	188	381	N/A	396-N/A	203-N/A	396-N/A	193-N/A
United States	États-Unis	21 235	21 068 (a)	17 675-17 926	16 360-19 087	18 377-19 475	19 121-19 177	17 754-18 057
OECD Europe	**OCDE Europe**	**15 873**	**16 335**					
Belgium	Belgique	620	1 305	790	985	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	582	566	700-705	700-705	725-730	725-730	725-1 120
Finland	Finlande	446	433	436-456	690-750	810-980	700-780	700-780
France	France	8 000	8 000	8 000	N/A-8 000	N/A-8 000	N/A-8 000	N/A-8 000
Germany	Allemagne	1 321	1 396 (a)	N/A-1 352	N/A-1 012	0	0	0
Hungary	Hongrie	470	280	394	355	359-1 027	359-1 001	168-810
Netherlands	Pays-Bas	60	60	60	60	60	60	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	365	321	324	526	491	495	493
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 408	1 163	1 300-1 350	1 150-1 200	1 150-1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 145	1 200	800-1 300	600-1 100	600-1 100	600-1 100	600-1 100
Switzerland	Suisse	231	197	91-111	235-280	315-355	315-355	N/A-295
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	1 076	1 265 (a)	1 130-1 380	1 120-1 370	1 877-2 057	2 125-2 592	1 456-1 873
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**3 596**	**5 713**					
Japan	Japon	396	2 313 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	3 200	3 400	4 400-4 800	5 100-5 700	5 800-6 400	7 000-7 800	7 800-8 600
OECD	**OCDE**	**42 667**	**45 327**					
Russia	Russie	4 600	4 800	4 800	5 200	5 600	6 700-6 900	6 400-7 000
NEA	**AEN**	**47 267**	**50 127**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-3.xlsx

Notes

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

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
N/A : Non disponible.

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

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

Country	Pays	From U_3O_8 to De U_3O_8 en	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**		**24 700**	**23 400**	**32 300**	**32 300**	**32 300**	**32 300**	**32 300**
Canada	Canada	UF_6	9 700	8 400	12 500	12 500	12 500	12 500	12 500
		UO_2			2 800	2 800	2 800	2 800	2 800
		Metal U U métal	0	0	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
United States	États-Unis (b)	UF_6	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
OECD Europe	**OCDE Europe**		**20 000**	**20 000**	**20 000**	**21 000**	**21 000**	**21 000**	**21 000**
France	France	UF_6	14 000	14 000	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	UF_6	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD	**OCDE**		**44 700**	**43 400**	**52 300**	**53 300**	**53 300**	**53 300**	**53 300**
Russia	Russie *	UF_6	15 000	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	**AEN**		**59 700**	**58 400**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-4.xlsx

Notes

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

Notes

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

Table 2.5: Conversion requirements (tU/year)

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

Country	Pays	From U_3O_8 to / De U_3O_8 en	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**		**23 217**	**19 149**	**21 522**	**21 028**	**18 139**	**18 935**	**18 947**
Canada	Canada	UO_2	1 775	1 830 (a)	1 535	1 385	1 200	1 330	1 370
Mexico	Mexique	UF_6	188	381	N/A	396	203	396	193
United States	États-Unis	UF_6	21 254	16 938 (a)	19 987	19 247	16 736	17 209	17 384
OECD Europe	**OCDE Europe**		**16 619**	**17 132**					
Belgium	Belgique	UF_6	615	1 300	785	980	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF_6	579	563	702	699	727	727	1 115
Finland	Finlande	UF_6	446	433	436-456	690-750	690-760	510-560	721-781
France	France	UF_6	8 600	8 600	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Germany	Allemagne	UF_6	1 321	1 396	1 352	1 012	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF_6	445	367	364	355	1 023	997	807
Netherlands	Pays-Bas	UF_6	90	90	90	90	90	90	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF_6	363	320	322	523	489	493	490
Slovenia	Slovénie	UF_6	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF_6	1 408	1 163	1 305	1 200	1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF_6	1 200	1 200	1 200	950	950	950	950
Switzerland	Suisse	UF_6	290	248	227	320	320	320	170
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	UF_6	1 076	1 266 (a)	1 255	1 245	1 535	1 050	710
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**3 798**	**4 556**					
Japan	Japon	UF_6	198	956 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF_6	3 300	3 300 (a)	4 300	5 000	5 800	7 100	7 900
		UO_2	300	300 (a)	400	400	200	200	200
OECD			**43 634**	**40 837**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-5.xlsx

Notes

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

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
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	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**		**3 700**	**4 700**	**4 700**	**5 200**	**10 500**	**21 100**	**23 600**
United States	États-Unis	Diffusion	0	0	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	3 700	4 700 (a)	4 700	5 200	9 000	16 600	16 600
		Laser	0	0	0	0	1 500	4 500	7 000
OECD Europe	**OCDE Europe**		**22 600**	**22 500**					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	7 400	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 100	4 100	4 100	4 100	4 100	4 100	4 100
Netherlands	Pays-Bas	Centrifuge/Centrifugation	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	4 900	4 700	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**		**1 050**	**1 050**					
Japan	Japon	Centrifuge/Centrifugation	1 050	1 050	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**		**27 350**	**28 250**					
Russia	Russie *	Centrifuge/Centrifugation	25 000	25 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	**AEN**		**52 350**	**53 250**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-6.xlsx

Notes

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

Notes

(a) Données provisoires.
* 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	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**	**15 576**	**16 336**	**12 986**	**13 857**	**14 732**	**13 862**	**12 116**
Mexico	Mexique	136	285		281	144	281	137
United States	États-Unis	15 440	16 051 (a)	12 986	13 576	14 588	13 581	11 979
OECD Europe	**OCDE Europe**	**12 740**	**13 312**					
Belgium	Belgique	435	1 075	660	730	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	428	411	519	519	540	540	820
Finland	Finlande	365	353	357-377	565-615	726-796	591-651	591-651
France	France	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
Germany	Allemagne	1 199	1 267	1 228	919	0	0	0
Hungary	Hongrie	328	274	272	325	828	814	639
Netherlands	Pays-Bas	55	55	55	55	55	55	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	250	279	276	449	450	457	454
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	1 051	983	1 100	1 000	1 000	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 040	916	900	750	750	750	750
Switzerland	Suisse	198	172	185	253	253	253	233
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	785	921 (a)	915	900	1 207	1 306	1 036
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**2 856**	**2 480**					
Japan	Japon	156	80 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	2 700	2 400 (a)	3 100	3 600	4 200	5 200	5 800
OECD	**OCDE**	**31 172**	**32 128**					

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-7.xlsx

Notes

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

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Y compris projets de nouvelles centrales.
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	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**								
Canada	Canada	HWR	1 775	1 830 (a)	3 300	3 300	3 300	3 300	3 300
United States	États-Unis	LWR	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
		MOX	0	0	0	0	N/A	N/A	N/A
OECD Europe	**OCDE Europe**								
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
		FNR MOX	0	0	0	10	10	10	10
Germany	Allemagne (b)	LWR	650	650	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	100	100	100	100	100	100	100
		PWR	300	300	300	300	300	300	300
Sweden	Suède	LWR	600	600	600	600	600	600	600
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	240	0
		PWR	200	200	200	200	200	400	400
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	PWR	724	724	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	1 000	1 000	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
		FNR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	700	700	700	700	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-8.xlsx

Notes

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

Notes

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

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

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

Country	Pays	Fuel type / Type de combustible	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**								
Canada	Canada	HWR	1 775	1 830 (a)	1 535	1 385	1 200	1 330	1 370
Mexico	Mexique	BWR	49	24 (b)	47	49	25	50	50
United States	États-Unis	LWR	2 304	2 449 (a)	1 993	2 129	2 342	2 146	2 204
OECD Europe	**OCDE Europe**								
Belgium	Belgique	PWR	127	95	125	125	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	86	86	77	79	80	81	145
Finland	Finlande	BWR	33	35	37	37	37	37	37
		PWR	23	21	21	52-55	75-78	75-78	75-78
France	France	PWR	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
		PWR MOX	120	120	122	125	125	125	125
		FNR MOX	0	0	0	5	5	5	5
Germany	Allemagne	LWR	160	170 (a)	165	123	0	0	0
		LWR MOX	19	0 (a)	7	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	49	38	38	41	118	109	89
Netherlands	Pays-Bas	PWR	7	5	5	5	5	5	0
		PWR MOX	1	3	3	3	3	3	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	35	35	37	57	55	56	56
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	43	0	45	0	46	N/A	N/A
		PWR	110	131	104	108	115	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	125	122	128	108	108	108	108
		PWR	80	80	80	60	60	60	60
Switzerland	Suisse	BWR	25	6	33	22	0	0	0
		PWR	29	16	29	29	29	29	17
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	GCR	165	196 (a)	190	190	90	0	0
		PWR	0	37 (a)	37	0	166	153	163
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	PWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	126	51	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FNR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	350	450 (a)	600	650	750	N/A	N/A
		HWR	300	350	400	400	400	400	400

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-9.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
(b) Data from 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.
(c) Including new build projects.
N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
(b) Données provenant de l'édition 2016 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
(c) Y compris projets de nouvelles centrales.
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	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**								
Canada	Canada	HWR	75 368	71 947	71 949	84 098	87 785	96 632 (b)	96 632 (b)
Mexico	Mexique	LWR	984	984	984	1 192	1 192	1 192	1 192
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (c)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe	**OCDE Europe**		**84 212**	**82 650**					
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	4 150	4 150	4 150	4 150	4 150	4 150	5 050
Finland	Finlande	LWR	2 825	2 875	2 875	3 285	3 465	3 465	4 135
France	France	LWR	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000	N/A	N/A
Germany	Allemagne	LWR	25 489	25 208 (b)	25 208	24 367	22 370	22 370	N/A
Hungary	Hongrie	LWR	1 405	1 412	1 412	1 662	2 602	2 852	3 125
Italy	Italie (d, e)	LWR	15	15	10	2	2	0	0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	73	73	73	73	73	73	73
Slovak Republic	Rép. slovaque	LWR	1 880	1 880	1 880	2 010	4 230	4 230	4 230
Slovenia	Slovénie	LWR	596	596	596	596	1 058	1 131	1 204
Spain	Espagne	LWR	5 451	5 501 (b)	5 576	6 055	11 516	7 803	8 890
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 974	2 586	2 586	3 373	3 716	3 952	3 603
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	524	524	577	726	1 200	2 186	6 407
		GCR	7 189	7 189	7 184	9 189	9 189	9 189	9 189
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	LWR	20 670	20 740	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		HWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	LWR	10 027	10 980	11 306	12 522	23 647	30 267	30 267
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 633	12 633	12 633	12 633
OECD	**OCDE**								
Russia	Russie	LWR	44 854	56 856	56 856	56 856	58 209	59 788	59 788
NEA	**AEN**								

StatLink *www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-10.xlsx*

Notes

(a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
(b) Decrease from 2015 edition as a result of updated design information for the Darlington Waste Management Facility.
(c) "Others" includes spent fuel from defence-related activities including naval reactors, research and test reactors (both domestic and foreign) and a high-temperature gas reactor. Approximately 2 100 tHM are from Hanford's N-reactor. Most of the projected 2 400 tHM already exists.
(d) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
(e) 1.68 tHM to be transported to L-ILW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.

N/A: Not available.

Notes

(a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) Baisse par rapport à l'édition 2015 du fait d'une actualisation des informations de conception relatives à l'installation de gestion des déchets de Darlington.
(c) « Autres » comprend le combustible usé des activités militaires, dont celui des navires à propulsion nucléaire, des réacteurs de recherche et d'essai (nationaux et étrangers) et d'un réacteur à gaz à haute température. Sur ce total, 2 100 tonnes de ML environ appartiennent au réacteur N de Hanford. La plupart des 2 400 t de ML prévues ont déjà été produites.
(d) Partie de 234,9 tML (avant irradiation) transportées à l'usine de retraitement et 1,68 tML (après irradiation) en attente d'un entreposage à sec.
(e) 1.68 t de ML à transporter vers le centre national d'entreposage des déchets FMA pour entreposage avant stockage en formation géologique.

N/A : Non disponible.

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

Country	Pays	2015		2016		2017	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
OECD America	**OCDE Amérique**	**3 880**	**126 709**	**3 834**	**130 543**	**3 819**	**134 362**
Canada	Canada	1 622	50 937	1 721	52 658	1 588	54 246
Mexico	Mexique	23	636	26	662	47	709
United States	États-Unis	2 235	75 136	2 087 (b)	77 223 (b)	2 184	79 407
OECD Europe	**OCDE Europe**		**49 800**	**1 461**			
Belgium	Belgique	-19	3 458	96	3 554	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	66	1 851	66	1 917	76	1 993
Finland	Finlande	49	2 051	54	2 105	55	2 160
France	France (c)	N/A	13 910	100	N/A	100	N/A
Germany	Allemagne	256	8 632	170 (b)	8 802 (b)	165	8 967
Hungary	Hongrie	46	1 204	32	1 246	36	1 282
Italy	Italie	0	15	0	15	0	10
Netherlands	Pays-Bas	8	593	8	601	8	609
Slovak Republic	Rép. slovaque	35	1 542	36	1 578	36	1 614
Slovenia	Slovénie	22	448	22	470	0	470
Spain	Espagne	192	4 879	136 (b)	5 015 (b)	154	5 169
Sweden	Suède	143	6 049	217	6 266	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	21	1 350	75	1 425	22	1 447
United Kingdom	Royaume-Uni (e)	640	3 818	449	3 357	717	3 394
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**1 040**	**29 271**	**716**	**29 987**		
Japan	Japon	380	14 800	80	14 880	N/A	N/A
Korea	Corée (f)	660	14 471	636	15 107	1 023	16 130
OECD	**OCDE**		**205 780**	**6 011**			
Russia	Russie	613	21 330	650	21 980	660	22 640
NEA	**AEN**		**227 110**	**6 661**			

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-11.xlsx

Notes

(a) Including at-reactor and away-from-reactor storage.
(b) Provisional data.
(c) In storage values include 104 tHM of FNR fuel.
(d) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
(e) Including the new build projects.
(f) Including LWR fuel and HWR fuel.
* tHM/a; ** tHM cumulative; N/A: Not available.

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

	2020		2025		2030		2035	
	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**
	3 863	**145 641**	**2 869**	**162 218**	**3 423**	**179 277**	**3 540**	**196 734**
	1 452	58 602	1 079	63 997	1 288	70 437	1 383	77 352
	49	805	24	953	50	1 153	50	1 304
	2 362	86 234	1 766	97 268	2 085	107 687	2 107	118 078
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	75	2 217	80	2 620	81	3 022	145	3 425
	90	2 362	114	2 795	132	3 290	93	3 676
	100	14 134	N/A	N/A	N/A	16 204	N/A	N/A
	228	9 620	0	10 424	0	10 424	0	10 424
	41	1 405	43	1 620	84	2 040	91	2 495
	0	2 (d)	0	2	0	0	0	0
	8	633	8	673	8	700	0	700
	57	1 756	55	2 030	55	2 306	55	2 583
	15	513	15	585	15	666	15	723
	108	5 568	192	6 444	0	6 741	0	6 741
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	16	1 665	16	1 675	16	2 061	16	2 291
	205	2 828	325	4 234	501	5 715	413	6 489
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	882	18 776	940	23 477	769	27 320	597	30 307
	716	23 540	772	25 178	845	26 724	845	29 040

Notes

(a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
(b) Données provisoires.
(c) Les volumes entreposés incluent 104 t de ML de combustible de réacteur rapide.
(d) Partie de 234.9 tML (avant irradiation) transportées à l'usine de retraitement et 1.68 tML (après irradiation) en attente d'un entreposage à sec.
(e) Y compris projets de nouvelles centrales.
(f) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde.

* tonnes de ML par an ; ** tonnes de ML cumulées ; N/A : Non disponible.

Table 2.12: Reprocessing capacities (tonnes HM/year)

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

Country	Pays	Fuel type / Type de combustible	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**								
United States	États-Unis	LWR	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	**OCDE Europe**		**3 800**	**3 800**	**3 800**	**1 700**	**1 700**	**1 700**	**1 700**
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	Others Autres	600	600	600	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	1 500	0	0	0	0
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	LWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	**OCDE**								
Russia	Russie	LWR	400	400	400	650	800	800	1 200
		FNR					6	6	6
NEA	**AEN**								

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-12.xlsx

Notes

(a) "Others" refers to the Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) in which both LWR and advanced gas-cooled reactor (AGR) fuels can be reprocessed. As of the end of 2015, the THORP facility was used primarily, although not exclusively, for reprocessing AGR fuels.

N/A: Not available.

Notes

(a) « Autres » fait référence au Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) qui peut traiter à la fois les combustibles des réacteurs à eau légère et ceux des réacteurs avancés refroidis au gaz. À la fin de 2015, l'installation THORP était principalement, mais pas exclusivement, utilisée pour le retraitement de combustibles de réacteurs avancés refroidis au gaz.

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	2015	2016	2017	2020	2025	2030	2035
OECD America	**OCDE Amérique**								
United States	États-Unis	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OECD Europe	**OCDE Europe**								
Belgium	Belgique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	10.0	10.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
		FNR	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Germany	Allemagne	LWR	1.4	0.0 (a)	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**								
Japan	Japon	LWR	0.0	1.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-13.xlsx

Notes

(a) Preliminary data.

N/A: Not available.

Notes

(a) Données provisoires.

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 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015	2016	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017 (expected) 2017 (prévisions)
OECD America	**OCDE Amérique**	**5 677.8**	**0**	**0**	**5 677.8**	**0**
United States	États-Unis (a)	5 677.8	0	0	5 677.8	0
OECD	**OCDE**	**5 677.8**	**0**	**0**	**5 677.8**	**0**

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-14.xlsx

Notes

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

Notes

(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 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015	2016	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017 (expected) 2017 (prévisions)
OECD America	**OCDE Amérique**	**1 940**	**0**	**0**	**1 940**	**0**
United States	États-Unis (a)	1 940	0	0	1 940	0
OECD Europe	**OCDE Europe**	**4 085**	**200**	**200**	**4 485**	**200**
Belgium	Belgique	345 (b)	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	2 897	200	200	3 297	200

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-15.xlsx

Notes

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

Notes

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

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

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

Country	Pays	Total to end of 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015	2016	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017 (expected) 2017 (prévisions)
OECD Europe	**OCDE Europe**	**34 080**	**1 170**	**1 080**	**36 330**	
France	France (a)	19 080	1 170	1 080	21 330	1 100
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	15 000	0	0	15 000	N/A
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**645**	**0**	**0**	**645**	
Japan	Japon	645	0	0	645	N/A

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-16.xlsx

Notes

(a) Cumulative in storage.
(b) Incorrectly reported as total amount of fuel reprocessed (53 819) in previous editions.
N/A: Not available.

Notes

(a) Quantité entreposée.
(b) Incorrectement indiqué comme le volume total d'uranium de retraitement (53 819) dans les éditions précédentes.
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 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015	2016	Total to end of 2016 Total à la fin de l'année 2016	2017 (expected) 2017 (prévisions)
OECD Europe	**OCDE Europe**					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	5 300	0	0	5 300	0
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sweden	Suède	133	133	0	0	0
Switzerland	Suisse	1 971	143	161	2 275	152
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	1 611	0	0	1 611	37
OECD Pacific	**OCDE Pacifique**	**217**	**0**	**0**	**217**	
Japan	Japon	217	0	0	217	N/A

StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/T2-17.xlsx

Notes

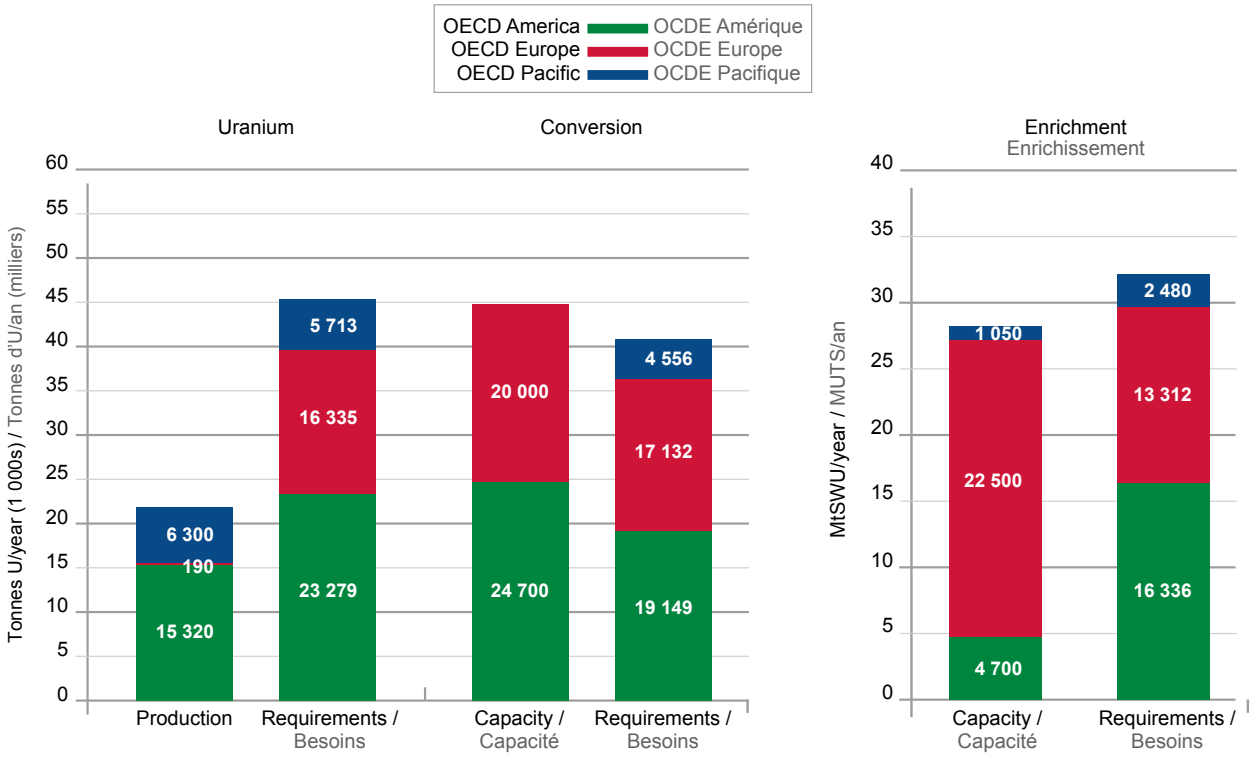
(a) Incorrectly reported (15 000) in previous editions.
N/A: Not available.

Notes

(a) Incorrectement indiqué (15 000) dans les éditions précédentes.
N/A : Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2017)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1er janvier 2017)



StatLink www.oecd-nea.org/pub/7365/F2-1.xlsx

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 (NPPs) and sets a 40-year limit on the operational period of existing plants. In accordance with this law, all reactors would be permanently shut down between 2015 and 2025.

However, successive governments have amended the law in order to ensure the security of supply of electricity, while confirming the decision to phase out all nuclear power reactors by 2025.

In 2012, it was decided to postpone the shutdown of the Tihange 1 reactor by ten years. In 2015, the shutdown of Doel 1 and 2 reactors was also postponed by ten years after the review of the nuclear safety authority, the Federal Agency for Nuclear Control (FANC/AFCN). 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 at the municipality of Dessel. In 2012, the Belgian Waste Management Organization (NIRAS/ONDRAF) made a request to the FANC/AFCN to obtain a licence for this disposal facility. The licensing process continued in 2016. Once the licence is granted, the repository could be in operation after four years. Disposal and closure operations would last about 100 years.

On 30 June 2016, the first National Programme for the Management of Spent Fuel and Radioactive Waste was approved by the Belgian government. It outlines the state of affairs at 31 December 2014 in the field of spent fuel and radioactive waste management. This instrument serves as a strategic scoreboard for the short-, medium- and long-term management of the various families of radioactive waste and spent fuel in Belgium.

During 2016, Belgium continued to actively support the High-level Group on the Security of Supply of Medical Radioisotopes (HLG-MR) of the NEA. Belgium has continued to do the necessary efforts to implement the policy principles approved by the HLG-MR and the NEA Steering Committee in order to improve the security of supply of medical isotopes.

The MYRRHA project, a multipurpose fast-spectrum irradiation facility able to operate in the subcritical (accelerator-driven system configuration) and the critical modes, was approved by the government in March 2010. The initial financing approval covered the period from 2010 to 2014.

In 2015, the government extended its support for MYRRHA to 2016 and 2017, and efforts have since continued towards the realisation of the project, including through:

- the necessary research and development work in order to reduce the financial risks and the technical uncertainties;
- a large number of detailed design activities;
- the preparation of the necessary files to introduce the safety case to the safety authorities in order to obtain the construction and operation licence;
- the necessary contacts with potential partners in view of the creation of the international consortium which is envisaged for the MYRRHA project.

At present, Belgium and the Belgian Nuclear Research Center (SCK•CEN) are working towards setting up an international consortium to ensure additional financing for the project.

In July 2016, the material testing reactor BR2 (Belgian Reactor 2) successfully restarted after a thorough 16-month maintenance and refurbishment. SCK•CEN took advantage of the opportunity to invest in the extension of the irradiation capabilities of BR2, including through the development of irradiation facilities allowing for the irradiation of GenIV/MYRRHA candidate materials in representative conditions.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 14 039 tU in 2016, about 22% of the total world production. All Canadian production is from mines located in northern Saskatchewan.

McArthur River, the world's largest high-grade uranium mine, and the Key Lake mill, the world's largest uranium mill, are operated by Cameco Corporation. These two facilities maintained their standing as the world's largest uranium production centres by producing 6 945 tU in 2016. A small amount of production at Key Lake (17 tU) was recovered by processing wastes from Cameco's Blind River Ontario refinery.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 428 tU in 2016. Because of low uranium prices, operations were suspended in mid-2016 and the facilities were placed in care and maintenance.

Cigar Lake is the world's second-largest high-grade uranium deposit. The mine is operated by Cameco Corporation and the ore is processed at the McClean Lake mill, which is operated by Areva Resources Canada. Cigar Lake production totalled 6 666 tU in 2016, ranking it as the world's second-largest uranium mine. The mine is expected to be in full production in 2017, producing 6 900 tU annually.

Nuclear energy development within Canada

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2015, nuclear energy provided 15% of Canada's total electricity supply (approximately 60% in the province of Ontario and 33% in the province of New Brunswick), and will continue to play an important role in achieving Canada's target of reducing greenhouse gas (GHG) emissions to 30% below 2005 levels by 2030.

Atomic Energy of Canada Limited

Atomic Energy of Canada Limited (AECL) is a federal Crown corporation with the mandate to enable nuclear science and technology and fulfil Canada's radioactive waste and decommissioning responsibilities. By enabling nuclear science and technology activities, AECL supports work with benefits and applications in the areas of health, safety, security, energy, non-proliferation, environmental protection and emergency response. AECL's Chalk River Laboratories in Ontario is home to Canada's largest research and development (R&D) complex.

AECL is also responsible for addressing the federal government's radioactive waste and decommissioning responsibilities. These responsibilities stem from decades of nuclear R&D activities at the Chalk River Laboratories, the Whiteshell site in Manitoba, as well as other satellite sites in Ontario and Quebec. AECL is responsible for the proper and safe clean-up, remediation and long-term management of the radioactive waste at its sites. On behalf of the government of Canada, AECL also oversees similar work at sites where the government has assumed responsibility for historic, low-level radioactive waste, such as in Port Hope and Port Granby in Ontario.

Following a multi-year restructuring process, AECL now delivers on its mandate through a long-term contract with the private sector for the management and operation of its sites, facilities and assets under a government-owned, contractor-operated model. AECL works to monitor performance under this model to meet government objectives. Canadian Nuclear Laboratories is responsible for the day-to-day management

and operation of AECL's sites, including the Chalk River Laboratories, the Whiteshell Laboratories and the Port Hope Area Initiative Management Office.

Refurbishments

Ontario has 18 of Canada's 19 operating nuclear power reactors across three power plants: Pickering, Darlington and Bruce (the largest operating nuclear power plant in the world). Together, these reactors provide nearly 60% of Ontario's electricity supply, emissions-free. This accounts for approximately 15% of Canada's total supply, complementing other clean and renewable sources of electricity and making an important contribution to both Canada's and Ontario's emissions reduction targets.

Ontario's 2013 Long-Term Energy Plan (LTEP) confirmed the intent to refurbish ten reactors over the 2016-2031 period, including four at Darlington by Ontario Power Generation (OPG) and six at Bruce 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.

The refurbishment of Darlington began with the first reactor in October 2016 and is expected to be completed by 2026, with the Bruce refurbishment expected to begin in 2020. In addition, Ontario is proposing to postpone the retirement of Pickering from 2020 to 2024, subject to approval by the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC). Under the LTEP, nuclear energy is expected to continue to be Ontario's largest source of electricity after refurbishments and the retirement of Pickering.

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 August 2013, the University of Alberta announced its intention to decommission its SLOWPOKE-2 research reactor, in service since 1977. The contract for decommissioning was awarded to Candu Energy Inc. on 6 April 2016, with a completion target of late 2017. Three other SLOWPOKE-2 reactors are in operation at research facilities in Canada: Saskatchewan Research Council, the Royal Military College of Canada, and l'École polytechnique de Montréal.

In February 2015, the government of Canada announced that the National Research Universal (NRU) reactor will operate until 31 March 2018, at which point it will be put into a safe storage state until decommissioning. Canadian Nuclear Laboratories (CNL) is continuing decommissioning of the Whiteshell Laboratories in Pinawa, Manitoba. CNL has proposed in situ decommissioning of the WR-1 research reactor at Whiteshell Laboratories, which was shut down in 1985. CNL has also proposed in situ decommissioning of the Nuclear Power Demonstration prototype reactor, near Rolphton, Ontario. Project Descriptions for both of these initiatives were submitted by CNL to the CNSC, and both proposals require environmental assessments (EA) under the Canadian Environmental Assessment Act, 2012.

Nuclear Liability and Compensation Act

The 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, legislation which dates back to the early 1970s.

Under the new law, the operator of an NPP will now be responsible to pay up to CAD 1 billion for civil damages resulting from an accident at that plant. This is a major increase from the CAD 75 million that operators were required to pay under the old law. The CAD 1 billion amount will be phased in from CAD 650 million in 2017 to CAD 1 billion beginning in 2020.

The new law reflects modern international principles in the area of nuclear liability. As such, it has allowed Canada to join the Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage. Canada ratified the Convention on 6 June 2017 and officially became a party to the treaty in September 2017.

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste[1] produced in Canada

Canada is progressing towards 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 deep geological repository (DGR), at a suitable site in an informed and willing host community. The Nuclear Waste Management Organization (NWMO) – established by the nuclear energy corporations pursuant to the 2002 Nuclear Fuel Waste Act – is responsible for implementing the APM approach. As of 31 December 2015, nine communities are currently participating in an NWMO site selection process to determine whether they would like to host a future DGR.

For information about Canada's plan and the NWMO, see www.nwmo.ca.

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

Through its crown corporation, OPG, the province of Ontario is proposing to construct and operate a DGR on the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario. The DGR would be designed to manage OPG's LILW waste produced during the operation of the Bruce, Pickering and Darlington nuclear power plants in Ontario. On 24 January 2012, the Federal Minister of the Environment and the President of the CNSC announced the establishment of a three-member joint review panel (JRP) to conduct the environmental assessment review of OPG's proposed project.

On 6 May 2015, the JRP delivered its report to the federal Minister of the Environment for review and decision under the Canadian Environmental Assessment Act, 2012, which included a total of 97 recommendations. The JRP concluded that the DGR Project is not likely to cause significant adverse environmental effects, provided the mitigation measures proposed and commitments made by OPG during the review, and the mitigation measures recommended by the Panel, are implemented. If the Minister's EA decision is positive, which would allow the project to proceed to the next phase of the permitting process, the Minister's EA Decision Statement will include conditions related to the project that will be legally binding on the proponent.

Prior to making the EA decision, the Minister of the Environment and Climate Change requested additional information and further studies on the EA for the DGR Project on 18 February 2016. On 28 December 2016, OPG submitted the additional information pertaining to the Minister's request, and following a conformity review, the Canadian Environmental Assessment Agency initiated a public comment and technical review period on OPG's additional information. The deadline for comments was 6 March 2017. Following the comment period, the Agency will prepare a draft report containing its analysis of the additional information and the comments received. The public and Indigenous groups will be invited to review and comment on the Agency's report at a future date. The report and potential conditions will then be finalised and submitted as part of the decision package to the Minister, for consideration when making the EA decision.

For more information about this project and the environmental assessment, see www.ceaa-acee.gc.ca/050/details-eng.cfm?evaluation=17520.

International activities

Nuclear liability

Canada signed the IAEA Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 3 December 2013. As Canada's new domestic nuclear liability legislation entered into force on 1 January 2017, Canada has ratified the convention on 6 June 2017.

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

Bilateral agreements and initiatives

In November 2014, Canada and China signed an expanded Memorandum of Understanding (MOU) on Nuclear Energy Cooperation, which broadens co-operation in a wide range of nuclear energy activities, including, among others, nuclear energy policy, R&D and resource utilisation for civilian purposes. Additionally, the MOU encourages collaboration between Canadian and Chinese industries on joint projects in uranium and nuclear energy fields. Canadian and Chinese officials are currently working to establish a work plan to guide engagement under this MOU, as well as to elevate the focus on nuclear issues in existing bilateral energy fora.

In January 2015, Canada and the United States signed a bilateral implementing arrangement (IA) under the Trilateral Energy Science and Technology Agreement (TESTA). Building on a history of bilateral nuclear co-operation between the two countries, this IA will facilitate science and technology co-operation in the field of civilian nuclear energy. A co-operative action plan is currently being developed between the United States and Canada. It is meant to provide deliverables outlining specific R&D activities.

Canada participated in the fourth annual Canada-India Joint Committee Meeting under the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement, which was held in Ottawa in November 2016. The joint committee serves as a means for Canada and India to deepen co-operation on nuclear energy issues, including through information sharing and planning for engagement on policy issues, R&D and industry co-operation. The fifth annual meeting is being planned for late 2017 in India.

Canada's independent nuclear regulator, the CNSC, establishes and maintains regulatory co-operation arrangements with its counterparts in other countries to share information and best practices, with a view to further enhancing nuclear safety and security in Canada and abroad. While these arrangements are not legally binding, they nonetheless represent strong commitments by the participating regulatory agencies.

Generation IV International Forum

Canada is a member of the Generation IV International Forum (GIF), which enables the co-ordination of advanced nuclear research among major nuclear countries. As part of this initiative, Canadian Nuclear Laboratories continues to work towards the development of the supercritical water reactor (SCWR) concept.

Czech Republic

Nuclear policy

The new Atomic Act on Peaceful Utilization of Nuclear Energy and Ionizing Radiation was published as Act No. 263/2016 Coll. which replaced previous Act No. 18/1997 Coll. The new Atomic Act is effective from January 2017 and it follows the newest standards of the International Atomic Energy Agency and latest Euratom directives. The new Act brings new legal measures focused on protection against harmful effects of nuclear energy and ionising radiation.

Following the State Energy Policy and National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy Sector in the Czech Republic (NAP) adopted in 2015, the government of the Czech Republic appointed Mr Jan Stuller as a government commissioner for nuclear energy starting June 2016. His main responsibility is to ensure the implementation of the NAP for the development of nuclear energy. He will co-ordinate the preparation and related changes of legislation that are going to be affected by the construction of new NPPs and the operation of existing power plants as well. In addition to these duties, he will also lead negotiations with strategic partners and stakeholders involved in new nuclear build.

Six companies are interested in building new reactors in the Czech Republic with construction estimated to start in 2025 and commissioning planned for 2035. Rosatom, EDF, Westinghouse, Korea Hydro & Nuclear Power, China General Nuclear Power and Areva and Mitsubishi Atmea have shown interest and responded to the request for information required by the Ministry of Trade of the Czech Republic.

During the summer of 2016, the company ČEZ a.s. submitted the necessary documentation to the Ministry of the Environment of the Czech Republic (MoE) in order to begin the process of the environmental

impact assessment (EIA) for a new plant located at the site of the current NPP Dukovany. In the frame of the declaratory proceedings, the MoE received many comments and observations from various state agencies, local municipalities, civil initiatives, as well as public feedback from the Czech Republic and from Austria and Germany. Conclusions resulting from declaratory proceedings will be carefully considered in the EIA process, and its completion and handover to the MoE is planned in 2017. Further assessment, negotiations and the final statement of the EIA will be provided later, depending on ongoing amendments to the law.

Nuclear power

In March 2016, ČEZ received permission from the State Office for Nuclear Safety (SONS), which approved the long-term operation of NPP Dukovany unit 1. This permission is not limited in time. However, it contains more than 80 individual conditions for further operation, all of which must be fulfilled. During the year 2016, ČEZ collected all documents related to the authorisation of NPP Dukovany unit 2 operation and the documentation was submitted to SONS in January 2017.

Operation of NPP Dukovany, as well as NPP Temelin, was significantly influenced by unplanned and extended outages in 2016 because of additional inspections and repairs of hundreds of welds. This situation will also continue in the year 2017, and the arrangements of units operation and schedules of individual cycles were significantly modified as a result. For this reason, NPP Temelin units 1 and 2 outages lasted for three months in 2016. The longest outage was at NPP Dukovany unit 3, where the duration was 180 days, and the result was lower electricity generation, less nuclear materials and fuel fabrication (as reflected in the tables of this publication).

During the period 2015-2016, ČEZ a.s. decided to gradually build up a strategic inventory of fabricated fuel at the NPP Temelin site in order to reduce risk of operation disruption in case of delayed delivery of fresh fuel (i.e. fuel fabrication requirements increased in these years). The first spare reload was delivered in November 2015, whereas the second followed in November 2016. The ongoing project of improved fuel assembly with a higher content of uranium (increase from 465 kgU to 502 kgU) and enhanced lateral stiffness is progressing according to the schedule. New modified fuel assembly will be loaded in 2018. In 2016, an agreement was also concluded with Westinghouse Electric Sweden AB for the supply of services related to the development and licensing of the fuel design and the manufacturing and delivery of six lead test assemblies (LTA).

Regarding the current spent fuel storage capacity in the Czech Republic, it consists of six spent fuel pools adjacent to the reactors (excluding reserve capacity for emergency unloading of full reactor cores), two interim spent nuclear fuel storage facilities located at the site of NPP Dukovany and one at the site of NPP Temelin.

Uranium mining

Czech production of uranium in the form of chemical concentrates produced by the state enterprise DIAMO in 2016 was 146 tU. Some of this (51 tU) was produced by remediation from mine water treatment at former facilities. Production at the Rozna mine was affected by the forthcoming end of normal underground mining, which was terminated at the end of 2016 upon government decision.

Finland

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

Olkiluoto 1 and 2 have generated electricity for over 35 years. In January 2017, TVO filed an application for the renewal of the operating licence of Olkiluoto 1 and 2 until the end of 2038. TVO is making plant modifications to further improve safety in the possible but unlikely case of an accident situation, where several safety systems would be lost simultaneously.

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 OL3 construction works for the plant unit have been completed. The installation of the electrical systems, the instrumentation and control system (I&C), and mechanical systems is still in progress. In April 2016, TVO filed an application for the OL3 operating licence. Simulator training for the operating personnel commenced in early 2017.

The first phase of the commissioning of the OL3 turbine plant is completed. Some of the systems and components will be kept in operation; the remainder has been preserved by the supplier in accordance with a separate plan. In early 2017, de-preservation was started at the turbine plant.

According to the schedule updated by the supplier in September 2014, regular electricity production in the unit will commence at the end of 2018. The Olkiluoto 3 plant unit was procured as a fixed-price turnkey project from a consortium formed by Areva GmbH, Areva NP SAS and Siemens AG.

In 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) received a 20-year operating licence for the 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 the 2030 time frame. Fortum will announce its plans for the possible life extension of the Loviisa plant in the coming years.

Also in 2007, a new company, Fennovoima Oy, 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 NPP in Finland that could be operational by 2024.

According to the climate and energy strategy adopted by Finland, nuclear power is an option, but the 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 Employment and the Economy, or MEE) were completed in 2008 and the Fennovoima process in 2009.

TVO filed its DIP application for the construction of Olkiluoto 4 in April 2008, Fortum for Loviisa 3 in February 2009 and Fennovoima in January 2009. The national nuclear regulator (Radiation and Nuclear Safety Authority – STUK) had no safety-related objections to any of these projects. The MEE processed all five DIP applications during 2009-2010 and the government made its decisions in May 2010. The applications by TVO and Fennovoima were approved, whereas the application by Fortum was rejected, following the government's policy to limit the number of new power plant units to two and reflecting on the fact that Fortum is one of TVO's owners.

TVO's Olkiluoto 4 nuclear power unit project proceeded to the bidding phase. On 25 September 2014, the government rejected TVO's application to extend the validity of the DIP and to set a new deadline to submit the construction licence application. TVO stopped the project in spring 2015.

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

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 2016, Fennovoima started the third EIA process, concentrating on its spent fuel handling since there is not a specific plan in this regard. It also submitted, in March 2014, a supplement to the DIP which was approved by the government in September 2014 and ratified by Parliament in December 2014.

Fennovoima submitted the construction licence application to MEE at the end of June 2015. The preparatory works have started at the Pyhäjoki site. Fennovoima is planning for the government to handle the construction licence application in 2018, after STUK has delivered its safety review of the project.

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

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

In December 2016, Posiva started the nuclear safety-related excavation works under the construction licence for the final disposal facility for spent nuclear fuel after STUK issued a decision that Posiva is in a position to launch the construction of the final disposal facility. The facility is planned to begin operations in early 2020, but Posiva must have received an operating licence prior to this date. Posiva Solutions Oy, a subsidiary of Posiva, was established in 2016 to focus on the sales of know-how Posiva has accumulated from its design, research and development activities in the final disposal of spent nuclear fuel, as well as on associated consulting services.

France

Nuclear policy

France has a new energy law that caps nuclear capacity at the present level (63.2 GWe net) with a view to reducing its share in the electricity mix. The other main target is to reach 50% of the electricity production from nuclear origin by 2025. One European pressurised reactor (EPR) is under construction at Flamanville.

The new policy also sets the goal of a 40% reduction in carbon dioxide emissions by 2030, compared with the 1990s level of 565 million tonnes. By that time, renewable energy sources should account for 40% of electricity production and 32% of total energy use. The policy sets the objective of halving total energy consumption by 2050. It also sets ambitious targets for expanding the use of electric vehicles with the number of charging points increasing from the current 10 000 to 7 million by 2030.

Nuclear power and electricity generation

In 2016, in metropolitan France, the capacity of electricity generating facilities increased by 1 699 MW (+1.3%) compared to 2015, and reached 130 GW.

Total electricity production reached 531.3 TWh, a decrease of almost 3% compared to 2015. This decrease was accompanied by a sharp drop in the export balance (-34.8%).

The decline in electricity production in 2016 is mainly observed in the oil, nuclear and coal sectors. Gas production increased (+59%) accordingly. At the same time, favourable rainfall conditions, along with capacity growth, have led to an increase in renewable production.

Nuclear reactors

As of 1 January 2017, France's installed nuclear capacity consisted of 58 pressurised water reactors (34 x 900 MWe units, 20 x 1 300 MWe units and 4 x 1 450 MWe units, although individual capacities vary from these standard figures).

Following the Fukushima Daiichi accident and the establishment of a nuclear rapid response force (FARN) operating out of four regional bases, additional modifications are being implemented at existing nuclear power plants to guarantee better coverage of extreme situations related to loss of heat sink and of both on-site and off-site electrical power.

Flamanville 3 EPR

In 2016, major construction steps were achieved: i) most of the equipment of the nuclear section, including the conventional island, was delivered and installed on-site; ii) the main civil engineering work was completed; and iii) the turbine and the alternator started for the first time; the control room was transferred to EDF teams that will operate the reactor.

Synergies, especially in the commissioning domain, have been developed through shared experience at EPR construction sites in China (Taishan 1 and 2), Finland (Olkiluoto 3) and France (Flamanville 3), and strong links have already been established with the Hinkley Point construction site in the United Kingdom. In addition, Areva and EDF are working on short-, medium- and long-term optimisations of EPR construction. These include simplifications and new construction methods that reduce cost and construction time.

ATMEA

The ATMEA1 reactor is a third generation pressurised water reactor with a capacity in the range of 1 100 MWe, designed to be in operation for 60 years. It was developed by ATMEA, the 50/50 joint venture created in 2007 by Areva and Mitsubishi Heavy Industries (MHI). In January 2012, the French Nuclear Safety Authority (ASN) issued a favourable opinion on the ATMEA1 reactor safety options. In June 2013, the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) confirmed that overall the ATMEA1 design basis meets the most recent CNSC regulatory design requirements. In April 2015, both the Intergovernmental Agreement and the Memorandum of Co-operation including the Host Government Agreement for the construction of four ATMEA1 reactors at the proposed Sinop site in Turkey were approved by Turkish Parliament. A feasibility study is currently underway.

Research reactors

The Jules Horowitz Research Reactor (JHR) project, conducted by the Atomic Energy Commission (CEA), is being undertaken to address technological and scientific challenges by testing fuel and material behaviour in a nuclear environment and in extreme conditions. It will be a unique experimental tool available to the nuclear power industry, research institutes and nuclear regulatory authorities, and an international R&D platform. The JHR will also be an important production site for nuclear medicine and non-nuclear industry. The JHR is being built at CEA Cadarache and is expected to be commissioned by the beginning of the next decade.

Major milestones have been recently achieved, such as: i) the final delivery of hot cell structures allowing finalisation of the civil works of the nuclear buildings (completion in mid-2017); ii) significant progress was made in manufacturing some key-components of the reactor pile block and the reactor's primary cooling system; iii) major inroads were made with launching the manufacture of the non-destructive benches, as well as pursuing the development of the first fleet of innovative experimental devices. The JHR R&D Working Groups on Fuel, Material and Technology have also made significant progress proposing some first research topics of interest to form an international community in the field, extending to partners outside the JHR Consortium.

Generation IV/ASTRID

The partners of the Generation IV International Forum (GIF) established in 2001 an official charter to launch its activities in co-operative R&D to establish the feasibility and performance of future reactors. France is strongly involved in this initiative and is leading the design studies for the Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration (ASTRID), the technology demonstrator for the fourth generation of sodium-cooled fast reactors (SFRs).

The ASTRID design studies began in 2010. By virtue of the act of 28 June 2006, the CEA was selected as the contracting authority for the project, and it also received funding for the preliminary design phase, through the "Investment for the Future" Programme (PIA). The CEA proposed ASTRID, with a power rating of 1 500 MWth (or about 600 MWe). The front-end engineering and design of the ASTRID reactor was finished in late 2015 with the submittal of the Preliminary Design Report and the Nuclear Safety Design Basis document. The basic design of ASTRID, to be carried out over the 2016-2019 period, was launched in January 2016.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

The ITER project is the culmination of more than 60 years of research in the field of fusion energy. Currently under construction at Cadarache, ITER is an essential step towards the commercialisation and large-scale generation of fusion power. The ITER members include China, the European Union, Switzerland, India, Japan, Korea, Russia and the United States.

Site preparation and construction of the first ITER buildings has already generated more than EUR 4.5 billion in contracts; 288 companies are currently working on the ITER construction site in the south of France. At the same time, component manufacturing is progressing worldwide and the convoys are arriving one after the other on-site with components (transformers, massive tanks, elements of the cryostat, crane beams, etc.). More than 2 000 people, whether staff directly or indirectly employed by the ITER Organization, or contractors, are now located on the site. There are about a dozen construction sites underway simultaneously: the tokamak buildings are slowly coming out of the ground, the assembly hall is now towering over the site at a height of 60 metres, and construction of the cryogenic plant has just been launched.

Fuel cycle

Uranium enrichment

In 2006, Areva began work at the Tricastin site on construction of the Georges Besse II uranium centrifuge enrichment plant, which replaced the Eurodif facility that had been in service since 1978 and stopped operation at the end of June 2012. In 2016, Georges Besse II reached its full capacity of 7.5 million separative work units (SWU) per year on schedule as planned.

Uranium conversion

Construction of a new conversion plant continued in 2016 at the Comurhex II facility in France, at both Malvesi and Tricastin sites: i) at Malvesi, with the continued ramp-up of industrial production following the qualification of the UF_4 produced by the new thermal denitration process, and ii) at Tricastin, with the continued construction of the fluorination, effluent treatment and utilities functions. In 2015, ASN approved Areva's request to extend the operation of the Comurhex I production plant until the end of 2017. This will reduce the duration of the non-production phase, with integrated start-up of Comurhex II at both sites planned for the end of 2018.

Fuel recycling

In 2016, the La Hague reprocessing plant treated about 1 118 metric tonnes of used fuel and produced 999 canisters of vitrified waste. The plant has two production lines (UP2-800 and UP3), which have a combined licensed capacity of 1 700 metric tonnes of used fuel per year.

In 2016, the Melox plant produced 124 metric tonnes of MOX fuel for its French and international customers.

Waste management

To date, effective long-term solutions are in place for short-lived waste, which amount to 90% of the generated volume of radioactive waste. The remaining 10% is conditioned and stored pending the implementation of a near-surface, sub-surface or deep geological repository. The National Agency for Radioactive Waste Management (Andra) operates the existing repositories and conducts research and studies for further repositories. In 2013, the DGEC[2] and ASN updated the French National Plan for the management of radioactive materials and waste. In 2014, Andra updated the *National Inventory of Radioactive Materials and Waste* (published in 2015) and participated, in co-operation with the ASN, in the development of the Fifth National Report in compliance with the IAEA Joint Convention Obligations (safety of spent fuel and radioactive management).

Very low-level waste (VLLW) is disposed of at the CIRES repository site near Morvilliers (Aube). The CIRES was commissioned in 2003, and up to the end of 2016, about 329 571 m^3 of waste have been disposed at the site, representing 51% of its capacity.

2. General Directorate for Energy and Climate (Direction Générale de l'Énergie et du Climat), part of the Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy.

Low- and intermediate-level short-lived waste (LILW-SL) is disposed of in the Centre de Stockage de l'Aube (CSA) near Soulaines-Dhuys (Aube). The CSA was commissioned in 1992, in connection with the shutdown of the Centre de Stockage de la Manche (CSM) in 1994, which is now in the post-closure monitoring phase with 527 000 m^3 of nuclear waste. At the end of 2016, about 316 692 m^3 of waste have been disposed in the CSA, representing 31.6% of its capacity.

Low-level long-lived waste (LLW-LL) must be disposed of in sub-surface repositories. Site investigations and studies are currently underway.

High-level waste (HLW) and intermediate-level long-lived waste (ILW-LL) are subject to the 2006 Waste Act, which defines the time schedule for research on: i) partitioning and transmutation, ii) design and implementation of a deep geological disposal, and iii) design studies of storage facilities.

Partitioning and transmutation of minor actinides

In 2012 and 2015 respectively, the CEA submitted two reports to the government with the results of research and prospects for the possible new generation of nuclear systems. These reports contain the results of R&D studies on the partitioning and transmutation processes of minor actinides. The 2015 full report is available in the "Energy" section of the CEA website: www.cea.fr. Research is ongoing on partitioning processes for Americium (Am) selective recovery, and on dedicated Am-bearing fuels for fast neutron reactors. Am transmutation demonstrative experiments should be performed in the ASTRID reactor.

Deep geological repository

Studies and research for a deep geological repository are carried out by Andra in an underground laboratory in Meuse/Haute-Marne (Bure). The experimental area, at a depth of 490 m, was commissioned in 2005. At the end of 2015, the total length of experimental galleries in the laboratory reached 1 500 m. A 30 km^2 area of interest was approved by the government in 2010 for the location of the underground industrial repository (Cigéo). In 2013, a national public debate was held. One of its conclusions was to include an industrial pilot phase between commissioning and normal operations.

Considering some changes in regulatory requirements, the licence application to construct the Cigéo disposal facility will now be fully submitted in 2018. In early 2016, several key documents were submitted to the safety authority, within the context of the licence application, in particular a master plan for operations including the pilot phase. In 2016, French Parliament passed a law on reversibility, detailing the procedure for establishing the Cigéo. The bill adopted in July 2016 by the National Assembly defines reversibility for the Cigéo geological disposal facility as "the capacity, for the coming generations, either to pursue the construction and then the operations of the successive phases of a disposal, or to reassess choices made previously and to develop management solutions". This definition allows a large range of technical and governance choices for the future generations which will have to build and operate the disposal facility for over 100 years. This law is an important milestone for Andra, which can henceforth prepare the licence application for the disposal facility and launch a consultative process with its stakeholders. According to Andra's timetable, the construction approval is expected for 2021 and the first waste for 2030.

Storage

Long-lived waste is stored at production sites. The duration of the HLW storage period will be 60 years or more, depending on the thermal power decay required for acceptance in the deep repository. For this purpose and for the management of ILW-LL and LLW-LL, pending the availability of disposal facilities, new storage capacities are being developed by nuclear operators. Storage needs in relation to the implementation of the repositories are jointly defined by operators and Andra.

Research on radioactive waste storage is conducted by Andra, with a particular focus on the lifetime (at least 100 years), versatility and modularity of the facilities.

Decommissioning

Cleaning and dismantling for decommissioning of nuclear facilities are immediately performed after the operating period, followed by post-operational clean-out operations (POCO). This strategy, adopted by

the nuclear operators is in accordance with the ASN preferred option. Each operator/owner manages the dismantling of plants that have been shut down. The main facilities undergoing decommissioning are:

- For EDF, first generation nuclear power plants (six UNGG reactors, one pressurised reactor [PWR, Chooz A], one fast neutron reactor [FNR, Superphenix] and one heavy water reactor [HWGC, Brennilis]).
- For CEA, several installations dedicated to civilian and military nuclear research (laboratories, research reactors and pilot plants). Priority is being given to denuclearisation of research centres enclosed in cities. The Grenoble site has almost a non-nuclear site status and the Fontenay-aux-Roses decommissioning site is in progress.
- For Areva, the UP2-400 processing plant, the Georges Besse 1 enrichment plant (gaseous diffusion) and some other facilities involved in the fuel fabrication process.
- For Andra, various installations or sites to be cleaned up after the disappearance of the operator (minor nuclear activities which are not linked to electricity generation or nuclear research).

Germany

Nuclear waste management

Germany's 2015 Programme for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste (National Programme) foresees two disposal facilities for radioactive waste. The Konrad disposal facility, which is in the process of being constructed, has a plan approval to take in up to 303 000 m³ of radioactive waste with negligible heat generation, originating predominantly from the dismantling of NPPs. In addition, a repository for heat generating radioactive waste in particular is to be erected at a site yet to be identified.

Therefore, the German parliament's Commission on Storage of High-Level Radioactive Waste (the Commission) was set up pursuant to Section 3 of the Site Selection Act. The act prescribes an open-ended and unbiased site selection process, starting from a "blank map" of Germany. The goal is to find a disposal site on German territory for domestic, and in particular high-level, radioactive waste that shall ensure the best possible safety for a period of one million years through a science based and transparent process.

In July 2016, the commission presented its report to the federal parliament and the federal government. The report contains recommendations on the implementation of the site selection process, including decision criteria, as well as on general aspects of radioactive waste management. An amendment of the Site Selection Act, incorporating the commission's recommendations, is in preparation.

Two individual recommendations have already been implemented during the summer of 2016: the National Societal Commission has been established as an independent observer of the site selection process that can also act as a mediator if conflicts arise. It consists of six respected notabilities that were elected by parliament and three members of the public, including one youth representative. These members were selected in a random-based process and appointed by the Federal Minister for the Environment.

Also in summer 2016, the Agency for the Disposal of Nuclear Waste (Bundesgesellschaft für Endlagerung, BGE) was founded as a limited liability company in federal ownership, which is to become the sole implementer for all disposal projects in Germany, including the site selection process. In parallel, the Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management (BfE) has taken up its duties as the sole licensing authority for nuclear waste management and regulator of the site selection process. The organisational measures to implement the new structure of authorities are currently under way.

Redistribution of responsibility for nuclear waste management

In December 2016, the German parliament adopted new regulations introducing a new model for the allocation of responsibilities regarding the decommissioning and dismantling of NPPs and the management of nuclear waste. The new model modifies the existing nuclear liabilities and responsibilities of the NPP operators in Germany, and ensures that the long-term financing of nuclear phase-out is secured. At the same time, the new model also provides that the companies are in a position to meet their long-term obligations under the Atomic Energy Act without putting their financial stability at risk.

Under the new regulations, the NPP operators will continue to bear the full responsibility for the decommissioning and dismantling of NPPs. On the other hand, the state will assume responsibility for the management and financing of interim and final storage. The funds for the interim and final storage will be provided by the NPP operators. For this purpose, they will be obliged to transfer about EUR 17.5 billion to a public fund – this corresponds to the total amount of provisions built by energy companies in order to finance the management of nuclear waste. The NPP operators will also have the opportunity to pay a voluntary risk surcharge, amounting to a total of EUR 6.3 billion, in order not to be obliged to provide additional capital to the fund in case of a capital shortage in the future. The fund collecting the payments of the NPP operators will be set up as a foundation under public law. It will invest the funds provided by the NPP operators and reimburse the costs incurred by the state in connection with the interim and final storage of nuclear waste.

The new regulations are expected to enter into force in the first half of 2017, after the finalisation of the state aid approval process that is currently being conducted by the European Commission.

Hungary

In accordance with the National Energy Strategy adopted in 2011, Hungary attributes a major role to nuclear power and has opted for its long-term maintenance in the energy mix.

International agreements

In February 2016, the Ministry of National Development of Hungary and the Jordan Atomic Energy Commission signed a memorandum of understanding on co-operation in the peaceful uses of nuclear energy. The fields of co-operation include *inter alia* the areas of design, construction, operation and maintenance of nuclear power plants and research reactors, nuclear infrastructure development, licensing processes, spent fuel and radioactive waste management, research and development through exchange of information and experts, training programmes, seminars, etc.

Radioactive waste management

In line with the EU's Radioactive Waste and Spent Fuel Management Directive,[3] Hungary recently elaborated its National Policy and Programme on Spent Fuel and Radioactive Waste Management. The National Programme, which aims at ensuring the implementation and scheduling of the tasks set out in the National Policy, was adopted by the Hungarian government in August 2016.[4]

Nuclear power plant

2016 was a record-breaking year for nuclear power in Hungary; the four units of the MVM Paks nuclear power plant generated their all-time high in electricity, accounting for 51.3% of inland gross electricity production and 36.5% of domestic electricity consumption. The performance record is dedicated to the changeover from a 12 to a 15-month fuel campaign resulting in 100% load factor for unit 3. 16 053.9 GWh of electric energy was generated by the MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd in 2016. This amount was generated by four units as follows: unit 1 – 4 028.0 GWh; unit 2 – 3 576.3 GWh; unit 3 – 4 403.8 GWh; unit 4 – 4 045.8 GWh. As for the produced energy, in 2016 the NPP achieved its first largest production result in history, leaving behind the previous record of 15 834.4 GWh achieved in 2015. The total of all electricity that has been generated by Paks NPP since the date of the first connection of unit 1 to the grid was higher than 445.5 TWh as of the end of 2016.

The Unit Capability Factor (UCF) (power plant performance) has been the following: unit 1 – 91.7%; unit 2 – 81.4%; unit 3 – 100.3%; unit 4 – 92.1%. The NPP average is 91.4%.

3. Council Directive 2011/70/EURATOM establishing a Community framework for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste.

4. Government Decree 1459/2016 (VIII. 24).

The lifetime extension of the Paks nuclear power plant from 30 to 50 years is currently ongoing. In 2016, the Hungarian Atomic Energy Authority has given a licence for the unit 3 lifetime extension, while the application for a lifetime extension of unit 4 has already been submitted to the national regulatory authority; the decision is expected in 2017.

In compliance with the request of the European Commission (EC), the so-called Stress Test, i.e. the Targeted Safety Review of Paks Nuclear Power Plant, took place in 2011. According to the report issued by the power plant, all the units of the nuclear power plant comply with the internationally accepted requirements specified by national authorities, including the criteria of protection against the potential impacts of internal and external events. It was concluded by experts during the independent international expert review of the Final Report of the Targeted Safety Review ordered by the European Union in spring 2012 that the Hungarian review was adequately thoroughgoing. The international reviewers considered that the implemented measures were appropriate. The implementation of the prorate part of the safety enhancement measures resulting from the Targeted Safety Review continued in 2016.

In February and March of 2016, the partner review was conducted by the World Association of Nuclear Operators (WANO) at Paks Nuclear Power Plant. Within the framework of the follow-up review conducted by the Operational Safety Review Team (OSART) of the International Atomic Energy Agency during October 2016, the team of experts checked the implementation of corrective measures defined in connection with the issues formulated during the OSART peer review held in 2014. Following the follow-up OSART review, the Corporate Peer Review (WANO CPR) was conducted by the World Association of Nuclear Operators during November 2016, and included the MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd as well. The CPR was focused on the implementation of improvement suggestions made in 2014.

Japan

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

The Strategic Energy Plan of Japan was revised in 2014 and states that "On the premise that safety comes first and that every possible effort is being made to resolve people's concerns, judgement as to whether nuclear power plants meet the new regulatory requirements will be left to the Nuclear Regulation Authority (NRA). In the case that the NRA confirms conformity of nuclear power plants to the new regulatory requirements, the Japanese government will follow NRA judgement and proceed with the restart of nuclear power plants". Additionally, a new long-term electricity supply policy was set up in July 2015 and envisions nuclear power supplying 20-22% of electricity in Japan in 2030. After the adoption of the 2015 energy strategy, Japan announced its intended, nationally determined contribution (INDC) for COP21 to reduce GHG emissions by 26% from 2013 to 2030. In May 2016, it adopted the Plan for Global Warming Countermeasures.

In accordance with the principles set up in the Strategic Energy Plan, five nuclear reactors are now in operation. Two nuclear reactors, Sendai 1 and Sendai 2, restarted in August and October 2015 for the first time since the new regulation had taken effect after the Fukushima Daiichi nuclear accident. These start-ups were followed by Takahama 3 and Takahama 4 in February and March 2016, respectively. However, a district court injunction then forced the operator to shut down the Takahama units. The Osaka High Court lifted the injunction in March 2017. The Ikata 3 nuclear reactor restarted commercial operation using MOX fuel in September 2016. In December 2016, the government announced that it would permanently close the Monju fast reactor prototype and begin decommissioning.

Japan is taking all necessary measures and promoting related research and development to ensure nuclear non-proliferation and strengthen nuclear security in light of international developments.

The Japanese government is taking thorough measures to minimise the risk of accidents, considering the experience and lessons learnt from the accident in 2011.

Korea

Nuclear power plants

The first Korean-designed advanced pressurised reactor 1400 (APR1400) officially entered commercial operation in December 2016. The Shin Kori NPP unit 3 in the south east of Korea was connected to the grid in January 2016. The total number of power reactors in operation in Korea is now 25 and the installed capacity is 23.1 GWe, accounting for 22.1% of the country's total generating capacity.

Nuclear policy

The 5th Comprehensive Nuclear Energy Promotion Plan (CNEPP) and a five-year-nuclear R&D programme for 2017-2021 were released in January 2017. The fifth plan establishes four policy directions, which are: ensuring utmost safety, preparing future demand, strengthening industrial competitiveness and enlarging communication. A five-year nuclear R&D programme has been established covering all areas in nuclear research, and focusing on the safety and spent fuel management area.

In July 2016, the Ministry of Industry, Trade & Energy (MOTIE) announced a basic plan for high-level radioactive waste management. According to the plan, an integrated site at which a site-specific URL, interim storage facility and repository are co-hosted will be selected. Meanwhile, construction of the second disposal facility at the Wolsong Low and Intermediate Level Waste Disposal Centre (WLDC) started in 2016 and is expected to be completed in 2020.

Nuclear safety and regulation

Following recommendations of the IAEA IRRS Mission in July 2011, the Nuclear Safety Act was amended in June 2016; the concept of "severe accident" was defined and the legal foundation for severe accident safety management was established.

An earthquake of a magnitude of 5.8 occurred in September 2016 near Gyeong-ju city, about 28 km WNW of the Wolsong NPP. The plants were shut down manually and went through subsequent seismic safety inspections. In December 2016, the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) decided on an improvement plan for nuclear installations to provide against large-scale earthquakes as part of its follow-up measures.

Mexico

Legal framework

Since the implementation of the 2013 Energy Reform, Mexico has made progress in defining the development of a sustainable, competitive and efficient energy industry. During 2015 and 2016, a new competitive market for hydrocarbons and electricity was created, based on principles of equity, and social and environmental responsibility. In December 2015, an important Law on Energy Transition entered into force in order to regulate the sustainable use of power and Mexico's commitments to clean energies and the reduction of polluting emissions from the electric power industry.

In its drive to diversify its energy mix, Mexico plans to generate 35% of its electricity from clean energy sources by 2024. Under its national, electricity infrastructure development, sectoral programmes, nuclear power is considered to be a clean, competitive source for the supply of electricity and it is to account for a larger proportion of the electricity generated in the country.

Operation of the Laguna Verde reactors

During 2016, the 17th refuelling outage of Laguna Verde unit 1 was extended from its original 65 days to 155 days because of a divisional diesel generator failure. During this outage, the steam dryer was reinforced as part of the extended power uprate (EPU) (120% of the original licensed thermal power) approval. On March 2016, this unit received permission for operation at the new power uprate level from the Mexican Regulatory Authority. The current operating cycle 18 started at this new power level (2 317 MWth, 810 MWe).

Laguna Verde unit 2 performed its 14th refuelling outage as planned in the spring of 2016 and started its second operating cycle (Cycle 15) at EPU power level (2 317 MWth). For both Laguna Verde units, the new EPU licence has not been issued by the Energy Secretariat.

Licence renewal

In 2015, an application for a licence renewal of both Laguna Verde units was submitted to the Mexican Regulatory Authority, which will allow their operation for 30 more years. The unit 1 licence expires on July 2020 and the unit 2 licence expire on May 2025.

Spent fuel storage

In 2015, an independent spent fuel storage installation (ISFSI) started construction on the Laguna Verde site. This installation has not yet been approved by the Mexican Regulatory Authority.

Poland

There is no commercial utilisation of nuclear power in Poland to date. The research reactor Maria, also used for production of medical radioisotopes and operated in 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 was established in:

- the 4 April 2014 law that amended the Atomic Law and other laws, which entered into force on 9 May 2014;
- the 29 June 2011 law on the Preparation and Realization of Investments in Nuclear Facilities and Accompanying Investments, which entered into force on 1 July 2011.

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

The programme envisages the construction of two NPPs with combined capacity of 6 000 MWe (net), producing about 50 TWh of electricity per year, which will translate into annual savings in the range of at least 36 million tonnes of CO_2 and 24% of the current CO_2 annual emission level in the Polish electricity generation sector.

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

PGE EJ 1 Sp. z o.o. identified three candidate sites, all located in the proximity of the Baltic coast, and it is conducting site surveys in two locations – Zarnowiec and Lubiatowo/Kopalino.

On 14 October 2016, the Council of Ministers presented a report on the implementation of the Polish Nuclear Power Programme. In the conclusions, the Minister of Energy was instructed to prepare in co-operation with PGE EJ 1 a new financing model of the investment, a new tender model and an updated

timetable for the construction of NPPs. The revised nuclear power programme should be submitted to the Council of Ministers by the end of 2017.

Following the instructions of the Council of Ministers, the nuclear power programme is currently in the verification process. A new financing model of the investment was expected by mid-2017, as well as the new tender model.

In parallel to the large-scale nuclear power programme, in July 2016, the Advisory Committee for High Temperature Reactors was established by the Minister of Energy with the aim to investigate market potential of this technology and to determine the conditions for its possible implementation in the future.

Russia

In 2016, the installed capacity of NPPs in Russia reached 26.9 GWe (net), which is 11.2% of the total installed capacity of power plants. Russian NPPs hit a new record, generating 195.2 billion kWh (183.6 billion kWh net).

Legislation

In 2016, amendments to several federal laws regarding the use of nuclear energy were approved. The amendments are aimed at improving state safety regulations concerning the use of atomic energy and the management of the national nuclear industry. In particular, the definitions of "nuclear fuel" and "spent nuclear fuel" are introduced in the federal law and correspond to their definitions in the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management. The amendments also adjusted some of the functions of Rosatom and governmental bodies in the area of safety, as well as the management of R&D activities.

New builds

The most advanced unit of the Beloyarsk NPP (unit 4, with fast breeder reactor BN-800) started commercial operation on 31 October 2016. This start-up followed the issuance by the national regulator, Rostekhnadzor, of a "certificate of compliance" for the unit's design documentation, technical regulations and regulatory legal acts, including requirements for energy efficiency. Unit 4 was connected to the grid and began electricity generation in December 2015. In 2016, tests on different power levels and operation regimes were implemented. The testing programme was completed in August 2016, with 15 days of operation at 100% power level that confirmed the performance ability of the unit without deviation from the design parameters.

Unit 6 of Novovoronezh NPP started commercial operation on 27 February 2017 while the unit was connected to the grid in early August 2016. Novovoronezh 6 is a VVER 1200/392 M pressurised water reactor with a design net capacity of 1 114 MWe. It is the first of two such units at the Novovoronezh-2 NPP, the lead project for the deployment of the AES-2006 design incorporating a Gidropress-designed PWR, an evolutionary development from the VVER-1000. Construction of Novovoronezh-2 units 1 and 2 – or Novovoronezh units 6 and 7 – began in June 2008 and July 2009, respectively. The original Novovoronezh site located nearby already hosts three operating reactors, as well as two that are being decommissioned.

Compared to "conventional" VVER-1000 units, the first Novovoronezh-2 reactor has a number of advantages, which significantly increases its economic performance and safety. In this way, the reactor features a 20% increase in electrical capacity reaching 1 200 MWe. In addition, the life of the main equipment – the reactor pressure vessel and the steam generators – has doubled, from 30 to 60 years. The high level of automation and the introduction of new technological solutions means that the number of personnel involved in the reactor's operation has decreased by 25-30% compared with a VVER-1000 unit.

The unit fully complies with the International Atomic Energy Agency's post-Fukushima Daiichi requirements and is positioned as a "generation 3+" reactor. The main feature of the technology is the use of additional passive safety systems that do not require the intervention of nuclear power plant personnel. The design includes a passive heat removal system, hydrogen recombiners and a core melt trap, or a core catcher.

Licensing

In October 2016, Rostekhnadzor, the national regulatory body, granted a licence to Rosenergoatom Concern allowing construction of the second power unit at the Kursk-2 NPP.

Comprehensive work to justify radiation and nuclear safety, as well as to assess the conformity of managerial and technical features of the installation with relevant licensing requirements and conditions, preceded the issuance of the licence. Moreover, additional geological investigations and calculations were carried out that confirmed the soundness of the proposed VVER-TOI design in terms of radiation and nuclear safety, and national regulations and standards.

In October 2016, the Federal Service for the Supervision of Natural Resources approved the conclusion of the international public ecological evaluation regarding the safety of power units 1 and 2 currently under construction at the Leningrad-2 NPP. This approval is valid for a period of ten years. The inter-regional ecological public organisation Green Cross, along with experts from Armenia, Belarus, Finland, Hungary, and Kazakhstan analysed materials being developed for justification of licensing to allow operation of the power units at Leningrad-2 NPP. In the conclusion submitted for state expertise in May 2016, the independent experts confirmed that the earlier performed environmental impact assessment is exhaustive, assessments of risk in regular operation, design-basis and beyond-design-basis accidents are credible and the VVER-1200 reactor unit is designed in full compliance with requirements of radiation, nuclear and environmental safety. The state ecological evaluation of materials, developed to justify issuing the operation licence, will facilitate the decision-making process in Rostekhnador as soon as the licence application is submitted.

Decommissioning

Unit 3 of Novovoronezh NPP was shut down on 25 December 2016, becoming the oldest VVER-440 reactor to enter decommissioning. Since starting operations in December 1971, the unit has produced 118.67 TWh of electricity, more than half of the combined annual production of all of Russia's nuclear power plants.

The Novovoronezh site, on the River Don and 42 km (26 miles) south of Voronezh, consists of VVER-210 unit 1, VVER-365 unit 2, VVER-440 units 3 and 4, VVER-1000 unit 5 and VVER-1200 unit 6. Units 1 and 2 were shut down in 1988 and 1990.

Novovoronezh 3 was "the first of a dynasty" of the VVER-440 design, of which six units were built in Russia (two at Novovoronezh and four at Kola) and 29 overseas (in Armenia, Bulgaria, the Czech Republic, Finland, Germany, Hungary, the Slovak Republic and the Ukraine).

Unit 3 underwent upgrade work between 1999 and 2002, and a 15-year licence extension was obtained for it to continue operations until the end of 2016. It will serve as a pilot facility to adjust decommissioning technology for VVER-440 reactors that have been tested for the decommissioning of units 1 and 2 of Novoronezh NPP. The experience gained will be applied to similar reactors of Russian and foreign NPPs to be decommissioned.

In general, all nuclear reactors of RBMK-1000, VVER-440, EGP-12, BN-600 types are scheduled to be decommissioned before 2035. Their total installed capacity is 13.4 GWe.

Slovak Republic

Energy policy

The main aims of the Slovak energy policy are to decrease energy demand and increase security of energy supplies, based on the principles of maximising safety, reliability, quality and economic effectiveness. Annual gross electricity production in the Slovak Republic, as of 31 December 2016 was 27 452 GWh, where 14 774 GWh (53.8%) came from nuclear reactors in Bohunice and Mochovce NPPs.

At the end of July 2016, the Italian utility Enel closed the first phase of the process to dispose of its 66% stake in Slovenské Elektrárne – the sale of its 50% stake in Slovak Power Holding BV to EP Slovakia BV. The transaction was carried out under a contract signed by Enel and EP Slovakia in December 2015.

Following this transaction, Enel now owns a stake of 33% in Slovenské Elektrárne. Control of Slovenské Elektrárne passed to Slovak Power Holding.

The second phase of the process will be closed after completion of the Mochovce units 3 and 4.

Fuel cycle

There were no significant changes or development in the nuclear fuel cycle of Slovak NPPs in 2016. During the year 2016, fresh nuclear fuel with burnable absorber (gadolinium) and with average enrichment of 4.87% and 4.25% of U-235 was loaded into the reactors of units 3 and 4 of the Bohunice NPP, and units 1 and 2 of the Mochovce NPP.

Status of project to complete Mochovce units 3 and 4

Based on actual schedules, completion of two new reactors in Mochovce NPP could be delayed, meaning that unit 3 (94% complete) could be connected to the grid by the end of the 2018, and unit 4, which has a similar capacity, could be connected in 2019 (presently 80% ready).

Spain

Spanish policy

The Spanish government considers that Spain requires a balanced electricity mix that takes into account all energy sources and available capacities. Keeping in mind that nuclear energy contributes both to the diversification of energy supply and to the reduction of greenhouse gas emissions, nuclear power plants, which nowadays imply a relevant generation capacity for the country, cannot be disregarded as long as they comply with the nuclear safety and radiological protection conditions imposed by the Nuclear Safety Council.

Nuclear generation

In 2016, nuclear energy provided around 21.4% of total net electricity production and the average unplanned capability loss factor of the Spanish nuclear fleet was 0.52%.

In July 2013, the definitive shutdown of the Santa María de Garoña NPP was declared by ministerial order. As this declaration was not motivated by safety reasons, in May 2014, the licence holder applied for a renewal of the operating licence until 2031. This renewal was subject to a favourable report by the Nuclear Safety Council, which was issued in February 2017. However, the operating licence renewal was denied by Ministerial Order in August 2017.

Front end of the fuel cycle

In 2016, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured a total of 603 fuel assemblies containing 272.5 tU. Of this total, 415 fuel assemblies containing 185.6 tU were exported to Belgium, France and Germany, representing 68% of the total production. Acquisitions of uranium concentrates were made from Russia (36.2%), Niger (33.6%), Namibia (17.5%) and Australia (12.7%).

Back end of the fuel cycle

The main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2016 continued to be focused on the licensing process of the centralised interim storage facility (CISF) for spent fuel (SF) and high-level waste (HLW) in Villar de Cañas (province of Cuenca).

According to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, licensing starts with preliminary and construction authorisations. In January 2014, the National Company for Radioactive Waste (Enresa) submitted an application for these authorisations to the Ministry of Industry, Energy and Tourism. Previously, in August 2013, Enresa had submitted an application to initiate the required environmental impact assessment to the Ministry of Agriculture, Food and Environment. Meanwhile, works are in progress in relation to engineering and technical aspects. The CISF is tentatively expected to start operation in 2024.

At the time of this report, additional SF Storage facilities in three NPPs – Trillo, José Cabrera (in the dismantling phase) and Ascó – are in operation. New installations of this type in Garoña and Almaraz NPPs are both under construction and another one is planned at the Cofrentes NPP. In the first two, a metal dual purpose cask will be used.

The El Cabril facility continued routine operation in 2016, managing low- and intermediate-level waste (LILW) generated at radioactive and nuclear facilities. As of 31 December 2016, the inventory of radioactive waste disposed of in the facility amounted to 32 198 m^3.

The El Cabril facility has a dedicated very low-level waste (VLLW) disposal area, consisting of one cell with an estimated capacity of 30 000 m^3, in operation since 2008. During 2016, Enresa completed the project for the construction of the second cell with an estimated capacity of 39 000 m^3. This cell entered into operation in July 2016. As of 31 December 2016, 10 087 m^3 had been disposed of in the facility.

Sweden

Policy changes

The tax on thermal capacity was SEK 14 440 per MW thermal capacity per month during 2016, which is approximately SEK 0.07-0.08 per kWh.

The tax on thermal capacity is however likely to be phased out over a period of two years according to the political cross-party agreement made in 2016. In a first step, the tax is suggested to be reduced to SEK 1 500 from 1 July 2017. The second step is to remove the tax from 1 January 2018.

The current (2015-2017) charge for the nuclear waste fund is approximately SEK 0.04 per kWh.

Status update of nuclear power reactors

- **Ringhals**: In the spring of 2015 the owner decided that two of Ringhals reactors, R1 and R2, would not run as long as 50 years. During the summer, it was decided to limit investment and exit investments that were already planned. On 15 October 2015, a decision was made for R1 and R2 to be closed prematurely. The decision means Ringhals 2 is to be taken out of service in 2019 and Ringhals 1 in 2020 (in connection with the annual revisions).

  For the remaining reactors, R3 and R4, the plans remain to operate for at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling has not been taken and is expected in 2017.

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

  The process to close the reactor O1 started earlier than initially planned. On 16 February 2016, a decision was made to take O1 out of service on 30 June 2017, provided that all permits are in place.

  For both Ringhals and Oskarshamn, the decisions were taken by the owners on commercial grounds.

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

  For the remaining reactor, O3, the plan remains to operate for at least 60 years. A decision to invest in independent core cooling has not been taken and is expected in 2017.

- **Forsmark**: Forsmark 2 has completed the trial run with higher capacity and has applied for routine operation. The application is being processed.

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

Switzerland

The implementation of the Energy Strategy 2050 is ongoing and the first package of measures was finally defined. In 2017, there will be a public referendum about the Energy Strategy 2050.

On November 2016, a referendum took place in Switzerland regarding the limitation of the long-term operation of NPPs. The public rejected the proposed limitation of 45 years of operation, which means that Swiss NPPs can be operational as long they are safe.

Turkey

The revised "Site Parameters Report", which was submitted by the Akkuyu Project Company (APC) on 30 December 2015, was approved by Nuclear Regulatory Authority (TAEK) on 9 February 2017. APC applied to the Energy Market Regulatory Authority (EMRA) for an electricity generation licence on 28 February 2017 and to TAEK for a construction licence on 3 March 2017. Following APC's construction licence application through submission of a safety analysis report for the Akkuyu NPP, the first step will be to grant a limited work permit for construction of non-nuclear facilities.

For the second NPP project, a Memorandum of Understanding (MoU) was signed between the Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources (MENR) and the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI) on 7 September 2016. The technical and economic feasibility studies for the Sinop NPP will be completed in March 2018.

Another MoU was signed between MENR and the China National Energy Administration for Civil Nuclear Cooperation on 29 June 2016. The site selection for the third NPP project is expected to be completed soon.

A twinning project under the Instrument for Pre-accession Assistance (IPA) programme of the European Union (EU) on "Assistance for Spent Nuclear Fuel and Radioactive Waste Management" was completed through co-operation with France (Andra) on 10 November 2016. The results achieved at the end of the project are the alignment of the relevant sections of the Draft Law on Nuclear Energy to EU acquis and standards, technical visits of project participants from Turkey to France and preparation of the draft organisation and the human resource development plan for the future nuclear waste management organisation, which will be established after the ratification of the aforementioned law.

United Kingdom

Recent developments in UK policy on nuclear energy

The policy of successive UK governments has been that nuclear energy has a crucial role to play in the search to transition to a low-carbon society, while the population, society and natural environment should be protected from harmful levels of radioactivity through appropriate national measures – whether derived from European Council (EC) directives and regulations, international agreements or domestic legislation.

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

Legislative and regulatory changes

In December 2013, the Energy Act 2013 was enacted, which included measures to facilitate the building of a new generation of nuclear power stations in England and Wales and placed the Office for Nuclear Regulation (ONR) on a statutory basis. The establishment of ONR as a public corporation, with responsibility for holding the nuclear industry to account on behalf of the public in a fully transparent way, is seen as important to address the anticipated regulatory demands of an expanding nuclear sector. Creation of the ONR brought regulation of nuclear safety, regulation of the transport of civil radioactive materials, regulation of security compliance and the UK Safeguards Office into a single body.

Future development of nuclear energy

On the basis of current scheduled closure rates, most of the UK's existing nuclear power plants will have shut down by 2030. Successive UK governments have supported the position that nuclear power is a low-carbon, affordable, secure, dependable and safe means of electricity generation that can sustainably increase the diversity and security of energy supply. These governments have taken a series of facilitative actions to encourage nuclear new build, and industry has set out proposals to develop 18 GW of new nuclear power at six sites in the United Kingdom.

The generic design assessment (GDA) is one of the facilitative actions set out in the Nuclear White Paper 2008 and is being undertaken by the ONR and the Environment Agency. The GDA is a voluntary process that allows regulators to begin consideration of the generic safety, security and environmental aspects of designs for NPPs prior to applications for site-specific licensing and planning consents. Any reactor deployed in the UK must meet the UK's robust and independent regulatory requirements. This includes meeting design safety requirements via the GDA process. The APR1000 (to be used by NuGen at Moorside) completed the GDA process in March 2017, and the advanced boiling water reactors (ABWR) (to be used by Horizon at two sites: Wylfa and Oldbury) is expected to complete the GDA by the end of 2017. The HPR1000 (proposed for use at Bradwell) entered the GDA process in January 2017.

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 plants could help maintain security of supply while the transition to renewable and alternative thermal generation takes place.

Industry has set out proposals to develop 18 GW of new nuclear power at six sites in the UK, broken down as follows:

- EDF and CGN (as NNB Generation Company [NNBG] will build two EPR reactors at Hinkley Point C [3.2 GW] and propose plans for two more at Sizewell [3.2 GW]). The two companies also plan to build two HPR1000 reactors at Bradwell (2.2 GW).
- Horizon Nuclear Power, owned by Japan's Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, proposes to build two ABWR reactors at each of its sites in Wylfa and Oldbury (2.7 GW each).
- NuGen, a consortium of Japan's Toshiba-Westinghouse and France's ENGIE (Toshiba will shortly be purchasing ENGIE's shares in the consortium), proposes to build 3 AP1000 reactors (3.4 GW) at Moorside near Sellafield.

The UK government decided to proceed with Hinkley Point C in September 2016, signing contracts with NNBGenco, including directing the Low Carbon Contracts Company to offer a contract for difference for Hinkley Point C. Key terms include a 35-year "contract for difference", and a "strike price" of GBP 92.50/megawatt-hours (MWh) (2012 figures). EDF expects the plant to be operational in 2025.

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

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

Developments in waste management policy

The Managing Radioactive Waste Safely (MRWS) White Paper, published in 2008, set out a framework for implementing geological disposal of UK higher activity radioactive waste (HAW) through working in partnership with communities potentially willing to host a facility. Publication was coupled with an invitation to communities to express an interest in entering discussions about the siting process to host such a facility.

A further White Paper in 2014 "Implementing Geological Disposal" updated and replaced (in England and Northern Ireland) the 2008 White Paper, setting out a renewed overarching policy framework for implementing geological disposal and identifying initial actions for the intended developer (Radioactive Waste Management Ltd [RWM], a wholly owned subsidiary of the Nuclear Decommissioning Authority) to support the process for siting a geological disposal facility (GDF), and providing greater levels of information and clarity on key issues for prospective host communities.

The 2014 White Paper notes that other long-term waste management options could arise in the future as practical alternatives to geological disposal and that the Nuclear Decommissioning Authority (NDA) and RWM will continue to review appropriate solutions which may have the potential to improve the long-term management of the UK's radioactive waste.

In May 2015, the Welsh government adopted geological disposal as its policy for the long-term management of higher activity radioactive waste (HAW), joining the UK government-led programme together with the Northern Ireland Executive. The Welsh government considers that geological disposal can only be delivered in Wales on a voluntary basis and in December 2015 issued a further policy statement setting down outline arrangements for working with potential volunteer host communities for a geological disposal facility. The Welsh government intends to consult further on arrangements for engaging with volunteer host communities before issuing a more detailed policy statement.

The Scottish government published a distinct policy for higher activity radioactive waste (HAW) in 2011. This policy stipulates that the long-term management of HAW 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 will need to demonstrate how the facilities will be monitored and how waste packages or 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, expanding on the framework provided by its 2011 policy, to allow waste management decisions to be taken to ensure the policy is implemented in a safe, environmentally acceptable and cost-effective manner.

United States

The United States nuclear power industry represents one-quarter of the world's nuclear power capacity. As of 31 December 2016, the United States operated 99 light water reactors (one less than in 2015) with a current combined net capacity of 99.3 gigawatts electric (GWe). Data are preliminary and include the electric power sector only. In 2016, US reactors generated 20.4% of total utility-scale electricity while comprising 9.5% of total US electric capacity.

In 2016, US nuclear power plants generated 797.9 net terawatt-hours (TWh) of electricity of the total electricity generation of 3 911 TWh based on preliminary US Energy Information Administration (EIA) data. Data include only the electric power sector. For more than a decade, the nuclear share of total generation has remained relatively constant, as recent permanent shutdowns have been offset by increased performance (capacity factors) and uprates.

The following paragraphs describe current conditions in the United States related to nuclear power and uranium.

- **New builds** – Four Westinghouse AP1000 pressurised water reactors are under construction (Vogtle 3 and 4 and VC Summer 2 and 3) in Georgia and South Carolina, respectively. Both projects have experienced cost and schedule overruns plus additional construction uncertainties as a result of the bankruptcy filing by the reactor designer and builder, Westinghouse. Owners of the projects

are evaluating options for completing the projects, including full or partial cancellations. Currently, construction continues at both sites.

- **Combined licences (COLs)** – As of 31 December 2016, of the 18 COL applications submitted to the US Nuclear Regulatory Commission (NRC), six have been issued licences for construction and operation. Eight have been withdrawn, two suspended and two are under review. The Vogtle 3 and 4 and VC Summer 2 and 3 projects currently under construction were issued COLs in 2012. The Fermi 3 project (ESBWR design) was issued a COL in 2015. In 2016, three COLs were issued for the South Texas Project units 3 and 4 (ABWR), Levy Nuclear Plant 1 and 2 (AP1000), and William States Lee 1 and 2 (AP1000). However, no construction announcements have been made for these four licences.
- **Licence renewals** – The NRC is authorised to issue operating licences for commercial nuclear power plants for an initial operating period of 40 years and subsequent operating periods of 20 years. As of 31 December 2016, the NRC had granted licence renewals to 84 of the 99 operating reactors in the United States. The NRC is currently reviewing licence renewal applications for ten reactors and expects to receive five additional applications through to 2022. The nuclear power industry is also preparing applications for subsequent licence renewals (SLRs) that would allow continued operation for an additional 20 years beyond the expiration date of the initial licence renewal, making it possible for a reactor to operate for up to 80 years. The NRC has developed the pre-final guidance documents for SLRs and two plant owners will be piloting the SLR process starting in early 2019.
- **State-level price support legislation** – In response to local electricity market conditions, the state governments of Illinois and New York have passed price support legislation in the form of zero-emission credits (ZECs) for nuclear power plants experiencing unprofitable electricity market conditions. These market conditions are primarily a result of historical low local electricity prices due to a significant increase in the availability of natural gas, flat demand growth, grid congestion and the increased use of renewables, namely PV solar and wind. In Illinois, the nuclear power plant owner Exelon cancelled its plan to close the Quad Cities and Clinton NPPs following the signing of this state legislation. Together, these state supports impact approximately 6.4 GWe of US nuclear generating capacity.
- **Production tax credits** – The first 6 000 MWe of deployed nuclear power capacity is eligible for a USD 18/MWh production tax credit (PTC). To be eligible for the PTC, construction of a nuclear power plant must commence by 1 January 2014, and commercial operations must commence before 1 January 2021. The PTC is available during the first eight years of reactor operation. The PTC will be applied on a pro rata basis to those reactors qualifying for the credit.
- **Plant closings** – Eight NPPs, totalling 7.7 GWe, have announced plans to permanently shut down their reactors because of economic and environmental issues. Six of which, totalling 4.4 GWe, are scheduled to go offline by the end of 2020. Additional NPPs in several deregulated markets have also stated that they are unable to recoup operating expenses at current electricity prices and are at risk of closing without higher wholesale electricity prices or capacity payments, or government support.
- **Power uprates** – As of 31 December 2016, the US nuclear power fleet has increased its capacity by 7.3 GWe through 157 power uprates approved through the NRC since the first uprate was approved in 1977. Power uprates are implemented to increase reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. The three types of uprates are measurement uncertainty recapture (improved power measurement), stretch (within design power increases) and extended (modifications to operate above initial design conditions). In 2016, the NRC authorised one uprate (19 MWe) and expects to authorise six in 2017, representing 557 MWe. The NRC anticipates receiving seven power uprate applications in 2017.
- **Spent fuel and high-level waste (HLW) management** – The new US administration is re-evaluating its path forward for spent fuel and HLW management, including resuming the Yucca Mountain licence application process and the development of interim storage facilities for spent nuclear fuel. Initially approved by Congress in 2002, the US Department of Energy (DOE) submitted a licence application in 2008 to the NRC for authorisation to construct an HLW geological repository at Yucca Mountain, Nevada. The Yucca Mountain geological repository programme was cancelled in 2011. On a parallel path, the DOE has begun to implement a consent-based process to select and evaluate sites

and licence facilities, reversing previous efforts to select an HLW repository based predominantly on engineering studies. As of October 2016, the NRC reported 77 licensed Independent Spent Fuel Storage Installations (ISFSI) in 34 of the 50 US states. Another five sites are currently pursuing an ISFSI licence. Of the 77 sites, 62 are located at NPPs. Spent nuclear fuel (SNF) continues to be stored at nuclear power plants in both wet and dry cask storage.

- **Uranium transfers** – In April 2017, the US administration issued a determination that reduced the amount of uranium the US DOE can transfer in 2017 and beyond, lowering the limit for both transferred natural uranium and low-enriched uranium. The determination permits the US DOE to continue making uranium transfers to support ongoing clean-up work at the Portsmouth Gaseous Diffusion Plant in Ohio, while also reducing the total amount of those transfers per year from 1 600 metric tonnes of uranium (tU) to 1 200 tU. In May 2015, the determination set transfer limits at 2 500 tU in 2015 and 2 100 tU in subsequent years.
- **Uranium requirements** – Annual uranium requirements for the United States for the period 2016 to 2035 are projected to decrease from 21 068 tU in 2016 to 18 057 tU in 2035 (high nuclear case). This projected decrease is based on the possibility that market conditions may continue to become unfavourable for existing nuclear power plants with fixed and growing operating costs including capital investments for major replacement items such as steam generators, making the plants unprofitable without higher electricity prices or price support.
- **Uranium production** – According to the EIA's 2016 Domestic Uranium Production Report, US uranium concentrate production totalled 1 322 tU in 2016. This amount was 13% lower than the 1 516 tU produced in 2015 and the lowest annual US production since the 1 220 tU produced in 2005. Eight in situ leach (ISL) mining operations produced uranium in 2016. Three fully permitted ISL mines and a number of conventional underground mines on the Colorado Plateau were on standby status. One underground mine in Arizona (Canyon) was under construction. By the end of 2016, only two ISL mines, Lost Creek and Nichols Ranch in Wyoming, were actively developing new well fields. The other ISL mines had suspended development, and the PineNut mine that produced until the end of 2015 was in the closure/remediation process. The White Mesa mill in Utah was the only operating conventional mill in the United States. Two additional conventional mills, the Shootaring Canyon mill in Colorado and Sweetwater mill in Wyoming, are on standby status. Production from White Mesa during 2016 was from stockpiled ore, some from the PineNut mine and other sources. The slowdown in uranium production in the United States during 2016 can be attributed to prolonged low uranium prices and the relatively high cost of producing uranium from developed mines.
- **Uranium conversion** – The United States has one uranium conversion plant operated by ConverDyn, Inc., located at Metropolis, Illinois. The ConverDyn facility has a nameplate production capacity of approximately 15 000 metric tonnes per year of uranium hexafluoride (UF_6). In addition to domestic capability, Canada, Australia, Russia, Kazakhstan, Namibia and Uzbekistan are major sources of US concentrate imports.
- **Uranium enrichment** – The URENCO USA centrifuge facility in New Mexico commenced operations in June 2010 and was operating at a capacity of 4.6 million separative work units (SWU) as of 31 December 2016. URENCO USA is the only operational enrichment facility in the United States. The facility is expected to achieve a capacity of 5.7 million SWU by 2020. In November 2012, URENCO USA submitted a licence amendment request to the NRC to increase its enrichment capacity to 10 million SWU; in March 2015, the NRC approved the request. Although the NRC has licensed facilities with an aggregated capacity of 23.6 million SWU, the future of additional enrichment capacity remains uncertain and is expected to progress at a pace consistent with enrichment market conditions and uranium pricing. In the interim, in addition to those provided in the United States, enrichment services will continue to be imported from facilities in the United Kingdom, Germany, the Netherlands, Russia and elsewhere. While new US enrichment facilities are licensed, constructed and operated to produce US-origin, low-enriched uranium, secondary sources of enrichment, such as the Centrus Energy Corporation (Centrus) contract with Techsnabexport (TENEX), will play an important role in the United States. The 2011 Centrus-TENEX contract that was extended in 2015 will provide low-enriched uranium through to 2026. Centrus exchanges low-enriched uranium for high-enriched uranium that is down blended to fabricate fuel.

- **Re-enriched tails** – The US DOE and the Bonneville Power Administration initiated a pilot project to re-enrich a portion of the DOE's tails inventory. This project produced approximately 1 940 tonnes of low-enriched uranium between 2005 and 2006 for use by Energy Northwest's 1 190 MWe Columbia Generating Station between 2007 and 2015. In mid-2012, Energy Northwest and USEC Inc., in conjunction with the DOE, developed a new plan to re-enrich a portion of the DOE's high-assay tails. In 2013, the project produced approximately 3 738 tonnes of natural uranium, which will be used over the next ten years to fuel Energy Northwest and Tennessee Valley Authority (TVA) reactors.
- **Fuel fabrication** – Three companies fabricate nuclear fuel in the United States for light water reactors: Westinghouse Electric Co. in Columbia, South Carolina; Global Nuclear Fuels-Americas, Ltd in Wilmington, North Carolina; and Areva NP Inc. in Richland, Washington. All three fabricators supply fuel for US boiling water reactors (BWR); Areva NP Inc. and Westinghouse Electric Co. also supply fuel for US pressurised water reactors (PWR).

3. Rapports par pays

Allemagne

Gestion des déchets radioactifs

Le programme allemand de 2015 pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (le Programme national) prévoit la construction de deux centres de stockage des déchets radioactifs. L'installation de stockage de Konrad, en cours de construction, bénéficie d'une approbation pour stocker jusqu'à 303 000 m^3 de déchets radioactifs faiblement générateurs de chaleur et provenant majoritairement du démantèlement de centrales nucléaires. Une autre installation de stockage, pour les déchets radioactifs générateurs de chaleur en particulier, doit être construite sur un site qui reste à identifier.

C'est dans cette optique qu'une Commission parlementaire sur le stockage des déchets de haute activité (la Commission) a été créée en application de l'article 3 de la loi relative à la sélection d'un site de stockage. Ce texte fixe un processus ouvert et impartial de choix d'un site, sur la base d'une « carte blanche » de l'Allemagne. L'objectif est d'identifier sur le territoire allemand, selon un processus transparent et étayé scientifiquement, un site de stockage des déchets radioactifs produits dans le pays, en particulier les déchets de haute activité, qui devra garantir les plus hauts niveaux de sûreté pendant une période d'un million d'années.

En juillet 2016, la Commission a présenté son rapport au Parlement fédéral et au gouvernement fédéral. Elle y présente des recommandations concernant la mise en œuvre du processus de sélection d'un site, y compris les critères de décision, ainsi que les aspects généraux de la gestion des déchets radioactifs. Un amendement à la loi relative à la sélection d'un site de stockage qui intégrera les recommandations de la Commission est en préparation.

Deux recommandations ont déjà été mises en œuvre au cours de l'été 2016. Premièrement, une Commission sociétale nationale a été créée, qui agira en qualité d'observatrice indépendante du processus de choix d'un site et qui pourra également intervenir en tant que médiatrice en cas de litige. Elle se compose de six personnalités respectées élues par le Parlement et de trois membres du public, y compris un représentant de la jeunesse, qui ont été sélectionnés à l'issue d'un tirage au sort et nommés par le ministère fédéral de l'Environnement.

Deuxièmement, à l'été 2016, a été constituée l'Agence chargée du stockage des déchets radioactifs (Bundesgesellschaft für Endlagerung – BGE), une société à responsabilité limitée dont le seul actionnaire est l'État fédéral. Cette Agence sera la seule autorité responsable de tous les projets de stockage en Allemagne, y compris le processus de choix d'un site. En parallèle, l'Office fédéral chargé de la sûreté de la gestion des déchets nucléaires (Bundesamt für kerntechnische Entsorgung – BfE) est officiellement devenu la seule autorité responsable de la délivrance des autorisations pour la gestion des déchets radioactifs et l'autorité de réglementation du processus de choix d'un site. Les mesures nécessaires à la mise en place de la structure de ces nouvelles autorités sont actuellement en cours d'exécution.

Redistribution des responsabilités en matière de gestion des déchets radioactifs

En décembre 2016, le Parlement fédéral a adopté une nouvelle réglementation qui instaure un nouveau modèle d'attribution des responsabilités en matière de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs. Ce nouveau modèle modifie les actuelles responsabilités opérationnelles et juridiques des exploitants de centrales allemandes et assure le financement à long terme du programme de sortie du nucléaire. Dans le même temps, il prévoit que les entreprises devront pouvoir satisfaire à leurs obligations à long terme découlant de la loi sur l'énergie atomique sans mettre en danger leur stabilité financière.

Selon cette nouvelle réglementation, les exploitants de centrales continuent d'avoir l'entière responsabilité du démantèlement des centrales nucléaires. En revanche, c'est l'État qui assume la responsabilité de la gestion et du financement de l'entreposage et du stockage. Les fonds destinés aux activités d'entreposage et de stockage seront fournis par les exploitants des centrales, qui auront

l'obligation de transférer vers un fonds public environ 17,5 milliards EUR – ce qui correspond au montant total des provisions constituées par les fournisseurs d'électricité pour financer la gestion des déchets radioactifs. Afin de couvrir les risques, les exploitants auront également la possibilité de majorer ce montant à concurrence de 6,3 milliards EUR au total, s'ils le souhaitent, pour être dégagés de l'obligation de recapitalisation en cas de sous-capitalisation du fonds à l'avenir. La structure ainsi constituée grâce aux versements des exploitants aura le statut de fondation de droit public ; elle investira les apports de fonds des exploitants et remboursera à l'État les coûts qu'il aura encourus du fait de l'entreposage et du stockage des déchets radioactifs.

La nouvelle réglementation devrait entrer en vigueur au premier semestre de 2017, à la fin de la procédure d'approbation des aides d'État que conduit actuellement la Commission européenne.

Belgique

Le 16 janvier 2003, le Parlement fédéral belge a adopté la 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 d'arrêt définitif de tous les réacteurs d'ici à 2025.

En 2012, il a été décidé de repousser de 10 ans l'arrêt définitif de Tihange 1, et en 2015, après examen par l'autorité de sûreté nucléaire belge, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN/FANC), l'arrêt des tranches 1 et 2 de Doel a également été retardé de 10 ans. Le calendrier de sortie du nucléaire est donc le suivant :

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

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'implantation d'une installation d'entreposage en surface des déchets de faible et moyenne activité à vie courte à Dessel. En 2012, l'organisation de gestion des déchets radioactifs (ONDRAF/NIRAS) a présenté à la FANC/AFCN une demande d'autorisation concernant un centre de stockage. Le processus d'octroi d'autorisation s'est poursuivi en 2016, et le centre pourrait commencer à être exploité dans les quatre ans qui suivront l'octroi d'une autorisation. Les opérations de stockage et de fermeture dureraient une centaine d'années.

Le 30 juin 2016, l'État belge a approuvé le premier Programme national de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs, qui dresse un état de la situation en matière de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs en date du 31 décembre 2014. Ce dispositif définit la stratégie qu'il convient d'adopter à court, moyen et long terme pour gérer diverses familles de déchets radioactifs ainsi que le combustible usé en Belgique.

En 2016, la Belgique a continué de soutenir activement l'action du Groupe à haut niveau sur la sécurité d'approvisionnement en radioisotopes à usage médical (HLG-MR) de l'AEN. Elle a poursuivi ses efforts pour mettre en œuvre les principes stratégiques approuvés par le HLG-MR et le Comité de direction de l'AEN afin d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en radioisotopes médicaux.

Le projet MYRRHA, une installation d'irradiation polyvalente à spectre rapide capable de fonctionner en modes sous-critique (hybride) et critique, avait été approuvé par les autorités en mars 2010, ainsi qu'un financement pour la période 2010-2014. En 2015, les autorités ont prolongé le soutien au projet pour les années 2016 et 2017, et les efforts se poursuivent en vue de sa réalisation, notamment par :

- la réalisation des travaux de recherche-développement nécessaires pour limiter les risques financiers et les incertitudes techniques ;
- la conduite d'un grand nombre d'activités de conception détaillée ;
- la préparation des dossiers indispensables à la soumission aux autorités de sûreté du dossier de sûreté qui permettra d'obtenir l'autorisation de construction et d'exploitation ;
- l'établissement des contacts nécessaires avec les partenaires potentiels en vue de la constitution du consortium international envisagé pour le projet MYRRHA.

À l'heure actuelle, les autorités belges et le Centre de recherche nucléaire belge (SCK•CEN) œuvrent ensemble à la création d'un consortium international qui permettrait de réunir des financements supplémentaires pour le projet.

En juillet 2016 le réacteur d'essai de matériaux BR2 (Belgian Reactor 2) a redémarré avec succès après 16 mois de travaux d'entretien et de modernisation exhaustifs. Le SCK•CEN a profité de cette occasion pour investir dans l'extension de la capacité d'irradiation de ce réacteur, notamment en déployant des équipements d'irradiation permettant d'irradier des matériaux candidats Gen IV/MYRRHA dans des conditions représentatives.

Canada

Uranium

En 2016, le Canada a produit 14 039 tonnes d'uranium (t d'U), soit environ 22 % de la production mondiale. L'uranium canadien provient exclusivement de mines situées dans le nord de la Saskatchewan.

La mine de McArthur River et l'usine de Key Lake, toutes deux exploitées par Cameco Corporation, sont, respectivement, la plus grande mine d'uranium à forte teneur et la plus importante usine de traitement au monde. Ces deux centres se sont maintenus au premier rang de la production mondiale d'uranium avec 6 945 t d'U en 2016. Une petite partie de la production de Key Lake (17 t d'U) provient du traitement des déchets de la raffinerie de Blind River, dans l'Ontario, exploitée par Cameco.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, exploitées et détenues à 100 % par Cameco, ont produit 428 t d'U en 2016. En effet, l'exploitation a été suspendue à la mi-2016 en raison du faible niveau du cours de l'uranium et les installations ont fait l'objet d'opérations de maintenance.

Deuxième plus gros gisement d'uranium à forte teneur du monde, la mine de Cigar Lake est elle aussi exploitée par Cameco Corporation et le minerai qui en est extrait est traité à l'usine de McClean Lake, gérée par Areva Resources Canada. Ses 6 666 t d'U produites en 2016 en font la deuxième mine d'uranium au monde. Elle devrait atteindre sa capacité théorique totale d'extraction en 2017 et produira alors annuellement 6 900 t d'U.

Développement de l'énergie nucléaire au Canada

Le nucléaire représente un pan important du parc électrique du pays. En 2015, il a permis de satisfaire 15 % environ de la demande totale d'électricité du Canada (près de 60 % dans la province de l'Ontario et 33 % dans celle du Nouveau-Brunswick) et continuera de jouer un rôle important pour atteindre d'ici à 2030 l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada, fixé à 30 % en deçà des niveaux de 2005.

Énergie atomique du Canada limitée

Énergie atomique du Canada limitée (EACL) est une société publique fédérale ayant pour mission de soutenir la science et la technologie nucléaires et de s'acquitter des responsabilités du Canada en matière de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs. Le soutien qu'elle apporte aux activités scientifiques et techniques s'oriente vers les travaux présentant un intérêt au regard de la santé, de la sûreté, de la sécurité, de l'énergie, de la non-prolifération, de la protection de l'environnement et des

interventions en situation d'urgence, ou promettant des applications dans ces domaines. Ses laboratoires de Chalk River (Ontario) abritent le plus important complexe de R-D du pays.

EACL est également chargée de la gestion des déchets radioactifs et du démantèlement des installations dont le gouvernement fédéral assume la responsabilité en conséquence des activités de R-D menées dans le domaine nucléaire depuis plusieurs décennies dans les laboratoires de Chalk River, à Whiteshell (Manitoba) ainsi que sur divers autres sites annexes en Ontario et au Québec. Il incombe à EACL de pourvoir à l'assainissement et au réaménagement des sites, de même qu'à la gestion à long-terme des déchets radioactifs dans ses propres installations, de manière appropriée et sécurisée. L'entreprise est par ailleurs mandatée par le gouvernement fédéral pour superviser les travaux analogues effectués sur des sites où les pouvoirs publics ont pris en charge le traitement de déchets radioactifs historiques de faible activité, comme c'est le cas à Port Hope et Port Granby (Ontario).

Après plusieurs années de restructuration, EACL s'acquitte aujourd'hui de sa mission dans le cadre d'un accord contractuel à long terme conclu avec le secteur privé qui couvre la gestion et l'exploitation de ses sites, installations et actifs selon un modèle d'organisme gouvernemental exploité par un entrepreneur. Elle s'emploie à évaluer les résultats ainsi obtenus au regard des objectifs assignés par le gouvernement. Les Laboratoires nucléaires canadiens (LNC) assurent la gestion et l'exploitation courantes des sites d'EACL, dont les laboratoires de Chalk River, ceux de Whiteshell et le Bureau de gestion de l'initiative de la région de Port Hope.

Réfections

Dix-huit des 19 réacteurs nucléaires exploités au Canada se situent en Ontario, répartis sur les trois centrales nucléaires de Pickering, Darlington et Bruce (plus grande centrale nucléaire exploitée au monde). Ensemble, ils produisent près de 60 % de l'électricité de l'Ontario, sans émission de GES. Cela représente près de 15 % de la production totale du pays, en complément d'autres sources d'électricité propres ou renouvelables. Il s'agit d'une contribution importante aux objectifs de réduction des émissions de l'Ontario et du Canada.

Le plan énergétique à long terme (LTEP) de l'Ontario élaboré en 2013 a confirmé l'intention de cette province de procéder à la réfection de dix réacteurs pendant la période 2016-2031, dont quatre à Darlington par Ontario Power Generation (OPG) et six à Bruce par Bruce Power. Ces projets, qui permettront aux centrales d'être exploitées pendant 25 à 30 années supplémentaires, représentent un investissement global de près de 26 milliards CAD pour OPG et Bruce Power.

La réfection de Darlington a débuté avec un premier réacteur en 2016 et devrait être achevée d'ici à 2026, tandis que la réfection de Bruce devrait débuter en 2020. En outre, l'Ontario propose de repousser la mise à l'arrêt définitif de Pickering de 2020 à 2024, sous réserve d'accord de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Selon le LTEP, l'énergie nucléaire devrait demeurer la plus importante source de production d'électricité de l'Ontario après les réfections et la mise à l'arrêt définitif de Pickering.

Démantèlements

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

En août 2013, l'Université de l'Alberta a annoncé son intention de procéder au démantèlement de son réacteur de recherche, de type SLOWPOKE 2, en service depuis 1977. C'est l'entreprise Candu Énergie qui a remporté le contrat de démantèlement le 6 avril 2016, pour un achèvement des travaux prévu à la fin de 2017. Trois autres établissements de recherche canadiens disposent d'un réacteur SLOWPOKE 2 en fonctionnement : le Saskatchewan Research Council, le Collège militaire royal du Canada et l'École polytechnique de Montréal.

En février 2015, le gouvernement canadien a fait savoir que le réacteur national de recherche universel (NRU) resterait en fonctionnement jusqu'au 31 mars 2018, date à laquelle il serait mis en état d'arrêt sûr en vue de son démantèlement. LNC poursuit par ailleurs le démantèlement des laboratoires

de Whiteshell à Pinawa (Manitoba). LNC a proposé de procéder à un démantèlement in situ du réacteur de recherche WR-1, qui a été mis à l'arrêt définitif en 1985. LNC a également proposé le démantèlement in situ du prototype de réacteur de Nuclear Power Demonstration, près de Rolphton, en Ontario. LNC a déposé des descriptions de projet pour ces deux opérations auprès de la CCSN. Ces deux opérations nécessitent des évaluations environnementales, en application de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012.

Loi sur la responsabilité civile et l'indemnisation en matière nucléaire

La Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire (LRIN) 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. Elle est entrée en vigueur le 1er janvier 2017 et remplace la Loi sur la responsabilité civile nucléaire, votée au début des années 1970.

En application de ce nouveau texte, 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. Cela représente une très forte augmentation au regard des 75 millions CAD prévus par l'ancienne loi. Le nouveau montant sera porté progressivement de 650 millions CAD en 2017 à 1 milliard CAD au début de 2020.

Cette nouvelle loi met en œuvre les principes internationaux actuels en matière de responsabilité nucléaire. Elle a permis au Canada d'adhérer à la Convention sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires, que le Canada a ratifiée le 6 juin 2017 et à laquelle il est officiellement devenu partie en septembre 2017.

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire[1] produits au Canada

Le Canada progresse dans la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme de ses déchets de combustible nucléaire.

En 2007, le gouvernement a retenu la solution de la « gestion adaptative progressive » (GAP), qui consiste à confiner et isoler les déchets de combustible nucléaire dans une installation de stockage en formation géologique, laquelle doit être implantée sur un site approprié, sur le territoire d'une collectivité qui accepte de l'accueillir en connaissance de cause. La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) – créée par les entreprises nucléaires en application de la Loi de 2002 sur les déchets de combustible nucléaire – est responsable de la mise en œuvre du plan GAP. Depuis le 31 décembre 2015, neuf collectivités participent au processus de sélection de site lancé par la SGDN pour déterminer si elles sont prêtes à accueillir le futur centre de stockage.

Pour de plus amples renseignements sur le plan canadien et la SGDN, voir www.nwmo.ca.

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

La province de l'Ontario se propose, via l'entreprise publique Ontario Power Generation (OPG), de construire et d'exploiter un centre de stockage géologique sur le site nucléaire de Bruce, à Kincardine. Ce centre sera destiné aux déchets de faible et moyenne activité d'OPG produits par les centrales de Bruce, Pickering et Darlington. Le 24 janvier 2012, le ministre fédéral de l'Environnement et le président de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont annoncé la création d'une commission d'examen conjoint (CEC), constituée de trois membres, pour procéder à l'examen de l'évaluation environnementale du projet proposé par OPG.

Le 6 mai 2015, en application de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012, la CEC a transmis au ministre fédéral de l'Environnement, pour examen et suite à donner, un rapport contenant 97 recommandations. Elle a conclu que le projet de stockage en formation géologique n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, dès lors que les mesures

1. Désignés également par les termes « combustible usé » ou « combustible irradié ».

proposées et engagements pris par OPG pendant l'évaluation et les mesures d'atténuation qu'elle-même préconisait étaient bien mis en œuvre. Si le ministre rend une décision favorable concernant l'évaluation environnementale, ce qui permettrait à la procédure de suivre son cours, il indiquera les conditions que le promoteur du projet devra impérativement respecter.

Le 18 février 2016, le ministre de l'Environnement et du Changement climatique a réclamé un complément d'information concernant l'évaluation environnementale relative au projet de stockage ainsi que la réalisation de nouvelles études. Le 28 décembre 2016, OPG a fourni les informations complémentaires demandées qui, une fois leur conformité examinée, ont fait l'objet d'un examen technique et d'une enquête publique sous l'égide de l'Agence canadienne d'évaluation. La date limite pour les commentaires a été fixée au 6 mars 2017. À la fin de cette période, l'Agence préparera un projet de rapport contenant une analyse des informations complémentaires et des commentaires reçus à leur sujet. Le public et les populations indigènes seront invités à examiner ce projet et à le commenter à une date ultérieure. Le rapport et les éventuelles conditions seront alors finalisés et soumis au ministre afin qu'il puisse rendre sa décision relative à l'évaluation environnementale.

Pour de plus amples renseignements sur le projet et l'examen environnemental, voir www.ceaa-acee.gc.ca/050/details-fra.cfm?evaluation=17520.

Activités internationales

Responsabilité civile nucléaire

Le Canada a signé la Convention sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires de l'AIEA le 3 décembre 2013. La nouvelle Loi sur la responsabilité nucléaire étant entrée en vigueur le 1er janvier 2017, le pays a ratifié la convention le 6 juin 2017.

Initiatives et accords bilatéraux

En novembre 2014, le Canada et la Chine ont signé un protocole d'entente étendu sur la coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire, qui élargit la coopération à un vaste éventail d'activités, telles que la politique nucléaire, la recherche-développement et l'utilisation des ressources à des fins civiles. Ce protocole encourage également la collaboration des industries canadiennes et chinoises dans le cadre de projets communs relatifs à l'uranium et à l'énergie nucléaire. Canadiens et Chinois s'emploient maintenant à définir un plan de travail permettant de concrétiser les engagements pris mais aussi de faire davantage de place aux questions relatives au nucléaire dans les espaces bilatéraux dédiés au dialogue sur l'énergie.

En janvier 2015, le Canada et les États-Unis ont conclu une entente bilatérale de mise en œuvre dans le cadre de l'Accord trilatéral sur les sciences et technologies de l'énergie (TESTA). Cette entente, qui poursuit la coopération que les deux pays entretiennent de longue date, doit faciliter la collaboration scientifique et technique concernant les applications civiles de l'énergie nucléaire. Les États-Unis et le Canada mettent actuellement au point un plan d'action qui identifiera des activités de R-D spécifiques à mener conjointement.

Le Canada a participé au quatrième Comité mixte annuel Inde-Canada qui s'est tenu à Ottawa en novembre 2016, en vertu de l'accord de coopération nucléaire conclu entre les deux pays. Ce comité permet un renforcement de la collaboration sur les questions nucléaires, à travers notamment le partage d'informations et la planification d'activités conjointes ayant trait à l'élaboration de politiques publiques, la R-D et la coopération industrielle. La cinquième réunion annuelle devrait avoir lieu en Inde à la fin de 2017.

La CCSN, qui est l'autorité indépendante chargée de la sûreté nucléaire au Canada, établit et maintient avec ses homologues d'autres pays des accords de coopération fondés sur le partage d'informations et de bonnes pratiques et dont la finalité est d'accroître la sûreté et la sécurité nucléaires dans le pays et à l'étranger. Quoique dépourvus de caractère contraignant, ces accords n'en sont pas moins la marque d'un fort engagement de la part des autorités de sûreté qui y souscrivent.

Forum international Génération IV

Le Canada est membre du Forum international Génération IV (GIF), qui encourage la coordination d'activités de recherche avancée dans le domaine nucléaire entre les principaux pays qui maîtrisent cette technologie. Dans ce cadre, LNC poursuit ses travaux sur le réacteur refroidi à l'eau supercritique (*supercritical water reactor* – SCWR).

Corée

Centrales nucléaires

En décembre 2016, l'exploitation commerciale du premier réacteur à eau pressurisé de type avancé 1400 (APR 1400) de conception coréenne a débuté officiellement à la tranche 3 de la centrale de Shin Kori, dans le sud-est du pays. Cette tranche avait été raccordée au réseau en janvier de la même année. Cela porte le nombre total de réacteurs en exploitation en Corée à 25, et la puissance installée à 23,1 GWe. La part du nucléaire dans la production d'électricité du pays est de 22,1 %.

Politique nucléaire

En janvier 2017, le gouvernement de la Corée a rendu public le 5e Plan global de promotion de l'énergie nucléaire (CNEPP), ainsi qu'un programme quinquennal de R-D pour la période 2017-2021. Le CNEPP fixe quatre axes : assurer une sûreté maximale, préparer la demande à venir, renforcer la compétitivité industrielle et élargir la communication. Le programme de R-D couvre tous les domaines de la recherche nucléaire, mais se focalise notamment sur la sûreté et la gestion du combustible usé.

En juillet 2016, le ministère de l'Industrie, du Commerce et de l'Énergie (MOTIE) a annoncé son plan de gestion des déchets radioactifs à haute activité, qui prévoit la sélection d'un site où seront construits à la fois un laboratoire de recherche souterrain dédié, une installation d'entreposage et un centre de stockage. L'année 2016 a également été marquée par le début des travaux de construction de la deuxième installation de stockage des déchets à faible et moyenne activité à Wolsong. Le chantier devrait être achevé en 2020.

Sûreté nucléaire et réglementation

Conformément aux recommandations de la mission du Service intégré d'examen de la réglementation (IRRS) de l'AIEA, la Loi relative à la sûreté nucléaire a été modifiée en 2016 pour y inclure une définition du concept d'« accident grave » et établir le fondement juridique de la gestion de la sûreté en cas d'accident grave.

Un tremblement de terre d'une magnitude de 5,8 a eu lieu en septembre 2016 près de la ville de Gyeongju, à environ 28 km au nord-ouest de la centrale nucléaire de Wolsong. Les centrales ont été mises à l'arrêt manuellement et ont subi plusieurs inspections de sûreté sismique successives. En conséquence, en décembre 2016, l'autorité de sûreté coréenne, la Commission de sûreté et de sécurité nucléaire, a adopté un plan d'amélioration des installations nucléaires pour renforcer la sûreté en cas de séisme de forte magnitude.

Espagne

Politique de l'Espagne

Le gouvernement estime que le parc électrique espagnol doit être équilibré et faire appel à toutes les sources d'énergie et tous les moyens de production possibles. Dans la mesure où l'énergie nucléaire contribue à la fois à diversifier l'approvisionnement énergétique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre, les centrales nucléaires, qui représentent actuellement une puissance installée significative pour le pays, ne peuvent pas être négligées tant qu'elles sont conformes aux prescriptions de sûreté nucléaire et de radioprotection imposées par l'autorité de sûreté nucléaire (Consejo de seguridad nuclear – CSN).

Production nucléaire

En 2016, les centrales nucléaires ont assuré environ 21,4 % de la production totale nette d'électricité du pays. L'indice moyen de perte de puissance non programmée a été de 0,52 %.

En juillet 2013, un décret ministériel a ordonné la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Santa María de Garoña. Cependant, comme cette décision n'était pas motivée par des raisons liées à la sûreté, le titulaire de l'autorisation a déposé en mai 2014 une demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation jusqu'en 2031. Le renouvellement pouvait être accordé si le CSN rendait un rapport favorable, ce qu'il a fait en février 2017. Toutefois, en août 2017, la demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation a été rejetée par arrêté ministériel.

Amont du cycle du combustible

En 2016, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a fabriqué au total 603 assemblages combustibles contenant 272,5 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 68 % de cette production, soit 415 assemblages contenant 185,6 t d'U, ont été exportés vers l'Allemagne, la Belgique et la France. L'Espagne a acheté des concentrés d'uranium à la Russie (36,2 %), au Niger (33,6 %), à la Namibie (17,5 %) et à l'Australie (12,7 %).

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, les principales activités menées en 2016 ont concerné la procédure d'autorisation de l'Almacén Temporal Centralizado (ATC), le centre national d'entreposage du combustible usé et des déchets de haute activité, qui doit être implanté dans la municipalité de Villar de Cañas (province de Cuenca).

Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radiologiques, la procédure commence par la délivrance d'autorisations préliminaire et de construction. En janvier 2014, l'entreprise nationale de gestion des déchets radioactifs (Empresa Nacional de Residuos Radioactivos – ENRESA) a donc déposé une demande d'autorisation auprès du ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme. Auparavant, en août 2013, elle avait transmis au ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et de l'Environnement une demande afin d'entreprendre l'étude d'impact sur l'environnement nécessaire à la concrétisation du projet. Des travaux sont, par ailleurs, en cours sur le plan de la technique et de la conception. Selon les prévisions actuelles, la mise en service de l'ATC devrait intervenir en 2024.

À l'heure de la rédaction de ce rapport, d'autres installations d'entreposage du combustible usé implantées sur les sites de trois centrales nucléaires – à Trillo, José Cabrera (en cours de démantèlement) et Ascó – sont en exploitation. D'autres installations de ce type sont en construction sur les sites des centrales de Garoña et d'Almaraz, et une troisième est prévue sur le site de la centrale de Cofrentes. Dans les deux premières, le système utilisé sera un château métallique à double usage (entreposage et transport).

L'installation d'El Cabril, qui reçoit les déchets de faible et moyenne activité (FMA) produits dans les installations nucléaires et radiologiques, a poursuivi ses opérations de routine en 2016. Au 31 décembre 2016, 32 198 m^3 de déchets radioactifs y étaient stockés.

L'installation d'El Cabril possède également une zone dédiée au stockage des déchets de très faible activité (TFA), constituée d'une cellule d'environ 30 000 m^3, en exploitation depuis 2008. En 2016, l'Enresa a mené à terme son projet de construction d'une deuxième cellule, d'une capacité estimée de 39 000 m^3, dont l'exploitation a commencé en juillet 2016. Au 31 décembre 2016, 10 087 m^3 de déchets y étaient stockés.

États-Unis

Le secteur électronucléaire des États-Unis représente un quart de la capacité nucléaire installée du monde. En date du 31 décembre 2016, les États-Unis exploitaient 99 réacteurs à eau légère (un de moins qu'en 2015) totalisant une puissance nucléaire nette de 99,3 gigawatts électriques (GWe). Les données fournies sont préliminaires et ne concernent que le secteur de la production électrique. En 2016, le nucléaire a

généré 20,4 % de la production électrique totale du pays, alors qu'il ne représente que 9,5 % de la capacité électrique totale.

D'après les informations préliminaires de l'Energy Information Administration (EIA), les centrales nucléaires des États-Unis ont généré 797,9 des 3 911 térawatts-heures (TWh) nets d'électricité produits dans le pays en 2016. Ces données incluent le secteur de la production électrique uniquement. Depuis plus d'une décennie, la part du nucléaire dans la production totale est restée relativement stable, car les augmentations de la puissance et des performances ont compensé la baisse du nombre total de réacteurs en service.

Les sections ci-après décrivent la situation aux États-Unis en ce qui concerne l'énergie nucléaire et l'uranium.

- **Construction** – Quatre réacteurs à eau pressurisée Westinghouse AP1000 sont en construction (Vogtle 3 et 4 et VC Summer 2 et 3) en Géorgie et en Caroline du Sud. Ces deux projets ont subi des retards et des dépassements de coûts, en plus d'incertitudes supplémentaires du point de vue de la construction en raison de la faillite du concepteur et fabricant de réacteurs, Westinghouse. Les maîtres d'ouvrage évaluent les options disponibles pour clôturer ces projets, y compris une annulation partielle ou totale. Pour l'instant, la construction se poursuit sur les deux sites.
- **Autorisations combinées** – Au 31 décembre 2016, sur les 18 demandes d'autorisations combinées déposées devant l'autorité de sûreté nucléaire américaine (Nuclear Regulatory Commission – NRC), six ont abouti à l'octroi d'autorisations de construction et d'exploitation, huit ont été retirées, deux ont été suspendues et deux autres sont en cours d'examen. Les autorisations combinées concernant les projets de Vogtle 3 et 4 et de VC Summer 2 et 3 ont été octroyées en 2012. Le projet Fermi 3 (Economic Simplified Boiling Water Reactor – ESBWR) a reçu une autorisation combinée en 2015. En 2016, trois autorisations combinées ont été délivrées pour les tranches 3 et 4 de South Texas Project, les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Levy County (AP1000) et les tranches 1 et 2 de William States Lee (AP1000). Toutefois, aucune annonce concernant le lancement de la construction n'a été faite relativement à ces quatre autorisations.
- **Renouvellements d'autorisations** – La NRC peut délivrer une autorisation d'exploitation pour des centrales nucléaires commerciales pour une période d'exploitation initiale de 40 ans, qu'elle peut prolonger par des périodes de 20 années supplémentaires. Au 31 décembre 2016, la NRC avait octroyé des renouvellements d'autorisations pour 84 des 99 réacteurs en exploitation dans le pays. Elle examine actuellement des demandes d'autorisation concernant dix réacteurs et attend cinq autres demandes d'ici à 2022. L'industrie électronucléaire prépare également des demandes pour des renouvellements subséquents de 20 ans au-delà de la date d'expiration du renouvellement de licence initial, permettant ainsi à un réacteur de fonctionner pendant 80 ans. La NRC a mis au point des projets de lignes directrices pour ce type de demande, et deux exploitants inaugureront cette procédure au début de 2019.
- **Mesures de soutien des prix** – Les autorités des états de New York et de l'Illinois ont voté des mesures de soutien des prix sous la forme de crédits zéro émissions (ZEC) au bénéfice des centrales nucléaires qui sont confrontées à des conditions de marché défavorables. Ces conditions sont avant tout la résultante de prix de l'électricité historiquement bas en raison d'une forte augmentation de la disponibilité du gaz naturel, d'une absence de croissance de la demande, d'une congestion des réseaux et de l'utilisation accrue des énergies renouvelables (solaire photovoltaïque et éolienne). En Illinois, le propriétaire de centrale nucléaire Exelon a annulé ses projets de fermeture des centrales nucléaires de Quad Cities et de Clinton après l'adoption de cette législation. Au total, ces mesures ont eu un impact sur près de 6,4 GWe de puissance installée aux États-Unis.
- **Crédits d'impôts en faveur de la production** – Les 6 000 premiers mégawatts de capacité nucléaire nouvellement installée sont éligibles à un crédit d'impôt en faveur de la production de 18 USD/MWh, à condition que la construction de la centrale nucléaire ait débuté avant le 1er Janvier 2014 et que l'exploitation commerciale débute avant le 1er janvier 2021. Ce crédit d'impôt est disponible durant les huit premières années d'exploitation d'un réacteur et est appliqué au pro rata aux réacteurs remplissant les critères requis.
- **Mise à l'arrêt définitif de centrales** – Huit centrales nucléaires représentant au total 7,7 GWe de capacité installée doivent être fermées pour motifs économiques ou environnementaux. Six d'entre

elles, représentant 4,4 GWe, doivent être mises à l'arrêt d'ici à la fin de 2020. D'autres centrales nucléaires fonctionnant sur des marchés déréglementés ont annoncé qu'elles n'étaient pas en mesure de recouvrer leurs coûts d'exploitation dans les conditions tarifaires actuelles et risquaient de fermer si les prix de vente en gros ou les mécanismes de rémunération de la capacité n'étaient pas plus avantageux ou si des mesures de soutien des prix n'étaient pas adoptées.

- **Augmentations de puissance** – Au 31 décembre 2016, la capacité du parc nucléaire des États-Unis a augmenté de 7,3 GWe au moyen de 157 augmentations de puissance approuvées par la NRC depuis la première augmentation approuvée en 1977. L'augmentation de la puissance nominale d'un réacteur consiste à accroître sa capacité en relevant la puissance maximale à laquelle il peut fonctionner. Les augmentations de puissance peuvent se faire selon trois moyens : en réintégrant les incertitudes de mesure (amélioration de la mesure de la puissance), en modifiant la configuration des équipements et en modifiant physiquement l'installation pour exploiter le réacteur à une puissance supérieure aux conditions de conception. En 2016, la NRC a autorisé une augmentation de puissance (19 MWe) et compte en autoriser six autres en 2017, pour un total de 557 MWe. Elle prévoit de recevoir sept demandes en ce sens en 2017.
- **Gestion du combustible usé et des déchets de haute activité (HA)** – Les autorités américaines nouvellement élues réévaluent les solutions à mettre en place pour la gestion du combustible usé et des déchets HA. Parmi les possibilités à l'étude figurent la reprise du processus de demande d'autorisation pour le centre de Yucca Mountain et la construction d'installations d'entreposage du combustible usé. En 2008, le département de l'Énergie (DOE) a déposé devant la NRC une demande d'autorisation, initialement approuvée par le Congrès en 2002, pour la construction d'un centre de stockage en couche géologique à Yucca Mountain, dans le Nevada, pour les déchets HA. Le programme concernant ce centre a été annulé en 2011. Parallèlement, le DOE a commencé à mettre en œuvre un processus pour sélectionner et évaluer des sites et autoriser la construction d'installations situées sur le territoire de collectivités locales volontaires pour les accueillir, se démarquant ainsi de la démarche passée qui avait consister à sélectionner un site pour le stockage des déchets HA essentiellement sur la base d'études techniques. En date d'octobre 2016, la NRC a indiqué que 77 installations indépendantes d'entreposage du combustible usé (*Independent Spent Fuel Storage Installations* – IFSI) situées dans 34 des 50 états des États-Unis bénéficiaient d'autorisations. Cinq demandes d'autorisations pour d'autres IFSI sont actuellement en cours d'examen. Soixante-deux des 77 installations existantes sont situées sur le terrain de centrales nucléaires. Le combustible usé est toujours entreposé dans les centrales nucléaires, sous eau ou en fûts.
- **Transferts d'uranium** – En avril 2017, les autorités américaines ont décidé officiellement de réduire la quantité d'uranium que le DOE pourra transférer en 2017 et au-delà en abaissant le plafond applicable à l'uranium naturel et à l'uranium faiblement enrichi. Il est permis au DOE de poursuivre les transferts dans le cadre de l'assainissement de l'usine de diffusion gazeuse de Portsmouth, dans l'Ohio, mais leur quantité maximale est ramenée de 1 600 t d'U à 1 200 t d'U par an. En mai 2015, il avait été décidé de limiter les transferts à 2 500 t d'U pour 2015 puis à 2 100 t d'U les années suivantes.
- **Besoins en uranium** – Selon les projections pour la période 2016-2035, les besoins annuels des États-Unis devraient diminuer, passant de 21 068 t d'U en 2016 à 18 057 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario est fondé sur l'hypothèse selon laquelle les conditions de marché pourraient continuer de se détériorer pour les centrales nucléaires existantes alors que les charges fixes et les charges d'exploitation augmentent, notamment les investissements en capital pour le remplacement d'éléments essentiels comme les générateurs de vapeur, ce qui conduit les centrales à ne pas générer de bénéfices, à moins que les prix de l'électricité n'augmentent ou que des mesures de soutien des prix soient prises.
- **Production d'uranium** – Selon le rapport de l'EIA sur la production nationale d'uranium intitulé *2016 Domestic Uranium Production Report*, la production de concentrés des États-Unis s'est élevée à 1 322 t d'U en 2016. Elle est inférieure de 13 % à celle de 2015, qui s'élevait à 1 516 t, et représente le niveau de production le plus faible depuis 2005 (1 220 t d'U). Ces concentrés ont été produits par huit installations de lixiviation in situ (LIS). En 2016, trois installations de LIS dotées de toutes les autorisations et un certain nombre de mines souterraines conventionnelles sur le plateau du Colorado étaient à l'arrêt, et une mine souterraine était en construction dans l'Arizona (Canyon). À la fin de 2016, seules deux installations de LIS, Lost Creek et Nichols Ranch, dans le Wyoming, développaient

activement des champs de captage. Les autres installations de LIS avaient arrêté leur activité, et la mine de PineNut, qui était en production jusqu'en 2015, était en cours de fermeture/réaménagement. L'usine de White Mesa, dans l'Utah, était la seule usine conventionnelle exploitée aux États-Unis. Deux autres usines conventionnelles, à Shootaring Canyon, Colorado, et à Sweetwater, Wyoming, étaient à l'arrêt. En 2016, la production de White Mesa est provenue de minerai stocké, dont une partie était originaire de la mine de PineNut et d'autres sources. Le ralentissement de la production d'uranium aux États-Unis en 2016 peut être attribué au niveau faible des cours du minerai depuis une période prolongée ainsi qu'aux coûts de production relativement élevés dans les mines existantes.

- **Conversion de l'uranium** – Les États-Unis possèdent une usine de conversion de l'uranium, exploitée par ConverDyn, Inc. à Metropolis (Illinois), dont la capacité de production nominale est d'environ 15 000 t d'hexafluorure d'uranium (UF_6) par an. Le pays importe également des concentrés d'uranium de l'Australie, du Canada, du Kazakhstan, de la Namibie, de l'Ouzbékistan et de la Russie.
- **Enrichissement de l'uranium** – L'usine d'enrichissement par centrifugation d'URENCO USA (Nouveau-Mexique) est en service depuis juin 2010 et opérait à une capacité de 4,6 millions d'unités de travail de séparation (UTS) au 31 décembre 2016. URENCO USA est la seule usine d'enrichissement des États-Unis. Sa production devrait être portée à 5,7 millions d'UTS d'ici à 2020. En novembre 2012, URENCO USA a transmis à la NRC une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter sa capacité à 10 millions d'UTS. La NRC a approuvé cette demande en mars 2015. Bien que la NRC ait délivré des autorisations concernant des installations totalisant une capacité de 23,6 millions UTS, l'augmentation des capacités d'enrichissement demeure incertaine et devrait progresser à un rythme qui sera fonction des conditions du marché de l'enrichissement et du cours de l'uranium. Pour l'instant, en plus des capacités internes, des prestations d'enrichissement continueront d'être importées d'installations situées en Allemagne, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, en Russie et ailleurs. Si de nouvelles installations d'enrichissement sont autorisées, construites et exploitées pour produire de l'uranium faiblement enrichi aux États-Unis, les sources secondaires d'enrichissement, telles que le contrat passé entre Centrus Energy Corporation (Centrus) et Techsnabexport (TENEX), occuperont une place importante. Ce contrat de 2011, qui a été prorogé en 2015, garantit un approvisionnement en uranium faiblement enrichi jusqu'en 2026. Centrus échange de l'uranium faiblement enrichi contre de l'uranium hautement enrichi qui est ensuite mélangé pour fabriquer du combustible.
- **Réenrichissement de l'uranium appauvri** – Le DOE et la Bonneville Power Administration ont lancé un projet pilote en vue de réenrichir une partie des stocks d'uranium appauvri du DOE. La production a atteint environ 1 940 tonnes d'UFE entre 2005 et 2006, qui devaient être utilisées entre 2007 et 2015 dans la centrale nucléaire d'Energy Northwest à Columbia, d'une puissance de 1 190 MWe. À la mi-2012, Energy Northwest et USEC Inc., en collaboration avec le DOE, ont élaboré un nouveau programme de réenrichissement d'une partie des stocks d'uranium à forte teneur du DOE. En 2013, ce projet a produit près de 3 738 tonnes d'UFE, qui seront utilisées au cours des dix prochaines années pour alimenter les réacteurs d'Energy Northwest et de Tennessee Valley Authority.
- **Fabrication du combustible** – Trois entreprises fabriquent du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau ordinaire américains : Westinghouse Electric Co. à Columbia (Caroline du Sud), Global Nuclear Fuels-Americas Ltd. à Wilmington (Caroline du Nord) et Areva NP Inc. à Richland (Washington). Elles approvisionnent toutes trois les réacteurs à eau bouillante du pays. Areva NP Inc. et Westinghouse Electric Co. approvisionnent également les réacteurs à eau sous pression.

Finlande

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

Les tranches 1 et 2 produisent de l'électricité depuis 35 ans. En janvier 2017, TVO a déposé une demande de renouvellement des autorisations d'exploitation pour ces deux tranches jusqu'à la fin de 2038. L'entreprise effectue des modifications pour améliorer la sûreté en vue de faire face à une situation d'accident improbable, mais possible, dans laquelle plusieurs systèmes de sûreté feraient défaillance simultanément.

En février 2005, TVO a obtenu l'autorisation de construire la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto (OL3), qui doit être équipée d'un réacteur à eau pressurisée 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 MWe .

L'essentiel des travaux de construction d'OL3 est terminé. L'installation des systèmes électriques, du système de contrôle-commande et des systèmes mécaniques se poursuit. En avril 2016, TVO a déposé une demande d'autorisation d'exploitation pour OL3. Les formations en simulateur du personnel d'exploitation ont commencé au début de 2017 et la première phase de mise en service de la salle des machines est achevée. Certains des systèmes et composants seront maintenus en service, le reste a été préservé par le fournisseur, conformément à un plan distinct. Au début de 2017, la dépréservation a été commencée dans la salle des machines.

Selon le calendrier mis à jour par le fournisseur en septembre 2014, cette tranche, qui est le fruit d'un projet clés en main à prix fixe proposé par un consortium formé d'Areva GmbH, Areva NP SAS et Siemens AG, commencera à produire de l'électricité de manière régulière à la fin de 2018.

En 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu des autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans pour les deux réacteurs à eau pressurisée (REP) de la centrale de Loviisa, en service depuis 1977 et 1980. Elle prévoit une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui signifie qu'elles seront mises hors service aux alentours de 2030. L'entreprise annoncera ses projets pour la possible prolongation de la durée de vie de la centrale de Loviisa dans les années à venir.

Toujours en 2007, une nouvelle société, Fennovoima Oy, a lancé un projet de construction de centrale. Cette compagnie a été créée par un consortium de sociétés industrielles et énergétiques (l'allemand E.ON détenant 34 % du capital) avec l'objectif de construire, en Finlande, une centrale nucléaire qui pourrait être mise en service d'ici à 2024.

La stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande prévoit la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires, sachant que l'initiative doit venir de l'industrie. Comme précisé dans la Loi sur l'énergie nucléaire, il est nécessaire de conduire une étude d'impact environnemental pour pouvoir déposer auprès des administrations publiques une demande de décision de principe. Les études d'impact sur l'environnement des centrales de TVO et de Fortum (coordonnées par le ministère de l'Emploi et de l'Économie) ont pris fin en 2008 et celle de Fennovoima s'est achevée en 2009.

En avril 2008, TVO a déposé une demande de décision de principe pour la tranche 4 d'Olkiluoto, Fortum a fait de même en février 2009 pour la tranche 3 de Loviisa, ainsi que Fennovoima en janvier 2009. Aucune de ces demandes n'a suscité d'objection de sûreté de la part de l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire (STUK).

Le ministère de l'Emploi et de l'Économie a instruit les demandes au cours de la période 2009-2010, et le gouvernement a statué en mai 2010. Les demandes de TVO et de Fennovoima ont été approuvées, mais celle de Fortum a été rejetée, d'une part parce que la nouvelle politique gouvernementale limite à deux le nombre de nouvelles tranches et, d'autre part, parce que Fortum est l'un des actionnaires de TVO.

Le projet de construction d'Olkiluoto 4 de TVO a atteint la phase des appels d'offres. Le 25 septembre 2014, le gouvernement a rejeté la demande que TVO avait présentée pour obtenir la prolongation de la durée de validité de la décision de principe et une nouvelle échéance pour le dépôt de la demande d'autorisation de construction. TVO a stoppé le projet au printemps 2015.

En décembre 2013, Fennovoima a signé avec Rosatom Overseas un contrat de construction clé en main pour la centrale de Hanhikivi, dans la municipalité de Pyhäjoki. L'installation sera équipée d'un réacteur VVER de type AES-2006. Dans le même temps, la société a signé avec TVEL un contrat intégré d'approvisionnement en combustible qui doit couvrir les neuf premières années d'exploitation. Enfin, un accord conclu entre les actionnaires prévoit la cession de 34 % des actions de Fennovoima à Rosatom Overseas.

Rosatom n'étant pas mentionné comme un constructeur potentiel dans la première demande de décision de principe, Fennovoima a préparé une nouvelle étude d'impact environnemental à l'automne 2013 et l'a soumise en février 2014. En 2016, Fennovoima a entamé la troisième procédure d'EIE, en se concentrant sur la gestion du combustible usé, dans la mesure où aucun plan spécifique n'avait été établi à ce sujet. En mars 2014, elle a également déposé une demande de complément de la décision de principe, approuvée par le gouvernement en septembre 2014 et ratifiée par le Parlement en décembre 2014.

Fennovoima a déposé une demande d'autorisation de construction auprès du ministère de l'Emploi et de l'Économie à la fin du mois de juin 2015. Les travaux de préparation ont commencé sur le site de Pyhäjoki. Fennovoima estime que les autorités devraient rendre une décision sur la demande d'autorisation en 2018, une fois que la STUK aura terminé l'examen de sûreté du projet.

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

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

En décembre 2016, Posiva a entamé les travaux d'excavation de sûreté nucléaire prévus par l'autorisation de construction après que la STUK a décidé que l'entreprise était en mesure de démarrer les travaux de construction du centre de stockage, qui doit être mis en service au début de 2020, après que l'entreprise aura reçu une autorisation d'exploitation à cet effet. Une filiale de Posiva, Posiva Solutions Oy, a été créée en 2016 pour se concentrer sur la vente du savoir-faire que l'entreprise a accumulé en matière de conception et de recherche-développement de centres de stockage de combustible usé, mais aussi sur la prestation de services de conseil connexes.

France

Politique nucléaire

La nouvelle loi sur l'énergie en vigueur en France limite la puissance nucléaire installée à son niveau actuel, qui est de 63,2 gigawatts électriques (GWe), afin de réduire la part du nucléaire dans le mix énergétique pour la porter à 50 % de la production électrique d'ici à 2025. Un réacteur à eau sous pression européen (EPR) est en construction à Flamanville.

Cette loi fixe également pour objectifs à l'horizon 2030 une baisse de 40 % des émissions de dioxyde de carbone par rapport au niveau des années 90, qui s'établissaient à 565 millions de tonnes, ainsi qu'une hausse de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité pour la porter à 40 % de celle-ci et à 32 % de la consommation totale d'énergie. Parmi les objectifs des autorités figurent également la division par deux de la consommation totale d'énergie à l'horizon 2050 et l'augmentation du nombre de bornes de recharge pour véhicules électriques, qui doit être porté de dix mille aujourd'hui à sept millions d'ici à 2030.

Énergie nucléaire et production d'électricité

En 2016, en France métropolitaine, la puissance des installations de production d'électricité a augmenté de 1 699 MW (+1,3 %) par rapport à 2015, pour atteindre 130 GW.

La production totale d'électricité a atteint 531,3 TWh, en baisse de près de 3 % par rapport à 2015. Cette diminution s'est accompagnée d'une forte baisse du solde des échanges (-34,8 %).

Le déclin de la production électrique s'observe notamment dans les secteurs du pétrole, du nucléaire et du charbon. La production à partir du gaz a, quant à elle, crû de 59 %. Dans le même temps, la production à partir d'énergies renouvelables a augmenté en raison d'une forte pluviométrie et d'une augmentation des capacités de production.

Réacteurs nucléaires

Au 1er janvier 2017, le parc électronucléaire français comprenait 58 réacteurs à eau pressurisée (34 tranches de 900 MWe, 20 tranches de 1 300 MWe et 4 tranches de 1 450 MWe, les puissances exactes de chaque tranche variant autour de ces valeurs normalisées).

L'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi a conduit à la création, à la fin de 2012, d'une Force d'action rapide du nucléaire (FARN) qui opère depuis quatre bases régionales, ainsi qu'à des travaux de modification des centrales existantes afin de garantir une meilleure réaction face à des situations extrêmes liées à une perte de source froide et d'alimentation électrique sur site et hors site.

Réacteur EPR de Flamanville 3

La construction a franchi de nouvelles étapes décisives en 2016 : i) l'essentiel de l'équipement de la partie nucléaire, y compris l'îlot conventionnel, a été livré et installé sur site ; ii) l'essentiel des travaux de génie civil est achevé ; et iii) la turbine et l'alternateur ont été démarrés pour la première fois, et la salle de contrôle commande a été transférée aux équipes d'EDF qui exploiteront le réacteur.

Les sites de Chine (Taishan 1 et 2), de Finlande (Olkiluoto 3) et de France (Flamanville 3) où se construisent des EPR ont créé des synergies, tout particulièrement dans le domaine de la mise en service, en partageant leur retour d'expérience de construction. Par ailleurs, des liens étroits ont déjà été noués avec le site de construction de Hinkley Point, au Royaume-Uni. En outre, Areva et EDF procèdent ensemble à des optimisations de la conception EPR à court, moyen et long termes : il s'agit entre autres de simplifications et de nouvelles méthodes de construction permettant de réduire les coûts et les délais.

ATMEA

Le réacteur ATMEA1 est un réacteur à eau pressurisée de troisième génération d'une puissance installée d'environ 1 100 MWe nets et d'une durée de vie prévue de 60 ans, développé par la co-entreprise ATMEA créée en 2007 et détenue à parts égales par Areva et Mitsubishi Heavy Industries (MHI). En janvier 2012, l'Autorité française de sûreté nucléaire (ASN) a émis un avis positif sur les options de sûreté du projet de réacteur ATMEA1. En juin 2013, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a confirmé que la conception de l'ATMEA1 satisfaisait dans l'ensemble à ses exigences réglementaires de conception les plus récentes. En avril 2015, l'accord intergouvernemental et le mémorandum de coopération relatifs à la construction de quatre réacteurs ATMEA1 sur le site proposé de Sinop, en Turquie, qui incluent le contrat commercial conclu avec le gouvernement, ont tous deux été ratifiés par le Parlement turc. Une étude de faisabilité est en cours.

Réacteurs de recherche

Le projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) conduit par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) vise à répondre aux grandes questions technologiques et scientifiques en testant le comportement des matériaux et des combustibles dans un environnement nucléaire et dans des conditions extrêmes. Outil expérimental unique, il sera à la disposition des acteurs du secteur électronucléaire, des établissements de recherche et des autorités de contrôle et constituera une plateforme internationale de R-D. Il assurera également la production de grandes quantités de matières destinées à la médecine nucléaire ou à des applications industrielles non nucléaires. Le RJH est construit sur le site du CEA de Cadarache, et sa mise en service est attendue pour le début de la prochaine décennie.

Des étapes décisives ont été récemment franchies, notamment i) la livraison finale des structures de la cellule chaude permettant de finaliser les travaux sur les bâtiments nucléaires (achèvement à la mi-2017) ; des progrès significatifs dans la fabrication de composants clés du réacteur et de son système de refroidissement primaire ; iii) des avancées importantes dans le lancement de la fabrication de bancs d'essais non destructifs ainsi que dans la poursuite du développement de la première flotte d'appareils expérimentaux innovants. Les groupes de travail et de R-D du RJH sur le combustible, les matériaux et la technologie ont également réalisé des progrès importants en proposant de premiers thèmes de recherche intéressants pour former une communauté internationale dans ce domaine, en s'ouvrant à des partenaires qui ne font pas partie du consortium RJH.

Génération IV/ASTRID

En 2001, les partenaires du Forum international Génération IV (GIF) ont signé une charte qui lançait officiellement les activités de coopération du forum en matière de R-D, en vue d'établir la faisabilité et les performances des futurs réacteurs. La France, très activement impliquée dans cette initiative, conduit les études de conception du démonstrateur de technologie intégrée ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*) pour les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (RNR-Na) de quatrième génération.

Les études relatives au concept de réacteur ASTRID ont débuté en 2010. En application de la Loi du 28 juin 2006, le CEA s'est vu confier la maîtrise d'ouvrage du projet et a reçu des fonds destinés à financer la phase de l'avant-projet dans le cadre du programme « Investissements d'avenir ». La puissance proposée par le CEA pour le réacteur ASTRID est de 1 500 MWth (soit environ 600 MWe). L'avant-projet sommaire a été achevé en 2015 avec le dépôt d'un projet de conception et d'un rapport de sûreté. Les travaux relatifs à un avant-projet détaillé qui sera réalisé sur la période 2016-2019 ont démarré en janvier 2016.

International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER)

Le projet ITER est l'aboutissement de plus de 60 ans de recherches dans le domaine de l'énergie de fusion. La construction du réacteur ITER à Cadarache est une étape indispensable vers la production à grande échelle et la commercialisation de l'énergie de fusion. Les membres d'ITER sont la Chine, la Corée, les États-Unis, l'Inde, le Japon, la Russie, la Suisse et l'Union européenne).

La préparation du site et la construction des bâtiments d'ITER a déjà généré plus de 4,5 milliards EUR de contrats ; 288 entreprises interviennent aujourd'hui sur le chantier. Parallèlement à cela, la fabrication des équipements (transformateurs, cuves géantes, éléments du cryostat, éléments de ponts roulants, etc.) suit son cours aux quatre coins du monde et les convois se succèdent pour les acheminer sur le site, où travaillent actuellement plus de 2 000 personnes, employées directement ou indirectement par l'organisation ITER ou ses sous-traitants. Une douzaine de chantiers avancent simultanément : le tokamak sort lentement de terre, le bâtiment d'assemblage domine maintenant l'ensemble du site avec ses 60 m de hauteur tandis que la construction de l'usine de cryogénie vient de débuter.

Cycle du combustible

Enrichissement de l'uranium

En 2006, Areva a lancé sur le site du Tricastin la construction de l'usine d'enrichissement par centrifugeuse Georges Besse II destinée à remplacer l'usine Eurodif exploitée de 1978 jusqu'à son arrêt définitif, à la fin de juin 2012. En 2016, l'usine a atteint sa pleine capacité d'enrichissement, égale à 7,5 millions d'unités de travail de séparation (UTS) par an, comme cela était prévu.

Conversion de l'uranium

La construction de la nouvelle usine de conversion Comurhex II s'est poursuivie sur les sites de Malvesi et du Tricastin : i) à Malvesi, avec la montée en charge de la production industrielle après la qualification de l'UF_4 produit grâce au nouveau processus de dénitration thermique, et ii) au Tricastin, avec la poursuite de la construction des installations de traitement des effluents et de fluoration . En 2015, l'ASN a approuvé la demande d'Areva tendant à la prolongation de l'exploitation de l'unité de production Comurhex I jusqu'à la fin de 2017, ce qui permettra de limiter la durée de l'arrêt de la production. Le démarrage de Comurhex II est prévu pour la fin de 2018 sur les deux sites.

Recyclage des combustibles

En 2016, l'usine de La Hague a traité 1 118 tonnes de combustible et produit 999 fûts de déchets vitrifiés. L'usine compte deux lignes de production (UP2-800 et UP3), qui ont une capacité théorique combinée de 1 700 tonnes de combustible usé par an.

En 2016, l'usine Melox a produit 124 tonnes de combustible MOX pour ses clients français et internationaux.

Gestion des déchets

À ce jour, des solutions de gestion à long terme efficaces sont en place pour les déchets à vie courte, qui représentent 90 % du total du volume des déchets radioactifs. Les 10 % restants sont conditionnés et entreposés dans l'attente de la mise en œuvre d'un stockage en surface, en subsurface ou en couche géologique profonde. L'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) gère les installations de stockage déjà existantes et pilote les études et recherches relatives aux futurs stockages. En 2013, la DGEC[2] et l'ASN ont actualisé le Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs. En 2014, l'Andra a mis à jour l'inventaire national des matières et déchets radioactifs (paru en 2015) et a participé, en collaboration avec l'ASN, à l'élaboration du cinquième rapport national français sur la mise en œuvre des obligations de la Convention commune de l'AIEA (sûreté de la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs).

Les déchets de très faible activité (TFA) sont stockés sur le site de Morvilliers (Aube), dans le Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) mis en service en 2003. Fin 2016, 329 571 m^3 de déchets, soit 51 % de la capacité totale du centre, y étaient stockés.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés sur le site de Soulaines-Dhuys (Aube), dans le Centre de stockage de l'Aube (CSA) mis en service en 1992 en prévision de la fermeture du Centre de stockage de la Manche (CSM), intervenue en 1994. Le CSM, désormais en phase de surveillance post-fermeture, contient 527 000 m^3 de déchets nucléaires. À la fin de 2016, le CSA contenait 316 692 m^3 de déchets, ce qui représente 31,6 % du total de sa capacité.

Les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) doivent être stockés en subsurface. Des recherches et études de sites sont en cours.

Enfin, la gestion des déchets de haute activité (HA-VL) et des déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) est régie par la loi de 2006 qui définit les calendriers des recherches dans le domaine de la séparation et de la transmutation, des études et de la mise en œuvre d'un stockage en formation géologique et des études de solutions d'entreposage.

Séparation et transmutation des actinides mineurs

En 2012 et 2015 respectivement, le CEA a remis au gouvernement deux rapports présentant les conclusions des études sur la nouvelle génération de systèmes nucléaires et les perspectives en la matière. Ces rapports présentent les résultats de travaux de R-D sur les procédés de séparation et de transmutation des actinides mineurs. Le rapport complet de 2015 est consultable dans la section « Énergie » du site Internet du CEA, à l'adresse www.cea.fr. Les recherches se poursuivent sur les processus de séparation et de récupération sélective de l'Américium (Am) et sur des combustibles à l'Américium conçus spécialement pour des réacteurs à neutrons rapides. Des expériences de démonstration de la transmutation devraient avoir lieu dans le réacteur ASTRID.

Stockage en formation géologique

Les études et recherches consacrées au stockage géologique sont effectuées par l'Andra dans le laboratoire souterrain de Bure (Meuse/Haute-Marne). La zone expérimentale, à une profondeur de 490 m, est entrée en service en 2005. À la fin de 2015, le laboratoire totalisait 1 500 m de galeries expérimentales.

En 2010, le gouvernement a approuvé une zone d'intérêt de 30 km^2 pour l'implantation du futur Centre industriel de stockage géologique (Cigéo). Le débat public national qui s'est tenu en 2013 a notamment conclu qu'il convenait d'inclure une phase pilote industrielle entre la mise en service et l'exploitation normale.

Eu égard à certaines évolutions du cadre réglementaire, il est maintenant prévu que la demande d'autorisation de construction de Cigéo soit soumise en 2018. Divers documents clés afférents à cette demande d'autorisation ont été soumis à l'autorité de sûreté au début de l'année 2016, dont un plan directeur d'exploitation couvrant également la phase pilote. En juillet 2016, le Parlement français a

2. Direction générale de l'énergie et du climat, rattachée au ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

adopté une loi sur la réversibilité précisant les modalités de création d'une installation de stockage. Cette loi définit la réversibilité comme étant « la capacité, pour les générations successives, soit de poursuivre la construction puis l'exploitation des tranches successives d'un stockage, soit de réévaluer les choix définis antérieurement et de faire évoluer les solutions de gestion ». Cette définition laisse une ample marge de manœuvre technique et décisionnelle aux générations futures qui devront construire et exploiter l'installation de stockage pendant une période de plus de 100 ans. Il s'agit là d'une étape importante pour l'Andra, qui peut désormais préparer la demande d'autorisation relative à l'installation et lancer le processus de consultation avec les parties prenantes. Selon le calendrier établi par l'Andra, l'autorisation de construction devrait pouvoir être octroyée en 2021 et les premiers colis pourraient être déposés en 2030.

Entreposage

Les déchets à vie longue sont entreposés sur les sites où ils sont produits. L'entreposage des déchets HA peut durer 60 ans ou plus, selon la quantité de chaleur dégagée par décroissance radioactive à partir de laquelle ils peuvent être acceptés dans un centre de stockage géologique. C'est à cette fin, et pour la gestion des déchets MA-VL et FA-VL dans l'attente de la mise en service d'installations de stockage appropriées, que les exploitants nucléaires conçoivent de nouvelles capacités d'entreposage. Les besoins d'entreposage, en relation avec le déploiement des centres de stockage, sont définis conjointement par les exploitants et l'Andra.

Les recherches relatives à l'entreposage des déchets radioactifs sont conduites par l'Andra et portent principalement sur la durée de vie (au moins 100 ans), la polyvalence et la modularité des installations.

Démantèlement

Les opérations d'assainissement et de déconstruction associées au démantèlement d'installations nucléaires commencent à l'issue de la période de fonctionnement et des opérations préparatoires (OPDEM). La stratégie adoptée par les exploitants nucléaires répond en cela aux préconisations de l'ASN. Il appartient à chaque exploitant/propriétaire de gérer le démantèlement de ses installations à l'arrêt. Les principales installations en cours de démantèlement sont les suivantes :

- Pour EDF : centrales nucléaires de première génération, à savoir six réacteurs UNGG, un réacteur à eau pressurisée (REP, Chooz A), un réacteur à neutrons rapides (RNR, Superphenix) et un réacteur à eau lourde (HWGC, Brennilis).
- Pour le CEA : plusieurs installations dédiées à la recherche nucléaire à des fins civiles ou militaires (laboratoires, réacteurs de recherche, installations pilotes). La priorité est donnée à la dénucléarisation de centres de recherche désormais situés en pleine ville. Le centre de Grenoble est aujourd'hui un site quasiment non nucléaire, et le centre de Fontenay-aux-Roses est en cours de démantèlement.
- Pour Areva : l'usine de traitement UP2-400, l'usine d'enrichissement Georges Besse I (diffusion gazeuse) et d'autres installations de la chaîne de fabrication du combustible.
- Pour l'Andra : diverses installations ou sites à assainir après la disparition de l'exploitant (activités nucléaires mineures non liées à la production d'électricité ou à la recherche nucléaire).

Hongrie

Conformément à la Stratégie énergétique nationale adoptée en 2011, la Hongrie accorde à l'énergie nucléaire un rôle majeur et a décidé de la conserver dans son mix énergétique sur le long terme.

Accords internationaux

En février 2016, le ministère du développement national de Hongrie et la Commission pour l'énergie atomique de Jordanie ont signé un protocole d'entente en vue d'une coopération relative aux utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire. Parmi les domaines de coopération figurent notamment la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des centrales nucléaires et des réacteurs de recherche,

le développement des infrastructures nucléaires, les procédures d'octroi d'autorisation, la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs et la recherche-développement, au moyen d'échanges d'informations et d'experts, de programmes de formation, de séminaires, etc.

Gestion des déchets radioactifs

Conformément à la directive européenne relative à la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé[3], la Hongrie a récemment élaboré sa politique nationale et son programme en la matière. Le programme national, qui vise à assurer la mise en œuvre et la programmation des activités définies par la politique nationale, a été adopté par les autorités hongroises en août 2016[4].

Centrale nucléaire

L'année 2016 a été exceptionnelle pour la Hongrie. Les quatre tranches de la centrale nucléaire de Paks MVM ont établi un nouveau record en produisant 16 053,9 GWh d'électricité sur la période. Cette production représente 51,3 % de la production brute totale d'électricité et 36,5 % de la consommation domestique. Cette performance exceptionnelle s'explique par une campagne de combustion en réacteur qui a été portée de 12 à 15 mois, ce qui a résulté en un facteur de charge de 100 % pour la tranche 3. Les tranches 1, 2, 3 et 4 ont produit respectivement 4 028 GWh ; 3 576,3 GWh ; 4 403,8 GWh et 4 045,8 GWh d'électricité. En terme d'énergie produite, la centrale a battu le record de 2015 qui était établi à 15 824,4 GWh. Au total, à la fin de 2016, la quantité d'électricité générée par la centrale nucléaire de Paks depuis le couplage initial de la tranche 1 s'élève à 445,5 TWh.

Le taux de disponibilité en énergie (performance de la centrale) est de 91,7 % pour la tranche 1 ; 81,4 % pour la tranche 2 ; 100,3 % pour la tranche 3 et 92,1 % pour la tranche 4. La moyenne de la centrale s'établit à 91,4 %.

La prolongation de la durée d'exploitation de la centrale de Paks pour une durée de 20 ans (pour atteindre 50 années d'exploitation) est en cours. En 2016, l'Autorité de l'énergie atomique a octroyé une autorisation concernant la prolongation de la durée d'exploitation de la tranche 3. Une demande similaire a été déposée pour la tranche 4, et la décision devrait être rendue en 2017.

Conformément aux exigences de la Commission européenne, des tests de résistance ont été réalisés à la centrale de Paks en 2011, sous la forme d'un examen de sûreté ciblé. Les conclusions du rapport final d'examen publié par l'exploitant montrent que toutes les tranches de la centrale satisfont aux exigences internationales de sûreté applicables imposées par les autorités nationales, notamment aux critères de protection contre les conséquences potentielles d'événements internes ou externes. L'examen indépendant de ce rapport final par des experts internationaux, ordonné par l'Union européenne au printemps 2012, a montré que l'examen mené par les autorités hongroises répondait au niveau d'exigence requis. Les inspecteurs ont considéré que les mesures prises étaient appropriées. La mise en œuvre de ces mesures d'amélioration de la sûreté s'est poursuivie en 2016.

Un examen par les pairs de la World Association of Nuclear Operators (WANO) s'est déroulé en février et mars 2016 à la centrale de Paks. Dans le cadre de l'audit de sûreté opérationnelle conduit par l'Operational Safety Review Team (OSART) de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) en octobre 2016, l'équipe d'experts a vérifié l'application des mesures correctives préconisées dans le rapport d'audit. En conséquence de cet examen de suivi, un autre examen par les pairs (*Corporate Peer Review*) de la WANO a été réalisé en novembre 2016 et a porté également sur la centrale nucléaire de Paks. Il s'est concentré sur la mise en œuvre des suggestions d'amélioration faites en 2014.

3. Directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs.

4. Décret 1459/2016 (VIII.24).

Japon

Le marché japonais de la distribution d'électricité a été déréglementé en avril 2016, et la loi révisée de 2015 sur les activités relatives à l'électricité prévoit que, d'ici avril 2020, les activités de production soient séparées juridiquement des activités de transport et de distribution. La première étape en vue de cette réforme a été la création en 2015 de l'Organisation pour la coordination inter-régionale des gestionnaires de réseau de transport, dont la mission est d'évaluer l'adéquation de la production et de s'assurer que la capacité de transport est suffisante. En septembre 2015, avant la libéralisation, a également été créée la Commission de surveillance du marché de l'électricité, qui est l'autorité de régulation du marché. Cette commission opère sous la tutelle du ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie.

La stratégie énergétique du Japon a été révisée en 2014 et prévoit notamment que : « 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, le gouvernement japonais se rangera à l'avis de la NRA et autorisera le redémarrage des installations correspondantes. » Par ailleurs, une nouvelle politique d'approvisionnement en électricité à long terme, établie en juillet 2015, prévoit qu'en 2030, 20 à 22 % de l'électricité du Japon seront produits à partir de l'énergie nucléaire. Après l'adoption de sa stratégie énergétique 2015, le Japon a annoncé que sa contribution prévue déterminée au niveau national (CPDN) au titre de la COP21 serait une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 26 % entre 2013 et 2030. Enfin, en mai 2016, il a adopté son Plan de contre-mesures destinées à lutter contre le réchauffement climatique.

Selon les principes établis par le Plan stratégique national, cinq réacteurs nucléaires sont aujourd'hui en exploitation. Les tranches 1 et 2 de la centrale de Sendai, qui ont été les premières à redémarrer après l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation prise suite à l'accident de Fukushima Daiichi, ont été remises en route en août et octobre 2015, respectivement. Les tranches 3 et 4 de Takahama ont suivi en février et mars 2016, respectivement. Une injonction d'un tribunal de district a contraint l'exploitant à fermer les réacteurs de Takahama, mais la cour d'appel d'Osaka a levé cette injonction en mars 2017. Enfin, la tranche 3 de la centrale d'Ikata a redémarré sa production commerciale en septembre 2016. Cette tranche consomme du combustible MOX. En décembre 2016, le gouvernement a annoncé la fermeture définitive et le début du démantèlement du prototype de réacteur à neutrons rapides Monju.

Le Japon prend toutes les mesures nécessaires et encourage la R-D associée pour assurer la non-prolifération nucléaire et renforcer la sécurité nucléaire à la lumière des dernières évolutions sur la scène internationale.

Le Japon a pris un train complet de mesures pour réduire au minimum le risque d'accident, compte tenu de l'expérience et des enseignements tirés de l'accident de 2011.

Mexique

Régime juridique

Depuis la réforme du secteur de l'énergie en 2013, le Mexique a progressé dans le développement d'un secteur de l'énergie durable, compétitif et efficient. En 2015 et 2016, le gouvernement a créé un nouveau marché concurrentiel pour les hydrocarbures et l'électricité, fondé sur les principes d'équité et de responsabilité environnementale et sociale. En décembre 2015, une importante loi sur la transition énergétique est entrée en vigueur. Elle vise à réglementer l'utilisation durable de l'électricité, à respecter les engagements du Mexique en faveur des énergies propres et à réduire les émissions de polluants du secteur de l'électricité.

Afin de diversifier son mix énergétique, le Mexique prévoit de produire 35 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres d'ici à 2024. Dans ses programmes nationaux et sectoriels de développement des infrastructures électriques, le pays considère l'électronucléaire comme une source propre et compétitive d'approvisionnement en électricité et prévoit qu'elle fournira une part plus importante de l'électricité produite au Mexique à l'avenir.

Exploitation des réacteurs de la centrale de Laguna Verde

En 2016, le 17e arrêt pour rechargement de la tranche 1 de Laguna Verde a été prolongé, passant de 65 jours initialement prévus à 155 jours en raison de la défaillance d'un groupe diesel de secours. Pendant cet arrêt, il a été procédé au renforcement du sécheur prévu dans le cadre de l'augmentation de puissance (à 120 % de la puissance thermique initiale autorisée) approuvée en mars 2016 par l'Autorité mexicaine de sûreté nucléaire. Le 18e cycle de fonctionnement actuellement en cours a démarré à une nouvelle puissance (2 317 MWth, 810 MWe).

Au printemps 2016, il a été procédé comme prévu au 14e rechargement de la tranche 2 de Laguna Verde, qui a entamé son deuxième cycle de fonctionnement (cycle 15) à la puissance augmentée (2 317 MWth). Les autorisations d'exploitation à la puissance augmentée des deux tranches de Laguna Verde n'ont pas été délivrées par le ministère de l'Énergie.

Renouvellement des autorisations

En 2015, l'exploitant de Laguna Verde a déposé auprès de l'Autorité mexicaine de sûreté nucléaire une demande de renouvellement des autorisations d'exploitation de ses deux tranches. L'objectif est d'exploiter les réacteurs pendant trente années supplémentaires. Les autorisations en cours expirent en juillet 2020 pour la tranche 1 et en mai 2025 pour la tranche 2.

Entreposage du combustible usé

En 2015, la construction d'une installation indépendante d'entreposage du combustible usé a démarré sur le site de Laguna Verde. Cette installation n'a pas encore été approuvée par l'Autorité mexicaine de sûreté nucléaire.

Pologne

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

Le cadre juridique qui régit le secteur nucléaire en Pologne comprend :

- la Loi du 4 avril 2014 portant modification de la Loi sur l'énergie atomique et d'autres lois, entrée en vigueur le 9 mai 2014 ;
- la Loi du 29 juin 2011 sur la préparation et la réalisation d'investissements dans des installations nucléaires et d'investissements connexes, entrée en vigueur le 1er juillet 2011.

Le programme électronucléaire polonais, adopté en janvier 2014 par le Conseil des ministres, est un document stratégique présentant les rôles et responsabilités des institutions chargées de sa mise en œuvre, ainsi que de celle des dispositions concernant la sûreté nucléaire et 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 activités nécessaires à cette fin. Il envisage la construction de deux centrales nucléaires d'une capacité totale de 6 000 MWe (nets) pouvant produire environ 50 TWh d'électricité par an, ce qui se traduirait par une réduction des émissions de gaz carbonique (CO_2) d'au moins 36 millions de tonnes, soit 24 % des émissions annuelles de CO_2 actuelles du secteur de la production d'électricité.

L'entreprise chargée de la construction des centrales est PGE EJ 1 sp. z o.o. Elle est notamment responsable de la préparation des investissements directs, des travaux de caractérisation des sites et de la réception de toutes les décisions, autorisations et permis nécessaires pour la construction d'une centrale en Pologne. PGE EJ 1 Sp. z o.o. a identifié trois sites potentiels, tous situés à proximité du littoral de la mer baltique, et conduit des études sur deux sites : Zarnowiec et Lubiatowo/Kopalino.

Le 14 octobre 2016, le Conseil des ministres a présenté un rapport sur la mise en œuvre du programme électronucléaire, dont les conclusions invitent le ministre de l'Énergie à préparer, en coopération avec PGE EJ 1, de nouveaux modèles de financement des investissements et d'appel d'offres, et à mettre à jour le calendrier de construction des centrales.

Le programme nucléaire révisé devra être soumis au Conseil des ministres d'ici à la fin de 2017. Il est actuellement en cours de vérification. Les nouveaux modèles de financement et d'appel d'offres étaient attendus pour la mi-2017.

En juillet 2016, parallèlement à ce programme de grande ampleur, le ministre de l'Énergie a créé le comité consultatif pour les réacteurs à haute température, qu'il a chargé d'étudier le marché potentiel pour cette technologie et de déterminer les conditions qui seraient nécessaires à sa mise en œuvre à l'avenir.

République slovaque

Politique énergétique

La politique énergétique slovaque a pour objectif de réduire la demande d'énergie et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement énergétique tout en veillant à optimiser la sûreté, la fiabilité, la qualité et l'efficience économique. Au 31 décembre 2016, la production annuelle brute d'électricité en République slovaque était de 27 452 GWh, dont 14 774 GWh (53,8 %) produits par les réacteurs des centrales de Bohunice et Mochovce.

À la fin de juillet 2016, l'énergéticien italien Enel a achevé la première phase du processus qui lui permettra de se défaire de sa participation de 66 % dans l'entreprise Slovenské Elektrárne, à savoir la cession à EP Slovakia BV de sa participation de 50 % dans Slovak Power Holding BV. Le contrat relatif à cette transaction a été signé par Enel et EP Slovakia en décembre 2015.

Du fait de cette transaction, Enel ne détient plus qu'une participation de 33 % dans Slovenské Elektrárne. Le contrôle de Slovenské Elektrárne a été transféré à Slovak Power Holding BV.

La deuxième phase du processus sera menée à bien après l'achèvement des tranches 3 et 4 de Mochovce.

Cycle du combustible

Le cycle du combustible n'a connu aucun développement majeur en 2016. Au cours de l'année 2016, des chargements en combustible frais à poison consommable (gadolinium) et présentant un taux d'enrichissement moyen en ^{235}U de 4,87 % et de 4,25 % ont été effectués dans les réacteurs des tranches 3 et 4 de la centrale de Bohunice et des tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce.

Point sur l'achèvement des tranches 3 et 4 de Mochovce

Selon les calendriers actuels, l'achèvement des deux nouveaux réacteurs de la centrale de Mochovce pourrait être retardé : la tranche 3 (achevée à 94 %) pourrait être raccordée au réseau d'ici à la fin de 2018 tandis que la tranche 4 (achevée à 80 %), d'une puissance analogue, serait raccordée en 2019.

République tchèque

Politique nucléaire

La nouvelle Loi atomique relative à l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire et des radiations ionisantes a été publiée sous le numéro 263/2016 Coll. et remplace l'ancienne loi no 18/1997 Coll. Entrée en vigueur en janvier 2017, elle applique les nouvelles normes découlant des directives de l'AIEA et d'Euratom les plus

récentes et introduit de nouvelles dispositions de protection du public contre les effets nocifs de l'énergie nucléaire et des radiations ionisantes.

En application de la politique énergétique nationale et du Plan d'action national pour le développement du secteur de l'énergie nucléaire en République tchèque (NAP) adopté en 2015, le gouvernement tchèque a nommé M. Jan Stuller commissaire du gouvernement à l'énergie nucléaire à partir de juin 2016. M. Stuller est chargé principalement de veiller à la mise en œuvre du NAP et, dans ce cadre, il sera amené à coordonner la préparation et la modification de la législation nécessaire à la construction de nouvelles centrales nucléaires et à l'exploitation des installations existantes. En outre, il conduira les négociations avec les partenaires et parties prenantes stratégiques concernés par la construction de nouvelles centrales.

Six entreprises sont intéressées par la construction de nouveaux réacteurs dans le pays, qui devrait débuter en 2025 pour une mise en service prévue pour 2035. Rosatom, EDF, Westinghouse, Korea Hydro Nuclear Power, China General Nuclear Power et Atmea (Areva-Mitsubishi) ont répondu aux demandes d'informations émises par le ministère du Commerce de la République tchèque.

Au cours de l'été 2016, la compagnie d'électricité tchèque ČEZ a déposé auprès du ministère de l'Environnement la documentation nécessaire à l'évaluation d'impact environnemental d'un projet de nouvelle centrale sur le site de la centrale de Dukovany. Dans le cadre de la procédure de déclaration, le ministère de l'Environnement a reçu de nombreux commentaires et observations de diverses agences publiques, collectivités locales et organisations de la société civile, ainsi que les réponses publiques de la République tchèque, de l'Autriche et de l'Allemagne. Les conclusions de cette procédure, qui doit s'achever en 2017 pour transmission du dossier au ministère de l'Environnement, seront examinées avec soin au cours du processus d'EIE. D'autres évaluations et négociations auront lieu ultérieurement, en fonction des modifications apportées à la loi. La décision finale concernant l'EIE sera rendue ultérieurement.

Énergie nucléaire

En mars 2016, l'Office d'État pour la sûreté nucléaire (SUJB) a accordé à ČEZ une autorisation d'exploitation à long terme de la tranche 1 de Dukovany, sans limitation de durée pour l'instant. Elle a toutefois posé 80 conditions qui devront nécessairement être remplies pour que l'exploitation puisse se poursuivre. Au cours de l'année 2016, ČEZ a rassemblé tous les documents relatifs à l'exploitation de la tranche 2 de Dukovany, qu'elle a soumis à la SUJB en janvier 2017.

En 2016, l'exploitation des centrales de Dukovany et de Temelin a été marquée par des mises hors service imprévues prolongées, en raison de l'inspection supplémentaire de centaines de soudures. Cette situation va se poursuivre en 2017, c'est pourquoi l'exploitation des différentes tranches et le calendrier des cycles ont été fortement modifiés. Ainsi, les tranches 1 et 2 de Temelin ont été à l'arrêt pendant trois mois en 2016. La tranche 3 de Dukovany est, quant à elle, restée à l'arrêt pendant 180 jours, ce qui a entrainé une baisse de la production d'électricité et de la fabrication de matières et combustible nucléaires (comme le montrent les tableaux en début de publication).

Au cours de la période 2015-2016, ČEZ a décidé de constituer graduellement un stock de combustible frais sur le site de la centrale de Temelin, afin de réduire les risques de perturbation de l'exploitation en cas de retard des livraisons de combustible (les besoins en matière de fabrication ont augmenté ces dernières années). La première recharge de réserve a été livrée en novembre 2015, et la seconde en novembre 2016. Le projet en cours, qui consiste à utiliser un combustible amélioré avec un assemblage combustible à teneur en uranium accrue (portée de 465 kg d'U à 502 kg d'U) et une rigidité latérale également accrue, se déroule bien et un chargement de combustible modifié est prévu pour 2018. En 2016, un accord a également été conclu avec Westinghouse Electric Sweden AB pour l'élaboration et l'autorisation d'une conception de combustible et la fabrication et la livraison de six assemblages d'essai.

La capacité de stockage du combustible usé en République tchèque consiste en six piscines de désactivation adjacentes aux réacteurs (à l'exclusion des capacités de réserve en cas de déchargement d'urgence du combustible du cœur des réacteurs) et deux installations provisoires d'entreposage du combustible usé situées à la centrale de Dukovany et à la centrale de Temelin.

Extraction d'uranium

En 2016, la production d'uranium de la République tchèque, sous la forme de concentrés produits par l'entreprise publique DIAMO, s'est élevée à 146 t d'U, dont 51 t d'U proviennent de la remédiation des eaux d'exhaure d'anciennes installation. La production de la mine de Rozna a été affectée par la cessation de l'exploitation souterraine normale, qui a été décidée par le gouvernement à la fin de 2016.

Royaume-Uni

Évolutions récentes de la politique nucléaire du Royaume-Uni

La politique énergétique des gouvernements successifs du Royaume-Uni a accordé une place prépondérante à l'énergie nucléaire dans la recherche d'une transition vers une société bas carbone, tout en veillant à protéger la population, la société et l'environnement naturel des effets nocifs de la radioactivité grâce à la mise en œuvre de dispositions appropriées – que ces dernières soient prévues par les directives et règlements du Conseil européen (CE), par des accords internationaux ou par la législation nationale.

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

Modifications législatives et réglementaires

La nouvelle Loi sur l'énergie (*Energy Act 2013*) entrée en vigueur en décembre 2013 comprend des mesures destinées à faciliter la construction d'une nouvelle génération de centrales nucléaires en Angleterre et au Pays de Galles. Elle donne le statut d'organisme public officiel à l'Office for Nuclear Regulation (ONR). La création de l'ONR, un établissement public qui aura la responsabilité, au nom du public, de s'assurer que l'industrie nucléaire rend compte de ses activités de façon entièrement transparente, est une mesure importante pour satisfaire aux nouvelles exigences réglementaires d'un secteur nucléaire en expansion. Ainsi, un seul et unique établissement public est désormais chargé de la réglementation de la sûreté nucléaire et du transport des matières radioactives civiles, ainsi que de la conformité avec les règles de sécurité et du respect des obligations du Royaume-Uni en matière de garanties.

Développement de l'énergie nucléaire

Au vu du calendrier prévu pour les mises à l'arrêt, la plupart des centrales nucléaires britanniques existantes auront été fermées d'ici à 2030. Les gouvernements successifs ont soutenu l'idée selon laquelle le nucléaire est une source de production d'électricité bas carbone abordable, fiable et sûre qui peut durablement accroître la diversité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Ils ont donc pris une série de mesures de facilitation destinées à encourager la construction de nouvelles tranches, et les industriels du secteur ont annoncé que les projets de construction représenteraient jusqu'à 18 GWe de puissance supplémentaire répartis sur six sites au Royaume-Uni.

La procédure d'homologation (*Generic Design Assessment* – GDA) est l'une des mesures de facilitation décrites dans le livre blanc sur le nucléaire (*Nuclear White Paper*) de 2008. Il s'agit d'une procédure à caractère volontaire conformément à laquelle les deux autorités de contrôle responsables, à savoir l'ONR et l'Environment Agency (EA), 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 par l'autorité de sûreté indépendante du pays, et notamment aux prescriptions des GDA en matière de sûreté. L'APR1000 (qui sera exploité par NuGen à Moorside) est parvenu au terme de la procédure d'homologation en mars 2017, et les réacteurs à eau bouillante de type avancé (ABWR) qui seront exploités par Horizon sur les sites de Wylfa et Oldbury devraient être homologués d'ici à la fin de 2017. Une procédure d'homologation a été entamée en janvier 2017 concernant le HPR1000 qui devrait être exploité à Bradwell.

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.

Les industriels britanniques du nucléaire proposent d'installer 18 GW de capacité nucléaire supplémentaire sur six sites, comme suit :

- EDF et CGN, au moyen d'une co-entreprise dénommée NNB Generation Company (NNBG), vont construire deux réacteurs EPR à Hinkley Point C (3,2 GW) et proposent d'en installer deux autres à Sizewell (3,2 GW). Ils envisagent également de construire deux réacteurs HPR1000 à Bradwell (2,2 GW).
- Horizon Nuclear Power, entreprise détenue par le japonais Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, propose de construire deux réacteurs ABWR sur chacun des sites de Wylfa et Oldbury (2,7 GW sur chaque site) ;
- NuGen, un consortium du japonais Hitachi-GE et du français Engie (Toshiba va bientôt racheter les parts d'ENGIE dans le consortium), propose de construire 3 réacteurs AP1000 (3,4 GW) à Moorside, près de Sellafield.

En septembre 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a décidé de procéder à la construction de la tranche C de Hinkley Point et a signé des contrats en ce sens avec NNBG. Il a ordonné à la Low Carbon Contracts Company de proposer un contrat d'écart compensatoire (*contract for difference*) d'une durée 35 ans avec un prix d'équilibre établi à 92,50 GBP/MWh. Selon EDF, la centrale sera opérationnelle en 2025.

Par ailleurs, l'article 45 de la Loi sur l'énergie de 2008/2013 exige des exploitants qui envisagent de construire une centrale nucléaire qu'ils soumettent un programme de démantèlement assorti de son plan de financement (*Funded Decommissioning Programme* – FDP) au ministre des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle. Conformément à la loi, le gouvernement a publié la version finale des lignes directrices applicables au FDP en décembre 2011 afin d'aider les exploitants à développer leur programme. L'objet du FDP est de s'assurer que les exploitants constituent des fonds suffisants pour couvrir les coûts du démantèlement et de la gestion des déchets, y compris leur part des coûts du stockage géologique.

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

Évolutions en matière de gestion des déchets radioactifs

Le livre blanc *Managing Radioactive Waste Safely* (MRWS) paru en 2008 définit un cadre pour la mise en œuvre d'un stockage géologique des déchets radioactifs de haute activité. Ce cadre prévoit notamment une collaboration active avec les collectivités éventuellement prêtes à accueillir l'installation. Parallèlement à cette publication, l'État a invité les collectivités à indiquer si elles souhaitaient participer aux discussions concernant la sélection d'un site d'implantation.

En 2014, un nouveau livre blanc intitulé *Implementing Geological Disposal* a actualisé et remplacé le livre blanc de 2008 en Angleterre et en Irlande du Nord. Il établit un cadre général renforcé pour la mise en œuvre d'un stockage géologique et identifie les premières actions que le gestionnaire désigné (Radioactive Waste Management Ltd [RWM], une filiale à 100 % de la Nuclear Decommissioning Authority [NDA]) doivent mener pour soutenir le processus de choix d'un site pour un centre de stockage géologique. Il s'agit notamment de fournir aux collectivités d'accueil candidates des informations plus détaillées et plus claires concernant les questions clés.

Il est indiqué dans le livre blanc de 2014 que des solutions de gestion des déchets sur le long terme autres que le stockage géologique pourraient être proposées à l'avenir et que la NDA et RWM continueraient d'examiner des propositions appropriées susceptibles d'améliorer la gestion à long terme des déchets radioactifs britanniques.

En mai 2015, les autorités du Pays de Galles ont adopté la solution du stockage géologique pour la gestion à long terme des déchets radioactifs à haute activité (HA) et ont rejoint le programme conduit par le gouvernement britannique, comme les autorités d'Irlande du Nord. Elles considèrent que le stockage géologique ne pourra avoir lieu au Pays de Galles que sur la base du volontariat et, en décembre 2015, elles ont publié une déclaration décrivant les modalités de collaboration avec les communautés locales

qui se porteraient candidates à l'accueil d'un centre de stockage géologique. Elles entendent poursuivre les consultations sur ces modalités de collaboration avec les localités candidates avant de publier un document plus détaillé.

En 2011, le gouvernement de l'Écosse a établi une politique de gestion des déchets HA qui lui est propre. Elle prévoit le stockage de ce type de déchets dans des installations de subsurface devant être implantées aussi près que possible des sites de production des déchets. Pour des motifs de sûreté, les constructeurs 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 publié une stratégie de mise en œuvre du cadre défini en 2011 afin que les décisions de gestion des déchets radioactifs appliquent les principes retenus de manière sûre, écologique et économe.

Russie

En 2016, la puissance installée des centrales nucléaires russes a atteint 26.9 GWe (nets), soit 11.2 % de la puissance installée totale du pays. Les centrales nucléaires russes ont produit une quantité d'électricité record, avec 195.2 milliards de kWh (183.6 milliards de kWh nets).

Législation

En 2016, ont été approuvées des modifications de plusieurs lois fédérales relatives à l'utilisation de l'énergie nucléaire. Ces modifications visent à mettre en œuvre des améliorations de la réglementation nationale sur la sûreté pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie nucléaire et de la gestion de l'industrie nucléaire nationale. En particulier, les définitions des termes « combustible nucléaire » et « combustible nucléaire usé », telles qu'elles figurent dans la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et la sûreté de la gestion des déchets radioactifs, sont introduites dans la loi fédérale. Des ajustements sont également apportés à certaines des fonctions de Rosatom et d'organes gouvernementaux dans le domaine de la sûreté ainsi qu'à la gestion des activités de R-D.

Nouvelles centrales

La tranche 4 – la plus avancée – de la centrale de Beloïarsk, équipée d'un réacteur rapide BN-800, est entrée en service commercial le 31 octobre 2016, après la délivrance par l'Autorité nationale de sûreté nucléaire Rostekhnadzor d'un « certificat de conformité » de la documentation de conception de la tranche et des règlements techniques et actes juridiques réglementaires, y compris les exigences en matière d'efficacité énergétique. Son raccordement au réseau et le démarrage de la production d'électricité avaient eu lieu en décembre 2015, après quoi, en 2016, des essais à différentes puissances et différents régimes de fonctionnement avaient été menés. Le programme d'essai s'était achevé en août 2016, par 15 jours de fonctionnement à 100 % de la puissance, qui avaient confirmé la bonne performance de la tranche conformément aux paramètres de conception et sans déviation.

La tranche 6 de la centrale de Novovoronezh, raccordée au réseau au début d'août 2016, est entrée en service commercial le 27 février 2017. De conception AES-2006, elle est équipée d'un réacteur à eau sous pression VVER 1200/392 M d'une puissance nominale de 1 114 MWe nets. Il s'agit de la première des deux tranches de ce type qui doivent constituer l'ensemble appelé Novovoronezh 2, un projet phare de déploiement de l'AES 2006 (qui inclut le REP mis au point par Gidropress), une conception évolutionnaire dérivée du VVER-1000. La construction des tranches 1 et 2 de Novovoronezh 2 – c'est-à-dire les tranches 6 et 7 de la centrale de Novovoronezh – a commencé en juin 2008 et juillet 2009, respectivement. Le site voisin de Novovoronezh comprend déjà trois réacteurs en exploitation et deux autres en cours de démantèlement.

Le premier des deux réacteurs de Novovoronezh 2 présente, par rapport aux VVER-1000 « conventionnels », plusieurs avantages à l'origine d'améliorations notables de la sûreté et des performances économiques. Comme son nom l'indique, sa puissance électrique, de 1 200 MWe, est supérieure de 20 %. La durée de vie des principaux composants – la cuve et les générateurs de vapeur – a doublé, passant

de 30 à 60 ans. Grâce au degré élevé d'automatisation et à la mise en œuvre de nouvelles solutions technologiques, le nombre de personnes requises pour exploiter le réacteur est inférieur de 25 à 30 %.

Entièrement conforme aux prescriptions post-Fukushima Daiichi de l'Agence internationale de l'énergie atomique, cette nouvelle conception entre dans la famille des réacteurs de la génération III+. Elle a pour principale caractéristique l'utilisation de systèmes de sûreté passive supplémentaires ne nécessitant pas l'intervention du personnel de la centrale. Elle comprend également un système de refroidissement passif du réacteur, des recombineurs d'hydrogène et un récupérateur de corium (cendrier).

Autorisations

En octobre 2016, l'Autorité nationale de sûreté nucléaire Rostekhnadzor a accordé à Rosenergoatom Concern une autorisation de construction de la deuxième tranche de la centrale de Kursk 2.

La délivrance de cette autorisation fait suite aux travaux exhaustifs menés pour apporter la preuve de la sûreté nucléaire et radiologique et pour évaluer la conformité des caractéristiques managériales et techniques de l'installation aux exigences et conditions d'autorisation applicables. D'autres calculs et études géologiques ont par ailleurs confirmé la solidité de la conception VVER-TOI proposée, s'agissant de la sûreté nucléaire et radiologique et des règlements et normes nationaux.

En octobre 2016, le Service fédéral de supervision des ressources naturelles a approuvé la conclusion d'une évaluation écologique publique internationale concernant la sûreté des tranches 1 et 2 de la centrale de Leningrad 2, actuellement en construction.

Cette approbation restera valable 10 ans. Aux côtés d'experts de l'Arménie, du Bélarus, de la Finlande, de la Hongrie et du Kazakhstan, l'organisme public inter-régional de protection de l'environnement Green Cross a analysé les documents élaborés pour justifier l'autorisation d'exploitation des tranches de la centrale de Leningrad 2. Dans la conclusion qu'ils ont soumise à l'État pour examen en mai 2016, ces experts indépendants confirment que l'étude d'impact sur l'environnement réalisée est complète, que les évaluations des risques en conditions d'exploitation, d'accident de référence et d'accident hors dimensionnement sont crédibles, et que le réacteur VVER-1200 est conçu en conformité complète avec les exigences de sûreté nucléaire, radiologique et environnementale. L'évaluation écologique que l'État a conduite sur la base des documents élaborés pour justifier l'autorisation d'exploitation facilitera le processus de décision de Rostekhnadzor dès que la demande d'autorisation lui aura été soumise.

Démantèlement

Le 25 décembre 2016, la tranche 3 de la centrale de Novovoronezh a été mise à l'arrêt, devenant ainsi la plus ancienne tranche équipée d'un réacteur VVER-440 à entrer en phase de démantèlement. Au cours de son exploitation démarrée en décembre 1971, elle a produit 118.67 TWh d'électricité, soit plus de la moitié de la production annuelle combinée du parc électronucléaire russe.

Le site de Novovoronezh, à 42 km au sud de la municipalité de Voronezh sur la rivière Don, abrite un VVER-210 (tranche 1), un VVER-365 (tranche 2), deux VVER-440 (tranches 3 et 4), un VVER-1000 (tranche 5) et un VVER-1200 (tranche 6). Les tranches 1 et 2 ont été mises à l'arrêt en 1988 et 1990.

La tranche 3 était la « première d'une dynastie » de réacteurs de conception VVER-440, dont six ont été construits en Russie – deux sur le site de Novovoronezh et quatre sur celui de Kola – et 29 à l'étranger – en Allemagne, en Arménie, en Bulgarie, en Finlande, en Hongrie, en République slovaque, en République tchèque et en Ukraine.

Modernisée entre 1999 et 2002, elle avait obtenu la prolongation de son autorisation d'exploitation pour 15 ans, c'est-à-dire jusqu'à la fin de 2016.

Elle servira d'installation pilote pour l'adaptation des techniques de démantèlement des réacteurs VVER-440 testées au cours du démantèlement des tranches 1 et 2 de la centrale de Novovoronezh. Le retour d'expérience viendra nourrir les techniques appliquées aux réacteurs russes et étrangers analogues qui doivent être démantelés.

Le calendrier général prévoit que tous les réacteurs de conceptions RBMK-1000, VVER-440, EGP-12 et BN-600 soient démantelés avant 2035. Ces réacteurs totalisent une puissance installée de 13.4 GWe.

Suède

Réformes

En 2016, la taxe sur la puissance thermique des réacteurs a été de 14 440 SEK/MW par mois, soit environ 0,07 à 0,08 SEK/kWh.

Cette taxe devrait néanmoins être progressivement supprimée à l'issue d'une période de deux ans, aux termes d'un accord politique entre partis conclu en 2016. Il est suggéré, dans un premier temps, de la réduire à 1 500 SEK à compter du 1er juillet 2017 puis, dans un deuxième temps, de la supprimer à compter du 1er janvier 2018.

La taxe actuelle (2015-2017) relative aux déchets nucléaires est d'approximativement 0.04 SEK/kWh.

Point sur les réacteurs de puissance

- **Ringhals** : Au printemps 2015, l'exploitant a décidé que les réacteurs R1 et R2 ne seraient pas exploités sur une durée de 50 ans. Pendant l'été, il a été décidé de limiter les investissements et de renoncer à certains investissements programmés. Le 15 octobre 2015, une décision de mise à l'arrêt anticipé de ces réacteurs a été prise. Ringhals 2 sera arrêté définitivement en 2019, et Ringhals 1 le sera en 2020 (au moment des révisions annuelles).

  La durée d'exploitation prévue pour les deux autres réacteurs, R3 et R4, reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant, qui n'a pas encore été prise, devrait être annoncée en 2017.

- **Oskarshamn** : En juin 2015, le propriétaire de la centrale a décidé de l'arrêt anticipé de deux des trois réacteurs, à savoir O1 et O2. La décision a été confirmée le 14 octobre.

  La procédure de mise à l'arrêt du réacteur O1 a commencé plus tôt que prévu. Le 16 février 2016, il a été décidé que le réacteur O1 serait mis à l'arrêt définitif le 30 juin 2017, sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations.

  Dans les deux cas de Ringhals et d'Oskarshamn, les exploitants ont pris ces décisions pour des raisons commerciales.

  La décision de mise à l'arrêt de la tranche O2 a été prise alors que la révision du réacteur 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 durée d'exploitation prévue pour le réacteur O3 reste d'au moins 60 ans. La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant, qui n'a pas encore été prise, devrait être annoncée en 2017.

- **Forsmark** : L'essai de fonctionnement de Forsmark 2 à une puissance plus élevée a été mené à bien et l'exploitant a présenté une demande d'autorisation d'exploitation à cette nouvelle puissance. La demande est en cours de traitement.

  La décision d'investir dans un système de refroidissement du cœur indépendant pour les trois réacteurs de Forsmark a été prise en juin 2016.

Suisse

La mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 est en cours et le premier train de mesures a été défini. La Stratégie énergétique 2050 sera soumise à référendum en 2017.

En novembre 2016 s'est tenu un autre référendum concernant la limitation de l'exploitation à long terme des centrales nucléaires. Le public a rejeté la proposition de limitation à 45 ans, ce qui signifie que les centrales nucléaires suisses peuvent continuer de fonctionner tant qu'elles sont sûres.

Turquie

Le 9 février 2017, l'Autorité turque de l'énergie atomique (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu – TAEK) a approuvé la version révisée du « rapport sur les paramètres du site » que lui avait soumise l'entreprise Akkuyu Project Company (APC) le 30 décembre 2015. APC a donc déposé une demande d'autorisation de production d'électricité auprès de l'Autorité de régulation des marchés de l'énergie (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu – EPDK) le 28 février 2017 puis, le 3 mars 2017, auprès de la TAEK, une demande d'autorisation de construction qui inclut le dépôt d'un rapport d'analyse de la sûreté de la centrale d'Akkuyu. Après cette étape, devrait venir celle de la délivrance d'une autorisation limitée de travaux pour la construction des installations non nucléaires.

S'agissant du deuxième projet de centrale, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de la Turquie a signé un protocole d'accord avec le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie du Japon le 7 septembre 2016. Les études de faisabilité technique et économique relatives à la centrale de Sinop s'achèveront en mars 2018.

Le 29 juin 2016, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de la Turquie a signé un protocole d'accord de coopération nucléaire civile avec l'Administration nationale de l'énergie de la Chine. La procédure de choix d'un site pour la troisième centrale nucléaire devrait prochainement aboutir.

Enfin, la Turquie a participé avec la France (Andra) à un projet de jumelage dans le cadre de l'instrument d'aide de préadhésion (IAP) de l'Union européenne (UE). Ce projet d'« assistance à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs », qui a atteint son terme le 10 novembre 2016, a permis à la Turquie d'harmoniser avec les acquis et normes de l'UE les sections correspondantes de son projet de loi sur l'énergie nucléaire, a donné aux participants turcs la possibilité d'effectuer des visites techniques de sites français, et a donné lieu à la préparation du projet de structure et du plan de développement des ressources humaines de la future agence turque de gestion des déchets radioactifs, qui sera créée une fois ratifiée la loi susmentionnée.

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.

Australia / Australie	Department of Industry, Innovation and Science / Ministère de l'Industrie, de l'Innovation et des Sciences Sarah Hill Department of the Environment and Energy / Ministère de l'Environnement et de l'Énergie Allison Ball
Austria / Autriche	Federal Ministry of Agriculture and Forestry, Environment and Water Management / Ministère fédéral de l'Agriculture, des Forêts, de l'Environnement et des Eaux Thomas Augustin
Belgium / Belgique	FPS Economy, SMEs, Self-Employed and Energy / Service Public Fédéral – Économie, PME, Classes Moyennes et Énergie Alberto Fernandez Fernandez Synatom / Société belge des combustibles nucléaires Synatom SA Françoise Renneboog
Canada / Canada	Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada Daniel Brady
Chile / Chili	Ministry of Energy / Ministère de l'Énergie Stefano Banfi
Czech Republic / Rép. tchèque	Ministry of Industry and Trade / Ministère de l'Industrie et du Commerce Zdenek Hubacek
Denmark/Greenland / Danemark/Groenland	Danish Energy Agency / Agence danoise de l'énergie Ali Zarnaghi
Estonia / Estonie	Ministry of Economic Affairs and Communications of Estonia / Ministère des Affaires économiques et des Communications Jaanus Uiga
Finland / Finlande	Ministry of Economic Affairs and Employment / Ministère des Affaires économiques et de l'Emploi Jorma Aurela
France / France	French Alternative Energies and Atomic Energy Commission / Commissariat à l´énergie atomique et aux énergies alternatives Sophie Gabriel
Germany / Allemagne	Federal Ministry for Economic Affairs and Energy / Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie Thomas Nunnemann
Greece / Grèce	Regulatory Authority for Energy / Autorité de régulation de l'énergie Vasileios Panousopoulos
Hungary / Hongrie	Hungarian Atomic Energy Authority / Autorité de sûreté nucléaire Gábor Körmendi
Iceland / Islande	National Energy Authority Iceland / Autorité nationale de l'énergie Ran Jonsdottir
Ireland / Irlande	EirGrid / EirGrid Noelle Ameijenda
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 Aihara Sho
Korea / Corée	Ministry of Science, ICT and Future Planning / Ministère de la Science, des TIC et de la Prospective Jong Tak Park Korea Nuclear International Cooperation Foundation / Korea Nuclear International Cooperation Foundation Seo Yeong Jeong
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 Issues / Direction des affaires nucléaires internationales Bibiana Gomez Munoz
Netherlands / Pays-Bas	Ministry of Economic Affairs / Ministère des Affaires économiques Hedwig Sleiderink
New Zealand / Nouvelle-Zélande	Ministry of Business, Innovation, and Employment / Ministère des Entreprises, de l'Innovation et de l'Emploi Nathan Young
Norway / Norvège	Norwegian Ministry of Petroleum and Energy / Ministère du Pétrole et de l'Énergie Even Winje
Poland / Pologne	Ministry of Energy, Nuclear Energy Department / Ministère de l'Énergie, Département de l'énergie nucléaire Kamil Adamczyk
Portugal / Portugal	Directorate General for Energy and Geology / Direction du service de planification énergétique et statistique Luisa Basilio; Mario Guedes
Russia / Russie	ROSATOM / ROSATOM Vladislav Sozonyuk
Slovak Republic / Rép. slovaque	Slovenske elektrarne, a.s. / Slovenske elektrarne, a.s. Milos Lascek
Slovenia / Slovénie	Krško Nuclear Power Plant / Nuklearna elektrarna Krško d.o.o. Bojan Kurinčič
Spain / Espagne	Ministry of Energy, Tourism and Digital Agenda / Ministère de l'Énergie, du Tourisme et de l'Agenda numérique Irene Dovale Hernandez
Sweden / Suède	Ministry of Environment and Energy / Ministère de l'Environnement et de l'Énergie Björn Telenius Swedish Energy Agency / Agence suédoise de l'énergie Alexander Meijer; 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 Görkem Güngör
United Kingdom / Royaume-Uni	Department of Business, Energy and Industrial Strategy / Ministère des Entreprises, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle Daniel Wylie
United States / États-Unis	Energy Information Administration / Energy Information Administration Michael Scott
NEA / AEN	Division of Nuclear Development / La Division du développement de l'énergie nucléaire Luminita Grancea (*Scientific Secretary* / *Secrétaire scientifique*)

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

The OECD is a unique forum where the governments of 35 democracies work together to address the economic, social and environmental challenges of globalisation. The OECD is also at the forefront of efforts to understand and to help governments respond to new developments and concerns, such as corporate governance, the information economy and the challenges of an ageing population. The Organisation provides a setting where governments can compare policy experiences, seek answers to common problems, identify good practice and work to co-ordinate domestic and international policies.

The OECD member countries are: Australia, Austria, Belgium, Canada, Chile, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Japan, Korea, Latvia, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission takes part in the work of the OECD.

OECD Publishing disseminates widely the results of the Organisation's statistics gathering and research on economic, social and environmental issues, as well as the conventions, guidelines and standards agreed by its members.

This work is published on the responsibility of the OECD Secretary-General.

NUCLEAR ENERGY AGENCY

The OECD Nuclear Energy Agency (NEA) was established on 1 February 1958. Current NEA membership consists of 33 countries: Argentina, Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Russia, the Slovak Republic, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The European Commission also takes part in the work of the Agency.

The mission of the NEA is:

- to assist its member countries in maintaining and further developing, through international co-operation, the scientific, technological and legal bases required for a safe, environmentally sound and economical use of nuclear energy for peaceful purposes;
- to provide authoritative assessments and to forge common understandings on key issues as input to government decisions on nuclear energy policy and to broader OECD analyses in areas such as energy and the sustainable development of low-carbon economies.

Specific areas of competence of the NEA include the safety and regulation of nuclear activities, radioactive waste management, 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/publishing/corrigenda*.

© OECD 2017

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: Four Mile ISL mine, Australia (Luminita Grancea); Jules Horowitz research reactor under construction, France (Gilles Bignan, CEA).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 35 démocraties œuvrent ensemble pour relever les défis économiques, sociaux et environnementaux que pose la mondialisation. L'OCDE est aussi à l'avant-garde des efforts entrepris pour comprendre les évolutions du monde actuel et les préoccupations qu'elles font naître. Elle aide les gouvernements à faire face à des situations nouvelles en examinant des thèmes tels que le gouvernement d'entreprise, l'économie de l'information et les défis posés par le vieillissement de la population. L'Organisation offre aux gouvernements un cadre leur permettant de comparer leurs expériences en matière de politiques, de chercher des réponses à des problèmes communs, d'identifier les bonnes pratiques et de travailler à la coordination des politiques nationales et internationales.

Les pays membres de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Chili, la Corée, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Israël, l'Italie, le Japon, la Lettonie, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

Les Éditions OCDE assurent une large diffusion aux travaux de l'Organisation. Ces derniers comprennent les résultats de l'activité de collecte de statistiques, les travaux de recherche menés sur des questions économiques, sociales et environnementales, ainsi que les conventions, les principes directeurs et les modèles développés par les pays membres.

Cet ouvrage est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1er février 1958. Elle réunit actuellement 33 pays : l'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Corée, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, La Roumanie, le Royaume-Uni, la Russie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ;
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales de l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable des économies bas carbone.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, 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/editions/corrigenda*.

© OCDE 2017

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 : La mine ISL de Four Mile, Australie (Luminita Grancea) ; Le réacteur de recherche Jules Horowitz en construction, France (Gilles Bignan, CEA).

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.

An **NEA monthly electronic bulletin** is distributed free of charge to subscribers, providing updates of new results, events and publications. Sign up at www.oecd-nea.org/bulletin.

Visit us on **Facebook** at www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency or follow us on **Twitter** @OECD_NEA.

Publications et informations de l'AEN

Le **catalogue complet des publications** est disponible en ligne à www.oecd-nea.org/pub.

Outre une présentation de l'Agence et de son programme de travail, le **site internet de l'AEN** propose des centaines de rapports téléchargeables gratuitement sur des questions techniques ou de politique.

Il est possible de s'abonner gratuitement (www.oecd-nea.org/bulletin) à un **bulletin électronique mensuel** présentant les derniers résultats, événements et publications de l'AEN.

Consultez notre page **Facebook** sur www.facebook.com/OECDNuclearEnergyAgency ou suivez-nous sur **Twitter** @OECD_NEA.

OECD/NEA PUBLISHING, 2 rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16



Nuclear Energy Data – 2017

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 2035, where available. Country reports summarise energy policies, updates of the status in nuclear energy programmes and fuel cycle developments. In 2016, nuclear power continued to supply significant amounts of low-carbon baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels and subsidised renewable energy sources. Three new units were connected to the grid in 2016, in Korea, Russia and the United States. In Japan, an additional three reactors returned to operation in 2016, bringing the total to five under the new regulatory regime. Three reactors were officially shut down in 2016 – one in Japan, one in Russia and one in the United States. Governments committed to having nuclear power in the energy mix advanced plans for developing or increasing nuclear generating capacity, with the preparation of new build projects making progress in Finland, Hungary, Turkey and the United Kingdom. Further details on these and other developments are provided in the publication's numerous tables, graphs and country reports.

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

Données sur l'énergie nucléaire – 2017

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux de 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 2035. Les rapports nationaux présentent brièvement les politiques énergétiques et les évolutions du cycle du combustible. En 2016, l'électronucléaire a continué de générer des quantités importantes d'électricité en base faiblement carbonée, et ce en dépit de la forte concurrence des combustibles fossiles bon marché et des énergies renouvelable subventionnées. Cette même année, trois nouveaux réacteurs ont été raccordés au réseau en Corée, aux États-Unis et en Russie. Au Japon, trois réacteurs ont été redémarrés, ce qui porte à cinq le nombre de tranches en exploitation répondant à la nouvelle réglementation en vigueur. Trois réacteurs ont été officiellement mis hors service en 2016 – un aux États-Unis, un au Japon et un en Russie. Les pays décidés à inclure le nucléaire dans leur bouquet énergétique ont poursuivi leurs projets de développement ou d'augmentation de la puissance nucléaire installée. Ainsi, les projets de construction en Finlande, en Hongrie, au Royaume-Uni et en Turquie ont progressé. Le lecteur trouvera de plus amples informations sur ces évolutions et d'autres développements 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 45 24 10 15
nea@oecd-nea.org www.oecd-nea.org

NEA No. 7365