

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2016



Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2016

© OECD 2016
NEA No. 7300

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 2016 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 2015, nuclear power continued to supply significant amounts of greenhouse gas emissions-free baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels and subsidised renewable energy sources.

Nuclear electricity generation

Although total electricity generation in NEA member countries declined slightly from 2014 to 2015 (0.3%), electricity production at nuclear power plants increased by 0.2% over the same period. In the OECD area, total electricity generation also declined from 2014 to 2015 (0.3%) 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 2014 to 18.7% in 2015), despite total nuclear capacity declining by 1.3% (from 325.9 GWe in 2014 to 321.6 GWe in 2015). The share of electricity production from nuclear power plants in the OECD area remained constant at 18.4% despite total nuclear capacity declining by 0.3% (from 300.7 GWe in 2014 to 295.4 GWe in 2015).

	NEA (2014)	NEA (2015)	OECD (2014)	OECD (2015)
Total electricity generation (net TWh)	11 111.4	11 074.4	10 244.3	10 212.4
Nuclear electricity generation (net TWh)	2 069.7	2 073.9	1 889.2	1 878.7
Nuclear power share of total electricity generation (%)	18.6	18.7	18.4	18.4
Total electricity capacity (net GWe)	2 896.1	2 940.2	2 777.0	2 821.1
Nuclear electricity capacity (net GWe)	325.9	321.6	300.7	295.4
Nuclear power share of total electricity capacity (%)	11.3	10.9	10.8	10.5

The figures above show that operations at many nuclear power plants in NEA member countries were very efficient throughout 2015. Nuclear power plants in Canada, Finland, France, Hungary, Korea, Mexico, Russia, the United Kingdom and the United States led the way with increased output in 2015, compared to 2014. Two reactors returned to operation in Japan in 2015 under the new regulatory regime. On the other hand, pressure vessel reactor issues that caused the idling of two reactors in Belgium led to the most significant decline in nuclear electricity generation in 2015, followed by reduced output in Switzerland because of a temporary reactor shutdown for similar reasons. Germany continued its decreasing trend in nuclear electricity production with the Grafenrheinfeld reactor shut down in mid-2015. Of the 19 NEA member countries with nuclear capacity, 10 countries had more than a 30% share of nuclear electricity production in the total net generation in 2015.

1. Australia, Austria, Belgium, Canada, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Korea, Luxembourg, Mexico, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Russia, 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 and New Zealand have been included for OECD area calculations. Data have been provided from Russia for the first time in some but not all tables and figures of this 2016 edition of *Nuclear Energy Data*.

Reactor highlights

As of 1 January 2016, 352 operational reactors were connected to the grid in NEA countries. A total of 24 reactors were under construction, although construction of 3 reactors in Japan has at least temporarily been halted. In addition, 26 reactors were considered firmly committed to construction, including the first units in Turkey for commercial electricity production. Two new units were connected to the grid in 2015, in Russia and Korea. Seven reactors were officially closed in 2015 – five in Japan, one in Germany and one in the United Kingdom. By contrast, eight reactors are planned to be retired from service by 2019, reducing NEA nuclear generating capacity by a total of 6.4 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 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 Belgium, the current federal government decided to allow the Doel 1 and 2 reactors to continue operating for a further ten years until 2025. This decision was confirmed by Parliament in June 2015. The Belgian regulator approved the restart of the Doel 3 and Tihange 2 reactors based on safety reports. The two units resumed operation in December 2015.
- In Canada, the provincial government of Ontario intends to proceed with the refurbishment of ten reactors between 2016 and 2031. Four of these reactors are at the Darlington Nuclear Generating Station and six at the Bruce Nuclear Generating Station. These refurbishments will add about 25-30 years to the operational life of each unit.
- In Finland, Teollisuuden Voima Oyj (TVO) is preparing for the renewal of the operating licence of the power plant units by 2018 through plant modifications to further improve safety. Fennovoima submitted an application in 2015 for a licence to construct the Hanhikivi Nuclear Power Plant (NPP).
- France has a new energy law that caps nuclear power capacity at the present level (63.2 GWe). One European pressurised reactor (EPR) is under construction at Flamanville.
- In Hungary, preparations for a 20-year life extension of unit 3 of the Paks NPP continued in 2015. The application was submitted in December 2015.
- In Korea, the government decided to shut down the Kori 1 reactor, and Wolsong 1 obtained a long-term operation licence to continue operations to 2022. A new unit (Shin-Wolsong 2) was connected to the grid in 2015.
- In Mexico, Laguna Verde unit 2 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 unit 1 was submitted to the Mexican regulatory authority, which will 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 BN-800 sodium-cooled reactor at the Beloyarsk NPP was connected to the grid in 2015, and the Rostov 3 reactor began commercial operation.
- In the Slovak Republic, construction of two additional units at the Mochovce NPP continued with the nuclear project entering the testing and commissioning stage.
- In Spain, an application was submitted to the regulator for the operation of the Santa María de Garoña reactor until 2031. This renewal is subject to a favourable report by the Nuclear Safety Council, which is still pending.
- In Turkey, the regulatory authority has granted a pre-licence to the Akkuyu Project Company, paving the way for construction activities at the first nuclear power plant in Turkey.
- In the United Kingdom, three consortia continue to prepare for the construction of three NPPs with a planned combined generating capacity of 16.6 GWe.

- As of 1 January 2016, licence renewals for 81 of the 99 operating reactors in the United States had been granted and applications for 12 reactors to operate for a total of 60 years were under review, with applications for 5 additional reactors expected between 2017 and 2022. The nuclear power industry is preparing applications for licence renewals that would allow continued operation beyond 60 years, potentially for 80 years. Construction of two AP1000 units at the Vogtle and VC Summer sites continued, and the Watts Bar 2 reactor began operation in 2016.

Fuel cycle updates

Declining uranium market prices through 2015 reduced exploration activities and led to uranium production cuts at a number of facilities. In addition, some production disruptions followed an electrical failure at the Olympic Dam mine in Australia and a fire at the Rössing mine in Namibia. However, global uranium production increased by about 7% to 60 000 tU, led by mining output increases in Kazakhstan and Canada. Production at the world's highest-grade uranium mine, Cigar Lake, Canada, commenced in 2014 with the beginning of commercial production in 2015. When in full production, mining of the Cigar Lake ore deposit will yield 6 900 tU/yr. Uranium production in NEA member countries increased by 22% from 2014 to about over 23 000 tU in 2015 (26% increase in the OECD area), owing to increased production in Australia and especially in Canada. Despite this increase, NEA uranium production provided only about 48% of uranium requirements in 2015 (about 46% in the OECD area), partly as a result of reduced demand, as well as the situation in Japan. 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. Construction of a new conversion plant continued in France at the Comurhex II facility, with development paced to meet market requirements. The Urenco centrifuge facility in the United States – the only enrichment plant in operation in OECD America – has an annual capacity of 4.6 million SWU, which is expected to expand to 5.7 million SWU by 2020. Centrus continues to pursue development of the American Centrifuge Plant with operation dependent on securing funding. Development of the GE-Hitachi laser enrichment technology has slowed to a pace consistent with market conditions. In France, the Georges Besse II centrifuge enrichment plant reached an annual capacity of 7.4 million SWU in early 2016. Conversion and enrichment capacities exceed requirements in OECD Europe, and conversion capacity exceeds requirements in OECD America. Enrichment services need to be imported in the 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 expected to begin operation in 2023.

Policy highlights

In the Czech Republic, an update of the national energy policy was approved by the government in 2015. This policy favours an increase in nuclear power from its current 35% to about a 50% share of total electricity generation by 2040. The increase will be achieved through long-term operation of the existing Dukovany NPP (to at least 50 years) and construction of new units. France passed new legislation in 2015 with the goal of reducing the share of nuclear power in total electricity generation to 50% by 2025 while maintaining nuclear generating capacity at its current level. The Strategic Energy Plan of Japan, revised in 2014, positioned nuclear power as an important baseload power source, provided that safety can be ensured. A new long-term electricity supply policy was set up in 2015, which envisages nuclear power supplying 20-22% of electricity in Japan in 2030.

Résumé

Cette édition 2016 de *Données sur l'énergie nucléaire* contient des informations officielles communiquées par les pays membres de l'AEN et de l'OCDE¹, parmi lesquelles des projections de la puissance installée totale et nucléaire, ainsi que les besoins et les capacités de production du cycle du combustible jusqu'en 2035. Elle comprend également des rapports nationaux succincts qui présentent les derniers développements concernant les programmes nucléaires des pays concernés. En 2015, l'énergie nucléaire a continué de fournir de grandes quantités d'électricité en base sans émission de gaz à effet de serre, en dépit de la vive concurrence des combustibles fossiles bon marché et des sources renouvelables subventionnées.

Production d'électricité d'origine nucléaire

Si la production totale d'électricité a légèrement décroché dans les pays de l'AEN de 2014 à 2015 (0,3 %), la production d'électricité des centrales nucléaires a progressé de 0,2 % sur la même période. Dans la zone de l'OCDE, la production totale d'électricité a également diminué de 2014 à 2015 (0,3 %), de même que 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 2014 à 18,7 % en 2015), bien que la capacité de production d'origine nucléaire totale ait diminué de 1,3 % (de 325,9 GWe en 2014 à 321,6 GWe en 2015). La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité dans la zone de l'OCDE est restée constante, à 18,4 %, bien que la capacité de production d'origine nucléaire se soit contractée de 0,3 % (de 300,7 GWe en 2014 à 295,4 GWe en 2015).

	AEN (2014)	AEN (2015)	OCDE (2014)	OCDE (2015)
Production d'électricité totale (en TWh nets)	11 111,4	11 074,4	10 244,3	10 212,4
Production d'électricité nucléaire (en TWh nets)	2 069,7	2 073,9	1 889,2	1 878,7
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (%)	18,6	18,7	18,4	18,4
Puissance installée totale (en GWe nets)	2 896,1	2 940,2	2 777,0	2 821,1
Puissance nucléaire installée (en GWe nets)	325,9	321,6	300,7	295,4
Part de l'énergie nucléaire dans la puissance installée (%)	11,3	10,9	10,8	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 2015. Les centrales du Canada, de Corée, des États-Unis, de Finlande, de France, de Hongrie, du Mexique, du Royaume-Uni et de Russie se placent en tête avec une production en hausse par rapport à 2014. Au Japon, où un nouveau régime de sûreté est entré en vigueur, deux réacteurs ont été remis en marche en 2015. Inversement, en Belgique, la mise à l'arrêt temporaire de deux réacteurs en 2015, en raison de défauts constatés dans les cuves, a provoqué la plus importante baisse de production d'électricité nucléaire jamais enregistrée ; en Suisse, le même phénomène a entraîné une réduction de la production. La part de l'Allemagne dans la production totale d'électricité d'origine nucléaire a continué de diminuer avec la fermeture du réacteur de Grafenrheinfeld au milieu de l'année 2015.

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 et la Nouvelle-Zélande sont inclus dans les calculs concernant la zone de l'OCDE. Pour la première fois, la Russie a fourni des informations pour certains des tableaux et éléments chiffrés présentés dans cette édition 2016 de *Données sur l'énergie nucléaire*.

La contribution des centrales nucléaires à la production totale nette d'électricité est supérieure à 30 % dans 10 des 19 pays membres de l'AEN dotés d'une capacité de production nucléaire.

Actualité concernant les réacteurs

En date du 1^{er} janvier 2016, 352 réacteurs en exploitation étaient raccordés aux réseaux électriques des pays de l'AEN. Vingt-quatre réacteurs étaient en cours de construction, mais au Japon, la construction de trois d'entre eux a été interrompue, au moins temporairement. En outre, 26 réacteurs ont fait l'objet de commandes fermes, dont les premiers réacteurs de puissance de la Turquie. En 2015, deux nouvelles tranches ont été raccordées au réseau en Russie et en Corée, tandis que sept réacteurs ont officiellement été mis hors service – cinq au Japon, un en Allemagne et un au Royaume-Uni. Huit réacteurs doivent être mis hors service d'ici à 2019, ce qui réduira la puissance installée de l'AEN de 6,4 GWe au total. Ce chiffre tient compte des fermetures prévues par l'Allemagne dans le cadre de la sortie progressive du nucléaire d'ici à la fin de 2022, ainsi que de fermetures potentielles 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.

- En Belgique, le gouvernement fédéral actuel a décidé d'autoriser l'exploitation des tranches 1 et 2 de Doel pendant dix années supplémentaires, soit jusqu'en 2025. Cette décision a été confirmée par le Parlement en juin 2015. L'autorité de sûreté belge a autorisé, sur la base des rapports de sûreté, le redémarrage des tranches 3 de Doel et 2 de Tihange, qui a eu lieu en décembre 2015.
- Au Canada, le gouvernement de la province de l'Ontario a l'intention de procéder à la réfection de dix réacteurs entre 2016 et 2031. 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.
- En Finlande, Teollisuuden Voima Oyj (TVO) prépare le renouvellement des autorisations d'exploitation des réacteurs de la centrale d'Olkiluoto en 2018. À cette fin, elle effectue des modifications pour en améliorer encore la sûreté. En 2015, Fennovoima a déposé une demande d'autorisation de construction pour la centrale nucléaire de Hanhikivi.
- La France a voté une loi de transition énergétique qui plafonne la puissance nucléaire installée à son niveau actuel (63,2 GWe). Un EPR (European Pressurised Reactor) est en cours de construction à Flamanville.
- En Hongrie, les préparatifs pour la prolongation de 20 ans de la durée de vie de la tranche 3 de la centrale nucléaire de Paks se sont poursuivis en 2015. La demande d'autorisation a été déposée en décembre 2015.
- En Corée, le gouvernement a décidé de fermer la tranche 1 de la centrale nucléaire de Kori, et l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 de la centrale de Wolsong a été prolongée pour en permettre l'exploitation jusqu'en 2022. Une nouvelle tranche (Shin-Wolsong 2) a été raccordée au réseau en 2015.
- Au Mexique, la tranche 2 de Laguna Verde a reçu de l'autorité de sûreté nationale l'autorisation d'exploitation à un niveau de puissance augmenté (120 %). En 2015, une demande de renouvellement d'autorisation a été présentée auprès de l'autorité de sûreté concernant la tranche 1 de Laguna Verde, pour prolonger la durée d'exploitation de 30 ans.
- La Pologne a l'intention de mettre en œuvre son programme d'utilisation de l'énergie nucléaire, qui prévoit la construction potentielle de deux centrales nucléaires.
- En Russie, le réacteur refroidi au sodium BN-800 de la centrale nucléaire de Beloyarsk a été raccordé au réseau en 2015 et l'exploitation commerciale de la tranche 3 de Rostov a débuté.
- En République slovaque, la construction de deux tranches supplémentaires à la centrale nucléaire de Mochovce s'est poursuivie et le projet est désormais entré dans la phase d'essai et de mise en service.
- En Espagne, une demande a été déposée auprès de l'autorité de sûreté pour prolonger l'exploitation du réacteur de Santa María de Garoña jusqu'en 2031. Le renouvellement de l'autorisation se fera sous réserve d'un rapport favorable du Conseil de sûreté nucléaire, toujours en attente.

- En Turquie, l'autorité de sûreté a accordé une préautorisation à l'Akkuyu Project Company, ouvrant ainsi la voie à la construction de la première centrale nucléaire du pays.
- Au Royaume-Uni, trois consortiums continuent de préparer la construction de trois centrales nucléaires représentant une capacité de production globale estimée à 16,6 GWe.
- Aux États-Unis, en date du 1^{er} janvier 2016, l'autorité de sûreté a accordé des renouvellements d'autorisation pour 81 des 99 réacteurs actuellement en service dans le pays. Des demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 12 réacteurs sont actuellement à l'étude, et des demandes concernant 5 réacteurs supplémentaires sont attendues entre 2017 et 2022. L'industrie de l'énergie nucléaire prépare des demandes de renouvellement d'autorisations qui permettraient une exploitation continue au-delà de 60 ans, potentiellement jusqu'à 80 ans. La construction de deux réacteurs AP1000 se poursuit sur les sites de Vogtle et de VC Summer, et le réacteur de la tranche 2 de Watts Bar a été mis en service en 2016.

Actualité du cycle du combustible

La baisse du cours de l'uranium durant l'année 2015 a conduit à une réduction des activités d'exploration et à une diminution de la production dans un certain nombre d'installations. De plus, la production a été perturbée par une panne électrique à la mine d'Olympic Dam, en Australie, et par un incendie à la mine de Rössing, en Namibie. Néanmoins, la production mondiale d'uranium a progressé de près de 7 % pour atteindre 60 000 t d'U, notamment en raison d'une augmentation de la production au Kazakhstan et au Canada. À la mine canadienne de Cigar Lake, dont le minerai présente la plus haute teneur en uranium au monde, la production a débuté en 2014 et la production commerciale a commencé en 2015. Lorsqu'il aura atteint sa capacité théorique totale, le gisement de Cigar Lake devrait produire près de 6 900 t d'U/an. En 2015, la production d'uranium dans les pays membres de l'AEN a progressé de 22 % par rapport à 2014, pour dépasser 23 000 t d'U (la hausse atteint 26 % 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 48 % des besoins en 2015 (environ 46 % dans la zone de l'OCDE), en partie en raison d'une réduction de la demande et de la situation qui prévaut au Japon. 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. En France, l'avancée des travaux de construction d'une nouvelle usine de conversion, Comurhex II, se poursuit à un rythme qui correspond à l'évolution des besoins du marché. 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 4,6 millions d'unités de travail de séparation (UTS) et devrait atteindre 5,7 millions d'UTS d'ici à 2020. Centrus poursuit son projet de développement de l'American Centrifuge Plant, dont l'exploitation dépendra en définitive de l'obtention de financements. Enfin, la contraction du marché a conduit GE-Hitachi à ralentir en proportion son projet d'installation d'enrichissement par laser. En France, la capacité annuelle de l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II a atteint 7,4 millions d'UTS au début de 2016. 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 en 2023.

Actualité politique et législative

En République tchèque, en 2015, le gouvernement a approuvé une mise à jour de la politique énergétique nationale qui prévoit une augmentation de la part de l'électricité d'origine nucléaire dans la production totale d'électricité, qui passera de 35 % à 50 % d'ici à 2040. Cette hausse sera réalisée grâce à l'exploitation sur le long terme de la centrale nucléaire de Dukovany (pour une durée d'exploitation d'au moins 50 ans) et à la construction de nouvelles tranches. Pour sa part, la France a voté une loi qui prévoit de réduire la contribution du nucléaire à la production totale d'électricité pour atteindre 50 % d'ici à 2025, tout en maintenant la capacité de production nucléaire à son niveau actuel. Le plan stratégique du Japon en matière d'énergie, qui a été révisé en 2014, fait de l'énergie nucléaire une importante source d'électricité en base, sous réserve que la sûreté puisse être assurée. En 2015, le Japon a adopté une nouvelle politique d'approvisionnement en électricité sur le long terme, qui prévoit que l'énergie nucléaire produira 20 à 22 % de l'électricité du pays en 2030.

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	46
	Finland	47
	France	48
	Germany	54
	Hungary	55
	Japan	56
	Korea	56
	Mexico	58
	Poland	59
	Russia	59
	Slovak Republic	60
	Spain	61
	Sweden	62
	Switzerland	63
	Turkey	63
	United Kingdom	64
	United States	66

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 2016)	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 2016)	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 2016)	23
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2016)	23
1.6	The nuclear fuel cycle	24
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2016)	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	71
Allemagne	71
Belgique	71
Canada	73
Corée	77
Espagne	78
États-Unis	80
Finlande	85
France	86
Hongrie	93
Japon	94
Mexique	94
Pologne	95
République slovaque	96
République tchèque	97
Royaume-Uni	98
Russie	101
Suède	101
Suisse	102
Turquie	103

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 1 ^{er} janvier 2016)	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 utilisé	35
2.11	Quantités de combustible utilisé 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 1 ^{er} janvier 2016)	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 1 ^{er} janvier 2016)	23
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1 ^{er} janvier 2016)	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 1 ^{er} janvier 2016)	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 2016)
Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité (au 1^{er} janvier 2016)

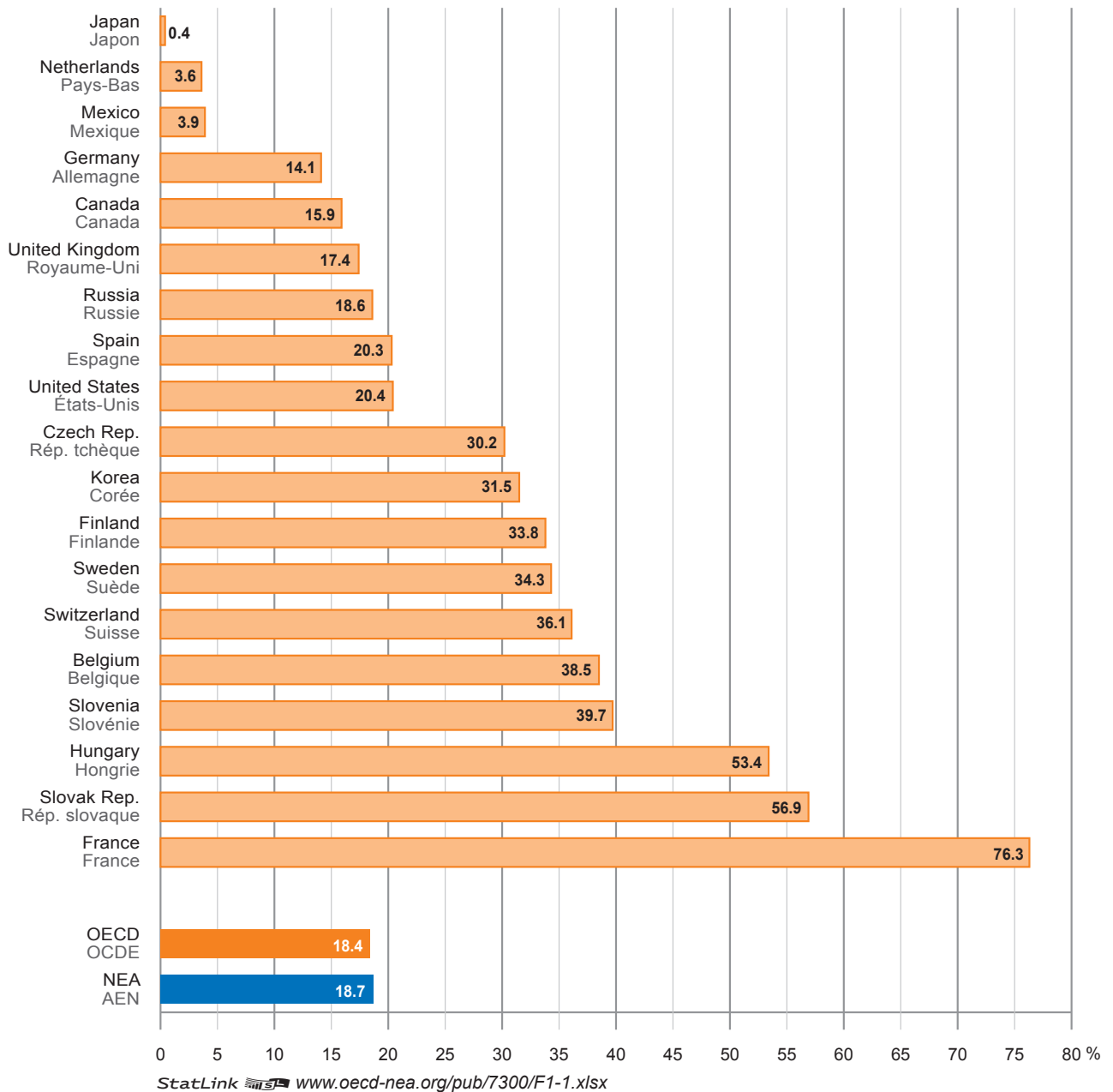


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2014			2015			2016			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	4 949.7	907.9	18.3	4 915.9	911.2	18.5				
Nuclear countries	Pays nucléaires	4 879.4	907.9	18.6	4 843.7	911.2	18.8				
Canada	Canada	639.0	101.6	15.9	640.0 (b)	102.0 (b)	15.9	645	100-103	15.5-16	679-688.2
Mexico	Mexique	301.4	9.3	3.1	288.7 (b)	11.2 (b)	3.9	293.8-302.3	10.1-11.8	3.4-3.9	326.8-364.0
United States	États-Unis	3 939.0	797.0	20.2	3 915.0 (b)	798.0 (b)	20.4	3 908-3 913	781.0	20	3 990-4 025
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	70.3	0.0	0.0	72.2	0.0	0.0				
Chile	Chili	70.3	0.0	0.0	72.2	0.0	0.0	69.5	0.0	0.0	82.9
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 449.3	831.2	24.1	3 514.9	805.0	22.9				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 332.2	831.2	35.6	2 383.1	805.0	33.8				
Belgium	Belgique	70.0	32.0	45.7	65.0 (b)	25.0 (c)	38.5	70-80	40-46	57.1-57.5	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	86.0	28.6	33.3	83.9 (b)	25.3	30.2	84.0-85.9	29.7-29.8	35.4-34.7	83.5-87.8
Finland	Finlande	65.4	22.2	33.9	66.2	22.4 (b)	33.8	69.0	21.9-22.9	31.7-33.2	86.0
France	France	540.6	415.9	76.9	546.0	416.8	76.3	575	415-435	72.2-75.7	580.0-590.0
Germany	Allemagne (d)	591.7	91.8	15.5	616.2 (b)	86.8 (b)	14.1	N/A	N/A-82	N/A	536-575
Hungary	Hongrie	27.1	14.8	54.6	27.9	14.9	53.4	27-27.5	14.8	54.8-53.8	26.6-27.6
Netherlands	Pays-Bas	103.4	4.0	3.9	109.6	3.9	3.6	135-145	3.5-4.0	2.6-2.8	135-150
Slovak Republic	Rép. slovaque	25.0	14.5	58.0	24.8 (b)	14.1	56.9	24.4-25.9	14.0-14.4	57.4-55.6	30.9-34.1
Slovenia	Slovénie	16.5	6.1	37.0	14.1 (b)	5.6	39.7	17.3-17.9	5.2-6.1	30.1-34.1	18.2-19.0
Spain	Espagne	268.5	54.8	20.4	269.1 (b)	54.7	20.3	296.1	54.9	18.5	326.7
Sweden	Suède	150.0	62.2	41.5	158.3 (b)	54.3 (b)	34.3	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	70.0	28.0	40.0	61.0	22.0	36.1	56-68	20-32	35.7-47.1	53-65
United Kingdom	Royaume-Uni	319.0	56.3	17.6	341.0	59.2	17.4	339.0	56.2	16.6	323.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 116.1	0.0	0.0	1 131.8	0.0	0.0				
Austria	Autriche	63.2	0.0	0.0	63.1 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	31.0	0.0	0.0	26.6 (b)	0.0	0.0	28.4-28.6	0.0	0.0	35.6-38.3
Estonia	Estonie	11.0	0.0	0.0	9.1	0.0	0.0	9	0.0	0.0	12.6
Greece	Grèce	45.7	0.0	0.0	46.6	0.0	0.0	47.9-48.4	0.0	0.0	53.9-56.5
Iceland	Islande	17.7	0.0	0.0	18.5	0.0	0.0	19	0.0	0.0	19.8
Ireland	Irlande	26.8	0.0	0.0	27.6 (b)	0.0	0.0	27.8-27.9	0.0	0.0	29.4-31.7
Israel	Israël (f)	58.8	0.0	0.0	63.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie (g)	269.1	0.0	0.0	270.7 (b)	0.0	0.0	273.2-275.8	0.0	0.0	277.0-290.8
Luxembourg	Luxembourg	2.8	0.0	0.0	2.6 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	141.3	0.0	0.0	143.0 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	145.7	0.0	0.0	151.4	0.0	0.0	153.6	0.0	0.0	177.9
Portugal	Portugal	51.0	0.0	0.0	50.0 (b)	0.0	0.0	48.1-48.7	0.0	0.0	48.7-50.5
Turkey	Turquie	252.0	0.0	0.0	259.6 (b)	0.0	0.0	278.1-297.0	0.0	0.0	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 845.3	150.1	8.1	1 781.6	162.5	9.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 555.1	150.1	9.7	1 483.0	162.5	11.0				
Japan	Japon	1 054.0	0.0	0.0	980.0 *	4.3 *	0.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	501.1	150.1	30.0	503.0 (b)	158.2 (b)	31.5	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	290.2	0.0	0.0	298.6	0.0	0.0				
Australia	Australie	248.0	0.0	0.0	255.0 (b)	0.0	0.0	258.0-N/A	0.0	0.0	270.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	42.2	0.0	0.0	43.6 (b)	0.0	0.0	44.2-45.0	0.0	0.0	46.2-47.2
OECD	OCDE	10 244.3	1 889.2	18.4	10 212.4	1 878.7	18.4				
Russia	Russie	1 049.4 (h)	180.5 (h)	17.2	1 049.9 (h)	195.2	18.6	N/A	195.2	N/A	N/A
NEA	AEN	11 111.4	2 069.7	18.6	11 074.4	2 073.9	18.7				

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7300/T1-1.xlsx**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Preliminary data.
(c) Low nuclear production due to pressure vessel issues at Doel 3 and Tihange 2.
(d) Data from Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
(e) Calculated on the current decision to close (in addition to Oskarshamn 2) Oskarshamn 1 and Ringhals 1, as well as 2 NPPs.

- (f) NEA estimate based on IEA statistics.
(g) For 2014, source Terna "Statistical Data on electricity in Italy – 2014"; for 2015, 2020 and 2025, source Terna "Previsioni della domanda elettrica in Itali – 2015-2025".
(h) NEA estimate based on the "Rosenergoatom 2015 General Year Results" report.
* 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		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
75.5-76.2	11.1	716.3-737.6	65.2-66.2	9.1-9.0	749.2-769.3	72-73.3	9.6-9.5	773.2-805.5	74.4-76.6	9.6-9.5
10.5-11.8	3.2	377.2-455.8	10.5-11.8	2.8-2.6	437.8-571.9	10.5-11.8	2.4-2.1	502.7-716.1	10.5-11.8	2.1-1.6
773-777	19.4-19.3	4 088-4 212	784-789	19.2-18.7	4 200-4 365	777-789	18.5-18.1	4 346-4 536	777-789	17.9-17.4
0.0	0.0	101.2	0.0	0.0	120.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
30.2-30.3	36.2-34.5	81.3-85.2	30.7-30.8	37.8-36.2	81.7-85.7	30.8-30.9	37.7-36.1	87.2-93.9	30.8-49.7	35.3-52.9
35.0-36.1	40.7-42.0	92.0	43.5-47.3	47.3-51.4	90.0	39.8-43.2	44.2-48.0	85.0	36.0-39.2	42.4-46.1
415-435	71.5-73.7	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255-425	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0
N/A-63.0	N/A-11.0	482-541	0.0	0.0	480-569	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
14.8	55.6-53.6	28.6-38.4	14.8-22.1	51.7-57.6	38.2-46.6	14.8-32.8	38.7-70.4	N/A	7.3-25.5	N/A
3.5-4.0	2.6-2.7	135-170	3.5-4.0	2.6-2.4	135-180	3.5-4.0	2.6-2.2	135-197	0.0	0.0
21.8-22.8	70.6-66.9	31.8-35.2	22.2-23.5	69.8-66.8	33.6-37.2	22.2-23.5	66.1-63.2	33.8-37.4	22.5-23.5	66.6-62.8
5.2-6.1	28.6-32.1	19.0-20.5	5.2-6.1	27.4-29.8	19.0-28.3	5.2-6.1	27.4-21.6	N/A	5.2-6.1	N/A
57.2	17.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-51 (e)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A-51	N/A	N/A	N/A	N/A
18-28	34.0-43.1	48-60	11.0-16.0	22.9-26.7	43-53	6.0-8.0	14.0-15.1	31-37	N/A	N/A
56.2	17.4	309.0	42.1	13.6	344.0	98.4	28.6	361.0	121.4	33.6
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	40.6-43.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	7.6	0.0	0.0	6.7	0.0	0.0
0.0	0.0	58.5-63.4	0.0	0.0	75.8-87.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	20.2	0.0	0.0	20.7	0.0	0.0	21.2	0.0	0.0
0.0	0.0	31.5-37.1	0.0	0.0	33.6-39.2	0.0	0.0	35.3-40.9	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	278.7-311.0	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	187.5	11.8	6.3	206.8	23.3	11.3	221.4	45.1	20.4
0.0	0.0	50.1-53.5	0.0	0.0	52.6-58.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1065	213-234	20-22	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	285.0-N/A	0.0	0.0	300.0-N/A	0.0	0.0	315.0-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	47.8-50.5	0.0	0.0	49.3-53.7	0.0	0.0	50.6-57.1	0.0	0.0
212.6	N/A	N/A	230.4	N/A	N/A	284.1-288.6	N/A	N/A	276.0-302.8	N/A


Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Faible production électronucléaire à cause des problèmes survenus au niveau des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2.
 (d) Données tirées de Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
 (e) Calcul fondé sur la décision actuelle de fermer (en plus de Oskarshamn 2) Oskarshamn 1 et Ringhals 1 ainsi que deux centrales nucléaires.

- (f) Estimation de l'AEN tirée des statistiques de l'AIE.
 (g) Pour 2014, données tirées de Terna « Statistical Data on electricity in Italy – 2014 » ; pour 2015, 2020 et 2025, données tirées de Terna « Previsioni della domanda elettrica in Itali – 2015-2025 ».
 (h) Estimation de l'AEN sur la base du rapport « Résultats généraux annuels 2015 de Rosenergoatom ».
 * Estimation de l'AEN ; N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2014			2015			2016			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 261.5	114.5	9.1	1 272.7	115.3	9.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 242.6	114.5	9.2	1 253.0	115.3	9.2				
Canada	Canada	140.2	14.0	10.0	143.0 (b)	14.0	9.8	146	14	9.6	155.3
Mexico	Mexique	65.4	1.4	2.1	69.0 (b)	1.5 (b)	2.2	74.6-N/A	1.62-1.63	2.2-N/A	101.7-N/A
United States	États-Unis	1 037.0	99.1	9.6	1 041.0 (b)	99.8 (b)	9.6	1 008-1 034	99.8	9.9-9.7	1 026-1 096
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	18.9	0.0	0.0	19.7	0.0	0.0				
Chile	Chili	18.9	0.0	0.0	19.7	0.0	0.0	22.8	0.0	0.0	24.9
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	1 064.7	122.0	11.5	1 078.8	120.2	11.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	695.5	122.0	17.5	704.6	120.2	17.1				
Belgium	Belgique	21.0	6.0	28.6	19.0 (b)	6.0	31.6	20.0 (c)	6.0	30.0	22.0
Czech Republic	Rép. tchèque	21.5	3.9	18.1	21.9 (b)	3.9 (b)	17.8	21.8-22.4	3.9	17.9-17.4	22.5-23.0
Finland	Finlande	12.8	2.8	21.9	12.5	2.8	22.4	12.0	2.8	23.3	14.0
France	France	128.9	63.2	49.0	129.3	63.2	48.9	127.9	63.2	49.4	125.0-144.0
Germany	Allemagne	194.6	12.1	6.2	202.0	10.8 (b)	5.3	N/A	N/A-10.8	N/A	184-192
Hungary	Hongrie	8.0	1.9	23.8	7.8 (b)	1.9	24.4	8.0-8.1	1.9	23.8-23.5	7.1-9.8
Netherlands	Pays-Bas	33.3	0.5	1.5	35.3 (b)	0.5 (b)	1.4	29	0.5	1.7	35
Slovak Republic	Rép. slovaque	8.0	1.8	22.5	8.2 (b)	1.8	22.0	7.9-8.3	1.8	22.8-21.7	7.9-8.7
Slovenia	Slovénie	3.8	0.7	18.4	3.9 (b)	0.7	17.9	3.9-4.1	0.7	17.9-17.1	4.3-4.6
Spain	Espagne	106.4	7.5	7.0	101.7	7.5 (b)	7.4	102.9	7.5	7.3	110.3
Sweden	Suède	39.5	9.5	24.1	39.3 (d)	9.0 (d)	22.9	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.7	3.2	18.1	17.7	3.2	18.1	14-17.5	2.5-3.2	17.9-18.3	13.8-17.3
United Kingdom	Royaume-Uni	100.0 *	8.9	8.9	106.0	8.9	8.4	106	8.9	8.4	112
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	369.2	0.0	0.0	374.2	0.0	0.0				
Austria	Autriche	23.6	0.0	0.0	24.0 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	12.5	0.0	0.0	12.8 (b)	0.0	0.0	13.2-13.4	0.0	0.0	14.7-15.4
Estonia	Estonie	1.8	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.6
Greece	Grèce	18.2	0.0	0.0	17.4	0.0	0.0	18.9	0.0	0.0	25.1-29.1
Iceland	Islande	2.8	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0	3
Ireland	Irlande	9.1	0.0	0.0	9.7	0.0	0.0	10	0.0	0.0	10.1-11.5
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)	121.8	0.0	0.0	118.3 (b)	0.0	0.0	113-115	0.0	0.0	122-123
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	32.7	0.0	0.0	32.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	39.3	0.0	0.0	40.2	0.0	0.0	39	0.0	0.0	42.8
Portugal	Portugal	19.7	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	19.6	0.0	0.0	19.3-20.5
Turkey	Turquie	69.5	0.0	0.0	76.2 (b)	0.0	0.0	78.9-79.2	0.0	0.0	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	450.8	64.2	14.2	469.6	59.9	12.8				
Nuclear countries	Pays nucléaires	378.1	64.2	17.0	393.7	59.9	15.2				
Japan	Japon	294.6	44.3	15.0	300.0 *	39.1	13.0	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	83.5	19.9	23.8	93.7	20.8	22.2	N/A-106.1	N/A-22.2	N/A-20.9	N/A-128.8
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	72.7	0.0	0.0	75.9	0.0	0.0				
Australia	Australie	63.0	0.0	0.0	66.0 (b)	0.0	0.0	66.0-N/A	0.0	0.0	69.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.7	0.0	0.0	9.9 (b)	0.0	0.0	9.9	0.0	0.0	10.1-10.3
OECD	OCDE	2 777.0	300.7	10.8	2 821.1	295.4	10.5				
Russia	Russie	165.7 *	25.2	15.2	166.6	26.2	15.7	N/A	28.3	N/A	N/A
NEA	AEN	2 896.1	325.9	11.3	2 940.2	321.6	10.9				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T1-2.xlsx**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Preliminary data.
(c) Short-term perspectives by Elia (confidential report to the Belgian government).
(d) End of 2015, including Ringhals 4 trial running on a higher capacity and excluding Oskarshamn 2 (-0.6 GWe).

- (e) Calculated on the current decision to close (in addition to Oskarshamn 2) Oskarshamn 1 and Ringhals 1, as well as 2 NPPs.

- (f) For 2014, source Terna "Statistical Data on electricity in Italy – 2014"; for 2015 to 2025, based on "Previsioni della domanda elettrica in Italia – 2015-2025".

* NEA estimate; N/A Not available.

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

... 2020		2025			2030			2035		
Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%	Total	Nucléaire	%
10.4	6.7	160.5	8.4	5.2	160.5-166.3	10.2	6.4-6.1	171.6	11.1	6.5
1.6	1.6	101.7-N/A	1.6	1.6-N/A	130.8-N/A	1.6	1.2-N/A	130.8	1.6	1.2
98.5-99.1	9.6-9.0	1 027-1 144	98.5-99.1	9.6-8.7	1 058-1 235	97.6-99.1	9.2-8.0	1 112-1 303	97.6-99.1	8.8-7.6
0.0	0.0	24.9	0.0	0.0	28.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
6.0	27.2	N/A	0.0	0	N/A	0.0	0.0	N/A	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	25.0-25.4	3.9-6.4	15.6-25.2
4.4	31.4	15.0	5.6-5.7	37.3-38	14	5.1-5.2	36.4-37.1	13.0	4.6-4.7	35.4-36.2
61.0-63.2	48.8-43.9	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	193-197	0.0	0.0	207.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
2.0	28.2-20.4	7.4-11.8	2.0-3.2	27.0-27.1	8.5-12.5	2.0-4.4	23.5-35.2	N/A	1.0-3.4	N/A
0.5	1.4	44	0.5	1.1	45	0.5	1.1	N/A	N/A	N/A
2.7-2.8	34.2-32.2	8.6-9.6	2.8-2.9	32.6-30.2	8.7-9.6	2.8-2.9	32.2-30.2	8.6-9.6	2.8-2.9	32.6-30.2
0.7	16.3-15.2	4.6-5.3	0.7	15.2-13.2	4.5-6.7	0.7	15.6-10.4	N/A	0.7	N/A
7.5	6.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-6.9 (e)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A-6.9	N/A	N/A	N/A	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	7.9	117	7.9	6.8	127	13	10.2	137	15.5	11.3
0.0	0.0	26	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	15.5-17.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0
0.0	0.0	29.1-34.7	0.0	0.0	25.6-N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0
0.0	0.0	9-11.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	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	132-133	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	48.1	1.5	3.1	54.2	3.0	5.5	54.2	6.0	11.1
0.0	0.0	20.3-23.1	0.0	0.0	21.7-22.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0-1.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-25.6	N/A-19.9	N/A	N/A-31.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	72.0-N/A	0.0	0.0	76.0-N/A	0.0	0.0	80.0-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	10.5-10.8	0.0	0.0	10.9-12.0	0.0	0.0	11.3-12.8	0.0	0.0
31	N/A	N/A	31	N/A	N/A	31-32	N/A	N/A	32-35	N/A

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Perspectives à court terme établies par Elia (rapport confidentiel remis au gouvernement de la Belgique).
 (d) À la fin de 2015, y compris les essais de fonctionnement à une puissance augmentée de Ringhals 4 et non compris Oskarshamn 2 (- 0,6 GWe).

- (e) Calcul fondé sur la décision actuelle de fermer (en plus de Oskarshamn 2) Oskarshamn 1 et Ringhals 1 ainsi que deux centrales nucléaires.
 (f) Pour 2014, données tirées de Tema « Statistical Data on electricity in Italy – 2014 » ; pour 2015-2025, données d'après « Previsioni della domanda elettrica in Italia – 2015-2025 ».
 * Estimation de l'AEN ; N/A Non disponible.

Figure 1.2: Trends in total and nuclear electricity generation
 Figure 1.2 : Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire

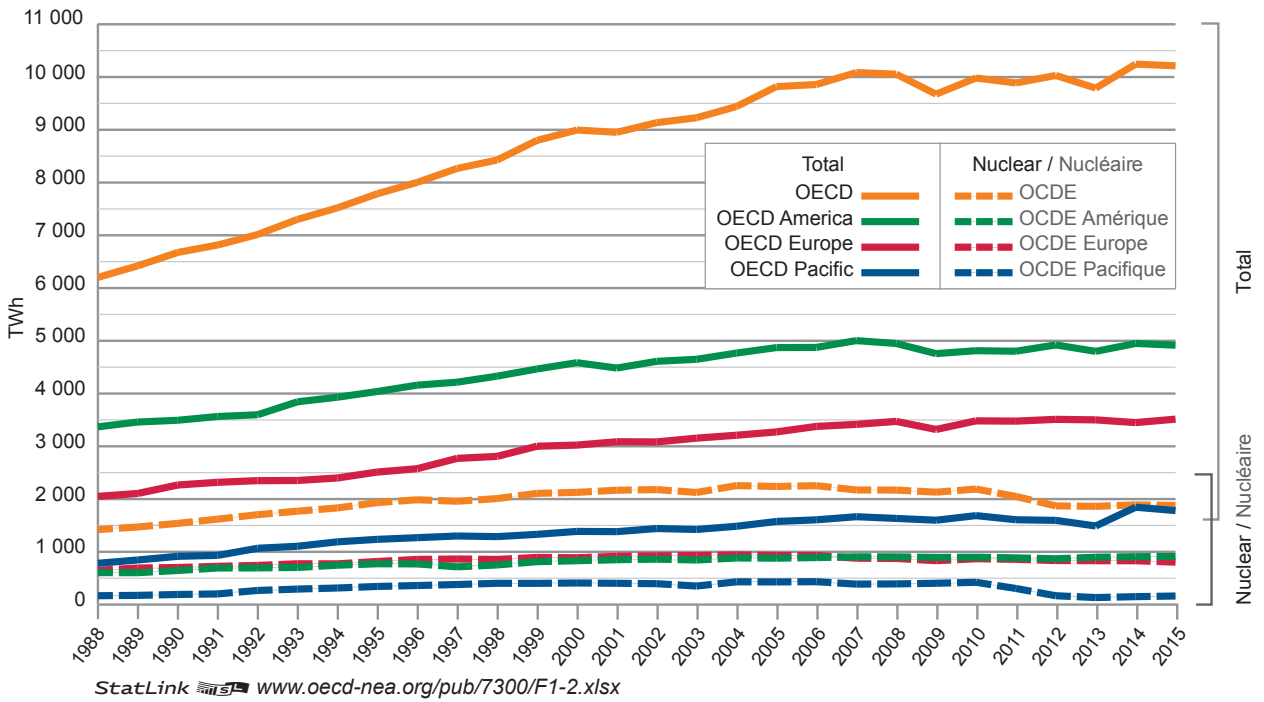


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity
 Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

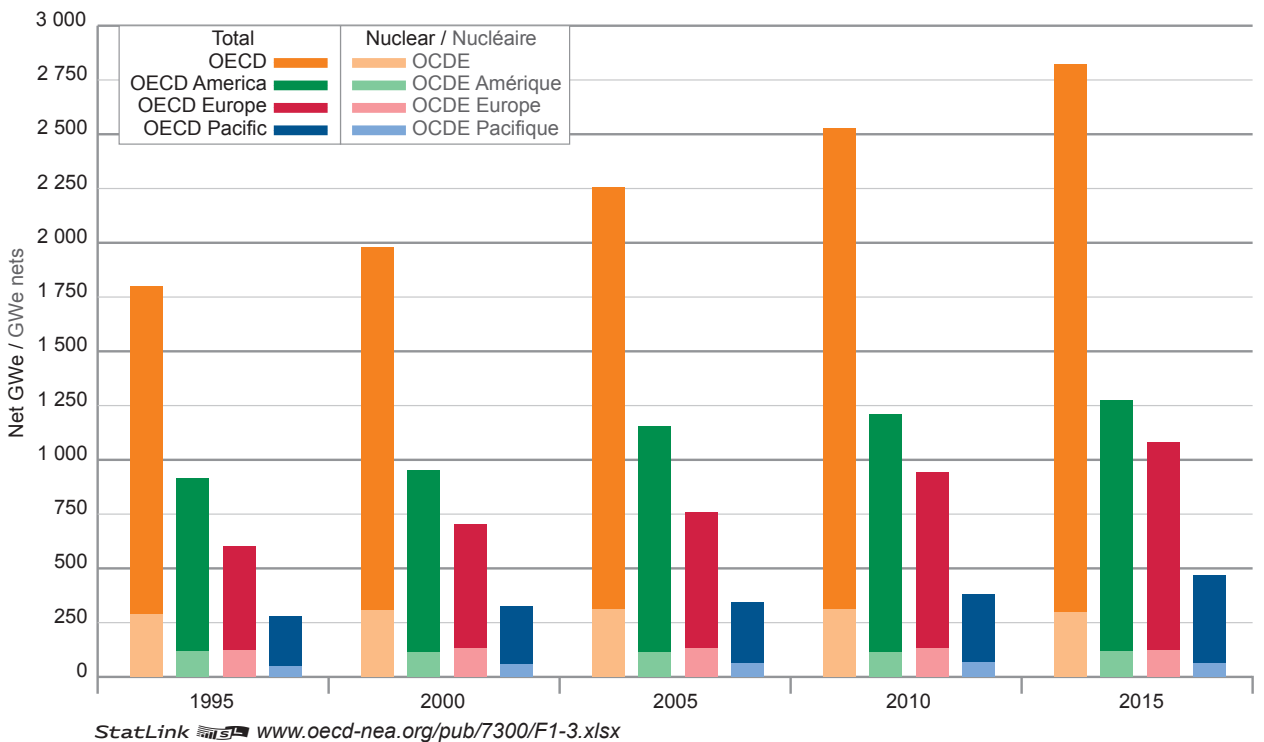


Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 1 January 2016)

Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 1^{er} janvier 2016)

Country	Pays	Connected to the grid		Under construction		Firmly committed*		Planned to be retired from service**		Units using MOX	
		Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance
OECD America	OCDE Amérique	120	115.4	5	5.6	11	14.1	3	2.1	-	-
Canada	Canada	19	14.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	99	99.8	5 (a)	5.6	11 (b)	14.1	3	2.1	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	131	120.5	4	4.0	11	12.8	5	4.3	28	20.4
Belgium	Belgique	7	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.8	1	1.6	1	1.2	-	-	-	-
France	France	58	63.2	1	1.6	-	-	-	-	22	19.9
Germany	Allemagne	8	10.8	-	-	-	-	2	2.7	5 (c)	N/A
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 (d)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8 (e)	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	10	9.3	-	-	-	-	2	1.6	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.3	-	-	-	-	1	-	-	-
Turkey	Turquie	-	-	-	-	8	9.3	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni (f)	15	8.9	-	-	-	-	-	-	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	66	60.8	7	8.6	4	5.6	-	-	-	-
Japan	Japon (g)	42	39.1	3	3.0	-	-	-	-	-	-
Korea	Corée	24	21.7	4	5.6	4	5.6	-	-	-	-
OECD	OCDE	317	296.7	16	18.2	26	32.5	8	6.4	28	20.4
Russia	Russie	35	26.2	8 (g)	6.6	-	-	-	-	-	-
NEA	AEN	352	322.9	24	24.8	-	-	-	-	-	-

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T1-3.xlsx**Notes**

- (a) Includes Watts Bar 2, 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) Considered firmly committed with an engineering, procurement and construction contract and hearing before the Atomic Safety and Licensing Board scheduled.
- (c) All eight operating reactors (10.8 GWe net) licensed to use MOX.
- (d) Resumed Mochovce 3 and 4 construction; completion expected in 2016 and 2017.
- (e) Includes one reactor (Santa María de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with its operating licence renewal application currently under review.
- (f) Does not include possible new build. Units planned to be retired from service based on closure dates for accounting purposes and are subject to change owing to possible life extensions.
- (g) Capacities for reactors under construction and firmly committed estimated by Secretariat.
- * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
- ** Plants expected to be retired from service by the end of 2019.

Notes

- (a) Il s'agit des tranches 2 de Watts Bar, 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) Classées dans la catégorie « en commande ferme » car l'exploitant a signé un contrat d'ingénierie, de services et de construction et l'audition devant l'Atomic Safety and Licensing Board est prévue.
- (c) Sur 8 tranches (10,8 GWe net) autorisées à brûler du MOX.
- (d) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris; réalisation est prévue pour 2016 et 2017.
- (e) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa María de Garoña), mais dont la demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation est actuellement en cours d'examen.
- (f) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions. Le nombre de projets de mise hors service a été calculé sur la base des dates de fermeture définies à des fins comptables. Il pourrait donc être modifié en cas de prolongation de la durée de vie des installations.
- (g) La puissance installée des réacteurs en construction et en commande ferme a été estimée par le Secrétariat.
- * 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 2019.

Table 1.4: Nuclear power plants connected to the grid (net GWe)
Tableau 1.4 : Centrales nucléaires connectées au réseau (en GWe nets)

Country	Pays	BWR		PWR		Others/Autres (a)		HWR		FBR		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	65.8	-	-	19	14.0	-	-	120	115.4
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	14.0	-	-	19	14.0
Mexico	Mexique	2	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.6
United States	États-Unis	34	34.0	65	65.8	-	-	-	-	-	-	99	99.8
OECD Europe	OCDE Europe	15	14.0	102	98.8	14	7.7	-	-	-	-	131	120.5
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	63.2	-	-	-	-	-	-	58	63.2
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	7	6.5	3	2.8	-	-	-	-	-	-	10	9.3
Switzerland	Suisse	2	1.6	3	1.7	-	-	-	-	-	-	5	3.3
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	14	7.7	-	-	-	-	15	8.9
OECD Pacific	OCDE Pacifique	25	23.6	37	34.3	-	-	4	2.8	-	-	66	60.7
Japan	Japon	25	23.6	17	15.4	-	-	-	-	-	-	42	39.0
Korea	Corée	-	-	20	18.9	-	-	4	2.8	-	-	24	21.7
OECD	OCDE	76	73.2	204	198.9	14	7.7	23	16.8	-	-	317	296.6
Russia	Russie	-	-	18	14.6	15	10.2			2	1.4	35	26.2
NEA	AEN	76	73.2	222	213.5	29	17.9	23	16.8	2	1.4	352	322.8

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T1-4.xlsx

Notes

- (a) Including Magnox reactors, 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.

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

Notes

- (a) Y compris les réacteurs Magnox, 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 actuellement en cours d'examen.

(BWR) réacteur à eau bouillante ; (PWR) réacteur à eau pressurisée ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FBR) réacteur à neutron rapide ; (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 2016)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires (au 1^{er} janvier 2016)

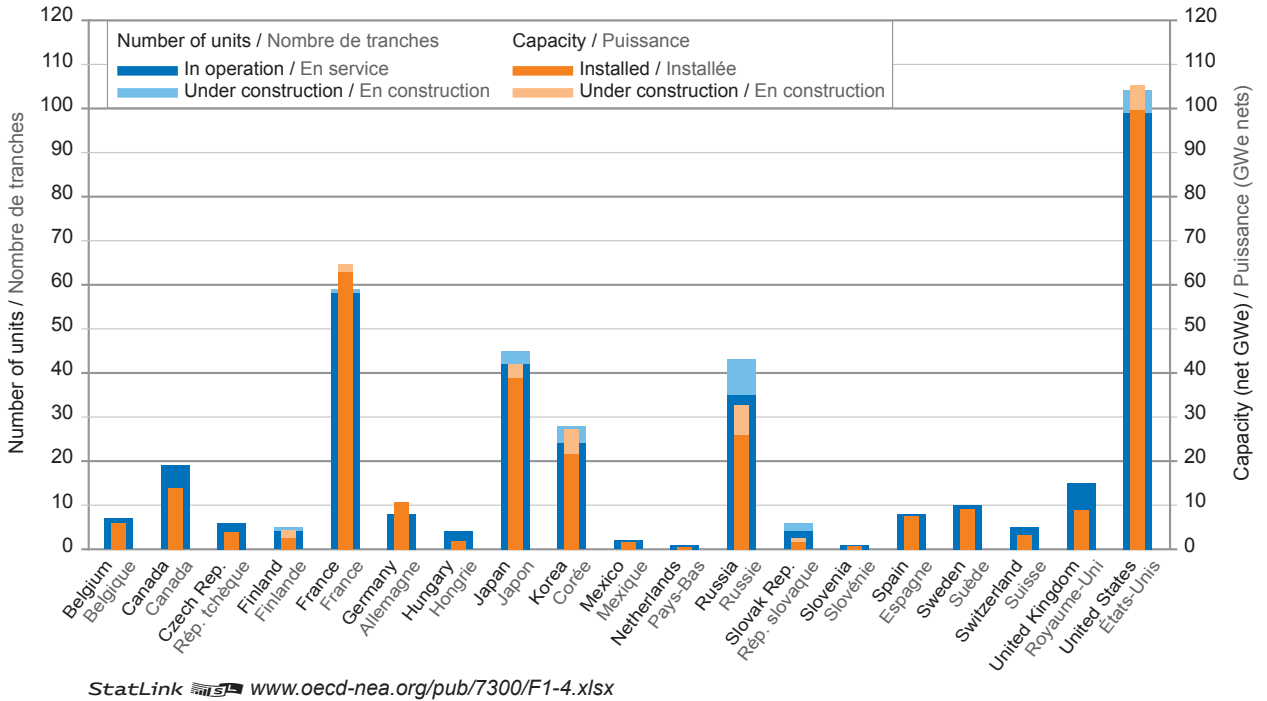


Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (as of 1 January 2016)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (au 1^{er} janvier 2016)

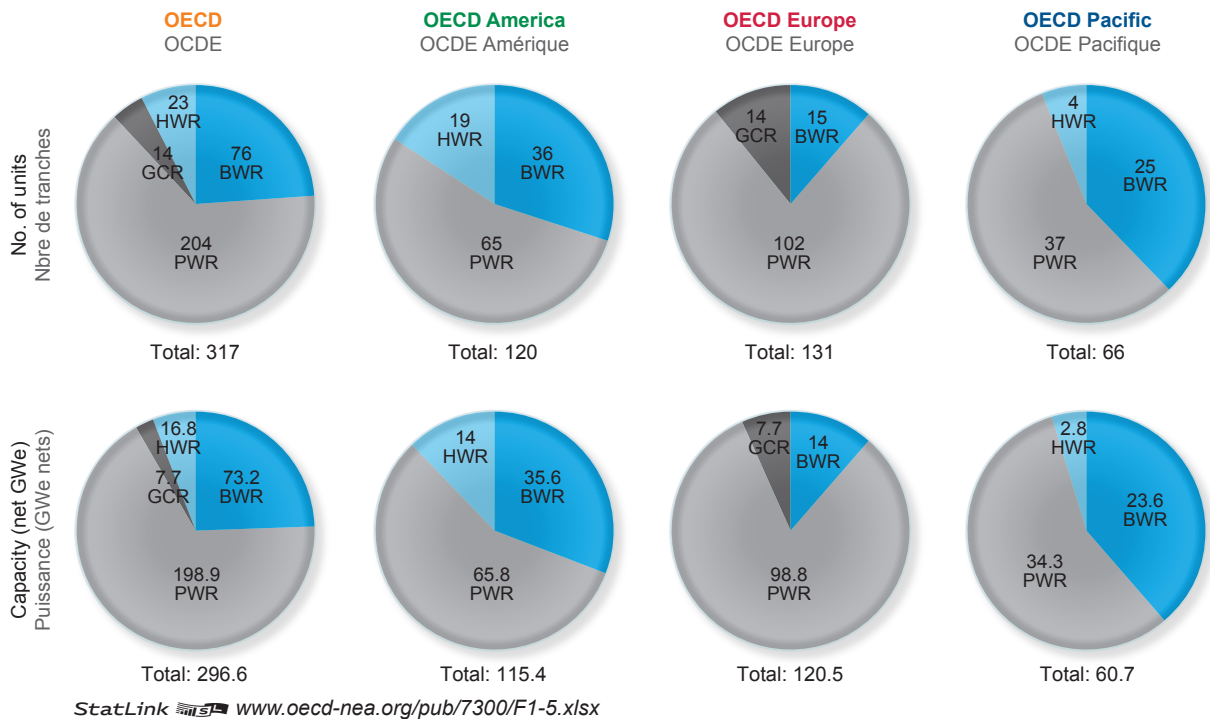
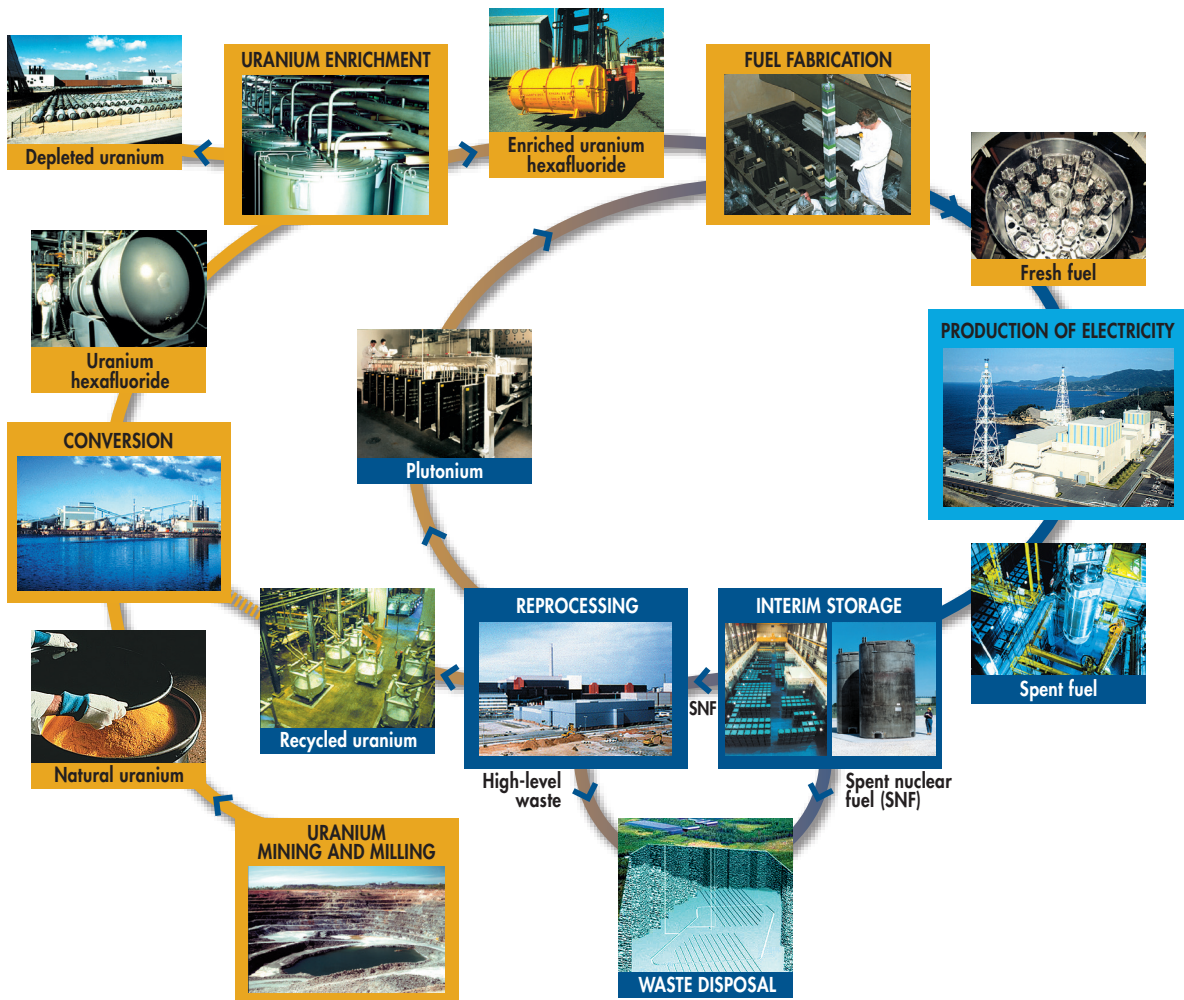
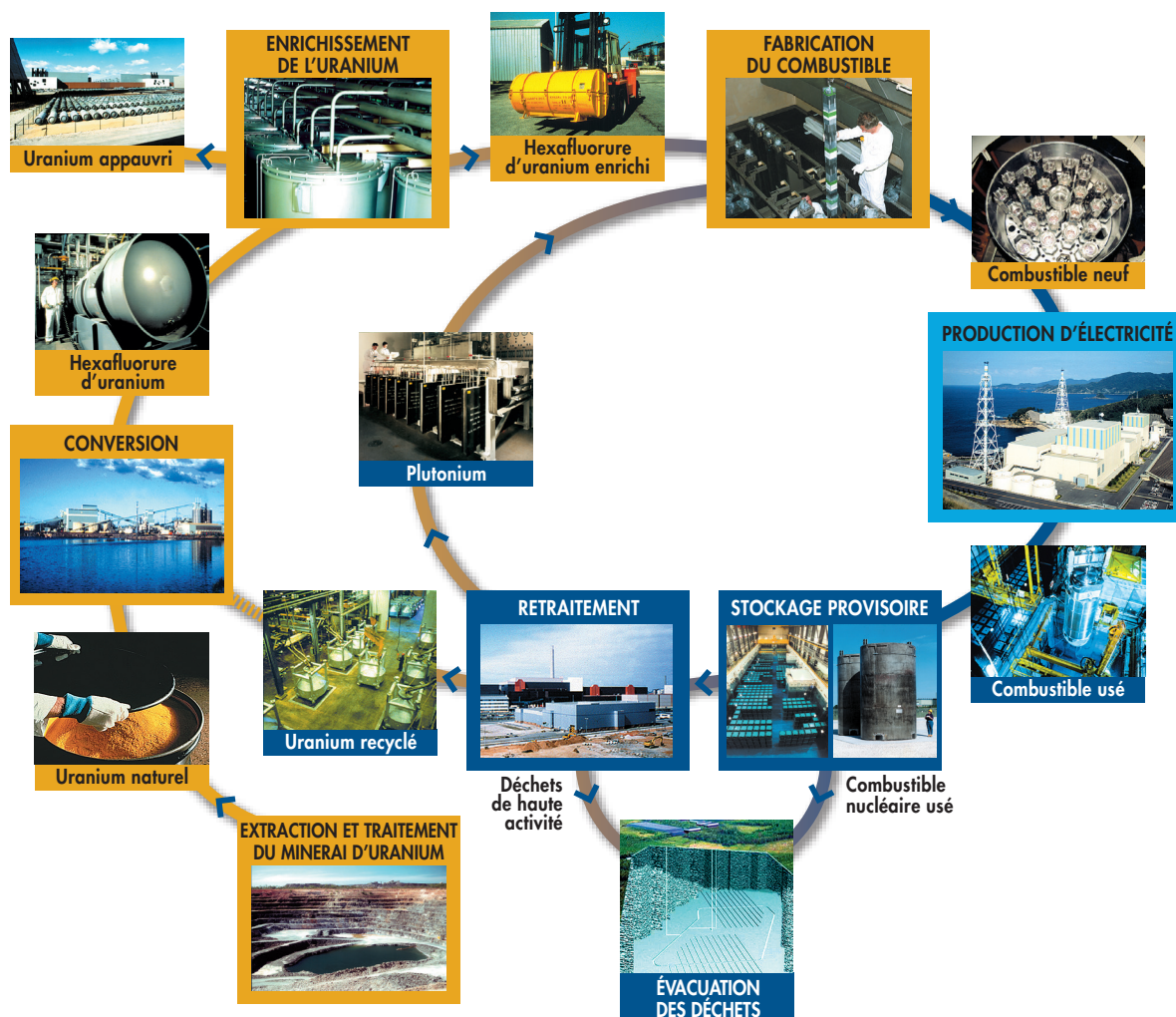


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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 utilisé 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/7300/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	2014	2015*	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	11 017	14 575	14 330	14 330	14 330	14 330
Canada	Canada	9 136	13 325	12 330	12 330	12 330	12 330
United States	États-Unis	1 881	1 250	2 000	2 000	2 000	2 000
OECD Europe	OCDE Europe	192	157	400	400	400	380
Czech Republic	Rép. tchèque	154	150	50	50	50	30
Finland	Finlande (b)	0	0	350	350	350	350
France	France (c)	3	3	0	0	0	0
Germany	Allemagne (c)	33	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	2	4	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	4 976	5 640	6 000	8 000	10 000	10 000
Australia	Australie	4 976	5 640	6 000	8 000	10 000	10 000
OECD	OCDE	16 185	20 372	20 730	22 730	24 730	24 710
Russia	Russie	2 991	3 055	3 060	5 430	5 280	5 280
NEA	AEN	19 176	23 427	23 790	28 160	30 010	29 990
World	Monde	55 975	60 500	71 105	69 475	69 305	65 195

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	20 750	23 995					
Canada	Canada	1 870	1 875 (a)	1840-1890	1 385-1 400	1 200-1 220	1 325-1 350	1 370-1 410
Mexico	Mexique	188	188	381-N/A	386-N/A	193-N/A	193-N/A	193-N/A
United States	États-Unis	18 692	21 932 (a)	21 215-21 583	17 416-18 358	17 987-22 731	18 492-21 583	13 764-20 978
OECD Europe	OCDE Europe	16 275	16 372					
Belgium	Belgique	870	620	1 415	1 050	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	677	582	655-660	700-705	705-710	705-710	705-1 100
Finland	Finlande	425	446 (a)	436-456	690-750	880-980	700-780	700-780
France	France	8 000	8 000	8 000-9 000	8 000-9 000	5 000-9 000	5 000-9 000	5 000-9 000
Germany	Allemagne	1 370	1 620 (a)	N/A-1 620	N/A-1 195	0	0	0
Hungary	Hongrie	241	470	367	392	392-1 060	392-1 034	196-838
Netherlands	Pays-Bas	60	60	60	60	60	60	60
Slovak Republic	Rép. slovaque	362	365	320	518-532	490-532	491-533	490-532
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 124	1 609	1 150-1 200	1 150-1 200	1 150-1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 233	1 145	800-1 300	600-1 100	600-1 100	600-1 100	600-1 100
Switzerland	Suisse	250	231	164	310-345	310-345	140-345	90-295
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	1 514 *	1 075 (a)	1 405-1 710	1 410-1 720	820-1 000	305-355	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	4 200	4 079					
Japan	Japon	0	479 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	4 200	3 600	3 000-3 900	3 500-4 500	4 200-5 400	5 200-6 700	5 700-7 300
OECD	OCDE	41 225	44 446					
Russia	Russie	4 400	4 600	4 800	5 200	5 600	6 700-6 900	6 400-7 000
NEA	AEN	45 625	49 046					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T2-3.xlsx

Notes

- (a) Preliminary data.
 (b) Not including possible new build.
 * NEA estimate.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 * Estimation de l'AEN.
 N/A Non disponible.

Table 2.4: Conversion capacities (tU/year)
Tableau 2.4 : Capacités de conversion (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		23 500	24 700	35 300	40 300	40 300	40 300	40 300
Canada	Canada	UF ₆	8 500	9 700	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
United States	États-Unis	UF ₆	15 000	15 000 (a)	18 000	23 000	23 000	23 000	
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	UF ₆	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD	OCDE		43 500	44 700	55 300	61 300	61 300	61 300	61 300
Russia	Russie *	UF ₆	15 000	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	AEN		58 500	59 700					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7300/T2-4.xlsx

Notes

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

Notes

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

Table 2.5: Conversion requirements (tU/year)
Tableau 2.5 : Besoins de conversion (en tonnes d'U par an)

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		22 195	23 466	19 328	21 356	19 387	20 440	19 494
Canada	Canada	UO ₂	1 870	1 875 (a)	1 870	1 400	1 220	1 340	1 380
Mexico	Mexique	UF ₆	188	188	381	386	193	193	193
United States	États-Unis	UF ₆	20 137	21 403 (a)	17 077	19 570	17 974	18 907	17 921
OECD Europe	OCDE Europe		17 156	17 118					
Belgium	Belgique	UF ₆	865	615	1 410	1 045	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	674	579	654	699	704	704	1 090
Finland	Finlande	UF ₆	425	446 (a)	436-456	690-750	690-760	510-560	510-560
France	France	UF ₆	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600
Germany	Allemagne	UF ₆	1 370	1 620	1 620	1 195	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF ₆	406	445	366	388	1 055	1 029	834
Netherlands	Pays-Bas	UF ₆	90	90	90	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	360	363	318	515	488	489	487
Slovenia	Slovénie	UF ₆	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF ₆	1 124	1 609	1 200	1 200	1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF ₆	1 233	1 200	1 200	950	950	950	950
Switzerland	Suisse	UF ₆	309	290	216	315	321	321	276
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	UF ₆	1 514	1 075 (a)	1 570	1 230	910	340	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		4 066	4 167					
Japan	Japon	UF ₆	177	367 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF ₆	3 600	3 400 (a)	3 700	4 200	5 100	6 300	6 900
		UO ₂	289	400 (a)	400	400	300	300	300
OECD			43 417	44 751					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T2-5.xlsx

Notes


- (a) Preliminary data.
 (b) Not including possible new build.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		3 200	3 700	4 700	5 200	10 500	21 100	23 600
United States	États-Unis	Diffusion	0	0	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	3 200	3 700 (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		22 000	22 500					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	6 400	6 900	7 400	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
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	4 900	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		26 250	27 250					
Russia	Russie *	Centrifuge/Centrifugation	25 000	25 000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	AEN		51 250	52 250					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	14 123	15 576	16 444	13 635	15 380	13 693	13 305
Mexico	Mexique	135	136	285	293	146	146	146
United States	États-Unis	13 988	15 440 (a)	16 159	13 342	15 234	13 547	13 159
OECD Europe	OCDE Europe	13 024	13 107					
Belgium	Belgique	560	435	960	750	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	493	428	483	515	520	520	800
Finland	Finlande (b)	345	365 (a)	357-377	565-615	712-762	577-637	577-637
France	France	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
Germany	Allemagne	1 245	1 465 (a)	1 465	1 080	0	0	0
Hungary	Hongrie	296	328	274	292	793	779	632
Netherlands	Pays-Bas	55	55	55	55	55	55	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	247	250	290	462	452	455	453
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	852	1 152	1 000	1 000	1 000	N/A	N/A
Sweden	Suède	971	1 040	916	750	750	750	750
Switzerland	Suisse	227	198	202	260	267	267	221
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	1 127	785 (a)	1 160	900	690	270	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	2 704	3 184					
Japan	Japon	104	284 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	2 600	2 900 (a)	3 100	3 600	4 400	5 400	5 900
OECD	OCDE	29 851	31 867					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T2-7.xlsx

Notes


- (a) Preliminary data.
 (b) Not including possible new build.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 870	1 875 (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	N/A	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
		FBR MOX	0	0	0	10	10	10	10
Germany	Allemagne (b)	LWR	650	650	650	650	650	650	
Spain	Espagne	BWR	100	100	100	100	100	N/A	N/A
		PWR	300	300	300	300	300	N/A	N/A
Sweden	Suède	LWR	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
		FBR 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/7300/T2-8.xlsx

Notes


- (a) Preliminary data.
 (b) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) La capacité de conversion de l'UF₆ en poudre d'UO₂ 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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 870	1 875 (a)	1 870	1 400	1 220	1 340	1 380
Mexico	Mexique	BWR	52 (b)	49	24	49	24	24	24
United States	États-Unis	LWR	2 100	2 304 (a)	2 468	2 105	2 411	2 258	2 418
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	79	127	125	125	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	77	86	94	80	82	81	145
Finland	Finlande	BWR	36	33	37	37	37	37	37
		PWR	20	23	21	52-55	72-75	52	52
France	France	PWR	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
		PWR MOX	120	120	120	120	120	120	120
		FBR MOX	0	0	0	5	5	5	5
Germany	Allemagne	LWR	137	178 (a)	190	145	0	0	0
		LWR MOX	30	19 (a)	6	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	47	49	38	42	119	110	89
Netherlands	Pays-Bas	PWR	6	7	5	5	5	5	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	34	35	36	58	56	56	56
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	0	43	0	0	46	N/A	N/A
		PWR	114	110	132	110	137	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	152	100	100	80	80	80	80
		PWR	80	80	80	60	60	60	60
Switzerland	Suisse	BWR	25	25	29	19	20	20	20
		PWR	29	29	16	29	29	16	11
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	GCR	183	165 (a)	190	190	90	0	0
		PWR	37	37	0	0	37	37	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon	PWR	65	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	0	126	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
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	PWR	400	350 (a)	650	750	850	N/A	N/A
		HWR	300	300	400	400	400	400	400

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T2-9.xlsx

Notes

- (a) Preliminary data.
 (b) Data from 2015 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) Not including possible new build.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Données provenant de l'édition 2015 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 N/A Non disponible.

Table 2.10: Spent fuel storage capacities (tonnes HM) (a)
Tableau 2.10 : Capacités d'entreposage du combustible utilisé (en tonnes de ML) (a)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
Canada	Canada	HWR	75 368	75 368 (b)	75 368	82 740	82 740	92 307	95 994
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		77 373	77 542					
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	LWR	3 310	3 310	3 310	3 310	3 310	3 310	4 210
Finland	Finlande	LWR	2 825	2 825 (b)	2 875	3 275	3 285	3 285	3 885
France	France	LWR	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Germany	Allemagne	LWR	27 558	27 662 (b)	27 662	25 733	N/A	N/A	N/A
Hungary	Hongrie	LWR	1 405	1 405	1 405	1 654	2 592	2 841	3 112
Italy	Italie (d)	LWR	29	15	2	2 (e)	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	5 369	5 448 (b)	5 573	5 738	9 566	8 916	7 869
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 974	3 974	3 974	4 139	3 879	3 603	3 603
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	524	524	524	764	924	924	2 074
		GCR	7 189	7 189	7 189	9 189	9 189	9 189	9 189
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	20 370	20 670	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	N/A	10 027	10 672	14 650	18 000	18 000	18 000
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 700	12 700	12 700	12 700
OECD	OCDE								
Russia	Russie	LWR	44 062	44 854	56 856	56 856	58 209	59 788	59 788
NEA	AEN								

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7300/T2-10.xlsx

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Preliminary data.
 (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 LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) « Autres » comprend le combustible utilisé des activités militaires, dont celui des navires à propulsion nucléaire, des réacteurs de recherche et d'essai 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 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant stockage en formation géologique.
 N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2014		2015		2016	
		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	3 869	122 830	3 906	126 736	3 702	130 437
Canada	Canada	1 665	49 315	1 622	50 937	1 591	52 528
Mexico	Mexique	46	613	49	662	24	685
United States	États-Unis	2 158	72 902	2 235 (b)	75 137 (b)	2 087	77 224
OECD Europe	OCDE Europe	1 900	50 742	1 751	51 306		
Belgium	Belgique	224	3 477	- 19	3 458	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque	77	1 784	66	1 851	75	1 926
Finland	Finlande	57	1 993	58 (b)	2 049	55	2 104
France	France	300	15 100	300	15 400	300	15 700
Germany	Allemagne	166	8 386	271 (b)	8 687 (b)	150	8 884
Hungary	Hongrie	44	1 158	46	1 204	36	1 240
Italy	Italie	0	29	0	15	0	2 (c)
Netherlands	Pays-Bas	8	553	8	593	8	601
Slovak Republic	Rép. slovaque	34	1 507	35	1 542	36	1 578
Slovenia	Slovénie	0	426	22	448	15	470
Spain	Espagne	96	4 687	154 (b)	4 841 (b)	138	4 979
Sweden	Suède	167	5 907	143	6 049	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	50	1 317	47	1 351	53	1 404
United Kingdom	Royaume-Uni (e)	677	4 418	620	3 818	717	3 955
OECD Pacific	OCDE Pacifique	653	28 138	1 040	29 575		
Japan	Japon	100	14 330	380	14 800	N/A	N/A
Korea	Corée (f)	553	13 808	660	14 775	803	15 579
OECD	OCDE	6 422	201 710	6 697	207 617		
Russia	Russie	725	20 605	613	21 330	650	21 980
NEA	AEN	7 147	222 315	7 310	228 947		

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/T300/T2-11.xlsx

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Preliminary data.
 (c) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
 (d) 1.68 tHM transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (e) Cumulative in storage totals include fuel arising from a steam generating heavy water reactor, the prototype fast breeder reactor, and breeder fuel from the Dounreay fast reactor.
 (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**
	4 013	141 222	2 942	153 521	3 208	165 537	3 462	177 800
	1 535	54 063	964	55 027	1 065	56 092	1 168	57 260
	49	857	24	1 004	24	1 176	24	1 322
	2 429	86 302	1 954	97 490	2 119	108 269	2 270	119 218
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	80	2 242	82	2 650	81	3 056	145	3 528
	90	2 362	113	2 790	131	3 289	92	3 667
	300	16 900	N/A	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A
	127	9 751	0	10 477	0	10 477	0	10 477
	39	1 396	43	1 611	84	2 031	86	2 461
	0	2 (d)	0	2	0	0	0	0
	8	633	8	673	8	700	0	700
	58	1 757	55	2 031	55	2 308	55	2 585
	15	513	15	585	15	666	15	723
	108	5 532	192	6 381	0	6 678	0	6 678
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	48	1 604	50	1 782	45	2 057	37	2 287
	25	2 826	25	4 737	25	5 848	0	6 422
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	901	19 120	974	23 774	596	27 380	632	30 453
	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) 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.
 (d) 1,68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant leur stockage en formation géologique.

(e) Les quantités entreposées comprennent les combustibles déchargés d'un réacteur à eau lourde de conception SGHWR, du réacteur rapide prototype et du réacteur rapide de Dounreay.

(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	2014	2015	2016	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		0	0					
Japan	Japon	LWR	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD	OCDE		3 800	3 800					
Russia	Russie	LWR	400	400	400	N/A	N/A	N/A	N/A
NEA	AEN		4 200	4 200					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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.

* NEA estimate.

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.

* Estimation de l'AEN.

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	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France	LWR	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
		FBR	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Germany	Allemagne	LWR	2.1	1.4 (a)	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014	2015	Total to end of 2015 Total à la fin de l'année 2015	2016 (expected) 2016 (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/7300/T2-14.xlsx

Notes


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

Notes

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

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 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014	2015	Total to end of 2015 Total à la fin de l'année 2015	2016 (expected) 2016 (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	2 885	0	200	3 085	200
Belgium	Belgique (b)	345	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	1 697	0	200	1 897	200

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014	2015	Total to end of 2015 Total à la fin de l'année 2015	2016 (expected) 2016 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe	32 900				
France	France (a)	17 900	1 000	1 000	19 900	1 000
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	15 000	0	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	0
Japan	Japon	645	0	0	645	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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 2013 Total à la fin de l'année 2013	2014	2015	Total to end of 2015 Total à la fin de l'année 2015	2016 (expected) 2016 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	5 900	0	0	5 900	0
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sweden	Suède	133	133	0	0	0
Switzerland	Suisse	3 744	273	273	4 290	143
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	1 500	0	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	217	0	0	217	
Japan	Japon	217	0	0	217	N/A


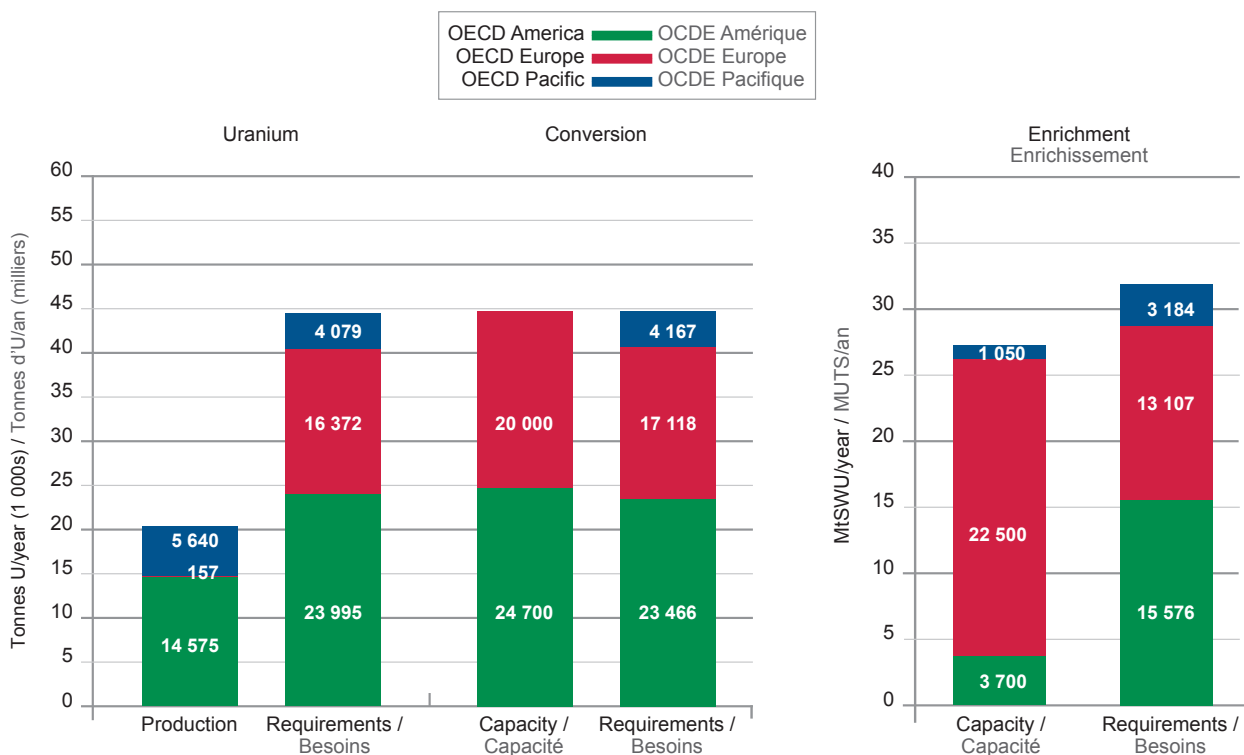

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/T2-17.xlsx**Notes**(a) Incorrectly reported (15 000) in previous editions.
N/A Not available.**Notes**(a) Incorrectement indiqué (15 000) dans les éditions précédentes.
N/A Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (as of 1 January 2016)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (au 1^{er} janvier 2016)StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7300/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 and sets a 40-year limit on the operational period of existing plants. According to this law, all reactors would have been 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. On 4 July 2012, it was decided to postpone the shutdown of Tihange 1 by ten years. On 18 December 2014, the current federal government decided to allow the Doel 1 and 2 reactors to continue operating for ten more years, conditional on approval from the Federal Agency for Nuclear Control (FANC/AFCN) and an agreement with their operator and owner, GDF SUEZ, a subsidiary of ELECTRABEL. Following the approval by the FANC/AFCN, this decision was confirmed by parliament in June 2015.

The shutdown calendar is therefore as follows:

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

In summer 2012, the Doel 3 and Tihange 2 units were taken offline by the nuclear operator because of fault indications discovered in the pressure vessels by specific in-service inspections not required by procedures. Further analysis showed that the fault indications consisted of hydrogen flakes which originated during steel manufacturing. The two units were restarted in June 2013, but then shut down again in March 2014 after the operator had performed additional tests requesting further investigations. Finally, after an international peer review by experts in November 2015, the Belgian regulator authorised their restart based on safety case reports that provided an adequate demonstration of the structural integrity of Doel 3 and Tihange 2 up to 40 years of operation.¹ The two units resumed operation in December 2015.

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. The Belgian Waste Management Organization (NIRAS/ONDRAF) has prepared a safety case in order to obtain a construction and operation licence for the facility from the safety authorities. In 2011, Belgium requested the Nuclear Energy Agency (NEA) to organise a peer review of key aspects of the safety case. The review was completed in September 2012 and the key findings were presented to Belgian stakeholders. The main conclusion was that the long-term safety strategy and the safety assessment methodology are, in general, credible and robust. A number of recommendations were formulated with respect to future research and development activities, design improvements and the presentation of the safety results. The safety case was adapted taking into account the recommendations and was submitted to the safety authorities at the beginning of 2013. NIRAS/ONDRAF is currently formulating answers to the 270 questions and remarks expressed by FANC/AFCN, according to a strict methodical and systematic process. This procedure is still ongoing. Once a licence for the surface storage of category A waste in Dessel has been granted, the repository could be in operation after four years. Disposal and closure operations would last about 100 years.

1. FANC (2015), "Flaw Indications in the Reactor Pressure Vessels of Doel 3 and Tihange 2: Final Evaluation Report 2015", www.fanc.fgov.be/GED/00000000/4000/4027.pdf.

During 2015, 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.

After the positive decision by the Belgian government in March 2010 on the MYRRHA project (a multipurpose fast-spectrum irradiation facility, able to operate in the subcritical [accelerator driven system configuration] and the critical mode) and the approval of financing for the first period (2010-2014), efforts have since continued towards the realisation of the project, including developing:

- 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 that 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 of the project. In 2015, the government extended its support for MYRRHA to 2016 and 2017.

The preliminary works for the refurbishment of the material testing reactor BR2 (Belgian Reactor 2) started at the end of 2014. SCK•CEN decided to invest in the extension of the irradiation capabilities of BR2, including the development of irradiation facilities to irradiate Gen IV/MYRRHA candidate materials in representative conditions. The refurbishment took place in 2015 and early 2016. The BR2 will restart operations during the last trimester of 2016.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 13 325 tU in 2015, 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 centre by producing 7 341 tU in 2015.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 1 621 tU in 2015. 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 4 359 tU in 2015, 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.

Production from the McClean Lake mill is almost entirely from Cigar Lake ore. A small amount of stockpiled ore from the McClean Lake mine was processed in 2015, producing a total of 4 tU. There are no plans to resume mining at McClean Lake in the near future, however the mill capacity is being expanded.

Nuclear energy development within Canada

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2015, nuclear energy provided approximately 16% of Canada's total electricity needs (over 60% in the province of Ontario) and will continue to play an important role in supplying Canada with power in the future.

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 enables 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 complex.

AECL is also responsible for addressing Canada's radioactive waste and decommissioning responsibilities. These responsibilities stem from decades of nuclear research and development 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 of 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

The provincial government of Ontario intends to proceed with the refurbishment of ten reactors between 2016 and 2031: four at the Darlington Generating Station and six at the Bruce Generating Station. These refurbishments will add about 25-30 years to the operational life of each unit. Refurbishment at Darlington is to start in 2016 with one reactor, and commitments on subsequent reactors will take into account the cost and timing of preceding refurbishments, with appropriate off-ramps in place. Refurbishment at Bruce is to start in 2020.

These refurbishments are a major component of Ontario's climate change mitigation strategy and represent a CAD 25 billion investment. The continued use of nuclear energy in Ontario will allow it to and displace approximately 30 million tonnes per year of carbon dioxide, as compared with emissions from natural gas.

Decommissioning

On 28 December 2012, the Gentilly-2 generating station ceased operations. The station has been put in a safe storage state and a Canadian Nuclear Safety Commission public hearing is planned for May 2016 to consider an application from Hydro-Québec for a ten-year licence to continue activities related to the preparation for decommissioning.

In August 2013, the University of Alberta announced its intention to decommission its SLOWPOKE-2 research reactor, in service since 1977. The reactor was shut down in late 2015. The contract for decommissioning was awarded to Candu Energy Inc. on 6 April 2016, with a completion target of 2017. There are three other SLOWPOKE-2 reactors 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. AECL is also continuing in the process of decommissioning Whiteshell Laboratories in Pinawa, Manitoba, which houses the WR-1 research reactor. The reactor was shut down in 1985.

Modernisation of the Nuclear Liability Act

The Nuclear Liability and Compensation Act (NLCA), Part 2 of the Energy, Safety and Security Act, received Royal Assent on 26 February 2015. The NLCA provides stronger legislation to better deal with liability for a

nuclear accident within Canada, and allows Canada to join the International Atomic Energy Agency (IAEA) Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage. The NLCA would increase the operator's liability limit from CAD 75 million under the current Nuclear Liability Act to CAD 1 billion. Subject to the approval of the government, the new act could enter into force on 1 January 2017, once regulations are completed and Ministerial decisions are taken on insurance and government financial cover.

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste² produced in Canada

Canada is progressing towards implementing a plan for long-term management of the nation's nuclear fuel waste.

In 2007, the government of Canada selected the adaptive phased management (APM) approach which involves isolating and containing Canada's nuclear fuel waste in a deep geological repository (DGR), in 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, Ontario Power Generation (OPG), the province of Ontario is proposing to prepare the site, 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 Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) announced the establishment of a three-member joint review panel (JRP) to review the environmental effects of OPG's proposed project. The JRP held a total of 33 days of public hearings in Kincardine and Port Elgin between 16 September and 30 October 2013 and again between 9 September and 16 September 2014. On 18 November 2014, the JRP announced that it had closed the public record for the environmental assessment.

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 project is authorised to proceed to the next phase of the permitting process, the Minister's Environmental Assessment Decision Statement will include conditions related to the project that will be legally binding on the proponent. The Minister's decision was delayed until 1 March 2016. On 18 February 2016, The Minister of the Environment and Climate Change requested additional information and further studies on the environmental assessment for the DGR Project. OPG has been asked to provide the Canadian Environmental Assessment Agency, by 18 April 2016, with a schedule for fulfilling the information request. The Minister will contact the JRP at a future date regarding its role in the review of the additional information and studies.

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

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

International activities

Nuclear liability

Canada signed the IAEA Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 3 December 2013, and it was tabled in parliament on 6 December 2013. Once Canada's new domestic nuclear liability legislation enters into force, anticipated in January 2017, Canada would be in a position to ratify the convention.

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 nuclear energy policy, research and development, and resource utilisation for civilian purposes. Additionally, the MOU encourages collaboration between Canadian and Chinese industries in third markets. 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. An inaugural meeting was held in May 2015, with a work plan of projects for collaboration currently under development.

In June 2015, Canada and the United Kingdom signed a bilateral MOU on nuclear energy co-operation, which seeks to strengthen and enhance collaboration between the two countries in a range of nuclear energy activities, including advanced reactor and fuel cycle technologies, research and development, policy issues of mutual interest, and all aspects of the nuclear reactor lifecycle, including design, construction, maintenance, operation, and decommissioning. Canadian and UK partners are developing a work plan of concrete activities under the MOU, with activities expected to take place in 2016. The first annual meeting under the MOU took place in November 2015.

Canada participated in the third annual Canada-India Joint Committee Meeting under the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement, which was held in India in October 2015. 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, research and development, and industry co-operation. The fourth annual meeting is being planned for late 2016 in Ottawa.

The CNSC, as Canada's independent nuclear regulator, 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. The CNSC currently has memoranda of understanding for regulatory co-operation and exchange with 20 counterpart regulatory authorities in 19 countries, including new arrangements signed in 2015 with India, Japan and Switzerland.

Generation IV International Forum (GIF)

In 2015, Canada's national GIF programme held two reviews of the Canadian supercritical water-cooled reactor (SCWR) concept to assess it against the goals set by the GIF for the generation IV reactor concepts. The first review was done by prominent Canadian nuclear industry experts in February 2015. Expert reviewers included leaders in Canada's private nuclear sector, as well as provincial and federal government stakeholders. The reviewers were impressed by the technical advancements and the innovative features of the concept. The second review was an international review held in October 2015. International members participating in the SCWR system of GIF were invited to the international expert review of the Canadian SCWR concept. These members are subject matter experts from China, the Czech Republic, Finland, Germany, Japan and the Netherlands, and have been participating in developing the SCWR concepts in China, the European Union and Japan. Canadian researchers provided presentations on various technology areas to the reviewers in the two-day meeting. Details on the concept and technical

issues were discussed thoroughly. Reviewers praised the report on the Canadian SCWR concept and the organisation of the meeting. Through both the national and international reviews, the Canadian SCWR concept was demonstrated to align to the GIF technology goals on enhancing economics, safety, proliferation resistance, and sustainability.

Czech Republic

Nuclear policy

In May 2015, an update of the state energy policy was approved by the Czech government. This document formulates a political, legislative and administrative framework for reliable and reasonably priced supplies of energy that are sustainable in the long term. In addition to the highlighted areas, such as energy infrastructure, science, research and education, it proposes a wider diversification of resources and stresses the importance of maintaining the existing full independence in the field of heat and electricity supply. It has been concluded that this can be achieved in the future only by furthering the development of nuclear energy in the Czech Republic. This is elaborated in more detail in the National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy Sector in the Czech Republic (NAP), which was approved by the government in June 2015.

In accordance with the NAP (available online in English at www.mpo.cz/zprava166686.html), nuclear energy will amount to approximately 50% of total production of electricity by 2040. This will be achieved by the long-term operation of the existing Dukovany NPP (at least 50 years; until 2035-2037), construction of new nuclear units up to 2 500 MW (20 TWh) until 2035 and additional new units replacing the current ones after 2035. Even though both Dukovany and Temelin sites should continue to be used for electricity generation, the priority was to build the first new unit at the Dukovany site to ensure continuous operation there.

The Czech utility ČEZ, a.s. is working on the further development of both sites, with potential construction of one to two new units at each site. The work consists of feasibility studies, geology and seismic research, environmental impact assessments and preparation of tender documentation. Since all alternatives on investment and delivery models are under consideration at the moment, new subsidiary companies with responsibility for new builds were established in December 2015.

Additionally, a new Atomic Act was elaborated and proposed for approval by the parliament of the Czech Republic. The first hearing took place in the Chamber of Deputies in December 2015. This first general revision of the 18-year-old Atomic Act is scheduled to come into force together with a set of new implementing decrees on 1 January 2017.

Nuclear power

Regarding the operation of current nuclear units, both the Dukovany NPP and the Temelin NPP experienced some unexpected outages during the year 2015 and consequently did not reach their planned electricity generation objectives. These outages were unrelated to nuclear or radiochemical merits as the causes were technical or preventive. Issues with the weld inspection occurred almost at the same time as the application for an additional ten years of operation for Dukovany unit 1 (submitted in September 2015), and these issues influenced the operation of more units. As a result, three Dukovany units were out of operation for more than three months, during which additional inspections and – in some cases – rewelding took place.

Analogous applications to operate for ten additional years will be submitted for Dukovany unit 2 in 2016 and for Dukovany units 3 and 4 in 2017 (all the units were commissioned in 1985-1987). Nevertheless, as mentioned above, ČEZ, a.s. will strive for operation beyond this 40-year period to reach at least 50 years of lifetime and to realise gradual transition from current to new units at this site (as reflected in the tables of this publication).

Notwithstanding the unplanned outages, all Dukovany units operated safely at an updated level of 510 MWe gross each (1 444 MWth) in five-year fuel cycles, with a step-by-step transition from the previous

fuel type to the upgraded one (working fuel assembly uranium loading increased from 126.3 kgU to 135.5 kgU, having the same enrichment of 4.38%). Unit 4 was in operation without any fresh fuel loading for the whole calendar year (i.e. decreased uranium, conversion and enrichment requirements for 2015).

At the Temelin NPP, the installed capacity of unit 1 was updated to 1 080 MWe gross, whereas unit 2 was operated at 1 078 MWe, in both cases because of the new turbines (and an increase of core power to 3 120 MWth in 2013). This resulted in record value for the whole power plant reached in September 2015, which could be compared with the design output of 981 MWe gross per unit. The ongoing project of improved fuel with a higher content of uranium in the fuel assembly (increase from 465 kgU to 502 kgU) and increased lateral stiffness was progressing well with a loading of modified fuel scheduled for 2018. ČEZ, a.s. decided to gradually build up, in the 2015-2016 period, a strategic inventory of fabricated fuel at the site in order to reduce the risk of disruption of operation in case of a delayed delivery of fresh fuel (i.e. fuel fabrication requirements increased during these years). The first spare reload was delivered in November 2015, and the second will follow in the year 2016.

Uranium mining

Czech domestic production of uranium in the form of chemical concentrates produced by the state enterprise DIAMO in 2015 was 150 tU. Future production will be affected by the forthcoming end of regular underground mining at the Rozna mine, which will be terminated by the end of 2016 following a government decision. As a result, only 80-90 t of uranium production is expected there. Some smaller amounts of uranium will be produced by the remediation of the Straz in situ leaching (ISL) mine and from mine water treatment at former facilities. The overall DIAMO production in 2016 is expected to be about 120 tU.

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. TVO is preparing for the renewal of the operating licence of power plant units in 2018 by making plant modifications to further improve safety in possible, but unlikely, accident situations, where several safety systems are lost simultaneously.

TVO was granted a construction licence for the Olkiluoto 3 pressurised water reactor (EPR) in February 2005. The reactor's thermal output will be 4 300 megawatts (MW) and electric output will be about 1 600 MW.

Construction of the plant unit started in the summer of 2005 and, by the end of 2015, most of the construction works for the plant unit were completed. The installation of the electrical systems, instrumentation and control system (I&C), and the mechanical systems is still in progress. Factory acceptance testing of the process I&C system was completed, and the system was transferred to Olkiluoto in August 2015. The factory acceptance testing of the safety I&C systems was completed in December. The first phase of the commissioning of the turbine plant has been completed.

Originally, commercial electricity production at the unit was scheduled to start in 2009. 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 20-year operating licences 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.

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 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 the spring of 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 with TVEL to cover the first nine operating years was signed, and a shareholders agreement to sell 34% of Fennovoima's shares to Rosatom Overseas was signed.

Because Rosatom was not mentioned as an alternative in Fennovoima's original DIP application, Fennovoima started a new EIA process in autumn 2013 and submitted it in February 2014. It also submitted, in March 2014, a supplement to the DIP which was approved by the government in September 2014 and ratified by the parliament in December 2014. Fennovoima submitted the construction licence application to MEE at the end of June 2015. The government is expected to handle it in early 2018.

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 would also 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. The purpose is to test and demonstrate the feasibility and performance of the repository concept and design by the time of submission of the operating licence application.

In December 2012, Posiva submitted a construction licence application for the disposal facility to the government. The facility would consist 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. The facility is planned to come into operation in 2023, but not before Posiva first obtains an operating licence.

France

Nuclear policy

France has a new energy law that caps nuclear capacity at the present level (63.2 gigawatts-electric [GWe] net) with a view to reducing its share in the electricity mix. One EPR is under construction at Flamanville.

The new policy also sets the goal of a 40% reduction in carbon dioxide emissions until 2030, compared with the 1990s level of 565 million tonnes. By that time, renewable energy sources should account for 40% of electricity consumption 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

Power consumption (about 475 TWh) experienced a slight recovery in an improved economic environment, after three years of stability.

Nuclear power accounts for 48.9% of installed capacity (63 GW) and 77% of electricity generated in 2015 (416 TWh).

The last six coal-fired power plants of 250 MW closed. In total, nearly 4 000 MW of installed capacity were withdrawn from the French coal fleet between 2013 and 2015.

The renewable electricity generation fleet continues to grow. It now exceeds 10 000 MW for wind energy and 6 000 MW for solar. The renewable wind generation represents about 4.5% of national consumption, that of solar 1.6%. With hydraulics, all renewable energies cover 18.7% of French consumption.

Nuclear reactors

As of 31 December 2015, 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, a nuclear rapid response force (FARN) was brought into service at the end of 2012, operating out of regional bases at the Civaux, Paluel, Dampierre and Bugey plants.

Flamanville European pressurised reactor

In 2015, major construction steps were achieved:

- the post-tensioning of the internal containment was achieved;
- the dome of the external containment was concreted;
- the venting stack of the nuclear building was installed;
- internals of the reactor vessel has started to be installed;
- the last three steam generators have been brought into the reactor building;
- first functional tests within the nuclear island were completed;
- the turbine was spun for the first time.

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 proposed construction site in the United Kingdom (Hinkley Point C). 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 costs and construction time.

ATMEA

The ATMEA1 reactor is a third generation pressurised water reactor with a capacity in the range of 1 200 MWe net, 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. 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 intent 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 the Turkish parliament. A feasibility study is currently underway.

Research reactors

The Jules Horowitz research reactor (JHR) project, conducted by the French Alternative Energies and 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. The JHR will also be an important production site for nuclear medicine and non-nuclear industry. It will supply hospitals with short-lived radioisotopes used by medical imaging units for therapeutic and diagnostic purposes. The JHR will contribute 25% of the European production of medical radioisotopes or even up to 50% if required. The JHR is being built at CEA Cadarache in compliance with the highest level of safety required by ASN. It is expected to be commissioned by the beginning of the next decade.

It is acknowledged that European Material Testing Reactors (MTR) have provided an essential support for nuclear power programmes over the past 50 years within the European community. However, the large majority of these MTRs will be more than 50 years old this decade, leading to shutdowns for various reasons (life-limiting factors, heavy maintenance constraints, possible new regulatory requirements, etc.). Osiris was thus shut down in December 2015 for immediate decommissioning. It was a research reactor with a thermal output power of 70 megawatts located in the CEA headquarters in Saclay. Its operation was authorised in 1966. In particular, it produced radioisotopes used for medical imaging examinations, notably molybdenum-99 (Mo-99).

On the other hand, associated with hot laboratories for post-irradiation examinations, material testing reactors remain key structuring research facilities for the European research area in the field of nuclear fission energy. This analysis was already made by a thematic network of the Euratom 5th Framework Program, involving experts and industry representatives, in order to answer the question from the European Commission on the need for a new MTR in Europe (FEUNMARR, Future European Union Needs in Material Research Reactors, 5th FP thematic network, 2001-2002). Consequently, and in its specific position of new research reactor under construction in Europe, the JHR has been recognised as a research infrastructure of pan-European interest by the European Strategic Forum on Research Infrastructure (ESFRI) and identified on the ESFRI Roadmap since 2008.

The JHR launch benefited from a large consensus in Europe. Networks were successfully conducted under the Euratom framework programmes to build durable co-operation and support MTR European leadership (JHR-Collaborative Project [JHR-CP]; “Integrated Infrastructure Initiatives for Material Testing Reactor Innovations” [MTR+I3]).

The JHR will be operated as a pan-European user-facility open to international collaboration. As such, the JHR project is conducted within a consortium of funding organisations, now from ten countries, created in 2007. A broad scientific community is already gathered through seminars and working groups with a view to optimising the experimental capacity to reply to R&D needs.

Generation IV

In 2001, the 13 partners of the Generation IV International Forum (GIF) established an official charter to launch its activities in co-operative R&D to establish the feasibility and performance of future reactors. Its objective is to develop reactors with enhanced safety that are sustainable, economically competitive, non-proliferating and that produce only small amounts of ultimate waste forms. Six reactor concepts were selected at the end of 2002. France is strongly involved in this initiative and has decided to focus on two concepts: the gas-cooled fast reactor, as a long-term option, with the ALLEGRO experimental-scale project, and the sodium fast reactor, the reference option, with the Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration (ASTRID) integrated technology demonstrator. Fast reactors have a number of advantages when it comes to radioactive material management while being complementary with the current French thermal reactor fleet. The ASTRID programme will thus enable France to fully follow a sustainable vision of nuclear energy, by developing systems that are able to go further in the fuel recycling strategy, so as to ensure the best management of radioactive materials and wastes, as well as of resources.

The ASTRID design studies began in 2010. By virtue of the act of 28 June 2006, 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), making it representative of commercial reactors (particularly for the demonstration of safety and operating modes) while ensuring sufficient flexibility for its objectives.

Based on the feedback of experience from former sodium-cooled fast reactors, very high levels of requirements have been set for the ASTRID reactor currently under study by CEA and its partners. Innovations are needed to further enhance safety, reduce capital costs and improve efficiency, reliability and operability, and to position this reactor at the level required for the fourth generation. During the first phase of the ASTRID conceptual design (2010-2012), promising innovative options have been identified. The conceptual design phase ended in December 2015 by providing a consistent design for ASTRID with the option steam-water power conversion system. An alternative power conversion system with nitrogen as a coolant has been studied, as it could eliminate sodium-water reaction risk. Moreover, the technical readiness level has been strongly increased and it has been decided to continue the design of the gas power conversion system during the basic design phase. That phase was launched in January 2016 for a duration of four years.

Following the transmission by the CEA of the safety guidance document (“*Document d’orientation de sûreté*”) that underlines the important role of safety in guiding the ASTRID design, ASN received the opinion of its permanent expert group and concluded that the ASTRID project can proceed on the basis of this document.

This follows the 2012 Institute of Radiological Protection and Safety (IRSN) report “Panorama of Generation IV reactor technologies” (“*Panorama des filières de réacteurs de Génération IV*”). In this document, the sodium fast reactors and other reactor technologies selected by GIF were examined from the perspectives of safety and radiation protection. It may be recalled that the technology selection of GIF focused on safety, economics and sustainability. This latter characteristic tends to prefer only fast spectrum reactors that are able to effectively multi-recycle plutonium. An update of the 2012 report has been issued in 2015.

Preliminary studies have been carried out for the design of the Fuel Fabrication Facility (“AFC”) and the assessment of different options has started at the end of 2015 so as to prepare the launch of the second step of the conceptual design phase.

A report was submitted to the French government in June 2015, which presented “the progress of research in the field of plutonium multi-recycling and of partitioning-transmutation in fast reactors” since 2012.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

The ITER project is the culmination of more than 60 years of research in the field of fusion energy. The development of this energy source has the dual objective of providing sustainable power and fighting global warming. Currently under construction at Cadarache (Bouches-du-Rhône department), ITER is an essential step towards the commercialisation and large-scale generation of fusion power. The ITER members (China, European Union, Switzerland, India, Japan, Korea, Russia and the United States) represent more than half of the world’s population and 85% of the gross industrial output (GIO). They are pooling their human, scientific, technical and financial resources to overcome one of the greatest challenges currently facing mankind. 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 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. These dynamics foster the installation of international companies, generating more than 350 jobs. By meeting the requirements voiced by ITER, the industry can refine its know-how and develop skills that can then be exploited in other business sectors, while stimulating the Provence-Alpes-Côte d’Azur region’s local economy.

Fuel cycle

Uranium enrichment

In 2006, Areva began work at the Tricastin site on construction of the Georges Besse II uranium enrichment plant, which replaced the current Eurodif plant that had been in service since 1978 and was decommissioned at the end of June 2012. In 2013, Georges Besse II reached a capacity of 5.5 million separative work units (SWU) and will reach an enrichment capacity of 7.5 million SWU in 2016.

Fuel recycling

A framework agreement between EDF and Areva for the recycling of all spent fuel (other than mix oxide fuel) from French nuclear power plants was signed in 2008 for a period extending until 2040. A contract implementing this agreement for 2016-2023 has been signed in February 2016.

The La Hague reprocessing plant therefore treats 1 100 t of spent EDF fuel annually, and the Melox plant is producing 276 assemblies of mixed oxide fuel per year for French nuclear plants.

Waste management

In its document “Nuclear Safety and Radiation Protection in France in 2013” (*Sûreté nucléaire et radioprotection en France en 2013*), the ASN determined that R&D studies are occurring according to the three main axes defined in the Waste Act of 28 June 2006. That is, separation-transmutation of long-lived radioactive elements, storage and reversible disposal in deep geological formations.

Moreover, in its opinion paper of 4 July 2013 on the transmutation of long-lived radioactive elements, the ASN considers that “the possibilities for separation and transmutation of long-lived radioactive elements should not be a determining factor in the choice of technology examined as part of the fourth generation. Indeed, the expected gains from the transmutation of minor actinides in terms of safety, radiation protection and waste management do not appear particularly critical given the constraints imposed on fuel cycle facilities, reactors and transportation.”

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, subsurface 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 DGEC³ 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 on 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 end of 2015 302 947 m³ of waste have been disposed at the site, representing 47% of its capacity.

Low- and intermediate-level short-lived waste (LILW-SL) is disposed of in the Centre de Stockage de l'Aube (CSA) near Soullaines-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 m³ of nuclear waste. Presently, 304 451 m³ of waste has been disposed in the CSA, representing 30.4% of its capacity.

Low-level long-lived waste (LLW-LL) must be disposed in subsurface 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 law, which defines the time schedule for research on partitioning and transmutation, design and implementation of a deep geological disposal, and design studies of storage facilities.

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

Advanced separation and transmutation

In December 2012, in accordance with the provisions of the sustainable radioactive materials and waste management act of 28 June 2006, the CEA submitted a report to the government with the results of research and prospects for the possible new generation of nuclear systems. This report contains the results of seven years of R&D on minor actinide partitioning and transmutation processes.

The CEA submitted a new report to the French government in June 2015, which presented “the progress of research in the field of plutonium multi-recycling and of partitioning-transmutation in fast reactors” since 2012. The full report is available in the “Energy” section of the CEA website: www.cea.fr.

Minor actinides are the main contributors to the heat released from vitrified waste packages, which to a large extent determine the design of repository disposal cells. Transmutation of minor actinides will not eliminate the need for a deep geological repository, but could open the way to longer-term progress. The dimensions of a long-lived high-level waste repository could be reduced by a factor of 10 and, after the first few centuries, the radiotoxicity inventory of the waste could be diminished by up to a factor of 100. Minor actinides do not all contribute equally to the disadvantages mentioned above. The first target for a transmutation strategy could be americium, the element whose transmutation would be of the greatest benefit to waste management, and which has the most limited impact on recycling operations.

The feasibility of minor actinide separation has been demonstrated in the laboratory for all the options under consideration today. In particular, a more optimised separation scheme of the americium has been tested in the ATALANTE Laboratory at the end of 2015, the so-called “concentrated EXAm process”. There are no theoretical obstacles to extrapolating these processes to commercial scale, and R&D could be pursued to optimise and consolidate these concepts.

The feasibility of transmutation of americium has been demonstrated at the scale of a few pellets in homogeneous mode in the core of fast neutron reactors. The first analytical irradiation experiments are now in progress for the heterogeneous transmutation option in the core periphery: the MARIOS experiment is now under examination in the CEA LECA-STAR Laboratory hot cells and the irradiation of the DIAMINO experiment in the OSIRIS experimental reactor was completed at the end of 2015, and post-irradiation examination will follow. A new irradiation is under preparation in the framework of the “integral experiment” aiming at separating americium from spent fuel by the EXAm process and recycling it in the ATR reactor (US Department of Energy) at the scale of a few pellets of (U,Am)O₂.

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 km² area of interest was approved by the government in 2010 for the location of the underground industrial repository (CIGEO). In 2013, a national public debate was held. One of its conclusions was to insert an industrial pilot phase between commissioning and normal operations. Considering some changes in regulatory requirements, the licence application to construct the CIGEO 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, especially a master plan for operations including the pilot phase. The “reversibility” act is expected to be passed by the parliament, before the licence is granted (expected in 2021), in order to allow for commissioning in 2025 and for the beginning of operational activities in the late 2020s.

Storage

Long-lived waste is stored at production sites. The duration of the HLW storage period will last 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 was reoriented by the 2006 law. Storage aims to facilitate waste management between the waste generation and repository availability. This research programme is conducted by Andra, with a particular focus on lifetime (at least 100 years), versatility and modularity of the facilities.

Financing

The 2006 Planning Act also defines the financing of the three avenues of research described above, the process for assessing long-term costs and the obligations of the operator in establishing and securing their reserves.

Decommissioning

Cleaning and dismantling for decommissioning of nuclear facilities are immediately performed after the operating period followed by post-operational clean out (POCO) operations. This strategy, adopted by the nuclear operators, is in accordance with the ASN preferred option. Each operator/owner manages the dismantling of its plants that were shut down. The main facilities undergoing decommissioning are:

- For EDF, first generation nuclear power plants (six UNGC reactors, one pressurised reactor [PWR, Chooz A], one fast neutron reactor [FBR, Superphenix] and one heavy water reactor [HWGC, Brennilis]).
- For CEA, several tens of installations dedicated to civilian and military nuclear research (laboratories, research reactors and pilot plants). Priority is being given to total denuclearisation of entire research centres now enclosed in cities. The Grenoble site is now at non-nuclear site status and the Fontenay-aux-Roses decommissioning site is in progress to reach this status. Works also includes other facilities bound to nuclear deterrent (the Marcoule processing plant and the Pierrelatte enrichment plant).
- 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).

Decommissioning activities lead to the development and adaptation of the specific skills in the field of research and development (mainly done within CEA and the industrial companies involved) such as chemical, mechanical and thermal processes for decontamination, remote operations, robotics and virtual reality, radiation measurement and nuclear characterisation (from initial stage to final site and buildings release). Decommissioning activities also lead to education and training for operators, technicians and engineers, and optimised processes for building and site cleaning based on a geostatistical methodology. Decommissioning feedback experience provides useful information and data for the design of new facilities (such as engineering, material behaviour and containment).

Germany

Nuclear waste management

In August 2015, Germany submitted its programme for the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste (national programme) to the European Commission as required by EU Council Directive 2011/70/Euratom. The national programme contains a programmatic overview of the German waste management policy, including the Inventory of Radioactive Waste (current inventory and prediction). The full text of the national programme is provided online at www.bmub.bund.de/P333-1/.

Germany's national programme foresees two disposal facilities. 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 nuclear power plants. 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 (thereafter "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 the German territory for domestic, and in particular high-level, radioactive waste that shall assure the best possible safety for a period of one million years in a science-based and transparent process.

The commission's members represent various groups, including scientists, representatives of civil society, members of the German Bundestag and members of Länder governments. The commission took up its work in the summer of 2014. Its task is to evaluate the site selection act and to review the criteria and the procedure to be pursued in choosing a site for disposal.

Throughout its work, the commission has put special emphasis on the transparency of their work by, among other things, holding public meetings, publishing the documents used, and giving the public the opportunity to comment on draft versions of their final report online. With this report, the commission is required to submit its findings to the German Bundestag by mid-2016.

Hungary

The National Energy Strategy adopted in October 2011 considers nuclear energy as a crucial element in the national electricity production in the long term. The maintenance of nuclear energy is carried out on many different levels and in various aspects by the entire nuclear sector.

International agreements

In 2015, Hungary signed several co-operation agreements in the field of the peaceful uses of nuclear energy in the area of education and training as well as research and development.

In February 2015, the respective ministries of Hungary and Turkey signed a memorandum of understanding on education, training, research and development in the nuclear industry. Similarly, in May 2015, the respective ministries of Hungary and the People's Republic of China signed a memorandum of understanding on nuclear energy co-operation, including education and training, research and development and knowledge exchange. In December 2015, an intergovernmental agreement for co-operation on the peaceful uses of atomic energy between Hungary and Saudi Arabia was signed.

Radioactive waste management

In accordance with the Council Directive 2011/70/Euratom adopted on 19 July 2011, the Hungarian government has elaborated its National Policy and National Programme on spent fuel and radioactive waste management. The National Policy on radioactive management was approved by the parliament in April 2015 and is in line with the relevant international recommendations, EU requirements, as well as national laws and regulatory procedures on spent fuel and radioactive waste.

The National Programme – as a roadmap – contains the practical and specific technical solutions of carrying out the goals and principles laid out in the National Policy. The National Programme's strategic environmental assessment is currently ongoing. In Hungary, the Public Limited Company for Radioactive Waste Management (PURAM) is the body responsible for radioactive waste management.

Nuclear power plant

In 2015, 15 834.4 GWh of electric energy was generated by the four units of MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd, which represents 52.7% of the gross domestic electricity production of Hungary. This amount was generated by four units as follows: unit 1 generated 3 624.3 GWh, unit 2: 4 116.0 GWh, unit 3: 4 023.5 GWh and unit 4: 4 070.6 GWh.

As for the energy produced in 2015, the nuclear power plant achieved its largest production to date, surpassing the previous record of 15 793.0 GWh achieved in 2012. The total of all electricity that has been generated by the Paks NPP since the date of the first connection of unit 1 to the grid was higher than 429.4 TWh as of the end of 2015.

The preparations for the extension of the service life (30 years) of unit 3 of Paks nuclear power plant by a further 20 years continued in 2015. The application for the service life extension of unit 3 was submitted to the nuclear regulator on 11 December 2015. The valid operation licence expires on 31 December 2016.

In December 2015, the Hungarian Atomic Energy Authority authorised the introduction of a new type of fuel assembly, allowing for a 15-month fuel replacement cycle at units 1-4 of the Paks nuclear power plant.

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, the units of the nuclear power plant all comply with the internationally accepted requirements specified by the 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 implementation of the remaining part of the safety enhancement measures resulting from the targeted safety review went on in 2015.

Prior to the partner review to be held by the World Association of Nuclear Operators (WANO) in February-March 2016, a pre-visit to the site in Paks took place during 9-12 November 2015. In 2015, MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd celebrated the 40th anniversary of the company's creation and foundation stone-laying.

Japan

The Japanese government is taking thorough measures to minimise the risk of accidents, considering the experience and lessons learnt from TEPCO's Fukushima Daiichi nuclear accident. In addition, in the case of an accident, the government will cope responsibly with the accident based on the related legislation.

The Strategic Energy Plan of Japan was revised in 2014 and stated 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 envisioned nuclear power supplying 20-22% of electricity in Japan in 2030.

Following the principles set in the Strategic Energy Plan, two nuclear reactors, Sendai 1 and Sendai 2, restarted in August and October 2015, respectively, for the first time since the new regulation had taken effect after the Fukushima Daiichi nuclear accident.

Japan is also taking all necessary measures and promoting related research and development to ensure nuclear non-proliferation and to strengthen nuclear security in light of international developments, including hosting the Nuclear Security Summit and adopting the revised Convention on the Physical Protection of Nuclear Material.

Korea

International agreements

Korea and the United States formally signed the revised Agreement for Cooperation Concerning Peaceful Uses of Nuclear Energy in June 2015 after several years of negotiations. Now that the revised agreement has entered into force, the previous 40-year-old agreement is no longer valid.

Korea and the United States also formally launched the High Level Bilateral Commission (HLBC) to facilitate strategic dialogue and technical exchanges on peaceful nuclear co-operation between the two countries as required under their bilateral nuclear co-operation agreement. In particular, the senior-level forum will examine the management of used nuclear fuel, the promotion of nuclear exports and export control operations, assurances of nuclear fuel supply and nuclear security.

The memorandum of understanding (MOU) between Korea and Saudi Arabia was signed on 3 March 2015. The MOU was signed by the Ministry of Science, ICT and Future Planning (MSIP) and Saudi Arabia's King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy (K.A.CARE). Under the agreement, the two countries will conduct a three-year preliminary study to review the feasibility of constructing SMART reactors in Saudi Arabia.

Another MOU was signed by Korea's MSIP and Qatar's Ministry of Energy and Industry in March 2015 for co-operation on human resources development and research on peaceful uses of nuclear energy.

Nuclear power plants and fuel cycle facility

In June 2015, Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) did not apply for a secondary continued operation of Kori unit 1, following recommendations made by the National Energy Commission for permanent shutdown and decommissioning. Kori unit 1 became Korea's first commercial nuclear power plant to be subject to decommissioning. Kori unit 1 is a 576 MWe pressurised water reactor that started operation in 1978. It was refurbished in 2007 and approved to run until 2017.

After safety reviews and stress tests to evaluate plant response to large-scale natural disasters exceeding design basis as a way to strictly reassess the safety of the nuclear power plant in long-term operation, Wolsong unit 1, whose design life of 30 years ended in November 2012, was approved for continued operation until 2022 by the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC).

Shin Wolsong unit 2 in Korea entered commercial operation in July 2015. The domestic OPR-1000 unit completed final testing and received the necessary permission from the country's nuclear regulator. It brings the total number of commercially operational nuclear units in Korea to 24. The unit achieved first criticality on 8 February 2015 and was connected to the grid on 26 February 2015.

Disposal of low- and intermediate-level radioactive waste (LILW) in the underground silos took place for the first time in the Wolsong LILW Disposal Center (WLDC) and the storage building currently holds 5 835 drums of LILW. Construction of the underground silo-type disposal facility was completed in June 2014, having started in early 2006. It consists of six underground silos, each with a diameter of about 24 metres and located deeper than 80 metres below sea level. This first phase can hold up to 100 000 waste packages of LILW. The Korean nuclear regulator – the NSSC – approved full operation of the facility last December. The licence application of a second phase of the repository, which will be the engineered vault-type, was submitted in December 2015 and is expected to be completed by the end of 2019. This will add capacity to store a further 125 000 drums of LILW. Ultimately, the facility will be used to dispose of a total of 800 000 drums of waste.

Nuclear energy policy

The partial amendment of the Nuclear Safety Act pertaining to decommissioning was promulgated in January 2015 for the safe decommissioning of ageing nuclear power plants, including Kori unit 1. The term “decommissioning” is defined as “all actions or measures taken to exclude any facilities licensed or designated pursuant to the Nuclear Safety Act from the scope of application of the Nuclear Safety Act, through removal of the facility and the site or through decontamination thereof after permanent cessation of the operation of the facilities by nuclear power reactor operators, research reactor operators, and nuclear fuel cycle utilities.” Submission of a decommissioning plan to the NSSC in construction and operation licensing phases of nuclear power plants and periodical renewal of the decommissioning plan are incorporated into the overall amendment of decommissioning-related contents.

Korea completed the amendment of its Act on Measures for the Protection on Nuclear Facilities, etc., and Prevention of Radiation Disasters Act and re-established its emergency planning zone (EPZ) in May 2015. By setting the basic radius of the precautionary action zone (PAZ) and the urgent protective action planning zone (UPZ) to 3~5 km and 20~30 km, respectively, and considering the social and geographical characteristics of each site in establishing zones, formulating an emergency plan to prevent severe deterministic effects and reduce stochastic effects became possible. In parallel with the extension of the EPZ, the infrastructures, manuals, and education and training programmes of local governments relating to prevention against radiation disasters are expected to be reinforced, and radiological emergency exercises to be classified, systematised and conducted more frequently.

In June 2015, the Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management (PECOS) submitted the recommendation report to the government after collecting opinions from all walks of life for about two years. PECOS recommended that the policy on spent nuclear fuel management put top priority on safety, spent nuclear fuel storage facility be built before the at-reactor site storage becomes saturated, research and development be carried out at the underground research laboratory from 2030 after siting by 2020, and final disposal facility for spent nuclear fuel be operated from 2051. Based on the recommendations of PECOS, the Korean government has been drafting the national basic plan for spent nuclear fuel management, which will be implemented in the course of 2016.

Mexico

Legal framework

In December 2013, the Mexican government approved a reform of the energy sector constitutional framework in order to promote investment, economic growth and social development. The Energy Reform amended Articles 25, 27 and 28 of the Mexican Constitution and established a 21-article transitory regime. Secondary legislation was passed in the second half of 2014 to implement the constitutional reform.

Energy Reform reaffirmed the nation's ownership of hydrocarbons in the subsoil and the state strategic guidance for hydrocarbon and electric power industries through stronger regulatory bodies and mechanisms, allowing private investment and association in the exploration and extraction of hydrocarbons, their transport, storage and treatment, as well as generation and commercialisation in the electric power industry, with the exception of nuclear power generation.

Mexican Petroleum (PEMEX) and the Federal Electricity Commission (CFE) were transformed into state productive enterprises with technical, management and budgetary autonomy. The state will promote the protection of the environment through sustainability principles, the use of renewables and cleaner fuels, as well as measures to reduce polluting emissions from the electric power industry.

Operation of the Laguna Verde reactors

On 26 December 2014, Laguna Verde unit 2 received permission from the Mexican Regulatory Authority to operate at the extended power uprate level (120% of the original licensed thermal power), and so it operated during 2015 at this new power level (2 317 MWth, 810 MWe). The new operation licence at this power level has not yet been issued by the Energy Secretariat.

During 2015, Laguna Verde unit 1 operated at 2 027 MWth (105% of the original licensed thermal power) and performed its 17th refuelling outage in the last quarter of this year.

Licence renewal

In 2015, an application for a licence renewal of Laguna Verde unit 1 was submitted to the Mexican Regulatory Authority, which will allow its operation for 30 more years. This unit licence expires on July 2020.

Spent fuel storage

In 2015, an independent spent fuel storage installation (ISFSI) started its construction on the Laguna Verde site.

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 Realisation 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 nuclear power plants (NPPs) and the preparation of regulatory and organisational infrastructure for these investments. The programme envisages the construction of two nuclear power plants 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 CO₂ and 24% of the current CO₂ annual emission level in the Polish electricity generation sector.

Implementation of the Polish nuclear programme assumes that, by the end of 2016, a location is determined and a contract on the technology is chosen for the first nuclear power plant.

The next step should be the development of the technical design of the plant by 2018 and securing required legal decisions. Stage IV specifies that construction and connection to the grid of the first unit of the first nuclear power plant will be completed by the end of 2024 and that construction of consecutive units will be underway. The fifth and final stage (2025-2030) provides for the continuation and launching of construction of a second nuclear power plant, as well as the completion of the first nuclear power plant. The completion of the second NPP is scheduled for 2035. Responsibility for the plant's construction rests with PGE EJ 1 Sp. z o.o., which belongs to PGE Capital Group. 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 is conducting site surveys in two locations.

On 11 September 2014, PGE EJ 1 Sp. z o.o. concluded an agreement with AMEC Nuclear UK Ltd to provide technical advisory services for the investment process aimed at the construction of the first Polish NPP of approximately 3 000 MW capacity.

Launching of an integrated tender for a technology supplier is expected in the first half of 2016. It will be a single procedure combining all key elements of the project, including the provision of support services covering operation and maintenance, fuel supply and the provision of debt financing.

On 16 October 2015, the Council of Ministers adopted a National Plan for radioactive waste and spent fuel management. The existing national low- and medium-level radioactive waste repository is expected to be full in 2025, and thus Poland has to find a new site for the new repository. The process of site selection is ongoing and should be completed in 2017. In 2018-2020, the design and all permits should be obtained, allowing the repository to begin operation by 2024.

Russia

After the start of commercial operation of the Rostov nuclear power plant (NPP) unit 3, the installed capacity of Russian NPPs reached 26 242 MW. In 2015, Russian NPPs generated a record amount of energy – 195.2 billion kWh, accounting for 18.6% of the total electricity production.

The performance improvement was largely due to an optimisation of the repair campaign, a reduction of time frames of scheduled repair and the operation of VVER-type reactors at an increased capacity level. The programme for restoration of service life characteristics of power units with RBMK reactors is also being implemented successfully.

Currently, there are eight nuclear power units under construction in Russia. Companies within the Rosatom State Corporation Group are implementing joint projects for NPP construction in Bangladesh, Belarus, China, Finland, Hungary, India, Iran, Turkey and Viet Nam.

On 10 November 2015, the power start-up and capacity attainment stage began at unit 4 of the Beloyarsk NPP with BN-800 reactor.

The construction of floating NPP Akademik Lomonosov is ongoing. The Baltic Shipyard plans to hand the unit over to Rosenergoatom in September 2017. The commissioning date of the floating NPP is synchronised with the decommissioning of the Bilibino NPP in Chukotka (2019-2021).

ZIO-Podolsk JSC is manufacturing two RITM-200 reactors with a thermal capacity of 175 MW each for the first-of-a-kind icebreaker “Arktika” (under construction at the Baltic Shipyard, Saint Petersburg).

Rostekhnadzor granted the licence for operation of unit 2 of the Smolensk NPP beyond the design service life for another 15 years. The unit had undergone significant reconstruction, including replacement of the equipment that reached the end of its operating life and process channels, modernisation of special systems and reinforcement of structures at hot sites.

Rosenergoatom is preparing for the decommissioning of units 1 and 2 of the Novovoronezh NPP. Starting from October 2015, the operation licences of these units are no longer valid. Activities at these power units are carried out under the decommissioning licences.

In 2015, a number of federal rules and regulations on the disposal of radioactive waste, regular safety assessment of research nuclear plants, probabilistic safety analysis of a nuclear power plant and other aspects of peaceful use of nuclear energy entered into force.

The federal Law No. 162-FZ on standardisation in Russia came into force in June 2015. The document stipulates authorities and functions of Rosatom State Corporation in the area of standardisation. In addition to that, it defines the standardisation procedure regarding products relevant to ensuring safety in the nuclear energy sector, as well as processes and other standardised items related to such products.

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 2015, was 27 191 GWh, of which 15 146 GWh (55.7%) came from the nuclear reactors Bohunice and Mochovce NPPs.

Fuel cycle developments

Design and development work for the use of nuclear fuel with higher enrichment and burnable absorber (gadolinium) at units 3 and 4 of the Bohunice NPP and units 1 and 2 of the Mochovce NPP were successfully completed, and during 2015, fresh nuclear fuel with an average enrichment 4.87% and 4.25% of U-235 was loaded into all four reactors.

At the end of 2015, the first delivery of enriched uranium product (EUP) was completed, under the contract between Slovenské Elektrárne and the French company Areva, which was signed in 2014. Supplied EUP is designed for fabrication of nuclear fuel, which will be delivered in 2016 to Bohunice unit 3 and Mochovce unit 1, under the fuel supply contract with the Russian company TVEL.

Status of Mochovce units 3 and 4

In the 4th quarter of 2015, the new unit 3 control room began operating. The switching on of the unit 3 control room was preceded by the energisation of the entire distributed control system (DCS) power supply chain: from the external 110 kV line and the medium and low voltage distribution to the 24 V power supply. The Mochovce NPP also has a new emergency control room and a waste water treatment plant, used both by units 3 and 4.

Also on unit 3, conditions for clean assembly in the reactor hall were reached and control reactor assembly started together with renovation of internal reactor parts.

The nuclear project entered the testing and commissioning phase. Individual tests of the instrumentation and control (I&C) system have commenced.

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 conditions on nuclear safety and radiological protection imposed by the Nuclear Safety Council.

Nuclear generation

In 2015, nuclear energy provided around 20.3% of total net electricity production, a similar figure to the previous year. The average load factor of the Spanish nuclear fleet was 88.26% (without considering the Garoña NPP).

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 is subject to a favourable report by the Nuclear Safety Council, which is still pending.

Front end of the fuel cycle

In 2015, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured a total of 854 fuel assemblies containing 347.2 tU. Of this total, 480 fuel assemblies containing 207.6 tU were exported to Belgium, France and Sweden, representing 56% of the total production of fuel elements. Acquisitions of uranium concentrates were from Russia (38.0%), Niger (22.5%), Kazakhstan (16.8%), Canada (9.6%), Uzbekistan (7.4%) and Namibia (5.7%).

Back end of the fuel cycle

The main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2015 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 the engineering and technical aspects. The CISF is tentatively expected to start operation in 2021.

As for independent spent fuel storage installations (ISFSIs) at nuclear power plants, three are in operation following the licensing of an ISFSI at the Ascó NPP in the spring of 2013. Additionally, the licensing of an ISFSI for the Santa María de Garoña NPP continued during 2015, while it is expected to begin operation in 2017.

The El Cabril facility continued routine operation in 2015, managing low- and intermediate-level waste (LILW) generated at radioactive and nuclear facilities. As of 31 December 2015, the inventory of radioactive waste disposed in the facility amounted to 31 600 m³.

The El Cabril facility has a dedicated very low-level waste (VLLW) disposal area, consisting of a cell with a disposal capacity of some 30 000 m³. As of 31 December 2015, 8 642 m³ had been disposed of in the facility. The future goal is to construct an additional three cells until the authorised capacity of 130 000 m³ is attained. During 2015, ENRESA completed the project for the construction of the second cell with an estimated capacity of 39 000 m³. The project received a favourable report from the Nuclear Safety Council in January 2014 and is expected beginning operation in 2016.

Legal framework

Royal Decree 1086/2015, of 4 December 2015, amending, Royal Decree 1308/2011, of 26 September 2011, on the physical protection of facilities, nuclear materials and radioactive sources, was published in the Spanish Official Gazette (BOE) on 18 December 2015. The main amendment introduced by this Royal Decree in the nuclear security regime in Spain is the establishment of on-site response teams formed by public law enforcement agents (Civil Guard) in the nuclear power plants.

The Order of the Ministry of Industry, Energy and Tourism IET/458/2015, of 11 March 2015, regulating allocations to municipalities in the vicinity of nuclear facilities from the fund for the financing of activities included in the General Radioactive Waste Plan, was published in the Spanish Official Gazette (BOE) on 17 March 2015. This Order revises the regulation of these allocations and repeals the former ministerial order, of 13 July 1998, which governed those allocations since 1998. The most relevant amendment introduced by this order is the creation of a new type of fund to finance local development projects in order to promote the establishment of alternative economies, other than those associated to nuclear facilities.

Sweden

Policy changes

The tax on thermal capacity was raised during 2015 from SEK 12 648/MW thermal capacity to SEK 14 440. That is approximately SEK 0.07-0.08/kWh.

There has been an ongoing procedure concerning the legality of this tax that started in the Swedish court and ended up in Europe's highest court. In October 2015, the European Court of Justice's seventh chamber decided that the tax does not fall within the scope of two European Council Directives and is therefore a national, rather than European Commission, matter.

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

Status update of nuclear power reactors

- **Ringhals:** In the spring of 2015, it was decided by the owner that the two 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, plans are to operate for at least 60 years.

R4 received permission for higher capacity at the beginning of February 2015. A test run is now ongoing.

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

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

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 is to operate for at least 60 years.

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

Switzerland

Main events in 2015

Reactor pressure vessel in the Swiss NPP Beznau 1: Detection of flaw indications similar to those identified in the Belgian reactors of Doel 3 and Tihange 2.

While carrying out ultrasonic measurements of the reactor pressure vessel of the Beznau 1 nuclear power plant (PWR, 2-Loop Westinghouse design, commissioned in 1969), the operator detected flaw indications similar to that of the Belgian reactors, but smaller in number, size and extension. Currently, further assessment of these findings by the licensee has been initiated and is ongoing.

The Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI), in collaboration with a group of international experts, will review a project plan (roadmap) provided by the operator, outlining procedures for the characterisation and evaluation of the indications in the base material of the Beznau 1 reactor pressure vessel.

The operation of Beznau 1 may only be started again if the safety of the reactor pressure vessel is confirmed.

Turkey

Turkey's energy strategy includes two NPPs with a total of eight nuclear reactors to be in operation by 2030 and a third NPP to be under construction by 2023.

For the first NPP project, Russia and Turkey signed an Intergovernmental Agreement (IGA) "Construction and Operation of a Nuclear Power Plant at the Akkuyu site" on 12 May 2010, which consists of four reactor units, VVER-1200 AES-2006-type, with each having 1 200 MW installed capacity on the basis of the build, own and operate model. The Akkuyu Project Company revised the "Site Parameters Report" according to the additional information requested by the Turkish Atomic Energy Authority (TAEK) and resubmitted it on 30 December 2015.

For the second NPP project, the IGA with Japan on "Cooperation for Development of Nuclear Power Plants and the Nuclear Power Industry in the Republic of Turkey" has been approved by the Turkish parliament in April 2015. The IGA envisages the construction of four reactor units based on the Areva and Mitsubishi Heavy Industries ATMEA1 reactor-type, each having 1 120 MW installed capacity, at the Sinop site on the basis of the public-private partnership model. The licensing report named "Evaluation of Regulatory Licensing Process" was submitted by Sinop NPP Project Sponsors to TAEK in December 2015 and is currently under revision based on TAEK comments.

The Draft Law on Nuclear Energy, the Draft Law on Third Party Liability in the field of Nuclear Energy in compliance with Paris Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy and the Draft Law for the Accession of "Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management" are planned to be ratified by the Turkish parliament in 2016.

United Kingdom

Recent developments in UK policy on nuclear energy

At the general level, it is a UK government policy objective that nuclear power should form part of a low-carbon energy mix, 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 radioactive waste management policy are devolved to the government 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 by the UK government 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

The UK reactor fleet is comparatively old and operators have stated that they expected a reduction of existing nuclear capacity. The UK government believes 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. The UK government has taken a series of facilitative actions to encourage nuclear new build, and industry has announced ambitions for construction of up to 16 GW by 2025.

Generic design assessment (GDA) is one of the facilitative actions set out in the Nuclear White Paper 2008 and is undertaken by the ONR and the Environment Agency. GDA is a voluntary process that allows regulators to begin consideration of the generic safety, security and environmental aspects of designs for NPPs prior to applications for site-specific licensing and planning consents.

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

Three consortia are currently preparing for the construction of new nuclear power plants:

- NNB Generation Company (NNBGenco) is a joint venture led by EDF. NNBG has plans to build up to 6.4 GW at Hinkley Point in Somerset and Sizewell in Suffolk.
- Horizon Nuclear Power, owned by Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, has plans to build up to 6.6 GW at Wylfa in Anglesey and Oldbury in Gloucestershire.
- NuGen is a consortium of GDF Suez and Iberdrola. NuGen has plans to build up to 3.6 GW at Moorside near Sellafield in Cumbria.

Among the consortia, NNBGenco has made most progress, having received regulatory approval (site licence, environmental permits and GDA of its EPR reactor design) in late 2012. In October 2013, the UK government announced that initial agreement had been reached on the key terms of a proposed investment contract for the Hinkley Point C nuclear power station. The key terms include 35-year “contract for difference” (CfD), the “Strike Price” of GBP 89.50/megawatt-hours (MWh) being fully indexed to the Consumer Price Index and conditional upon Sizewell C project proceeding. In October 2014, the EC decided that UK plans to support the construction and operation of the project were in line with EU state aid rules. A final investment decision on Hinkley Point C is, at the time of writing this report, expected imminently.

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 Energy and Climate Change (DECC). DECC published final FDP statutory guidance in December 2011 to assist operators to develop 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 of geological disposal.

The government received an FDP submission from NNBG in March 2012 and discussions with NNBGenco were concluded in October 2015 whereby the FDP 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. At the appropriate time, the stored waste in England and Wales will be transported to, and disposed of, in a geological disposal facility (GDF).

A further White Paper in 2014 “Implementing Geological Disposal” updated and replaced (in England and Northern Ireland) the 2008 White Paper, by setting out a renewed overarching policy framework for implementing geological disposal and identifying initial actions to be led by the UK government and the intended developer (Radioactive Waste Management Ltd [RWM], a wholly owned subsidiary of the Nuclear Decommissioning Authority) to support the process for siting a GDF by providing greater levels of information and clarity on key issues for prospective host communities. These initial actions, which will be completed prior to any further communities being invited to join the siting process, include:

- a national geological screening exercise to bring together existing data and provide robust information on the potential for siting a GDF across England, Wales and Northern Ireland;
- establishment of a GDF in England to be recognised as a “nationally significant infrastructure project” for planning consent purposes, and development of a National Policy Statement to support this, including an Appraisal of Sustainability;
- creation of a “community representation working group” to help the UK government further develop the detailed process of working with communities in the future.

The UK government believes the outputs will enable communities to engage with the process to implement a GDF with greater confidence. Following completion of the initial actions, the UK government will reopen the siting process for interested communities to join.

In relation to the 2008 White Paper, the Welsh government reserved its position on geological disposal for higher activity radioactive waste (HAW) in Wales but continued to play an active part in the MRWS programme to ensure that the interests of the people of Wales were recognised in the process. Between October 2014 and January 2015, the Welsh government issued a consultation on the management and disposal of HAW as part of a review of its policy. On 19 May 2015, the Welsh government issued a statement adopting a policy for the geological disposal of HAW.

The Scottish government is not a sponsor of the programme for implementing geological disposal, but remains committed to the responsible management of the radioactive wastes arising in Scotland in near-surface facilities.

The Scottish government believes HAW management facilities should be located as near to the site where the waste was produced as possible (the “proximity principle”). The Scottish government also believes developers should demonstrate how the facilities will be monitored and how any stored waste or waste packages could be retrieved.

The Scottish government is developing a strategy to support the implementation of its policy.

United States

The nuclear power industry in the United States is the largest in the world, with 100 operating commercial nuclear reactors. Many services and supplies to the US nuclear power industry are imported. As of 31 December 2015, installed nuclear capacity in the United States totalled 99.8 gigawatts electric (GWe) (net). Data are preliminary and include the electric power sector only. The nuclear share of total capacity in the United States was 9.6% in 2015.

Nuclear power generation

In 2015, total electricity generation in the United States was 3 915 net terawatt-hours (TWh), with nuclear power plants generating 798 net TWh, according to preliminary US Energy Information Administration (EIA) data. Data include only the electric power sector. Nuclear generation comprised approximately 20% of total power sector generation in the United States. The nuclear share of total generation has remained relatively constant over the years despite a decrease in the total number of reactors; this is largely the result of performance improvements and uprates.

Status of the nuclear power programme

The following sections describe progress made during 2015 in the US nuclear power programme.

Early site permit (ESP) applications

Independent of an application for a construction permit (10 CFR Part 50) or a combined licence (10 CFR Part 52), the US Nuclear Regulatory Commission (NRC) may approve one or more sites for a nuclear power plant. An ESP remains in effect for 10 to 20 years and can be renewed for an additional 10 to 20 years. As of 31 December 2015, NRC had issued ESPs for four sites. The NRC did not issue any new ESPs in 2015 or receive any new applications. During 2015, one ESP application was under review.

Combined licence application

Under current licensing regulations, the NRC may issue a combined licence (COL) for construction and operation. When the applicant uses a design certified by the NRC, safety issues related to the design have already been resolved, and the focus of the licensing review is the quality of reactor construction. A COL is valid for 40 years and may be extended for an additional 20 years. A total of 18 COL applications were filed between 2007 and 2009; no applications for COLs have been filed since 2009. As of 31 December 2015: five COLs were withdrawn, four COLs were suspended and five COLs were under active review. On 30 April 2015, NRC voted to approve Detroit Edison Company's COL to build a new economic simplified boiling water reactor (ESBWR), Fermi, unit 3, near Newport City, Michigan. On 12 February 2016, NRC voted to approve South Texas Project Nuclear Operating Company's COL to build two new advanced boiling water reactors (ABWR), South Texas Project, units 3 and 4, in Matagorda County, Texas. As of 31 December 2015, Southern Nuclear Operating Company's two new Westinghouse AP1000 reactors, Vogtle units 3 and 4, near Augusta, Georgia, and South Carolina Electric & Gas Company's two new Westinghouse AP1000 reactors, Virgil C. Summer units 2 and 3, near Columbia, South Carolina, were under construction.

Design certifications for new reactors

Under current licensing regulations, an applicant who seeks to build a new reactor can use an off-the-shelf reactor design that has been previously approved and certified by the NRC. The streamlined process encourages standard or pre-approved reactor designs. Issuance of a design certification is independent of applications for a construction permit or an operating licence. Design certifications are valid for 15 years and can be renewed for an additional 10 to 15 years. As of 31 December 2015, the NRC had issued design certifications for four designs, including the Westinghouse AP600 and AP1000, the General Electric Nuclear Energy ABWR and the GE-Hitachi ESBWR. In addition to several amendments to previously certified designs, the NRC is currently reviewing the applications for three additional design certifications,

including the Mitsubishi Heavy Industries, Ltd US advanced pressurised water reactor (US-APWR), the Areva NP, Inc. US Evolutionary Power Reactor (US EPR), and the Korea Electric Power Corporation and Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd advanced power reactor 1400 (APR1400).

Small modular reactors (SMR)

In March 2012, the US Department of Energy (DOE) announced its intention to provide USD 452 million in funding to assist in the initial development of SMR technology that has the potential to be licensed by the NRC and to achieve commercial operation by 2025. In November 2012, the DOE announced the selection of Babcock & Wilcox (B&W), in partnership with the Tennessee Valley Authority (TVA) and Bechtel International, to cost share the work to prepare a licence application for up to four BWXT mPower SMRs at TVA's Clinch River site in Oak Ridge, Tennessee. TVA submitted an ESP application to the NRC in May 2016 and expects to submit a COL application in 2018. Each mPower SMR is expected to have a capacity of 195 MWe. The first mPower SMR could be operating by 2026.

In December 2013, the DOE announced the selection of NuScale Power, LLC as the recipient of the second award. Each NuScale SMR is expected to have a capacity of 50 MWe; the reactor building is designed for 12 SMRs. The project will be based at the Idaho National Laboratory outside Idaho Falls, Idaho. The NRC expects to receive a Design Certification Application in late 2016, and NuScale expects the first SMR to be operating by the middle of 2024.

Licence renewal

The NRC has the authority to issue initial operating licences for commercial nuclear power plants for a period of 40 years. Operating licences are renewed by the NRC for a period of 20 years. As of 31 December 2015, NRC had granted licence renewals to 81 of the 100 operating reactors in the United States. The NRC is currently reviewing licence renewal applications for 12 reactors and expects to receive applications from five more reactors between 2017 and 2022. The nuclear power industry is preparing applications for licence renewals that would allow continued operation beyond 60 years, i.e. for 80 years. Virginia Electric and Power Company (Dominion) expects to submit an application for a second licence renewal for Surry units 1 and 2 in early 2019.

Power uprates

Power uprates are implemented to increase reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. During 2015, the NRC approved no power uprates. As of 31 December 2015, the NRC had approved 156 power uprates, which could add about 7 326 MWe to the US nuclear generating capacity, once implemented. Not all approved uprates have been implemented at US reactors. Uprates are under review and pending approval for three reactors, totalling nearly 489 MWe. In addition to those already under review, the NRC expects to receive an additional seven requests for power uprates between 2016 and 2019, totalling nearly 127 MWe.

Retirements

No nuclear power plants retired in 2015. Announced early retirements include: the 615 MWe Oyster Creek Nuclear Generating Station (New Jersey) in 2019, the 678 MWe Pilgrim Nuclear Power Station (Massachusetts) by mid-2019, and the 852 MWe James A. FitzPatrick Nuclear Power Plant (New York) in late 2016 or early 2017.

United States response to the accident at Fukushima Daiichi

Since the March 2011 accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant in Japan, the NRC and the US nuclear industry have worked to address issues related to the accident. The NRC and the US nuclear industry initiated an immediate co-ordinated response to the accident, as well as long-term actions intended to assure the continued safety of operating and planned reactors in the United States. The NRC continues to emphasise that, in all cases, the existing fleet of reactors can continue operating safely while implementing lessons learnt from the accident at Fukushima.

The NRC has taken significant actions to enhance reactor safety based on the lessons learnt from the accident at Fukushima. These actions are related to: accident mitigation strategies, reliable hardened containment venting capability, improved spent fuel pool instrumentation, seismic hazard re-evaluation, flooding re-evaluation, emergency preparedness, mitigation of beyond-design-basis events and improvements to the NRC's regulatory process. Plant specific progress on US safety enhancements can be found on the NRC's webpage.

The nuclear industry, through the Nuclear Energy Institute (NEI), developed its FLEX strategy as a comprehensive, flexible, and integrated plan to mitigate the effects of severe natural phenomena and to take steps to achieve safety benefits quickly. All plants are expected to have implemented the FLEX strategy by the end of 2016.

An historical perspective on the US response to the accident at Fukushima is provided in the 2015 edition of *Nuclear Energy Data*.

Fuel cycle

All activities of the commercial nuclear fuel cycle, except reprocessing, are conducted in the United States. Spent fuel reprocessing for waste management in the United States has been discouraged by public policy, and the once-through fuel cycle is the present policy along with an active research and development programme on advanced fuel cycle alternatives. Each fuel cycle stage is subject to competition and supply from international sources, which in many cases dominate the domestic industry segment. At present, US nuclear fuel supply is highly dependent on imports for mined uranium concentrates, uranium conversion and enrichment. Virtually all fuel fabrication requirements are met by domestic sources. EIA publishes data on the nuclear fuel cycle in the Domestic Uranium Production Report and the Uranium Marketing Annual Report.

Uranium requirements

Annual uranium requirements for the United States for the period 2015 to 2035 are projected to decrease slightly from 21 932 tU in 2015 to 20 978 tU in 2035 (high nuclear case). This projected decrease is based on the possibility that the early retirements of some operating nuclear power plants due to financial uncertainty may offset new builds and the receipt of licence renewals to operate for an 80-year extended life cycle.

Uranium production

According to EIA's 2015 *Domestic Uranium Production Report*, US uranium mines produced 1 427 tU in 2015, 24% less than in 2014. One underground mine produced uranium ore during 2015, one fewer than during 2014. Additionally, seven in situ leach (ISL) mining operations produced solutions containing uranium in 2015, one fewer than in 2014. Overall, there were eight mines that operated during all or part of 2015.

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 (UF₆). 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 2015. 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 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.

Centrus Energy Corporation (Centrus) signed a ten-year contract with TENEX in March 2011 to supply commercial-origin Russian low-enriched uranium. An extension of the contract was signed in December 2015. Deliveries under this contract began in 2013 and are slated to continue through 2026. The contract also includes an option to more than double the amount of material purchased. Centrus will pay TENEX the value of the work (measured in SWU) needed to create the low-enriched uranium and deliver an equal amount of natural (unenriched) uranium to TENEX. The new contract will provide low-enriched uranium that can be used to fabricate fuel for US reactors while new US enrichment facilities are licensed, constructed and operated to produce US-origin low-enriched uranium.

Re-enriched tails

The 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, 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 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).

Nuclear waste management

Commercial nuclear power reactors currently store most of their used nuclear fuel (UNF) on-site at the nuclear plant, although a small amount has been shipped to off-site facilities. In 2015, US reactors discharged approximately 2 235 tonnes heavy metal (tHM), and the UNF inventory in the United States was approximately 75 137 tHM as of 31 December 2015.

The Nuclear Waste Policy Act (NWPA) of 1982, as amended in 1987, provides for the siting, construction, and operation of a deep geologic repository for disposal of UNF and high-level waste (HLW). The amendments in 1987 directed the DOE to focus solely on Yucca Mountain as the future site of a geologic repository.

President Obama announced in February 2009 that the proposed permanent repository at Yucca Mountain was no longer an option. In January 2012, the Blue Ribbon Commission (BRC) on America's Nuclear Future issued its final report. The report evaluated alternatives to Yucca Mountain. In January 2013, the DOE released its *Strategy for the Management and Disposal of Used Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste* (Strategy), which presents a response to the final report and recommendations made by the BRC. Essentially, it provides "... a framework for moving towards a sustainable programme to deploy an integrated system capable of transporting, storing and disposing of used nuclear fuel and HLW from civilian nuclear power generation, defence, national security and other activities." The *Preliminary Evaluation of Removing Used Nuclear Fuel from Shutdown Sites* was issued in October 2014. The report focused on the development of a pilot interim storage facility that could accept UNF from permanently shutdown reactors. As of 31 December 2015, there are 24 shutdown commercial reactors in the United States.

In March and September 2015, legislation was introduced in both the US Senate and the US House of Representatives, respectively, to address the management, storage and disposal of UNF. In the meantime, private companies continue to pursue the design and licensing of interim storage facilities for UNF.

In April 2016, Waste Control Specialists, LLC submitted a licence application to the NRC for a privately owned and operated interim spent fuel storage installation (ISFSI) in Texas; the facility would have a storage capacity of 40 000 tonnes and could receive a licence from the NRC in 2019. Holtec International, in partnership with the Eddy-Lea Energy Alliance (ELEA), expects to submit a licence application to the NRC in November 2016 for an underground ISFSI near the existing DOE Waste Isolation Pilot Plant in New Mexico; the facility would have a service life of up to 80 years and a storage capacity of 75 000 tonnes. Both ISFSIs could be in operation by 2020.

An historical perspective on nuclear waste management in the United States is provided in the 2015 edition of *Nuclear Energy Data*.

Legislation

From a legislative perspective, the Energy Policy Act of 2005 included the renewal of the Price-Anderson Nuclear Indemnity Act and incentives for building the first advanced nuclear power plants. Incentives included loan guarantees, production tax credits and standby support insurance related to regulatory delays. The incentives are at various stages of development. Incentives included:

- *Nuclear power loan guarantees* – Congress granted the DOE authority to issue USD 20.5 billion in guaranteed loans. The DOE issued solicitations for USD 18.5 billion in loan guarantees for new nuclear power facilities and USD 2 billion for the “front end” of the nuclear fuel cycle on 30 June 2008. The DOE offered a USD 2 billion loan guarantee to Areva for an enrichment plant. In February 2014, the DOE finalised the first federal loan guarantee for USD 6.5 billion with Georgia Power Company and Oglethorpe Power Corporation for the construction and operation of two AP1000 reactors at Vogtle.
- *Production tax credits* – With regard to production tax credits (PTC), the US Internal Revenue Service issued Bulletin 2006-18 in May 2006. The first 6 000 MWe of deployed nuclear power capacity is eligible for a USD 18/MWh production tax credit. To be eligible for the PTC, construction of a nuclear power plant must commence by 1 January 2014, and commercial operations must commence by 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.
- *Standby support (risk insurance)* – The standby support incentive was formalised via a final rule in August 2006. No contract has been issued. The DOE is authorised to issue insurance to six reactors to cover delays in operations attributed to the NRC licensing reviews or litigation.

3. Rapports par pays

Allemagne

Gestion des déchets radioactifs

En août 2015, en application de la Directive 2011/70/Euratom du Conseil, l'Allemagne a présenté à la Commission européenne son programme pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (programme national). Ce programme contient un aperçu programmatique de la politique allemande de gestion des déchets, notamment l'inventaire des déchets radioactifs (inventaire actuel et prévisions pour l'avenir). Le texte intégral du programme national est consultable en ligne à l'adresse www.bmub.bund.de/P333-1/.

Le programme national allemand prévoit deux sites de stockage : l'installation de Konrad, qui est en cours de construction et bénéficie d'une approbation pour stocker jusqu'à 303 000 m³ de déchets radioactifs faiblement générateur de chaleur et provenant majoritairement du démantèlement de centrales nucléaires ; et un site de stockage de déchets radioactifs générateur de chaleur, à construire en un lieu qui reste à identifier.

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.

Les membres de la Commission représentent des groupes divers : scientifiques, représentants de la société civile, membres du Bundestag et membres des gouvernements des *Länder*. La Commission, qui a débuté ses travaux à l'été 2014, a pour mission d'examiner et d'évaluer la Loi relative à la sélection d'un site de stockage et les critères et la procédure définis à cet effet.

La Commission a mis l'accent sur la transparence des débats, notamment en tenant des réunions publiques, en publiant les documents de travail et en offrant au grand public la possibilité de commenter en ligne ses projets de rapport final. La Commission est tenue de remettre ce rapport final présentant ses conclusions au Bundestag à la mi-2016.

Belgique

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

Cependant, 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. Le 4 juillet 2012, il a été décidé de repousser de 10 ans la fermeture de Tihange 1. Le 18 décembre 2014, le gouvernement fédéral a décidé d'autoriser l'exploitation des tranches 1 et 2 de Doel pendant 10 années supplémentaires, sous réserve de l'approbation de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN/FANC) et d'un accord avec le propriétaire et exploitant, la filiale ELECTRABEL de GDF SUEZ. À la suite de l'approbation donnée par l'AFCN/FANC, cette décision a été confirmée par le Parlement en juin 2015.

Le calendrier de sortie du nucléaire est donc le suivant :

- Doel 3 : 1^{er} octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1^{er} février 2023 ;

- Doel 1 : 15 février 2025 ;
- Doel 4 : 1^{er} juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1^{er} septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1^{er} octobre 2025 ;
- Doel 2 : 1^{er} décembre 2025.

Au cours de l'été 2012, la tranche 3 de Doel et la tranche 2 de Tihange ont été mises à l'arrêt par l'exploitant en raison d'indications de défauts découvertes dans les cuves lors d'inspections en service non requises par les procédures. Des analyses plus poussées ont montré que les défauts consistaient en des flocons d'hydrogène apparus lors de la fabrication. Les deux tranches ont été redémarrées en juin 2013, puis de nouveau fermées en mars 2014 après que l'exploitant a réalisé d'autres essais nécessitant d'autres investigations. Finalement, après un examen par des pairs internationaux mené en novembre 2015, le régulateur belge a autorisé le redémarrage sur la base des dossiers de sûreté qui apportaient la démonstration de l'intégrité structurelle de Doel 3 et Tihange 2 en prenant en compte une durée d'exploitation de 40 ans¹. Les deux tranches ont été redémarrées en décembre 2015.

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'implantation à Dessel d'une installation d'entreposage en surface des déchets de faible et moyenne activité à vie courte. L'organisation de gestion des déchets radioactifs (ONDRAF/NIRAS) a établi le dossier de sûreté indispensable pour obtenir des autorités de sûreté une autorisation de construction et d'exploitation. En 2011, la Belgique a demandé à l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) d'organiser une expertise des principaux aspects de ce dossier de sûreté. Cette expertise s'est achevée au mois de septembre 2012. Ses principales conclusions ont été communiquées aux parties prenantes belges. En substance, la stratégie de la Belgique pour garantir la sûreté à long terme de l'installation et la méthodologie employée pour évaluer cette sûreté sont globalement crédibles et robustes. Le rapport contient également des recommandations concernant les futures activités de recherche et développement (R-D), des améliorations de la conception et la présentation des résultats. Le dossier de sûreté a donc été adapté pour tenir compte de ces recommandations, puis soumis aux autorités de sûreté au début de l'année 2013. L'ONDRAF/NIRAS prépare actuellement ses réponses aux 270 questions et remarques exprimées par l'AFNC/FANC, selon un processus méthodique et systématique strict. Cette procédure est toujours en cours. L'exploitation de l'installation pourrait commencer quatre ans après la délivrance d'une autorisation pour le dépôt en surface des déchets de catégorie A à Dessel. Les opérations de stockage et de fermeture dureraient une centaine d'années.

En 2015, la Belgique a continué de soutenir activement l'action du Groupe à haut niveau sur la sécurité d'approvisionnement en radioisotopes médicaux (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.

Depuis la décision positive prise par le gouvernement belge en mars 2010 concernant le projet MYRRHA (installation d'irradiation polyvalente à spectre rapide capable de fonctionner en modes sous-critique [hybride] et critique) et l'approbation du financement de la première phase du projet (2010-2014), la mise en œuvre suit son cours avec notamment :

- la réalisation des travaux de recherche-développement nécessaires afin de 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, le gouvernement belge et le Centre de recherche nucléaire belge (SCK•CEN) préparent ensemble la création d'un consortium international qui permettrait de réunir des financements

1. AFNC (2015), "Flaw Indications in the Reactor Pressure Vessels of Doel 3 and Tihange 2: Final Evaluation Report 2015", www.fanc.fgov.be/GED/00000000/4000/4027.pdf.

supplémentaires pour le projet. En 2015, le gouvernement a prolongé son soutien au projet MYRRHA pour la période 2016-2017.

Les travaux préliminaires à la modernisation du réacteur BR2 (*Belgian Reactor 2*) ont démarré à la fin de 2014. Le SCK•CEN a décidé d'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. La modernisation a été effectuée en 2015 et au début de 2016. Le réacteur redémarrera au cours du dernier trimestre de 2016.

Canada

Uranium

En 2015, le Canada a produit 13 325 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 du monde. Toujours en tête des centres de production, le site de Key Lake a produit 7 341 t d'U en 2015.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, ont produit 1 621 t d'U en 2015. 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 4 359 t d'U produites en 2015 en font la deuxième mine d'uranium au monde. Elle devrait atteindre sa capacité théorique totale d'extraction en 2017 et produira alors 6 900 t d'U annuelles.

L'usine de McClean Lake traite pour ainsi dire exclusivement du minerai extrait de la mine de Cigar Lake. Seul un petit stock de minerai provenant de la mine de McClean Lake y a été traité en 2015, pour un total de 4 t d'U produites. Aucune reprise des activités d'extraction dans cette mine n'est prévue à brève échéance. Néanmoins, la capacité de production de l'usine se renforce.

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 16 % environ de la demande totale d'électricité du Canada (plus de 60 % dans la province de l'Ontario), selon les estimations, et continuera de jouer un rôle important dans la production d'électricité du pays.

Énergie atomique du Canada limitée

Énergie atomique du Canada limitée (EACL) est une société d'État 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 de tout le pays.

EACL est également chargée de la gestion des déchets radioactifs et du démantèlement des installations dont le Canada assume la responsabilité en conséquence des activités de R-D dans le domaine nucléaire menées 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, couvrant 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 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

De 2016 à 2031, le gouvernement de la province de l'Ontario entend procéder à la réfection de dix réacteurs implantés, pour quatre d'entre eux, à la centrale de Darlington et, pour six autres, à la centrale de Bruce. Ces travaux visent à prolonger de 25 à 30 ans la durée de vie de chaque réacteur. À la centrale de Darlington, le chantier doit démarrer en 2016 avec la réfection d'un réacteur. Les engagements concernant les trois réacteurs suivants tiendront compte du coût et du calendrier des premiers travaux et incluront des « voies de sortie » appropriées (solutions prévoyant de ne pas procéder à certaines réfections si les coûts augmentent de façon imprévue). Le début des travaux à la centrale de Bruce est quant à lui prévu pour 2020.

Ces travaux de réfection forment un élément essentiel de la stratégie d'atténuation des effets du changement climatique adoptée par l'Ontario et représentent un investissement de 25 milliards CAD. Le maintien du nucléaire comme source d'énergie permettra à la province de réaliser chaque année une économie de CO₂ avoisinant 30 millions de tonnes par rapport à l'utilisation de gaz naturel.

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. La Commission canadienne de sûreté nucléaire a tenu en mai 2016 une audience publique pour étudier la demande introduite par Hydro-Québec à l'effet d'être autorisée à poursuivre, pendant dix ans, les activités préparatoires au déclassement de l'installation.

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. La mise à l'arrêt définitif est intervenue à la fin de l'année 2015 et c'est l'entreprise Candu Énergie qui a remporté le contrat de démantèlement le 6 avril 2016, pour un début effectif des travaux prévu en 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) restera en fonctionnement jusqu'au 31 mars 2018, date à laquelle il sera mis en état d'arrêt sûr en vue de son démantèlement. EACL poursuit par ailleurs le démantèlement des laboratoires de Whiteshell, à Pinawa (Manitoba), qui abritent le réacteur de recherche WR-1, à l'arrêt depuis 1985.

Modernisation de la Loi sur la responsabilité civile nucléaire

La Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire (LRIN), qui forme la deuxième partie de la Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique, a reçu l'approbation royale en date du 26 février 2015. Elle contient des dispositions renforcées pour une meilleure gestion de la responsabilité civile en cas d'accident nucléaire au Canada, et autorise le pays à adhérer à la Convention sur la réparation complémentaire des dommages nucléaires de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). De plus, elle prévoit de porter le montant de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant du plafond actuel de 75 millions CAD (tel que fixé par la Loi sur la responsabilité civile nucléaire) à 1 milliard CAD. Sous réserve de son approbation par le gouvernement, elle entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2017, une fois qu'un règlement aura été arrêté et que les décisions ministérielles auront statué sur l'assurance et la garantie financière prévues par le gouvernement.

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire² produits au Canada

Le Canada continue de progresser vers 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 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), d'aménager le site nucléaire de Bruce, à Kincardine, afin d'y construire et exploiter un stockage géologique 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 des effets environnementaux du projet proposé par OPG. Cette commission a organisé des audiences publiques à Kincardine et à Port Elgin, qui se sont étalées sur 33 journées, du 16 septembre au 30 octobre 2013, puis du 9 au 16 septembre 2014. Le 18 novembre suivant, elle a annoncé la fermeture du registre public de l'évaluation environnementale.

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 proposées et engagements pris par OPG pendant l'évaluation et les mesures d'atténuation qu'elle-même préconisait étaient bien mis en œuvre. Si rien ne s'oppose à ce que la procédure d'autorisation suive son cours, alors la déclaration de décision relative à l'évaluation environnementale que publiera le ministre indiquera les conditions que le promoteur du projet se devra impérativement de respecter. Le ministre a repoussé sa décision au 1^{er} mars 2016. Le 18 février 2016, le ministre de l'Environnement et du Changement climatique a réclamé un complément d'information concernant l'étude d'impact environnemental du projet de stockage ainsi que la réalisation de nouvelles études à titre de complément, laissant à OPG jusqu'au 18 avril 2016 pour présenter à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale l'échéancier qu'elle a établi pour répondre à sa demande. Le ministre se mettra en rapport avec la CEC à une date ultérieure au sujet de la participation de la CEC à l'examen des éléments d'information et résultats d'études complémentaires qui seront communiqués.

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. Le texte a été déposé devant le Parlement canadien le 6 décembre 2013. Une fois la nouvelle Loi sur la responsabilité nucléaire entrée en vigueur, ce qui devrait être chose faite en janvier 2017, le pays sera en mesure de ratifier la convention.

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

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 sur des marchés tiers. 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). Tenant son origine de la coopération que les deux pays entretiennent de longue date dans le domaine du nucléaire, l'entente doit faciliter la collaboration scientifique et technique autour de ses applications civiles. Une première réunion a eu lieu en mai 2015, et un plan de travail comprenant différents projets se prêtant à une collaboration est en cours d'élaboration.

En juin 2015, le Canada et le Royaume-Uni ont signé un protocole d'entente bilatéral sur la coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire dans le but de resserrer et intensifier cette coopération, notamment en ce qui concerne les technologies avancées relatives aux réacteurs et au cycle du combustible, la recherche-développement, les questions stratégiques d'intérêt mutuel et tous les aspects afférant au cycle de vie des réacteurs (conception, construction, entretien, exploitation et démantèlement). Dans le cadre de ce protocole, les deux partenaires ont établi un plan de travail constitué d'activités concrètes dont les premières devaient débiter en 2016. La première réunion annuelle organisée au titre de ce protocole a eu lieu en novembre 2015.

Le Comité mixte Inde-Canada a tenu en Inde, en octobre 2015, sa troisième réunion annuelle en vertu de l'accord de coopération nucléaire conclu entre les deux pays. Il permet un renforcement de la collaboration sur les questions nucléaires, à travers notamment le partage d'information et la planification d'activités conjointes en rapport avec l'élaboration de politiques, la recherche-développement et la coopération industrielle. La prochaine réunion annuelle devrait avoir lieu fin 2016 à Ottawa.

Autorité indépendante chargée de la sûreté nucléaire au Canada, la CCSN établit et maintient, avec ses homologues d'autres pays, des accords de coopération fondés sur le partage d'information 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 adhèrent. La CCSN est aujourd'hui liée par des protocoles d'entente prévoyant une coopération et un échange d'information conclus avec 20 autres autorités de sûreté de 19 pays différents, dont les derniers en date ont été signés en 2015 avec l'Inde, le Japon et la Suisse.

Forum international Génération IV (GIF)

En 2015, le programme GIF national du Canada a donné lieu à deux examens de la conception de réacteur refroidi à l'eau supercritique (*Super Critical Water Reactor – SCWR*), l'objectif étant de procéder à une évaluation à l'aune des objectifs fixés par le GIF pour les concepts de réacteur de quatrième génération. Le premier examen a été réalisé, en février, par d'éminents experts canadiens de l'industrie nucléaire, dirigeants du secteur privé et acteurs publics provinciaux et fédéraux, qui ont apprécié les perfectionnements techniques et les caractéristiques innovantes que comporte le concept canadien de SCWR. Le second examen, d'envergure internationale, a eu lieu au mois d'octobre suivant, en présence de membres internationaux participant aux travaux du GIF sur le système SCWR. Ces membres, des experts du domaine venus d'Allemagne, de Chine, de Finlande, du Japon, des Pays-Bas et de République tchèque ayant déjà participé au développement de concepts analogues en Chine, au Japon et en Union européenne. Des chercheurs canadiens leur ont présenté des exposés portant sur divers aspects techniques au cours d'une réunion tenue sur deux jours. Les détails du concept et les questions d'ordre technique ont fait l'objet d'échanges approfondis. Les examinateurs se sont déclarés très satisfaits du rapport sur le SCWR canadien et de l'organisation de la réunion. Les deux examens, l'un national et l'autre international, ont tous deux apporté la preuve que le concept canadien de SCWR répondait aux objectifs d'optimisation économique et d'amélioration de la sûreté nucléaire, de la résistance à la prolifération et de la durabilité, énoncés par le GIF.

Corée

Accords internationaux

La Corée et les États-Unis ont officiellement signé en juin 2015, après plusieurs années de négociations, l'Accord de coopération sur les utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire révisé. Celui-ci étant maintenant en vigueur, l'accord précédent, vieux de 40 ans, est caduc.

La Corée et les États-Unis ont également inauguré officiellement la Commission bilatérale à haut niveau (HLBC), chargée de faciliter le dialogue stratégique et les échanges techniques entre les deux pays sur la coopération dans le domaine des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire, comme le prévoit l'Accord de coopération bilatérale. Les travaux de la Commission porteront en particulier sur la gestion du combustible usé, la promotion des exportations nucléaires et des activités de contrôle des exportations, la sécurité d'approvisionnement en combustible nucléaire et la sécurité nucléaire proprement dite.

Le 3 mars 2015, le ministère coréen de la Science, des TIC et de la Planification (MSIP) et la *King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy* (K.A.CARE) d'Arabie saoudite ont signé un protocole d'accord entre la Corée et l'Arabie saoudite. Ce document prévoit que les deux pays mèneront une étude préliminaire de trois ans pour déterminer la faisabilité de la construction de réacteurs SMART en Arabie saoudite.

Ce même mois, le MSIP coréen a signé avec le ministère de l'Énergie et de l'Industrie du Qatar un autre protocole d'accord portant sur la coopération dans le développement des ressources humaines et la recherche sur les utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire.

Centrales et installations du cycle du combustible

En juin 2015, à la suite de la recommandation de la Commission nationale de l'énergie d'arrêter définitivement la tranche 1 de la centrale de Kori et de la démanteler, la *Korea Hydro and Nuclear Power* (KHNP) n'a pas sollicité le renouvellement de l'autorisation d'exploitation la concernant. C'est la première fois qu'une installation nucléaire commerciale sera démantelée dans le pays. Cette tranche est équipée d'un réacteur à eau sous pression d'une puissance installée de 576 MWe qui est entré en exploitation en 1978. Modernisée en 2007, elle fait l'objet d'une autorisation d'exploitation jusqu'en 2017.

Après des examens de sûreté et des tests de résistance destinés à évaluer la réaction de la centrale aux catastrophes naturelles de grande ampleur hors dimensionnement, afin de réévaluer de façon rigoureuse la sûreté de la centrale dans l'optique d'une exploitation à long terme, la Commission de sûreté et de sécurité nucléaires (NSSC) a approuvé le maintien en exploitation jusqu'en 2022 de la tranche 1 de la centrale de Wolsong, qui était parvenue en novembre 2012 à la fin des 30 ans de sa durée de vie nominale.

La tranche 2 de Shin-Wolsong – de technologie coréenne (OPR-1000) – est entrée en service commercial en juillet 2015, après avoir franchi la dernière phase d'essai et reçu l'autorisation nécessaire de l'autorité nationale de sûreté nucléaire. Le réacteur avait atteint son niveau de criticité le 8 février 2015 et avait été raccordé au réseau le 26 février de la même année. Le parc nucléaire coréen compte donc désormais 24 réacteurs en exploitation commerciale.

Le centre souterrain de stockage de déchets de faible et moyenne activité (FMA) de Wolsong, désormais en exploitation, contient actuellement 5 835 fûts de déchets FMA. Sa construction, qui avait débuté début 2006, s'est achevée en juin 2014. Le site se compose actuellement de six silos de quelque 24 mètres de diamètre chacun, enfouis à plus de 80 mètres en-dessous du niveau de la mer. Dans un premier temps, il pourra accueillir jusqu'à 100 000 fûts. L'autorité de sûreté – la NSSC – en a approuvé la mise en exploitation complète en décembre dernier. La demande d'autorisation d'une deuxième phase de construction, destinée à accroître la capacité de stockage en implantant cette fois-ci des alvéoles ouvragées, a été présentée en décembre 2015, et les travaux devraient être achevés d'ici à la fin de 2019. Le centre pourra ainsi accueillir 125 000 fûts de déchets FMA de plus, avec, à terme, un objectif de stockage total de 800 000 fûts.

Politique nucléaire

Les modifications des dispositions de la Loi sur la sûreté nucléaire qui concernent le démantèlement ont été adoptées en janvier 2015 en vue d'assurer le démantèlement sûr des réacteurs vieillissants, y compris la tranche 1 de la centrale de Kori. Le terme « démantèlement » est défini comme « l'ensemble des actions et mesures mises en œuvre par l'exploitant d'un réacteur de puissance ou d'un réacteur de recherche ou d'une installation du cycle du combustible pour exclure du champ d'application de la Loi sur la sûreté nucléaire toute installation autorisée ou désignée en vertu de cette loi, en procédant, après l'arrêt définitif de l'exploitation, au démontage et à la décontamination de l'installation et du site ». Les modifications apportées aux dispositions relatives au démantèlement prévoient globalement que les demandes d'autorisation de construction et d'exploitation d'installations soumises à la NSSC doivent être accompagnées d'un plan de démantèlement, à actualiser périodiquement.

En mai 2015, la Corée a achevé la modification de la Loi sur les mesures de protection des installations nucléaires et de la Loi sur la prévention des catastrophes nucléaires, et a rétabli sa zone de planification d'urgence. Les rayons de base de la zone de mesures de précaution et de la zone de planification des mesures de protection d'urgence ont été établis dans des fourchettes de 3 à 5 km et de 20 à 30 km respectivement, en tenant compte pour ce faire des caractéristiques sociales et géographiques de chaque site. Ainsi, il est désormais possible d'élaborer un plan d'urgence destiné à prévenir les effets déterministes graves et à réduire les effets stochastiques. Parallèlement à l'élargissement de la zone de planification d'urgence, il est prévu de renforcer les infrastructures, manuels et programmes d'éducation et de formation des collectivités locales relatifs à la prévention des catastrophes nucléaires, mais aussi de créer une typologie des exercices d'urgence radiologique et d'en réaliser de manière plus systématique et plus fréquente.

En juin 2015, la Commission de concertation publique sur la gestion du combustible nucléaire usé, après avoir recueilli pendant près de deux ans les opinions des milieux les plus divers, a soumis au gouvernement un rapport dans lequel elle recommandait de faire de la sûreté la priorité absolue de la politique de gestion du combustible usé ; de construire des installations de stockage de combustible usé avant l'épuisement des capacités d'entreposage sur site ; de mener, à compter de 2030, des activités de recherche-développement dans le laboratoire de recherche souterrain, dont le choix du site d'implantation devrait se faire d'ici à 2020 ; et de mettre en service une installation de stockage du combustible usé à compter de 2051. Sur la base de ces recommandations de la Commission, le gouvernement coréen a élaboré le plan-cadre national de gestion du combustible nucléaire usé, qui sera mis en œuvre au cours de l'année 2016.

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. Comme 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 opportune pour le pays, ne peuvent pas être dédaignées lorsqu'elles satisfont aux exigences de sûreté nucléaire et de radioprotection imposées par l'autorité de sûreté nucléaire (*Consejo de seguridad nuclear – CSN*).

Production nucléaire

En 2015, les centrales nucléaires ont assuré environ 20,3 % de la production totale nette d'électricité du pays, une proportion du même ordre que celle de l'année précédente. Le facteur de charge moyen du parc électronucléaire (hors centrale de Garoña) a atteint 88,26 %.

En juillet 2013, un décret ministériel a ordonné 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 sera accordé si le CSN rend un rapport favorable. Le rapport n'a pas encore été rendu à ce jour.

Amont du cycle du combustible

En 2015, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a fabriqué 854 assemblages combustibles contenant 347,2 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 56 % de cette production, soit 480 assemblages contenant 207,6 t d'U, ont été exportés vers la Belgique, la France et la Suède. Les concentrés d'uranium venaient du Canada (9,6 %), de la Russie (38,0 %), du Kazakhstan (16,8 %), de la Namibie (5,7 %), du Niger (22,5 %) et de l'Ouzbékistan (7,4 %).

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, les principales activités menées en 2015 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 (HA), qui sera 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 2021.

S'agissant des installations d'entreposage indépendantes (*Almacenamiento Temporal Individualizado de Combustible* – ATI) implantées sur les sites des centrales nucléaires, il en existe trois en service, depuis l'autorisation de celle de la centrale d'Ascó, au printemps 2013. La procédure d'autorisation d'une ATI sur le site de la centrale de Santa María de Garoña s'est poursuivie en 2015, et l'exploitation devrait commencer en 2017.

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 2015. Au 31 décembre 2015, 31 600 m³ 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 m³. Au 31 décembre 2015, 8 642 m³ de déchets y étaient stockés. L'objectif pour l'avenir est de construire trois cellules supplémentaires, jusqu'à ce que la capacité autorisée de 130 000 m³ soit atteinte. En 2015, l'ENRESA a mené à son terme son projet de construction d'une deuxième cellule, d'une capacité estimée de 39 000 m³. Ce projet a reçu un avis favorable du CSN en janvier 2014 et a démarré sur le terrain en 2016.

Régime juridique

Le Décret royal 1086/2015 du 4 décembre 2015 modifiant le Décret royal 1308/2011 du 26 septembre 2011 relatif à la protection des installations et matières nucléaires et des sources radioactives a été publié au Journal officiel espagnol (BOE) le 18 décembre 2015. La principale modification apportée au régime de sécurité nucléaire de l'Espagne consiste en la création d'équipes d'intervention sur site formées d'agents de la force publique (*Guardia Civil*) dans les centrales nucléaires.

Le Décret du ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme IET/458/2015 du 11 mars 2015 réglementant les allocations du fonds de financement des activités prévues par le Plan général relatif aux déchets radioactifs versées aux municipalités situées à proximité d'installations nucléaires a été publié au BOE le 17 mars 2015. Ce décret modifie la réglementation relative à ces allocations et abroge le précédent décret ministériel du 13 juillet 1998 qui les régissait depuis 1998. La modification la plus pertinente introduite par ce décret est la création d'un nouveau type de fonds pour financer des projets de développement locaux afin de promouvoir des circuits économiques qui ne soient pas associés aux installations nucléaires.

États-Unis

Avec 100 réacteurs de puissance en service, le secteur électronucléaire des États-Unis est le plus développé du monde et importe de nombreux biens et services. Au 31 décembre 2015, la puissance nucléaire installée du pays s'élevait à 99,8 gigawatts électriques (GWe) nets. Les données fournies sont préliminaires et ne concernent que le secteur de la production électrique. En 2015, le nucléaire représentait 9,6 % de la capacité totale de production électrique du pays.

Production électronucléaire

D'après les informations préliminaires de l'Energy Information Administration (EIA), les États-Unis ont produit 3 915 térawatts-heures (TWh) nets d'électricité en 2015, dont 798 TWh nets par les centrales nucléaires. Ces données incluent le secteur de la production électrique uniquement. Les centrales nucléaires produisent environ 20 % de l'électricité du pays, un pourcentage relativement stable au fil des années, car les augmentations de la puissance et de performances compensent la baisse du nombre total de réacteurs en service.

Point sur le programme nucléaire

Les sections ci-après décrivent les avancées du programme nucléaire américain en 2015.

Demandes d'autorisation préalable d'implantation

Indépendamment de toute demande d'une autorisation de construction (partie 50 du titre 10 du Code of Federal Regulations – CFR) ou d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation (partie 52 du titre 10 du CFR), l'autorité américaine de sûreté nucléaire (US Nuclear Regulatory Commission – NRC) peut approuver un ou plusieurs sites pour l'implantation d'une centrale nucléaire. L'autorisation préalable d'implantation (*Early Site Permit – ESP*) est valable pour une durée de 10 à 20 ans et peut être renouvelée pour 10 à 20 années supplémentaires. Au 31 décembre 2015, quatre sites bénéficiaient d'une telle autorisation. En 2015, la NRC n'en a accordé aucune autre et n'a reçu aucune nouvelle demande. Elle a par ailleurs procédé à l'examen d'une demande d'ESP précédemment déposée.

Demandes d'autorisation combinée de construction et d'exploitation

En vertu des procédures d'autorisation en vigueur, la NRC peut délivrer une autorisation combinée de construction et d'exploitation (*Combined Operating Licence – COL*). Lorsque le demandeur utilise une conception homologuée par la NRC, les questions relatives à la sûreté de la filière ont déjà été traitées. La procédure d'autorisation porte donc principalement sur la qualité de la construction du réacteur. La COL est valable pendant 40 ans et peut être prolongée pendant 20 années supplémentaires. La NRC a reçu 18 demandes d'autorisation combinée entre 2007 et 2009, mais aucune nouvelle demande après cette date. Au 31 décembre 2015 : cinq autorisations combinées avaient été retirées, quatre autres avaient été suspendues et cinq étaient en cours d'examen. Le 30 avril 2015, la NRC a voté et accordé une autorisation combinée à la Detroit Edison Company pour la construction d'un nouveau *Economic Simplified Boiling Water Reactor* (ESBWR), tranche 3 de la centrale de Fermi, près de Newport City (Michigan). Le 12 février 2016, la NRC a voté et accordé une autorisation combinée à la South Texas Project Nuclear Operating Company pour la construction de deux nouveaux *Advanced Boiling Reactors* (ABWR), tranches 3 et 4 de la centrale South Texas Project, dans le comté de Matagorda (Texas). En date du 31 décembre 2015, deux réacteurs Westinghouse AP1000 de la Southern Nuclear Operating Company, les futures tranches 3 et 4 de la centrale de Vogtle, près d'Augusta (Géorgie), et deux autres réacteurs Westinghouse AP1000 de la South Carolina Electric & Gas Company, les tranches 2 et 3 de la centrale Virgil C. Summer, près de Columbia (Caroline du Sud), étaient en cours de construction.

Homologation de nouvelles conceptions de réacteurs

En vertu des procédures d'autorisation en vigueur, un exploitant qui souhaite construire un réacteur peut choisir une conception de réacteur standard, déjà approuvée et homologuée par la NRC. La procédure qui

s'ensuit est alors simplifiée. L'homologation d'une conception de réacteur est indépendante des demandes d'autorisation de construction ou d'exploitation. Les homologations de conception sont valables 15 ans et peuvent être renouvelées pour 10 à 15 années supplémentaires. Au 31 décembre 2015, la NRC avait homologué quatre conceptions, dont celles des réacteurs AP600 et AP1000 de Westinghouse, de l'ABWR de General Electric Nuclear Energy, et de l'ESBWR de GE-Hitachi. Outre plusieurs modifications de conceptions homologuées, la NRC instruit actuellement les demandes d'homologation de trois nouvelles conceptions, à savoir : l'*US Advanced Pressurised Water Reactor (US-APWR)* de Mitsubishi Heavy Industries, l'*US Evolutionary Power Reactor (US-EPR)* d'Areva NP, et l'*Advanced Power Reactor 1400 (APR1400)* de Korea Electric Power Corporation et Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd.

Réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP)

En mars 2012, le ministère américain de l'Énergie (*Department of Energy – DOE*) a annoncé qu'il consacrerait 452 millions USD au soutien des premières étapes du développement des technologies de RPMP susceptibles d'être autorisées par la NRC puis mises en service industriel d'ici à 2025. En novembre 2012, il a annoncé avoir sélectionné le projet de Babcock & Wilcox (B&W), partenaire de la Tennessee Valley Authority et de Bechtel International. Le DOE financera ainsi une partie des coûts des travaux de préparation de la demande d'autorisation de quatre RPMP BWXT mPower au maximum, destinés au site de Clinch River, à Oak Ridge (Tennessee). En mai 2016, la Tennessee Valley Authority a déposé une demande d'autorisation préalable d'implantation auprès de la NRC et prévoit de déposer une demande d'autorisation combinée en 2018. Chaque RPMP mPower devrait avoir une puissance de 195 MWe. Le premier RPMP mPower pourrait être en opération d'ici à 2026.

En décembre 2013, le DOE a annoncé que le deuxième projet sélectionné était celui de NuScale Power, LLC. Chaque RPMP NuScale devrait avoir une puissance de 50 MWe, et le bâtiment réacteur est conçu pour accueillir 12 RPMP. Le projet sera mené dans l'Idaho National Laboratory, à proximité d'Idaho Falls (Idaho). La NRC s'attend à recevoir une demande d'autorisation de certification de conception à la fin de 2016, et NuScale prévoit que le premier RPMP entrera en service d'ici au milieu de l'année 2024.

Renouvellement des autorisations

Les autorisations d'exploitation de réacteurs de puissance neufs que la NRC est habilitée à accorder sont valables 40 ans. Les renouvellements sont accordés, le cas échéant, pour une période de 20 ans. En date du 31 décembre 2015, la NRC avait accordé des renouvellements pour 81 des 100 réacteurs en service aux États-Unis. Elle examine actuellement des demandes de renouvellement concernant 12 réacteurs et prévoit de recevoir d'autres demandes concernant 5 autres réacteurs entre 2017 et 2022. L'industrie nucléaire s'apprête désormais à présenter des demandes de prolongation de la durée de vie de centrales au-delà de 60 ans, c'est-à-dire jusqu'à 80 ans. Virginia Electric and Power Company (Dominion) prévoit de déposer une demande de deuxième renouvellement d'autorisation pour les tranches 1 et 2 de Surry au début de l'année 2019.

Augmentations de puissance

L'augmentation de la puissance nominale d'un réacteur consiste à accroître sa capacité en relevant la puissance maximale à laquelle il peut fonctionner. En 2015, la NRC n'a approuvé aucune augmentation de puissance. En date du 31 décembre 2015, le nombre d'augmentations autorisées s'élevait à 156. Une fois ces augmentations de puissance effectives, quelque 7 326 MWe devraient donc être ajoutés à la puissance nucléaire installée des États-Unis. Le relèvement de la puissance de trois autres réacteurs, ce qui correspondrait à une hausse supplémentaire de près de 489 MWe, est à l'étude et en attente d'une autorisation. La NRC s'attend en outre à recevoir, entre 2016 et 2019, sept nouvelles demandes d'augmentation de puissance, pour un total de près de 127 MWe.

Arrêts définitifs

Aucune centrale n'a été mise définitivement à l'arrêt en 2015. Des fermetures anticipées ont été annoncées, parmi lesquelles celle de la centrale d'Oyster Creek (New Jersey), de 615 MWe, en 2019, celle de Pilgrim (Massachusetts), de 678 MWe, d'ici au milieu de l'année 2019, et celle de James A. FitzPatrick (New York), de 852 MWe à la fin de 2016 ou au début de 2017.

Réaction des États-Unis après l'accident de Fukushima Daiichi

Depuis l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, au Japon, en mars 2011, la NRC et les acteurs de l'industrie nucléaire américaine travaillent conjointement pour traiter les problématiques liées à cet événement. Ils ont ainsi mis en œuvre un programme d'action coordonnée immédiate ainsi qu'un programme à plus long terme afin d'assurer la continuité de la sûreté de tous les réacteurs américains en exploitation ou en construction. La NRC continue d'insister sur le fait que, dans tous les cas, les exploitants peuvent continuer à faire fonctionner les réacteurs existants en toute sécurité le temps de la mise en œuvre des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi.

La NRC, sur la base des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi, a pris des mesures importantes pour renforcer la sûreté des réacteurs. Ces mesures concernent les stratégies d'atténuation des accidents, la fiabilité de la capacité d'éventage des enceintes de confinement renforcées, une meilleure instrumentation des piscines de combustible usé, la réévaluation du risque sismique, la réévaluation du risque d'inondation, la préparation aux situations d'urgence, l'atténuation des événements hors dimensionnement et l'amélioration du processus de réglementation de la NRC. Des informations relatives à l'avancée des améliorations apportées à la sûreté dans chacune des centrales américaines sont disponibles sur le site Internet de la NRC.

Le secteur nucléaire, via le Nuclear Energy Institute (NEI), a conçu sa stratégie FLEX, un plan intégré, flexible et exhaustif visant à limiter les effets des phénomènes naturels extrêmes et à renforcer rapidement la sûreté des installations. Toutes les centrales devraient avoir mis en œuvre la stratégie FLEX d'ici à la fin de 2016.

Données sur l'énergie nucléaire 2015 propose une perspective historique sur la réponse des États-Unis à l'accident de Fukushima Daiichi.

Cycle du combustible

À l'exception du retraitement, toutes les activités du cycle du combustible liées à l'exploitation commerciale de l'énergie nucléaire sont menées sur le sol américain. S'agissant de la gestion des déchets, les politiques publiques dissuadent les exploitants de procéder au retraitement du combustible usé et prônent actuellement le cycle ouvert. Parallèlement, le pays mène un programme actif de R-D sur les cycles du combustible avancés. Toutes les étapes du cycle du combustible sont ouvertes à la concurrence et aux fournisseurs internationaux, lesquels dominent souvent le marché national. À l'heure actuelle, l'approvisionnement des États-Unis en combustible nucléaire dépend très largement des importations de concentrés d'uranium extrait et de services de conversion et d'enrichissement de l'uranium. En revanche, pour ce qui est de la fabrication de combustible nucléaire, ce sont des entreprises nationales qui répondent à la quasi-totalité des besoins. L'EIA publie des données sur le cycle du combustible nucléaire dans deux rapports annuels traitant de la production et de l'achat d'uranium aux États-Unis, intitulés *Domestic Uranium Production Report* et *Uranium Marketing Annual Report*.

Besoins en uranium

Selon les projections pour la période 2015-2035, les besoins annuels des États-Unis devraient diminuer légèrement, passant de 21 932 t d'U en 2015 à 20 978 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario est fondé sur l'hypothèse selon laquelle la mise à l'arrêt définitif de manière anticipée de certaines centrales, motivée par des incertitudes financières, pourrait compenser la construction de nouvelles centrales et la prolongation de la durée de vie de certaines autres jusqu'à 80 ans.

Production d'uranium

Selon le rapport de l'EIA sur la production nationale d'uranium intitulé 2015 *Domestic Uranium Production Report*, les mines d'uranium américaines ont produit 1 427 t d'U en 2015, soit 24 % de moins qu'en 2014. Huit installations au total ont été exploitées sur l'ensemble ou une partie de l'année 2015 : une mine souterraine, soit une de moins qu'en 2014, et sept installations d'extraction par lixiviation in situ, soit une de moins qu'en 2014.

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 (UF₆) 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 2015. 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 à l'avenir 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 aux États-Unis.

Centrus et TENEX ont signé, en mars 2011, un contrat d'approvisionnement de dix ans en uranium faiblement enrichi (UFE) russe d'origine commerciale. En décembre 2015, une prolongation de ce contrat a été signée pour que les approvisionnements, qui ont commencé en 2013, se poursuivent jusqu'en 2026. Ce contrat comporte également une clause permettant de multiplier par plus de deux la quantité d'uranium achetée. Centrus rémunèrera TENEX en fonction de la valeur du travail (mesurée en UTS) nécessaire pour produire l'UFE et lui fournira une quantité équivalente d'uranium naturel (non enrichi). Ce nouveau contrat d'approvisionnement en UFE pouvant être utilisé pour fabriquer du combustible pour les réacteurs américains intervient alors que des usines d'enrichissement destinées à produire de l'UFE sont autorisées, construites et mises en service sur le sol américain.

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 TVA.

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). Toutes approvisionnent les réacteurs à eau bouillante du pays ; Areva NP Inc. et Westinghouse Electric Co. approvisionnent également les réacteurs à eau sous pression.

Gestion des déchets radioactifs

À l'heure actuelle, les centrales nucléaires américaines entreposent la majeure partie de leur combustible usé directement sur leur site, même si elles en expédient parfois de petites quantités vers d'autres installations. En 2015, environ 2 235 tonnes de métal lourd (tML) ont été déchargées des réacteurs américains, et les stocks de combustible usé du pays avoisinaient 75 137 tML au 31 décembre 2015.

La Loi sur la gestion des déchets nucléaires (*Nuclear Waste Policy Act – NWPA*) de 1982, modifiée en 1987, prévoit le choix d'un site d'implantation, la construction et l'exploitation d'un centre de stockage géologique du combustible usé et des déchets de haute activité (DHA). Les modifications apportées à ce texte en 1987 ont amené le DOE à choisir le site de Yucca Mountain pour accueillir le futur centre.

En février 2009, le Président Obama a annoncé que le stockage proposé à Yucca Mountain n'était plus une solution envisageable. En janvier 2012, la Blue Ribbon Commission (BRC) on America's Future a remis son rapport final, qui évaluait d'autres sites possibles.

En janvier 2013, le DOE a publié un document intitulé *Strategy for the Management and Disposal of Used Nuclear Fuel and High-Level Radioactive Waste* (ci-après, la Stratégie) dans le but de répondre au rapport final et aux recommandations de la BRC. Cette publication vise essentiellement à fournir « [...] un cadre permettant d'aller vers un système à la fois durable et intégré pour le transport, l'entreposage et le stockage du combustible usé et des DHA issus de centrales nucléaires, d'activités militaires ou liées à la sécurité nationale, notamment ». En octobre 2014 a été publié le document intitulé *Preliminary Evaluation of Removing Used Nuclear Fuel from Shutdown Sites*. Ce rapport se concentre sur le développement d'une installation de stockage temporaire pilote qui pourrait accueillir le combustible usé de réacteurs mis définitivement à l'arrêt. En date du 31 décembre 2015, 24 réacteurs commerciaux ont été mis à l'arrêt aux États-Unis.

En mars et septembre 2015, un texte législatif a été présenté respectivement au Sénat et à la Chambre des représentants, pour traiter de la gestion, de l'entreposage et du stockage du combustible usé. Des sociétés privées continuent de concevoir des installations d'entreposage de combustible usé et de présenter des demandes d'autorisation connexes.

En avril 2016, Waste Control Specialists, LLC a déposé auprès de la NRC une demande d'autorisation de construction, au Texas, d'une installation d'entreposage du combustible usé, d'une capacité d'entreposage initiale de 40 000 tonnes. L'autorisation pourrait être délivrée par la NRC en 2019. Holtec International, en partenariat avec l'Eddy-Lea Energy Alliance (ELEA), prévoit de déposer, en novembre 2016, une demande d'autorisation auprès de la NRC pour une installation souterraine d'entreposage du combustible usé à proximité de la *Waste Isolation Pilot Plant* du DOE, dans le Nouveau-Mexique, dont la durée de vie opérationnelle serait de 80 ans et la capacité d'entreposage de 75 000 tonnes. Ces deux installations d'entreposage pourraient entrer en service d'ici à 2020.

Données sur l'énergie nucléaire 2015 propose une perspective historique sur la gestion des déchets radioactifs aux États-Unis.

Législation

Sur le plan législatif, la Loi sur la politique énergétique de 2005 (*Energy Policy Act – EPACT2005*) proroge la Loi sur la responsabilité civile en matière nucléaire (*Price-Anderson Act*) et prévoit des mécanismes d'incitation à la construction des premiers réacteurs avancés, dont des garanties d'emprunt, des crédits d'impôt en faveur de la production et une assurance risque couvrant les retards imputables aux procédures réglementaires. Ces mécanismes en sont à différents stades d'élaboration ou de mise en œuvre.

- *Garanties d'emprunt pour les projets de centrales nucléaires* – Le Congrès a autorisé le DOE à garantir jusqu'à 20,5 milliards USD d'emprunts. Le 30 juin 2008, le DOE a donc fait savoir qu'il accorderait des garanties d'emprunt à hauteur de 18,5 milliards USD pour la construction de centrales et 2 milliards USD pour l'amont du cycle du combustible. Ainsi, Areva a bénéficié d'une garantie d'emprunt de 2 milliards USD pour une usine d'enrichissement. En février 2014, le DOE, d'une part, et Georgia Power Company et Oglethorpe Power Corporation, d'autre part, ont apporté la dernière touche à la première garantie fédérale concernant l'emprunt de 6,5 milliards USD pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs AP1000 à Vogtle.
- *Crédits d'impôt en faveur de la production (CIP)* – L'US Internal Revenue Service (IRS), chargé de la collecte des impôts, a publié son Bulletin 2006-18 en mai 2006. Les 6 000 premiers mégawatts électriques de puissance nucléaire installée ouvrent droit à un crédit d'impôt de 18 USD/MWh. Pour pouvoir prétendre à cette mesure, l'exploitant doit avoir démarré la construction de la centrale au plus tard le 1^{er} janvier 2014 et l'avoir mise en service industriel au plus tard le 1^{er} janvier 2021. Le CIP est disponible pendant les huit premières années d'exploitation et appliqué au prorata aux installations satisfaisant aux conditions requises.

- *Assurance risque fédérale* – Le dispositif d'assurance risque fédérale a été finalisé en août 2006. Aucun contrat n'a pour l'heure été conclu. Le DOE est autorisé à délivrer à six réacteurs une assurance couvrant les retards de fonctionnement imputables aux procédures légales et réglementaires de la NRC.

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, et TVO prépare le renouvellement des autorisations d'exploitation les concernant en 2018. À cette fin, elle 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, 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.

La construction a démarré au cours de l'été 2005 et, à la fin de l'année 2015, la plupart des travaux pour la centrale étaient terminés. L'installation des systèmes électriques, du système de contrôle-commande et des systèmes mécaniques se poursuit. Les essais de réception en usine du système de contrôle-commande d'exploitation sont terminés et le système a été transféré à Olkiluoto en août 2015. Les essais de réception du système de contrôle-commande de sûreté ont été achevés en décembre. La première phase de mise en service de la salle des machines est achevée.

À l'origine, il avait été prévu que la mise en service commercial aurait lieu en 2009. Selon le calendrier mis à jour par le fournisseur en septembre 2014, la tranche commencera à produire de l'électricité de manière régulière à la fin de 2018. La tranche 3 d'Olkiluoto 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.

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. Fortum 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.

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 sur l'environnement pour pouvoir déposer auprès des administrations publiques une demande de décision de principe. Les études d'impact sur l'environnement des centrales de TVO et de Fortum (coordonnées par le ministère de l'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 sur l'environnement à l'automne 2013 et l'a soumise en février 2014. En mars 2014, elle a également déposé une demande de complément de la décision de principe, approuvée par le gouvernement en septembre 2014 et ratifiée par le Parlement en décembre 2014. Enfin, elle 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. Le gouvernement devrait rendre sa décision au début de 2018.

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, devraient aussi être utilisés comme moyens d'accès au 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. L'objectif est de soumettre à l'essai et de démontrer la faisabilité et les performances du concept et du projet de stockage avant la date de soumission de la demande d'autorisation d'exploitation.

En décembre 2012, Posiva a transmis au gouvernement une demande d'autorisation de construction du centre de stockage qui doit comprendre une installation de conditionnement et le stockage souterrain. Le 12 novembre 2015, le gouvernement a accordé l'autorisation de construction, qui est la première au monde octroyée à ce jour pour un site de stockage définitif du combustible usé. Le début de l'exploitation est prévu pour 2023, mais Posiva devra d'abord obtenir une autorisation d'exploitation.

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. Un EPR est en construction à Flamanville.

La nouvelle loi fixe également pour objectifs à l'horizon 2030 une baisse de 40 % des émissions de dioxyde de carbone par rapport à leur niveau des années 90, qui s'établissait à 565 millions de tonnes, ainsi qu'une part des énergies renouvelables de 40 % dans la consommation d'électricité et de 32 % dans la consommation totale d'énergie. Le but est d'avoir divisé par deux la consommation totale d'énergie à l'horizon 2050. Enfin, cette loi fixe des objectifs ambitieux pour ce qui est de l'utilisation des véhicules électriques, le nombre de bornes de recharge devant être porté de dix mille aujourd'hui à sept millions d'ici à 2030.

Énergie nucléaire et production d'électricité

La consommation d'électricité (voisine de 475 TWh) connaît une légère reprise, dans un contexte économique plus favorable, après trois années de stabilité.

Le nucléaire représente 48,9 % de la puissance électrique installée (63 GWe) et 77 % de l'électricité produite en 2015 (416 TWh).

Les six dernières centrales au charbon de 250 MW ont fermé. Dans l'ensemble, près de quatre mille mégawatts de puissance installée ont été retirés au parc français de centrales au charbon entre 2013 et 2015.

Le parc de production d'électricité à partir de sources renouvelables poursuit sa croissance. Il dépasse désormais les dix mille mégawatts pour l'éolien et six mille mégawatts pour le solaire. La production d'énergie éolienne représente environ 4,5 % de la consommation nationale, celle d'origine solaire 1,6 %. Avec l'hydraulique, les énergies renouvelables couvrent ensemble 18,7 % de la consommation française.

Réacteurs nucléaires

Au 31 décembre 2015, 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 des bases régionales implantées sur les sites des centrales de Civaux, Paluel, Dampierre et du Bugey.

Réacteur EPR de Flamanville

La construction a franchi de nouvelles étapes décisives en 2015 :

- achèvement de la mise en précontrainte de l'enceinte interne ;
- bétonnage de la voûte de l'enceinte externe ;
- installation de la cheminée de ventilation de la centrale ;
- commencement de l'installation des internes de la cuve du réacteur ;
- introduction des trois derniers générateurs de vapeur dans le bâtiment réacteur ;
- achèvement des premiers essais de mise en service de l'îlot nucléaire ;
- première mise en virage de la turbine.

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 du Royaume-Uni où il est aussi proposé d'implanter un EPR (Hinkley Point C). De plus, Areva et EDF conçoivent ensemble 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 1 200 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, incluant le contrat commercial conclu avec le gouvernement, relatifs à la construction de quatre réacteurs ATMEA1 sur le site proposé de Sinop, en Turquie, 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. Il assurera également la production de grandes quantités de matières destinées à la médecine nucléaire ou à des applications industrielles non nucléaires. En particulier, il permettra d'approvisionner les hôpitaux en radioisotopes à vie courte, utilisés par les services d'imagerie médicale à des fins thérapeutiques et diagnostiques. Il contribuera pour 25 %, voire jusqu'à 50 % le cas échéant, à la production européenne de ces radioéléments. Le RJH est construit sur le site du CEA de Cadarache dans le respect des plus hautes exigences de sûreté de l'ASN. Sa mise en service est attendue pour le début de la prochaine décennie.

Les réacteurs d'essai de matériaux (MTR) ont incontestablement tenu un rôle essentiel dans les programmes électronucléaires de la Communauté européenne ces cinquante dernières années. Cependant, la grande majorité de ces réacteurs dépassera le demi-siècle d'existence au cours de cette décennie, ce qui s'accompagnera de mises à l'arrêt définitif pour diverses raisons (arrivée en fin de vie, maintenance très contraignante, nouvelles exigences réglementaires en vue, etc.). Le réacteur Osiris a ainsi été mis à l'arrêt en décembre 2015 en vue d'un démantèlement immédiat des installations. Ce réacteur de recherche, d'une puissance thermique de 70 MW, implanté au siège du CEA, à Saclay, avait reçu son autorisation de mise en service en 1966. Il servait notamment à produire des radioisotopes destinés aux services d'imagerie médicale, en particulier le molybdène-99 (Mo-99).

De pair avec les laboratoires chauds dédiés aux examens post-irradiatoires, les réacteurs d'essai de matériaux n'en restent pas moins une infrastructure essentielle de l'Espace européen de la recherche pour les travaux sur l'énergie nucléaire de fission. Une analyse identique a déjà été faite par un réseau thématique, mis en place dans le cadre du cinquième Programme-cadre Euratom, constitué d'experts et de représentants du secteur à qui la Commission européenne demandait si l'Europe avait besoin d'un nouveau MTR (FEUNMARR, *Future European Union Needs in Material Research Reactors*, réseau thématique du cinquième programme-cadre, 2001-2002). En conséquence, et du fait de son statut de nouveau réacteur de recherche en construction en Europe, le RJH est identifié comme une infrastructure de recherche d'intérêt paneuropéen par le Forum stratégique européen pour les infrastructures de recherche (ESFRI) et figure depuis 2008 sur la feuille de route de celui-ci.

Le projet RJH a fait l'objet d'un vaste consensus en Europe. Des réseaux ont été constitués au titre des programmes-cadres de l'Euratom, qui ont permis de créer des liens de coopération durables et conservent à l'Europe une place de premier plan dans le domaine des MTR – projet collaboratif relatif au RJH (RJH-CP), initiatives d'infrastructure intégrée en faveur de l'innovation en matière de réacteurs d'essai de matériaux (MTR+I3).

Le RJH sera exploité comme une infrastructure paneuropéenne ouverte à la collaboration internationale. De ce fait, le projet est conduit par un consortium créé en 2007 et constitué des organismes qui en assurent le financement, lesquels appartiennent aujourd'hui à dix pays différents. Une vaste communauté de scientifiques se réunit d'ores et déjà à l'occasion de séminaires et dans le cadre de groupes de travail dans le but d'optimiser la capacité expérimentale au regard des besoins de R-D.

Génération IV

En 2001, les 13 partenaires du Forum international Génération IV (GIF) ont signé une charte qui lance officiellement les activités du forum en matière de R-D en coopération, en vue d'établir la faisabilité et les performances des futurs réacteurs. L'objectif est de mettre au point des réacteurs aux caractéristiques de sûreté avancées, qui satisfassent aux critères de développement durable, de compétitivité économique et de non-prolifération, et qui ne produisent que de petites quantités de déchets ultimes. Six concepts de réacteurs ont été retenus à la fin de 2002. La France, très activement impliquée dans cette initiative, a décidé de se concentrer sur deux de ces concepts : le réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz (RNR-G) – une solution de long terme qu'elle étudie dans le cadre du projet expérimental ALLEGRO – et le réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na) – la solution de référence représentée par le démonstrateur de technologie intégrée ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*). Les

réacteurs à neutrons rapides présentent plusieurs avantages sur le plan de la gestion des matières radioactives, en plus de leur complémentarité vis-à-vis du parc français actuel constitué de réacteurs à neutrons thermiques. Le projet ASTRID permettra ainsi à la France d'inscrire pleinement l'énergie nucléaire dans une perspective de durabilité, à travers le développement de systèmes compatibles avec une stratégie plus poussée de recyclage des combustibles, pour une gestion optimale des matières et déchets radioactifs ainsi que des ressources.

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) – un niveau qui permet au réacteur d'être représentatif des réacteurs commerciaux (en particulier pour la démonstration des modes de sûreté et d'exploitation) tout en offrant une flexibilité suffisante pour les objectifs visés.

Le réacteur ASTRID actuellement mis au point par le CEA et ses partenaires devra satisfaire à des exigences très strictes, fixées sur la base du retour d'expérience des précédents réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. Des innovations sont nécessaires pour renforcer encore la sûreté, contenir les coûts d'investissement, améliorer l'efficacité, la fiabilité et le fonctionnement, et positionner ce réacteur au niveau requis pour la quatrième génération. La première phase de l'avant-projet sommaire (2010-2012) a permis d'identifier des options innovantes prometteuses. La période de l'avant-projet sommaire, qui s'est achevée en décembre 2015, a abouti à l'établissement d'un projet cohérent de réacteur ASTRID avec option pour un système de conversion d'énergie eau-vapeur. Un système de conversion concurrent, refroidi à l'azote, a également été mis à l'étude car il supprimerait les risques de réaction sodium-eau. Sa faisabilité technique ayant d'ailleurs considérablement progressé, il a été décidé de poursuivre la conception du système de conversion d'énergie au gaz durant la phase d'avant-projet détaillé. Cette phase s'est ouverte en janvier 2016 pour une durée de quatre ans.

Après avoir reçu du CEA le document d'orientation de sûreté identifiant les enjeux de sûreté déterminants dans la conception d'ASTRID, l'ASN a recueilli l'avis de son groupe permanent d'experts et conclu que le projet ASTRID pouvait se poursuivre sur la base de ce document.

Ce document fait suite au rapport de 2012 intitulé « Panorama des filières de réacteurs de Génération IV », dans lequel l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) avait exposé ses appréciations en matière de sûreté et de radioprotection des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium et des autres filières de réacteurs retenues par le GIF. Rappelons que le GIF a procédé à sa sélection de technologies sur la base de plusieurs critères dont la sûreté, la compétitivité économique et la pérennité des ressources : cette dernière caractéristique tend à favoriser ceux des réacteurs à neutrons rapides qui peuvent efficacement assurer le multirecyclage du plutonium. Une version actualisée du rapport a été publiée en 2015.

Des études préliminaires ont été réalisées pour la conception de l'atelier de fabrication du combustible (AFC), et l'examen des différentes options proposées a débuté à la fin de l'année 2015, de façon à ce que l'avant-projet puisse entrer dans sa seconde phase.

Le gouvernement français s'est vu remettre en juin 2015 un rapport sur les « Avancées des recherches sur la séparation-transmutation et le multirecyclage du plutonium dans les réacteurs à flux de neutrons rapides » depuis 2012.

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. Ces recherches poursuivent un double objectif : développer une source d'énergie durable et lutter contre le réchauffement climatique. La construction du réacteur ITER à Cadarache (Bouches-du-Rhône) est une étape indispensable vers la production à grande échelle et la commercialisation de l'énergie de fusion. Les membres d'ITER (Chine, Union européenne, Suisse, Inde, Japon, Corée, Russie et États-Unis) représentent plus de la moitié de la population mondiale et plus de 85 % de la production industrielle brute. Ils mettent en commun leurs ressources humaines, scientifiques, technologiques et financières pour relever l'un des plus grands défis de notre époque. 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 débiter. Ce dynamisme incite des entreprises internationales à s'installer dans le voisinage, créant ainsi plus de 350 emplois. En répondant aux exigences d'ITER, l'industrie affine son savoir-faire et développe des compétences valorisables dans d'autres secteurs d'activité tout en stimulant l'économie de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Cycle du combustible

Enrichissement de l'uranium

En 2006, Areva a lancé sur le site du Tricastin la construction de l'usine d'enrichissement Georges Besse II destinée à remplacer l'usine Eurodif exploitée de 1978 jusqu'à son arrêt définitif à la fin de juin 2012. La capacité d'enrichissement de Georges Besse II, égale à 5,5 millions d'unités de travail de séparation (UTS) en 2013, atteindra 7,5 millions d'UTS en 2016.

Recyclage des combustibles

En 2008, EDF et Areva ont signé un accord-cadre relatif au recyclage de la totalité des combustibles usés (hors combustibles à mélange d'oxydes) du parc nucléaire français pour une période allant jusqu'à 2040. Un contrat donnant effet à cet accord pour la période 2016-23 a été conclu en février.

L'usine de La Hague traite ainsi 1 100 tonnes de combustibles usés EDF par an, et l'usine Melox produit chaque année 276 assemblages de combustibles MOX pour le parc nucléaire français.

Gestion des déchets

Dans son document intitulé « La sûreté nucléaire et la radioprotection en France en 2013 », l'ASN explique que les études de R-D se font suivant les trois axes définis par la Loi du 28 juin 2006 sur les matières et déchets radioactifs (la Loi de 2006), à savoir : la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue, le stockage réversible en couche géologique profonde et l'entreposage.

Par ailleurs, dans son avis du 4 juillet 2013 sur la transmutation des éléments radioactifs à vie longue, l'ASN considère « que les possibilités de séparation et de transmutation des éléments radioactifs à vie longue ne devraient pas constituer un critère déterminant pour le choix des technologies examinées dans le cadre de la quatrième génération ». En effet, « les gains espérés de la transmutation des actinides mineurs en termes de sûreté, de radioprotection et de gestion des déchets n'apparaissent pas déterminants au vu notamment des contraintes induites sur les installations du cycle du combustible, les réacteurs et les transports ».

À ce jour, des solutions efficaces de gestion à long terme 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 DGEC³ 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 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 2015, 302 947 m³ de déchets, soit 47 % de la capacité totale du centre, y étaient stockés.

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

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés sur le site de Soulaïnes-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 m³ de déchets nucléaires. À ce jour, le CSA contient 304 451 m³ de déchets, ce qui représente 30,4 % 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) 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 des solutions d'entreposage.

Techniques de séparation poussée et transmutation

En décembre 2012, en application des dispositions de la Loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, le CEA a remis au gouvernement un rapport présentant les conclusions des études sur la nouvelle génération de systèmes nucléaires et les perspectives en la matière. Ce rapport contient les résultats de sept ans de travaux de R-D sur les procédés de séparation et de transmutation des actinides mineurs.

Le CEA a soumis un nouveau rapport au gouvernement français en juin 2015, dans lequel il rend compte des « Avancées des recherches sur la séparation-transmutation et le multirecyclage du plutonium dans les réacteurs à flux de neutrons rapides » depuis 2012. Le rapport complet est consultable dans la section « Énergie » du site web du CEA, à l'adresse www.cea.fr.

Les actinides mineurs sont à l'origine de la plus grande partie de la chaleur dégagée par les colis de déchets vitrifiés, ce qui, dans une large mesure, détermine la conception des cellules de stockage. La transmutation des actinides mineurs n'éliminera pas la nécessité du stockage en formation géologique, mais elle pourrait offrir des perspectives de progrès à plus long terme. Ainsi, les stockages des déchets de haute activité à vie longue pourraient voir leurs dimensions divisées par 10 et, après les premiers siècles, leur inventaire radiotoxique divisé par 100. Étant donné que les actinides mineurs ne contribuent pas tous dans la même mesure aux problèmes qui viennent d'être mentionnés, il pourrait être intéressant de définir une stratégie de transmutation visant en premier lieu l'américium. En effet, la transmutation de cet élément est celle qui offre le plus d'avantages du point de vue de la gestion des déchets et qui entraîne le moins de complications du point de vue des opérations de recyclage.

La faisabilité de la séparation des actinides mineurs a été démontrée en laboratoire pour toutes les options envisagées à ce jour. On signalera notamment qu'un procédé de séparation poussée de l'américium (appelé « procédé EXAm concentré ») a été expérimenté par le laboratoire ATALANTE à la fin de l'année 2015. Aucun obstacle théorique ne s'oppose à l'extrapolation de ces procédés à l'échelle commerciale, et de nouveaux travaux de R-D pourraient viser à optimiser et consolider ces concepts.

La faisabilité de la transmutation de l'américium a été démontrée à l'échelle de quelques pastilles en mode homogène dans le cœur de réacteurs à neutrons rapides. Les premières expériences analytiques d'irradiation destinées à l'étude de la transmutation hétérogène à la périphérie du cœur sont actuellement en cours : l'expérience MARIOS se poursuit dans les cellules blindées du laboratoire LECA-STAR du CEA tandis que l'irradiation DIAMINO, menée dans le réacteur expérimental Osiris de Saclay, s'est achevée avec l'année 2015, et sera suivie d'examens post-irradiatoires. Une nouvelle expérience d'irradiation est en préparation dans le cadre de « l'expérience intégrale » dont l'objectif est d'extraire l'américium présent dans du combustible usé grâce au procédé EXAm en vue de son recyclage dans le réacteur ATR (Département américain de l'Énergie) sous forme d'un échantillon de pastilles de combustible chargées en américium (U, Am) O₂.

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 km² pour l'implantation du futur Centre industriel de stockage géologique (CIGEO). 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 CIGEO 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. Une loi sur la « réversibilité » du stockage devrait être adoptée avant la délivrance de l'autorisation d'exploitation (attendue pour 2021) en vue d'une mise en service du site en 2025 et d'une exploitation effective d'ici à la fin de la décennie.

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 le 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 stockages, sont définis conjointement par les exploitants et par l'Andra.

Les recherches relatives à l'entreposage des déchets radioactifs ont été réorientées par la Loi de 2006. L'entreposage vise à faciliter la gestion des déchets entre le moment où ils sont produits et le moment où le stockage devient disponible. Le programme de recherche, conduit par l'Andra, porte principalement sur la durée de vie (au moins 100 ans), la polyvalence et la modularité des installations.

Financement

La Loi de 2006 définit également le financement des trois axes de recherche précédemment exposés, le processus d'évaluation des coûts à long terme, et les obligations de l'exploitant pour ce qui est de la constitution et de la sécurisation des provisions afférentes à ces coûts.

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 (RNP, Superphenix) et un réacteur à eau lourde (HWGC, Brennilis).
- Pour le CEA : plusieurs dizaines d'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 complète de centres de recherche entiers désormais situés en pleine ville. Le centre de Grenoble est aujourd'hui un site non nucléaire, et ce devrait bientôt être le cas du centre de Fontenay-aux-Roses quand son démantèlement sera achevé. Des travaux sont également en cours sur d'autres sites historiquement liés à la dissuasion nucléaire française (usine de traitement de Marcoule et usine d'enrichissement de Pierrelatte).
- 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).

Les activités de démantèlement ont permis le développement et l'adaptation de compétences spécifiques dans le domaine de la recherche-développement (en particulier au sein du CEA et des entreprises prenant part à ces activités) : procédés chimiques, mécaniques et thermiques de décontamination, opérations à distance, robotique et réalité virtuelle, mesure des rayonnements et caractérisation nucléaire (de la phase initiale des opérations à la libération finale des sites et des bâtiments). Le démantèlement donne

également lieu à des activités de formation à destination des opérateurs, techniciens et ingénieurs ainsi qu'à l'optimisation des procédés d'assainissement des bâtiments et des sites sur la base des méthodes géostatistiques. Le retour d'expérience du démantèlement fournit des informations et des données utiles pour la conception de nouvelles installations (ingénierie, comportement des matériaux et confinement).

Hongrie

La Stratégie énergétique nationale adoptée en octobre 2011 fait de l'énergie nucléaire un élément crucial de la production nationale d'électricité sur le long terme. L'industrie nucléaire dans son ensemble assure la maintenance de différents aspects de l'énergie nucléaire à de nombreux niveaux.

Accords internationaux

En 2015, la Hongrie a signé plusieurs accords internationaux relatifs à l'usage pacifique de l'énergie nucléaire, dans les domaines de l'éducation et de la formation ainsi que de la recherche-développement.

En février 2015, les ministères compétents de la Hongrie et de la Turquie ont signé un protocole d'accord sur l'éducation, la formation et la recherche-développement dans l'industrie nucléaire. De manière similaire, en mai 2015, les ministères compétents de la Hongrie et de la République populaire de Chine ont signé un protocole d'accord relatif à la coopération en matière d'énergie nucléaire, qui comprend des dispositions sur l'éducation, la formation, la recherche-développement et le partage des connaissances. En décembre 2015, un accord intergouvernemental de coopération pour l'usage pacifique de l'énergie nucléaire a été conclu entre la Hongrie et l'Arabie Saoudite.

Gestion des déchets radioactifs

Conformément à la Directive du Conseil 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011, le gouvernement hongrois a élaboré sa politique nationale et son programme national en matière de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. La politique nationale de gestion des déchets radioactifs a été approuvée par le Parlement en avril 2015 et est conforme aux recommandations internationales pertinentes, aux prescriptions de l'Union européenne (UE) ainsi qu'aux lois et réglementation nationales relatives au combustible usé et aux déchets radioactifs.

Le programme national – en tant que feuille de route – expose des solutions pratiques et techniques spécifiques pour atteindre les objectifs définis par la Politique nationale. L'évaluation environnementale stratégique est actuellement en cours dans ce cadre. La Société anonyme de gestion des déchets radioactifs (Public Limited Company for Radioactive Waste Management – PURAM) est l'autorité responsable de la gestion des déchets radioactifs.

Centrale nucléaire

En 2015, les quatre tranches de la centrale nucléaire de Paks MVM ont produit 15 834,4 gigawatt-heures (GWh) (3 624,3 GWh, 4 116,0 GWh, 4 023,5 GWh et 4 070,6 GWh dans les tranches 1, 2, 3 et 4 respectivement), soit 52,7 % de la production brute d'électricité nationale.

La quantité d'électricité produite par la centrale en 2015 est la plus élevée jamais atteinte à ce jour, dépassant le record de 15 793 GWh atteint en 2012. À la fin de 2015, la centrale de Paks avait produit plus de 429,4 TWh depuis son premier couplage au réseau.

Les préparatifs pour la prolongation de la durée d'exploitation (30 ans) de la tranche 3 de la centrale de Paks pour une durée de 20 ans se sont poursuivis. La demande de prolongation a été déposée auprès de l'autorité de réglementation le 11 décembre 2015. L'autorisation actuelle expire le 31 décembre 2016.

En décembre 2015, l'Autorité de l'énergie atomique hongroise a autorisé l'introduction d'un nouveau type d'assemblage combustible permettant un fonctionnement selon un cycle de remplacement du combustible de 15 mois dans les tranches 1 à 4 de la centrale de Paks.

Les « tests de résistance » requis par l'UE 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. La mise en œuvre des mesures d'amélioration de la sûreté préconisées à la suite de cet examen s'est poursuivie en 2015.

Un examen par les pairs de la World Association of Nuclear Operators (WANO) s'est déroulé en février-mars 2016 à la centrale de Paks. Une pré-visite du site a eu lieu du 9 au 12 novembre 2015. Cette même année, MVM Paks Nuclear Power Plant Ltd a fêté le 40^e anniversaire de la création de la société et la pose de la première pierre.

Japon

Le gouvernement japonais 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 survenu à la centrale TEPCO de Fukushima Daiichi. En outre, conformément à la législation applicable, il gèrerait de façon responsable les conséquences de tout accident, le cas échéant.

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. » En outre, une nouvelle politique de production d'électricité a été établie en juillet 2015. Elle prévoit qu'en 2030, 20 à 22 % de l'électricité du Japon seront produits à partir de l'énergie nucléaire.

Selon les principes établis par le Plan stratégique national, deux réacteurs nucléaires, Sendai 1 et Sendai 2, ont été remis en marche respectivement en août et octobre 2015. Ce sont les premiers qui aient été remis en fonctionnement depuis l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation, après l'accident de Fukushima Daiichi.

Enfin, 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, en particulier l'accueil du Sommet sur la sécurité nucléaire et l'adhésion à la Convention révisée sur la protection physique des matières nucléaires.

Mexique

Régime juridique

En décembre 2013, le gouvernement mexicain a approuvé la refonte du cadre constitutionnel du secteur de l'énergie afin de favoriser les investissements, la croissance économique et le développement social. Cette réforme modifie les articles 25, 27 et 28 de la Constitution mexicaine et établit un régime transitoire en 21 articles. Une deuxième loi a été votée au deuxième semestre de 2014 afin d'en lancer la mise en œuvre.

La réforme mexicaine du secteur de l'énergie réaffirme que les hydrocarbures que l'on trouve dans le sous-sol sont la propriété de la nation, et réaffirme également les orientations stratégiques de l'État pour les secteurs des hydrocarbures et de l'électricité par l'intermédiaire de mécanismes et d'autorités de réglementation plus forts, en permettant l'association et l'investissement privé pour l'exploration et l'extraction des hydrocarbures, leur transport, leur stockage et leur traitement, ainsi que pour la production et la commercialisation dans le secteur de l'électricité, à l'exception du secteur de l'électronucléaire.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) et la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ont été transformées en entreprises publiques autonomes sur les plans technique, managérial et budgétaire. L'État favorisera la protection de l'environnement en appliquant les principes du développement durable, en encourageant l'utilisation des énergies renouvelables et de combustibles plus propres, et en adoptant des mesures visant à réduire les émissions polluantes de l'industrie électrique.

Exploitation des réacteurs de la centrale de Laguna Verde

Le 26 décembre 2014, l'Autorité de sécurité nucléaire mexicaine a délivré l'autorisation d'exploitation de la tranche 2 de la centrale de Laguna Verde à une puissance augmentée (120 % de la puissance thermique initiale autorisée). La centrale a fonctionné à cette puissance (2 317 MWth, 810 MWe) durant toute l'année 2015. Le secrétariat à l'Énergie n'a pas encore délivré la nouvelle autorisation d'exploitation à ce nouveau niveau de puissance.

En 2015, la tranche 1 de Laguna Verde a fonctionné à une puissance de 2 027 MWth (soit 105 % de la puissance thermique initiale autorisée) et a effectué son 17^e rechargement au dernier trimestre de l'année.

Renouvellement de l'autorisation

En 2015, l'exploitant de Laguna Verde a déposé une demande de renouvellement d'autorisation auprès de l'Autorité mexicaine de l'énergie atomique, qui autorisera son exploitation pendant trente années supplémentaires. L'autorisation d'exploitation de cette tranche expire en juillet 2020.

Entreposage du combustible usé

En 2015, sur le site de Laguna Verde, le Mexique a engagé la construction d'une installation indépendante d'entreposage du combustible usé.

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, également entrée en vigueur le 1^{er} 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 la mise en œuvre du programme, ainsi que 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 de ces investissements. 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 (CO₂) d'au moins 36 millions de tonnes, soit 24 % des émissions annuelles de CO₂ actuelles du secteur de la production d'électricité.

Le choix du site où sera construite la première centrale et la signature du contrat spécifiant la technologie de réacteur retenue devraient avoir lieu d'ici à la fin de 2016.

Par la suite, la conception technique de la centrale et les décisions juridiques nécessaires devraient intervenir en 2018. La quatrième étape du programme prévoit que, d'ici à la fin de 2024, la construction et le raccordement au réseau de la première tranche de la première centrale soient achevés et que la construction des tranches suivantes ait démarré. La cinquième et dernière étape (2025-2030) doit être celle du lancement du chantier d'une deuxième centrale nucléaire, ainsi que de l'achèvement de la première centrale nucléaire du pays. La deuxième centrale nucléaire polonaise devrait ouvrir ses portes en 2035. L'entreprise qui supervisera la construction de la centrale est PGE EJ 1 sp. z o.o., une filiale de PGE Capital Group. Elle est notamment responsable de la préparation des investissements directs, des travaux de caractérisation du site 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. Elle y conduit des études de site.

Le 11 septembre 2014, PGE EJ 1 Sp. z o.o. a conclu avec AMEC Nuclear UK Ltd un accord qui porte cette fois-ci sur la fourniture de services de conseil technique dans le cadre du projet d'investissement dans la construction de la première centrale, dont la puissance installée doit être d'environ 3 000 MWe.

Le lancement d'un appel d'offres intégré pour un fournisseur de technologie devrait avoir lieu au milieu de l'année 2016. Il s'agira d'une procédure unique combinant tous les éléments clés du projet, notamment la prestation de services d'appui couvrant l'exploitation et la maintenance, l'approvisionnement en combustible et le financement par emprunt.

Le 16 octobre 2015, le Conseil des ministres a adopté un plan national pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé. Le centre de stockage de déchets de faible et moyenne activité polonais atteindra sa pleine capacité en 2025. Le pays doit donc trouver un nouveau site d'accueil afin d'y construire un autre centre. Le processus de choix d'un site est en cours et devrait s'achever en 2017. La conception du centre et l'obtention de toutes les autorisations nécessaires devraient quant à elles intervenir en 2018-2020, ce qui permettrait de démarrer la mise en stockage en 2024.

République slovaque

Politique énergétique

La politique énergétique slovaque a pour objectif de réduire la demande d'énergie et de renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique tout en veillant à optimiser la sûreté, la fiabilité, la qualité et l'efficacité économique. En date du 31 décembre 2015, la production annuelle brute d'électricité en République slovaque était de 27 191 GWh, dont 15 146 GWh (55,7 %) produits par les réacteurs des centrales de Bohunice et Mochovce.

Cycle du combustible

Les travaux d'étude et de développement visant à permettre l'utilisation d'un combustible plus enrichi et à poison consommable (gadolinium) dans les tranches 3 et 4 de la centrale de Bohunice et 1 et 2 de la centrale de Mochovce ont été menés à bien avec succès et, en 2015, l'exploitant a rechargé les quatre réacteurs avec du combustible frais présentant un taux d'enrichissement moyen en ^{235}U de 4,87 % et 4,25 %.

À la fin de l'année 2015, la première livraison de produit d'uranium enrichi (EUP) a eu lieu en application du contrat conclu en 2014 entre Slovenské Elektrárne et la société française Areva. L'EUP fourni est destiné à la fabrication du combustible nucléaire qui sera livré en 2016 à la tranche 3 de Bohunice et à la tranche 1 de Mochovce, en exécution du contrat d'approvisionnement en combustible conclu avec la société russe TVEL.

Point sur les tranches 3 et 4 de Mochovce

Au cours du 4^e trimestre de 2015, la nouvelle salle de commande de la tranche 3 a commencé à fonctionner. La mise en service de cette salle a été précédée par le couplage de toute la chaîne d'alimentation du circuit de commande distribué (DCS) : depuis la ligne extérieure à 110 kV et la distribution en basse et

moyenne tension jusqu'à l'alimentation en 24 V. La centrale nucléaire de Mochovce dispose également d'une nouvelle salle de commande d'urgence et d'une installation de traitement des eaux usées utilisée par les tranches 3 et 4.

Toujours en ce qui concerne la tranche 3, les conditions de salle blanche ont été atteintes dans la salle du réacteur et l'assemblage du système de contrôle-commande du réacteur a débuté, ainsi que la rénovation des internes du réacteur.

Le projet nucléaire est entré en phase d'essai et de mise en service. Les essais individuels du système de contrôle-commande ont débuté.

République tchèque

Politique nucléaire

En mai 2015, le gouvernement tchèque a approuvé une mise à jour de la politique énergétique nationale, qui définit le cadre politique, légal et administratif d'un approvisionnement en énergie fiable, durable et abordable. Outre les domaines qu'elle cible, tels que les infrastructures, la science, la recherche et l'éducation en matière d'énergie, cette politique vise une plus grande diversification des ressources et souligne qu'il est primordial que la République tchèque préserve son indépendance énergétique pleine et entière en matière de production de chaleur et d'électricité. Les gouvernants sont arrivés à la conclusion que cela ne pourrait être accompli à l'avenir qu'en soutenant le développement de l'énergie nucléaire dans le pays. Cet aspect est traité plus en détail par le plan d'action national de développement du secteur de l'énergie nucléaire en République tchèque (NAP), approuvé par le gouvernement en juin 2015.

Selon le plan d'action national (disponible en anglais à l'adresse www.mpo.cz/zprava166686.html), la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité sera portée à près de 50 % du total d'ici à 2040. Cet objectif sera atteint par : l'exploitation sur le long terme de la centrale nucléaire existante de Dukovany (au moins 50 ans au total, soit jusqu'en 2035-2037), la construction de nouvelles tranches pour atteindre une puissance de 2 500 MWe (20 TWh) d'ici à 2035 et le remplacement des tranches actuelles par de nouvelles après 2035. Si les installations de Dukovany et Temelin devraient continuer d'être utilisées pour produire de l'électricité, priorité a été donnée à la construction d'une première nouvelle tranche sur le site de Dukovany afin d'assurer la continuité de l'exploitation.

La compagnie d'électricité tchèque ČEZ étudie actuellement le développement de ces deux sites et envisage la construction d'une ou deux tranches sur chacun d'eux. Elle réalise des études de faisabilité, des recherches géologiques et sismiques, des études d'impact environnemental et prépare les documents relatifs aux appels d'offres. Dans la mesure où toutes les solutions possibles en termes de modèles d'investissement et de prestations sont envisagées, de nouvelles filiales ont été créées en décembre 2015, auxquelles a été confiée la construction des nouvelles installations.

En outre, une modification de la Loi relative à l'énergie nucléaire, vieille de 18 ans, a été élaborée et soumise au vote du Parlement. Les premières séances à la Chambre des députés ont eu lieu en décembre 2015 et il est prévu que la loi modifiée entre en vigueur le 1^{er} janvier 2017, en même temps qu'un ensemble de décrets d'application.

Énergie nucléaire

En ce qui concerne l'exploitation des centrales nucléaires actuelles, les centrales de Dukovany et de Temelin ont toutes deux été mises à l'arrêt de manière imprévue au cours de l'année 2015. De ce fait, les objectifs de production d'électricité de ces deux installations n'ont pas été atteints. Ces mises à l'arrêt n'étaient pas motivées par des raisons de nature nucléaire ou radiochimique mais plutôt technique ou préventive. Des questions ont été soulevées lors de l'inspection des soudures, en même temps qu'était déposée (en septembre 2015) une demande de prolongation de l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 de Dukovany pour une durée de 10 ans, ce qui a eu des conséquences sur l'exploitation d'autres tranches. De ce fait, trois réacteurs de Dukovany ont été mis à l'arrêt pendant plus de trois mois, pendant lesquels des inspections supplémentaires ont été menées et – dans certains cas – des soudures reprises.

D'autres demandes de prolongation des autorisations d'exploitation seront déposées, en 2016 pour la tranche 2 de Dukovany, et en 2017 pour les tranches 3 et 4 de la même centrale (toutes les tranches furent mises en service entre 1985 et 1987). Néanmoins, comme cela est dit plus haut, la compagnie ČEZ va tenter de prolonger l'exploitation de cette centrale au-delà de la période de 40 ans initialement prévue pour atteindre 50 ans au minimum et réaliser une transition graduelle, des tranches qui sont actuellement en activité aux nouvelles qui seront construites sur ce même site (voir les tableaux de cette publication).

En dépit des mises à l'arrêt imprévues, toutes les tranches de la centrale de Dukovany ont été exploitées dans des conditions de sûreté et à un niveau de puissance nominale porté à 510 MWe bruts chacune (1 444 MWth) sur des cycles du combustible de cinq ans, avec une transition pas-à-pas du combustible précédent au combustible avancé (la teneur en uranium de l'assemblage combustible a été portée de 126,3 kg d'U à 135,5 kg d'U pour un enrichissement en uranium identique de 4,38 %). La tranche 4 est restée en service toute l'année calendaire sans chargement de combustible frais (ce qui signifie qu'en 2015, les besoins en uranium, en conversion et en enrichissement ont diminué).

À la centrale de Temelin, la puissance installée de la tranche 1 a été portée à 1 080 MWe bruts, alors que la tranche 2 a été exploitée à une puissance de 1 078 MWe, dans les deux cas en raison des nouvelles turbines (et d'une augmentation de la puissance du cœur, portée à 3 120 MWth en 2013). De ce fait, en septembre 2015, la centrale nucléaire dans son ensemble a atteint un niveau record, à comparer avec la puissance prévue à la conception, qui était de 981 MWe bruts par tranche. 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. Afin de réduire le risque de perturbation de l'exploitation en cas de retard des livraisons de combustible frais, la compagnie ČEZ a décidé de constituer en 2015-2016, sur le site de la centrale, une réserve stratégique de combustible fabriqué (ce qui signifie que les besoins de fabrication de combustible ont augmenté pendant cette période). La première recharge de réserve a été livrée en novembre 2015 et la seconde suivra en 2016.

Extraction d'uranium

En 2015, la production d'uranium de la République tchèque, sous la forme de concentrés produits par l'entreprise publique DIAMO, s'est élevée à 150 t d'U. À l'avenir, la production sera affectée par l'arrêt programmé de l'extraction souterraine d'uranium dans la mine de Rozna, fixé à la fin de l'année 2016 par décision gouvernementale. De ce fait, la production d'uranium de ce site devrait s'élever seulement à 80 ou 90 t d'U. De plus petites quantités d'uranium devraient être produites par la remédiation de la mine de Straz, exploitée par lixiviation in situ, et le traitement des eaux d'exhaure d'anciennes installations. En 2016, selon les estimations, la production totale de DIAMO devrait s'élever à 120 t d'U.

Royaume-Uni

Évolutions récentes de la politique nucléaire du Royaume-Uni

La politique énergétique du Royaume-Uni prévoit de maintenir l'électronucléaire dans le mix énergétique bas carbone du pays, 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. De plus, elle donne le statut d'organisme public officiel à l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR).

Le gouvernement du Royaume-Uni estime que 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

Le parc électronucléaire britannique est relativement âgé, et les exploitants prévoient une réduction de la capacité existante.

Le gouvernement du Royaume-Uni, qui estime que 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, a donc pris une série de mesures de facilitation destinées à encourager la construction de nouvelles tranches. Les industriels du secteur ont annoncé que les projets de construction pourraient représenter jusqu'à 16 GWe supplémentaires d'ici à 2025.

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.

Le gouvernement écossais a fait savoir qu'il n'autoriserait aucune proposition de construction d'une tranche nucléaire en Écosse à l'avenir, même s'il reconnaît que la prolongation de la durée de vie des centrales actuellement en service peut aider à assurer la sécurité d'approvisionnement pendant la transition vers des centres de production d'électricité renouvelables ou thermiques alternatifs.

Trois consortiums préparent actuellement la construction de centrales :

- NNB Generation Company (NNBGenco), co-entreprise contrôlée par EDF, prévoit d'installer jusqu'à 6,4 GWe à Hinkley Point, dans le Somerset, et à Sizewell, dans le Suffolk ;
- Horizon Nuclear Power, entreprise liée à Hitachi-GE Nuclear Energy Ltd, envisage de déployer jusqu'à 6,6 GWe à Wylfa, dans l'Anglesey, et à Oldbury, dans le Gloucestershire ;
- NuGen, consortium de GDF Suez et d'Iberdrola, devrait ajouter jusqu'à 3,6 GWe à Moorside, près de Sellafield, dans le comté de Cumbria.

Le projet le plus avancé est celui de NNBGenco, à qui les autorités de contrôle ont transmis les autorisations nécessaires (autorisation d'implantation, autorisation environnementale et homologation du réacteur EPR) à la fin de 2012. En octobre 2013, le gouvernement du Royaume-Uni a annoncé qu'il était parvenu à un accord initial sur les principaux termes d'un contrat d'investissement proposé pour la tranche C d'Hinkley Point. Cet accord prévoit notamment un contrat d'écart compensatoire (*contract for difference – CfD*) sur 35 ans, le prix d'équilibre de 89,50 GBP/MWh étant entièrement indexé sur l'indice des prix à la consommation et subordonné à la poursuite du projet de construction de Sizewell C. En octobre 2014, la Commission européenne a décidé que le plan britannique de soutien à la construction et à l'exploitation de ces installations ne contrevenait pas aux règles de l'UE relatives aux aides d'État. Au moment de la rédaction de ce rapport, la décision d'investissement concernant Hinkley Point C était imminente.

Par ailleurs, l'article 45 de la Loi sur l'énergie de 2008 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 de l'Énergie et du Changement climatique. Conformément à la loi, le ministère de l'Énergie et du Changement climatique 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 garantir 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 NNBGenco et l'a approuvée à l'issue des discussions engagées avec l'entreprise, en octobre 2015.

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. Au moment voulu, les déchets entreposés en Angleterre et au Pays de Galles seront acheminés vers une installation souterraine pour y être stockés.

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 gouvernement du Royaume-Uni et le gestionnaire désigné (Radioactive Waste Management Ltd [RWM], une filiale à 100 % de la *Nuclear Decommissioning Authority*) doivent mener pour soutenir le processus de choix d'un site 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. Les premières actions qui seront menées à bien avant que toute autre collectivité ne soit invitée à participer au processus de choix du site, sont notamment les suivantes :

- conduire un exercice national de sélection géologique, pour réunir les données existantes et fournir des informations fiables et détaillées sur les implantations possibles d'un site de stockage géologique en Angleterre, au Pays de Galles et en Irlande du Nord ;
- donner à la création d'un stockage géologique en Angleterre le statut de « projet d'infrastructure d'intérêt national » à des fins d'autorisation de son implantation, et élaborer à cet effet une déclaration de politique nationale comprenant une évaluation de la durabilité ;
- constituer un groupe de travail sur la représentation des collectivités, qui sera chargé d'aider le gouvernement du Royaume-Uni à développer plus avant le processus détaillé de concertation avec les collectivités locales.

Le gouvernement du Royaume-Uni pense que les résultats de ces actions permettront aux collectivités de participer au processus de mise en œuvre d'un stockage géologique avec davantage de confiance. Une fois ces actions achevées, il ouvrira le processus de choix d'un site aux collectivités intéressées.

Pour ce qui est du livre blanc de 2008, le gouvernement gallois réserve sa position sur le stockage géologique des déchets de haute activité au Pays de Galles, mais continue de participer activement au programme MRWS afin de s'assurer que les intérêts de la population du Pays de Galles sont bien pris en compte au cours du processus. Entre octobre 2014 et janvier 2015, il a lancé une consultation sur la gestion et le stockage des déchets radioactifs de haute activité dans le cadre d'un examen de sa politique. Le 19 mai 2015, il a annoncé avoir adopté une politique relative au stockage géologique des déchets radioactifs de haute activité.

Le gouvernement écossais ne soutient pas le programme de mise en œuvre d'un stockage géologique, mais il maintient son engagement pour la gestion responsable de déchets radioactifs en Écosse dans des installations en subsurface.

Le gouvernement écossais pense que les installations de gestion des déchets de haute activité devraient être implantées aussi près que possible des sites de production des déchets (selon le « principe de proximité »), et que leurs concepteurs devraient faire la démonstration de la façon dont ces installations seront surveillées et dont les déchets ou colis pourraient en être récupérés.

Le gouvernement écossais élabore actuellement une stratégie de soutien à la mise en œuvre de sa politique.

Russie

Depuis que la tranche 3 de la centrale nucléaire de Rostov est exploitée commercialement, la puissance installée des centrales nucléaires russes a été portée à 26 242 MW. En 2015, les centrales nucléaires russes ont produit une quantité d'électricité record, avec 195,2 milliards de kWh, soit 18,6 % de la production totale d'électricité.

L'augmentation de la performance constatée s'explique en grande partie par une optimisation de la campagne de réfection, une réduction de la période prévue pour les entretiens programmés et l'exploitation de réacteurs de la filière VVER à une puissance augmentée. Le programme de restauration des caractéristiques de durée de vie des tranches équipées de réacteurs RBMK a également été mis en œuvre avec succès.

Huit tranches sont actuellement en cours de construction en Russie. Des compagnies appartenant au groupe public Rosatom mettent en œuvre des projets conjoints de construction de centrales nucléaires au Bangladesh, au Bélarus, en Chine, en Finlande, en Hongrie, en Inde, en Iran, en Turquie et au Viet Nam.

Le 10 novembre 2015, la phase de démarrage et de montée en puissance a été entamée à la tranche 4 de la centrale nucléaire de Beloyarsk, équipée d'un réacteur BN-800.

La construction de la centrale nucléaire flottante Akademik Lomonosov se poursuit. Le chantier naval de la Baltique prévoit de livrer la tranche à Rosenergoatom en septembre 2017. La date de mise en service de la centrale nucléaire flottante sera synchronisée avec celle du démantèlement de la centrale nucléaire de Bilibino à Chukotka (2019-2021).

ZIO-Podolsk JSC fabrique actuellement deux réacteurs RITM-200, d'une capacité thermique de 175 MW chacun, qui équiperont l'Arktika, premier d'une série de brise-glaces nucléaires (actuellement en cours de construction au chantier naval de la Baltique, à Saint-Pétersbourg).

Rostekhnadzor a accordé une autorisation d'exploitation concernant la tranche 2 de la centrale nucléaire de Smolensk dont la durée de vie de conception est prolongée de 15 ans. Cette tranche avait subi d'importants travaux de réfection, notamment le remplacement des tubes de force et des équipements qui avaient atteint la fin de leur durée d'exploitation, la modernisation de systèmes spéciaux et le renforcement des structures sur les points chauds.

Rosenergoatom se prépare pour le démantèlement des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Novovoronezh. Les autorisations d'exploitation de ces tranches ne sont plus valides depuis octobre 2015. Les activités menées dans ces tranches le sont en vertu d'autorisations de démantèlement.

En 2015, un certain nombre de règles fédérales relatives au stockage des déchets radioactifs, à l'évaluation régulière de la sûreté des installations nucléaires de recherche, à l'analyse probabiliste de la sûreté d'une centrale nucléaire et à d'autres aspects de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire sont entrées en vigueur.

La Loi fédérale n° 162-FZ relative à la normalisation en Russie est entrée en vigueur en juin 2015. Elle définit les pouvoirs et les fonctions de l'entreprise publique Rosatom en matière de normalisation. En outre, elle établit la procédure de normalisation des produits qui permettent d'assurer la sûreté au sein du secteur de l'énergie nucléaire, ainsi que des processus et autres éléments normalisés relatifs à de tels produits.

Suède

Réformes

La taxe sur la puissance thermique des réacteurs a été augmentée en 2015, passant de 12 648 SEK/MW à 14 440 SEK/MW, soit environ 0,07 à 0,08 SEK/kWh.

Une procédure contre cette taxe a été engagée devant les juridictions suédoises et portée devant la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE). En octobre 2015, la septième chambre de la CJUE a jugé que la taxe n'entraînait pas dans le champ d'application de deux des directives du Conseil et relevait donc du droit interne plutôt qu'europpéen.

La taxe actuelle (2015-2017) relative aux déchets nucléaires est d'approximativement 0,04 SEK/kWh.

Point sur les réacteurs nucléaires 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 2015, 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 prématurée 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, est de 60 ans.

En février 2015, le réacteur R4 a bénéficié d'une autorisation d'augmentation de puissance, et un essai de fonctionnement est en cours.

- **Oskarshamn** : En juin 2015, le propriétaire de la centrale a décidé de mettre deux réacteurs à l'arrêt prématurément (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 au milieu de l'année 2017, à condition que toutes les autorisations aient été obtenues.

La décision de mise à l'arrêt a été prise alors qu'une révision du réacteur O2 était en cours, en vue d'une modernisation de grande ampleur. Le réacteur étant alors à l'arrêt, il a été décidé qu'il ne serait pas redémarré 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 du réacteur R3 est de 60 ans.

- **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 pour une exploitation à cette nouvelle puissance. La demande est en cours de traitement.

Suisse

Principaux événements en 2015

Cuve du réacteur de la tranche 1 de la centrale de Beznau : détection d'indications de défauts similaires à ceux identifiés dans les réacteurs belges des tranches 2 de Tihange et 3 de Doel.

Lors d'examen par ultrasons effectués sur la cuve du réacteur de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Beznau (REP Westinghouse à deux boucles mis en service en 1969), l'exploitant a détecté des indications de défauts similaires à ceux des réacteurs belges, mais moins importants en nombre, taille et extension. Des examens plus poussés ont été demandés et sont en cours.

L'inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN), en collaboration avec un groupe d'experts internationaux, va examiner un plan de projet (feuille de route) soumis par l'exploitant, qui décrit les procédures de caractérisation et d'interprétation des indications concernant le matériau de base de la cuve du réacteur de la tranche 1 de Beznau.

L'exploitation de cette tranche ne pourra reprendre que lorsque l'intégrité de la cuve du réacteur aura été confirmée.

Turquie

La stratégie énergétique de la Turquie prévoit la mise en service industriel de deux centrales nucléaires comprenant au total huit réacteurs d'ici à 2030 et le démarrage de la construction d'une troisième centrale d'ici à 2023.

S'agissant du premier projet de centrale, la Russie et la Turquie ont signé, le 12 mai 2010, un accord intergouvernemental relatif à la construction et à l'exploitation d'une centrale nucléaire sur le site d'Akkuyu, selon le modèle de la construction-propriété-exploitation. Cette centrale comprendra quatre réacteurs VVER-1200 de la série AES-2006, d'une puissance installée de 1 200 MW chacun. L'entreprise Akkuyu Project Company (APC) a révisé le « rapport sur les paramètres du site » en fonction des informations supplémentaires demandées par l'Autorité turque de l'énergie atomique (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu – TAEK) et l'a présenté de nouveau le 30 décembre 2015.

S'agissant du deuxième projet de centrale, l'accord intergouvernemental relatif à la coopération pour le développement de centrales nucléaires et du secteur électronucléaire en République de Turquie conclu avec le Japon a été approuvé par le Parlement de Turquie en avril 2015. Cet accord de partenariat public-privé prévoit la construction, sur le site de Sinop, de quatre tranches équipées de réacteurs ATMEA1 d'Areva et de Mitsubishi Heavy Industries, d'une puissance installée de 1 120 MWe chacun. En décembre 2015, le rapport de demande d'autorisation intitulé « Évaluation du processus réglementaire d'autorisation » a été présenté à la TAEK par les promoteurs du projet. Ces derniers sont en train de le réviser pour prendre en compte les commentaires de ladite autorité.

Le projet de loi sur l'énergie nucléaire, le projet de loi sur la responsabilité civile nucléaire en conformité avec la Convention de Paris sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et le projet de loi pour l'adhésion à la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et la sûreté de la gestion des déchets radioactifs devraient être adoptés par le Parlement de Turquie en 2016.

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 31 countries: 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. 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 friendly 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 policy analyses in areas such as energy and sustainable development.

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 and any 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 2016

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 rights@oecd.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: Uranium "yellow cake" (Energy Fuels Inc.); Atucha 2 NPP, Argentina (Nucleoeléctrica Argentina S.A.).

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 1^{er} février 1958. Elle réunit actuellement 31 pays : 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. 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 des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

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 et toute carte 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 2016

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 rights@oecd.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 : Concentré d'uranium (Energy Fuels Inc.) ; la centrale nucléaire d'Atucha 2, Argentine (Nucleoeléctrica Argentina S.A.).

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 – 2016

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 installed generating capacity, total electricity produced by all sources and by nuclear power, nuclear energy policies and fuel cycle developments, as well as projections of nuclear generating capacity and electricity production to 2035, where available. Total electricity generation at nuclear power plants and the share of electricity production from nuclear power plants increased slightly in 2015, by 0.2% and 0.1%, respectively. Two new units were connected to the grid in 2015, in Russia and Korea; two reactors returned to operation in Japan under the new regulatory regime; and seven reactors were officially shut down – five in Japan, one in Germany and one in the United Kingdom. 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 progressing 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 – 2016

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 puissance installée, la production d'électricité totale et nucléaire, les politiques nucléaires, les évolutions du cycle du combustible ainsi que, lorsqu'elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2035 de la puissance nucléaire et de la production d'électricité. En 2015, la production totale d'électricité des centrales nucléaires ainsi que la part du nucléaire dans la production d'électricité ont légèrement augmenté, de 0,2 % et 0,1 % respectivement. Deux nouveaux réacteurs ont été raccordés au réseau en Russie et en Corée, deux réacteurs ont été remis en service au Japon, où un nouveau régime de sûreté est en vigueur, et sept réacteurs ont été mis officiellement et définitivement à l'arrêt – cinq au Japon, un en Allemagne et un au Royaume-Uni. 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, et ont réalisé des avancées dans de futurs projets de construction en Finlande, en Hongrie, au Royaume-Uni et en Turquie. 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