

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2015



Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2015

© OECD 2015
NEA No. 7246

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 2015 edition of the “Brown Book” contains official information provided by OECD member country governments on nuclear energy, 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 summarise, among other issues, the latest developments concerning nuclear energy policies and the fuel cycle. In 2014, nuclear power continued to supply significant amounts of greenhouse carbon-free baseload electricity, despite strong competition from low-cost fossil fuels (natural gas and coal) and subsidised renewable energy sources. The implementation of phase-out plans in three OECD countries and uncertainty about the role of nuclear power in Japan, where all 48 operational reactors were offline throughout 2014, impacted nuclear power development, in particular the front end of the fuel cycle. By the end of 2014, however, the Nuclear Regulation Authority of Japan had determined that four reactors had met the strengthened safety requirements developed in response to the accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant in early 2011, indicating that a return to operation of at least some reactors in the country can be expected.

Although total electricity generation in the OECD area declined slightly from 2013 to 2014 (0.3%), electricity generation at nuclear power plants increased by 1.4% over the same period. The share of electricity production from nuclear power plants increased slightly (19.0% in 2013 and 19.3% in 2014), despite total nuclear capacity declining by 0.2% (from 298.8 GWe in 2013 to 298.1 GWe in 2014) as no new reactors were connected to the grid and one reactor (Vermont Yankee) was permanently shut down in the United States. These figures show that many nuclear power plants in the OECD area operated very effectively throughout 2014. Nuclear power plants in Canada, France, Korea, Switzerland and the United States led the way with significantly increased output in 2014, compared to 2013. Reactor pressure vessel issues that caused the idling of two reactors in Belgium led to the most significant decline in output in 2014, followed by reduced output in the United Kingdom because of faults found in some of the reactors' boilers.

At the end of December 2014, 324 operational reactors were connected to the grid in the OECD area. A total of 18 reactors were under construction (5 in OECD America, 4 in OECD Europe and 9 in the OECD Pacific region, although 4 of the latter have been temporarily halted in Japan). In addition, 35 reactors were considered firmly committed to construction, including the first 8 units in Turkey for commercial electricity production (4 each to be built at the Akkuyu and Sinop sites). Should all the units under construction and committed to construction be completed, a total of 65.1 GWe of nuclear generating capacity will be added to electricity grids in the OECD area. On the other hand, by 2019 four reactors are planned to be retired from service, reducing OECD nuclear generating capacity by a total of 3.6 GWe. Included are two closures in Germany, as part of the plan to phase out nuclear power by the end of 2022, along with one ageing reactor each in the United Kingdom and the United States.

The continuation of low uranium market prices through 2014 caused producers to reduce output at a number of production centres, and global production declined by 5% from 2013 to 56 200 tU in 2014. Uranium production in the OECD area decreased by 4% from 2013 to about just over 16 000 tU in 2014, owing to reduced production in Australia and Canada. Despite this decrease, OECD uranium production provided about 39% of OECD uranium requirements in 2014, due in part to reduced reactor requirements principally related to the idling of all operable reactors in Japan. Imports and secondary sources of uranium from stockpiles, spent fuel reprocessing, dismantling of nuclear weapons and re enrichment of uranium tails will continue to be needed to meet total OECD reactor requirements, as has been the case in the past several years.

Conversion and enrichment capacities exceed requirements in OECD Europe and conversion capacity exceeds requirements in OECD America. Enrichment services need to be imported in OECD America and Pacific regions and conversion services must be imported in the Pacific region. The URENCO USA centrifuge facility in the United States, the only enrichment plant in operation in OECD America, was commissioned in 2010 with an annual capacity of 3.7 million SWU. By 2022, this is expected to be expanded

to 5.7 million SWU. Although AREVA suspended plans to build a centrifuge enrichment facility in Idaho in 2013, Centrus continues to pursue development of the American Centrifuge Plant with operation dependent on securing funding and a loan guarantee. Development of the GE-Hitachi laser enrichment technology has been slowed to a pace consistent with market conditions. In France, the Georges Besse II centrifuge enrichment plant reached an annual capacity of 5.5 million SWU in 2013, which is expected to further expand to 7.5 million SWU in 2016.

As outlined in the country reports presented in this publication, nuclear development programmes generally advanced in the OECD area in 2014. 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 in order to ensure electricity supply after unexpected issues brought about the cautionary shutdown of three of the larger reactors in the seven-unit fleet. It also confirmed the plan to phase out nuclear power by 2025. In Canada, the Cigar Lake mine began production in March 2014 after several years of developing the technologies and infrastructure needed to mine this technically challenging deposit. When in full production, mining of the very high-grade Cigar Lake ore will yield 6 900 tU/yr. In the Czech Republic, a power uprate programme for the two Temelin reactors is underway following the successful completion of uprates on all four Dukovany reactors. In Finland, a positive preliminary safety assessment of the plant design led the regulator to conclude that the Russian AES-2006 reactor can be designed and constructed in accordance with the Finnish safety requirements. In France, progress towards the development of a new energy law that, among other things, is expected to cap nuclear generating capacity at its current level continued through 2014, with the legislation expected to be finalised in 2015. Efforts to locate a disposal site on German territory for high-level radioactive waste that will ensure the best possible safety for a period of one million years in a science-based and transparent process were initiated in 2014. In Hungary, an intergovernmental agreement was signed with the Russian Federation that covers the design, construction and commissioning of two new reactors and the supply of nuclear fuel, as well as the return of spent fuel to Russia. The Strategic Energy Plan of Japan, revised in April 2014, positioned nuclear power as an important baseload power source, provided that safety can be ensured. Of the five nuclear reactors under construction in Korea, three are expected to be completed in 2015. In Spain, an application was submitted to the regulator for the operation of the Santa María de Garoña reactor until 2031. An environmental impact assessment (EIA) report by the Akkuyu Project Company was approved by the Ministry of Environment and Urbanization in late 2014, 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 31 December 2014, licence renewals for 73 of the 99 operating reactors in the United States had been granted and applications for 18 reactors to operate for 60 years were under review, with applications for five additional reactors expected between 2015 and 2021.

The storage capacity for irradiated fuel in OECD countries is adequate to meet requirements and is expected to expand as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments (Belgium, Canada, Finland, France, 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. The first such facility is expected to begin operation in Finland in the early 2020s.

Introduction

Cette édition 2015 du « Livre brun » contient des informations communiquées par les gouvernements des pays membres de l'OCDE, 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. Il comprend également des rapports nationaux succincts qui présentent les derniers développements concernant les politiques nucléaires et le cycle du combustible. En 2014, 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 (gaz naturel et charbon) ou des sources renouvelables subventionnées. Le secteur de l'électronucléaire, en particulier l'amont du cycle du combustible, a subi le contrecoup des plans de sortie progressive du nucléaire mis en œuvre dans trois pays de l'OCDE et des incertitudes concernant la future place de l'énergie nucléaire au Japon, dont les 48 réacteurs sont restés à l'arrêt pendant toute l'année. À la fin de 2014, cependant, l'autorité de sûreté nucléaire du Japon a déterminé que quatre des réacteurs du pays satisfaisaient aux nouvelles exigences de sûreté renforcées, établies en réponse à l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi au début de 2011. Il est donc probable qu'on s'achemine vers le redémarrage d'une partie des réacteurs japonais.

Si la production totale d'électricité de la zone de l'OCDE a légèrement baissé, de 0,3 %, entre 2013 et 2014, la production d'électricité d'origine nucléaire, elle, a progressé de 1,4 % au cours de la même période. La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité a enregistré une petite hausse (de 19,0 % en 2013 à 19,3 % en 2014), malgré un recul de 0,2 % de la puissance nucléaire installée totale (de 298,8 GWe en 2013 à 298,1 GWe en 2014) dû au fait qu'aucun nouveau réacteur n'a été raccordé au réseau et qu'un réacteur (Vermont Yankee) a été définitivement mis à l'arrêt aux États-Unis. Ces chiffres montrent que de nombreuses centrales nucléaires de la zone de l'OCDE ont fonctionné de manière très efficace en 2014. Les centrales du Canada, de la Corée, des États-Unis, de la France, et de la Suisse, en particulier, ont produit beaucoup plus d'électricité en 2014 qu'en 2013. Inversement, les plus fortes baisses de production constatées en 2014 sont respectivement celle de la Belgique, où deux réacteurs ont été arrêtés à la suite de défauts constatés au niveau des cuves, et celle du Royaume-Uni, où des réacteurs ont été temporairement arrêtés pour des problèmes rencontrés sur des chaudières.

Au 31 décembre 2014, il y avait 324 réacteurs en service connectés au réseau dans la zone de l'OCDE, et 18 réacteurs y étaient en construction, soit cinq dans la région Amérique, quatre dans la région Europe, et neuf dans la région Pacifique (mais la construction de quatre d'entre eux a été interrompue, du moins temporairement, au Japon). En outre, 35 réacteurs avaient fait l'objet d'une commande ferme, dont les huit premiers réacteurs de puissance de la Turquie (quatre sur le site d'Akkuyu et quatre sur le site de Sinop). Si toutes ces tranches en construction et commandées sont achevées, les réseaux électriques de la zone de l'OCDE pourront disposer de 65,1 GWe supplémentaires. En revanche, quatre réacteurs devraient être mis hors service d'ici 2019, ce qui réduira la puissance installée de la zone de l'OCDE de 3,6 GWe. Deux d'entre eux, situés en Allemagne, seront fermés dans le cadre du plan prévoyant la sortie du nucléaire du pays d'ici 2022. Les deux autres sont de vieux réacteurs, l'un au Royaume-Uni et l'autre aux États-Unis.

Les prix de l'uranium, toujours bas sur les marchés en 2014, ont conduit les exploitants miniers à réduire la production d'un certain nombre de sites, d'où une diminution de la production mondiale de 5 % entre 2013 et 2014, jusqu'à 56 200 t d'U. Dans la zone de l'OCDE, la production d'uranium a baissé de 4 % au cours de la même période, pour s'établir tout juste au-dessus de 16 000 t d'U en 2014, surtout sous l'effet du déclin enregistré en Australie et au Canada. Malgré ce repli, la production d'uranium dans la zone de l'OCDE a assuré environ 39 % des besoins en uranium des pays de l'OCDE en 2014, en partie du fait du nombre plus limité de chargements, notamment lié à l'arrêt des réacteurs au Japon. Pour alimenter les réacteurs dans les pays de l'OCDE, il faudra encore, comme ces dernières années, avoir recours aux importations et aux sources secondaires d'uranium, à savoir les stocks, le retraitement du combustible usé, le démantèlement des armes nucléaires et le réenrichissement de l'uranium appauvri.

Les capacités de conversion et d'enrichissement de l'uranium dépassent les besoins dans la région Europe de l'OCDE. Dans la région Amérique, seules les capacités de conversion dépassent les besoins,

les services d'enrichissement devant être importés. Enfin, la région Pacifique est importatrice à l'étape de la conversion comme à celle de l'enrichissement. La seule usine d'enrichissement actuellement opérationnelle dans la zone Amérique de l'OCDE, à savoir l'usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse d'URENCO USA implantée aux États-Unis, a été mise en service en 2010. Sa capacité annuelle, initialement de 3,7 millions d'unités de travail de séparation (UTS), devrait être portée à 5,7 millions d'UTS en 2022. Si AREVA a interrompu la construction d'une usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse dans l'Idaho en 2013, Centrus poursuit son projet de développement de l'American Centrifuge Plant, dont l'exploitation dépendra en définitive de l'obtention de financements et d'une garantie d'emprunt. 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 5,5 millions d'UTS en 2013 et devrait être portée à 7,5 millions d'UTS en 2016.

Comme l'indiquent les rapports nationaux contenus dans cette publication, les programmes de développement de l'énergie nucléaire ont globalement progressé dans la zone de l'OCDE en 2014. En Allemagne, a eu lieu en 2014 le lancement des travaux destinés à identifier sur le territoire, selon un processus transparent et étayé scientifiquement, un site de stockage des déchets radioactifs de haute activité qui devra garantir les plus hauts niveaux de sûreté pendant une période d'un million d'années. En Belgique, le gouvernement fédéral a décidé d'autoriser l'exploitation des tranches 1 et 2 de Doel pendant 10 ans de plus, soit jusqu'en 2025, afin d'assurer l'approvisionnement en électricité. En effet, des difficultés imprévues ont entraîné l'arrêt à titre de précaution de trois des plus gros des sept réacteurs du pays. Le gouvernement a également confirmé la décision de fermer tous les réacteurs de puissance d'ici 2025. Au Canada, la mine de Cigar Lake est enfin entrée en service en mars 2014, après plusieurs années de développement des technologies et des infrastructures nécessaires pour exploiter ce gisement techniquement complexe. Lorsqu'elle aura atteint sa capacité théorique totale, cette mine d'uranium à très forte teneur devrait produire 6 900 t d'U par an. En Corée, les chantiers de trois des cinq réacteurs nucléaires en construction devraient s'achever en 2015. En Espagne, l'autorité de sûreté nucléaire a reçu une demande d'autorisation d'exploitation jusqu'en 2031 du réacteur de Santa María de Garoña. Aux États-Unis, au 31 décembre 2014, les autorisations d'exploitation ont été renouvelées pour 73 des 99 réacteurs en service dans le pays. Les demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 18 réacteurs font également l'objet d'un examen, des demandes supplémentaires concernant 5 autres réacteurs étant prévues entre 2015 et 2021. En Finlande, l'autorité de sûreté nucléaire a conclu, sur la base des conclusions positives de son évaluation préliminaire de la sûreté de conception de la centrale, que le réacteur russe AES-2006 peut être conçu et construit en conformité avec les exigences de sûreté de la Finlande. En France, les pouvoirs publics continuent de plancher sur l'élaboration d'une nouvelle loi sur l'énergie qui, entre autres, pourrait limiter la puissance nucléaire installée à son niveau actuel. La version définitive du texte sera connue en 2015. En Hongrie, un accord intergouvernemental a été signé avec la Russie concernant la conception, la construction et la mise en service de deux tranches nucléaires, l'approvisionnement en combustible, ainsi que le retour du combustible usé dans la Fédération de Russie. Au Japon, la nouvelle version de la stratégie énergétique, révisée en avril 2014, présente le nucléaire comme une source importante de production d'électricité en base, sous réserve que la sûreté soit assurée. En République tchèque, les travaux destinés à augmenter la puissance des deux réacteurs de la centrale de Temelin ont démarré, la rénovation des quatre tranches de la centrale de Dukovany étant désormais achevée. Au Royaume-Uni, trois consortiums continuent de préparer la construction de trois tranches nucléaires dont la puissance installée cumulée devrait être de 16,6 GWe. Enfin, en Turquie, le ministère de l'Environnement et de l'Urbanisme a approuvé l'étude d'impact sur l'environnement réalisée par Akkuyu Project Company, en vue de la construction de la première centrale nucléaire du pays.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation	11
2. Nuclear fuel cycle requirements	23
3. Country reports	37
Belgium	37
Canada	38
Czech Republic	41
Finland	41
France	43
Germany	48
Hungary	48
Japan	49
Korea	50
Mexico	53
Poland	53
Slovak Republic	54
Spain	55
Sweden	56
Turkey	56
United Kingdom	57
United States	59

Tables

1.1 Total and nuclear electricity generation	12
1.2 Total and nuclear electricity capacity	14
1.3 Nuclear power plants by development stage (as of 31 December 2014)	17
1.4 Nuclear power plants connected to the grid	18
2.1 Uranium resources	23
2.2 Uranium production	23
2.3 Uranium requirements	24
2.4 Conversion capacities	25
2.5 Conversion requirements	26
2.6 Enrichment capacities	27
2.7 Enrichment requirements	28
2.8 Fuel fabrication capacities	29

2.9	Fuel fabrication requirements	30
2.10	Spent fuel storage capacities	31
2.11	Spent fuel arisings and cumulative in storage	32
2.12	Reprocessing capacities	34
2.13	Plutonium use	34
2.14	Re-enriched tails production	35
2.15	Re-enriched tails use	35
2.16	Reprocessed uranium production	35
2.17	Reprocessed uranium use	36

Figures

1.1	Nuclear power share of total electricity production in OECD countries (2014)	11
1.2	Trends in total and nuclear electricity generation	16
1.3	Trends in total and nuclear electricity capacity	16
1.4	Number of units and nuclear capacity in OECD countries (2014)	19
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2014)	19
1.6	The nuclear fuel cycle	20
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2014)	36

Table des matières

1. Puissance et production d'électricité d'origine nucléaire	11
2. Besoins du cycle du combustible nucléaire	23
3. Rapports par pays	68
Allemagne	68
Belgique	68
Canada	70
Corée	72
Espagne	76
États-Unis	77
Finlande	85
France	87
Hongrie	92
Japon	93
Mexique	94
Pologne	94
République slovaque	95
République tchèque	96
Royaume-Uni	97
Suède	99
Turquie	99
Tableaux	
1.1 Production d'électricité totale et production d'électricité nucléaire	12
1.2 Puissance installée totale et nucléaire	14
1.3 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 31 décembre 2014)	17
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau	18
2.1 Ressources en uranium	23
2.2 Production d'uranium	23
2.3 Besoins en uranium	24
2.4 Capacités de conversion	25
2.5 Besoins de conversion	26
2.6 Capacités d'enrichissement	27
2.7 Besoins d'enrichissement	28
2.8 Capacités de fabrication du combustible	29

2.9	Besoins en matière de fabrication du combustible	30
2.10	Capacités d'entreposage du combustible utilisé	31
2.11	Quantités de combustible utilisé déchargées et entreposées	32
2.12	Capacités de retraitement	34
2.13	Consommation de plutonium	34
2.14	Production d'uranium appauvri	35
2.15	Consommation d'uranium appauvri	35
2.16	Production d'uranium de retraitement	35
2.17	Consommation d'uranium de retraitement	36

Figures

1.1	Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2014)	11
1.2	Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire	16
1.3	Évolution de la puissance installée totale et nucléaire	16
1.4	Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2014)	19
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2014)	19
1.6	Cycle du combustible nucléaire	21
2.1	Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2014)	36

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 in OECD countries (2014)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2014)

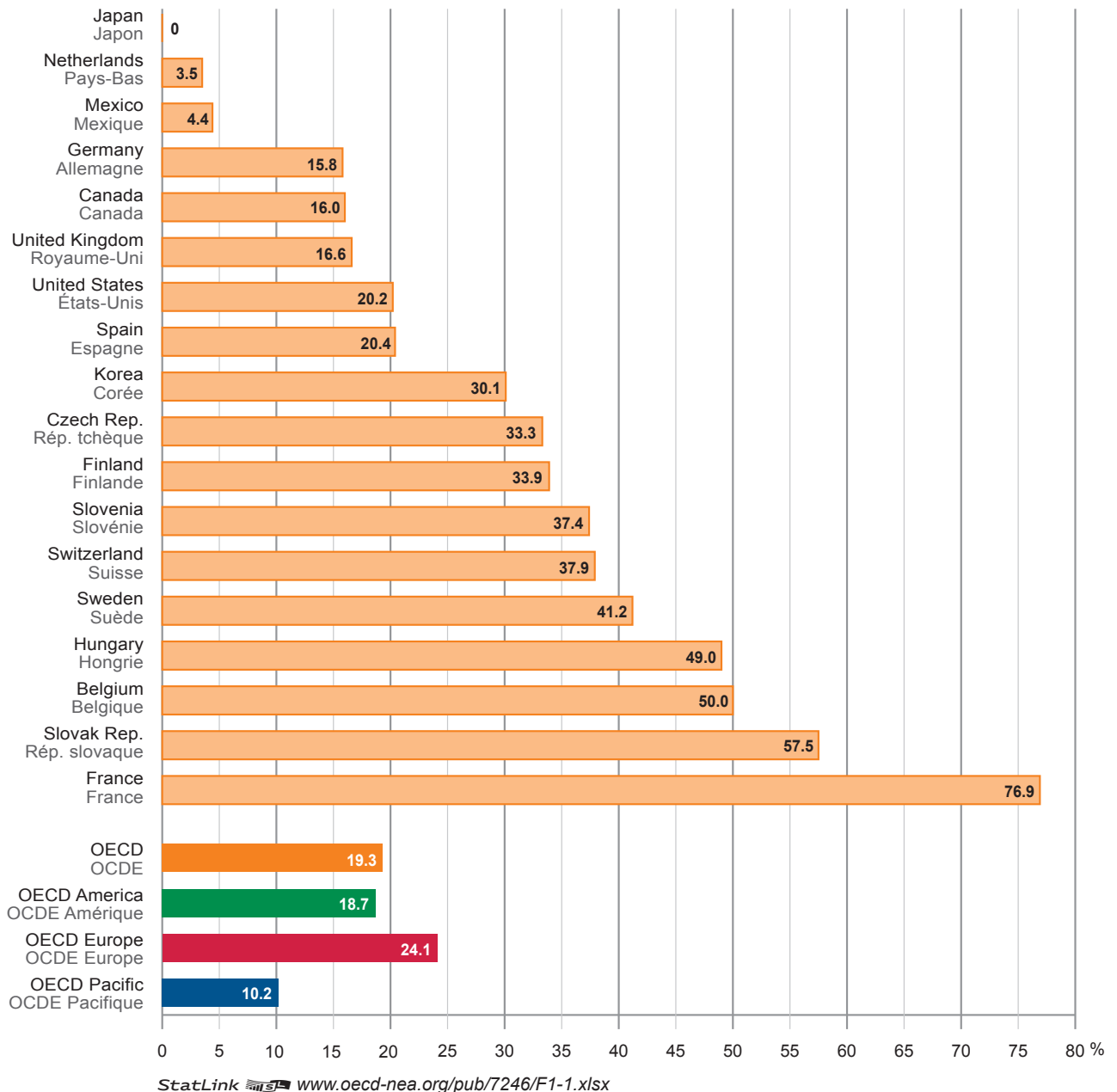


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2013 (actual/réelles)			2014			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	4 799.7	897.4	18.7	4 847.0	907.2	18.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	4 731.8	897.4	19.0	4 773.9	907.2	19.0	4 796.4-N/A	885.8-N/A	18.5-N/A	5 139.9-N/A
Canada	Canada	620.4	97.0	15.6	628.9 (b)	100.9 (b)	16.0	638.8-N/A	101.3-N/A	15.9-N/A	687.4-N/A
Mexico	Mexique	207.4	11.4	5.5	209.0 (b)	9.3 (b)	4.4	213.6-N/A	10.5-11.8	4.9-N/A	254.5-N/A
United States	États-Unis	3 904.0	789.0	20.2	3 936.0 (b)	797.0 (b)	20.2	3 944.0-3 961.0	774.0	19.6-19.5	4 198.0-4 202.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili *	67.9	0.0	0.0	73.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 501.0	832.0	23.8	3 446.8	830.4	24.1				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 378.1	832.0	35.0	2 343.5	830.4	35.4				
Belgium	Belgique (c)	80.0	41.0	51.3	64.0 (b)	32.0 (d)	50.0	N/A	N/A	N/A	92.0-96.0
Czech Republic	Rép. tchèque	80.9	29.0 +	35.8	85.9 (b)	28.6	33.3	86.1-89.4	29.7-29.8	34.5-33.3	89.2-95.8
Finland	Finlande	68.3	22.6	33.1	65.4 (b)	22.2	33.9	78.0	21.8-22.9	26.0-27.3	92.0
France	France (f)	550.9	403.7	73.3	540.6	415.9	76.9	575	430.0-435.0	74.8-75.7	580.0-590.0
Germany	Allemagne	594.3	92.1	15.5	579.2 (b)	91.7 (b)	15.8	N/A	N/A	N/A	542.0-582.0
Hungary	Hongrie	28.1	14.4	51.2	30.0	14.7	49.0	31.9	14.8	46.4	32.0-40.5
Netherlands	Pays-Bas	100.0	2.7	2.7	100.0 (b)	3.5 (b)	3.5	135-145	3.5-4.0	2.6-2.8	135-150
Slovak Republic	Rép. slovaque	26.5	14.7	55.5	25.2	14.5	57.5	24.3-25.8	14.0-14.7	57.6-57.0	32.7-36.1
Slovenia	Slovénie	15.1	5.0	33.1	16.3	6.1	37.4	17.1-17.6	5.2-6.1	30.4-34.7	18.2-19.0
Spain	Espagne	275.5	54.3	19.7	268.4 (b)	54.8 (b)	20.4	282.1	53.9	19.1	316.3
Sweden	Suède	149.2	63.6	42.6	150.9	62.2	41.2	N/A	N/A	N/A	N/A-177.4
Switzerland	Suisse	68.3	24.8	36.3	69.6	26.4	37.9	68.5-N/A	25.0-N/A	36.5-N/A	65.0-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	341.0	64.1	18.8	348.0 (b)	57.8	16.6	346.0	59.0	17.1	327.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 122.9	0.0	0.0	1 103.3	0.0	0.0				
Austria	Autriche	66.2	0.0	0.0	63.7 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	33.1	0.0	0.0	34.2	0.0	0.0	34.7	0.0	0.0	37.4
Estonia	Estonie *	12.0	0.0	0.0	11.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	50.6	0.0	0.0	43.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	17.7	0.0	0.0	17.7	0.0	0.0	18.2	0.0	0.0	19.1
Ireland	Irlande	26.6	0.0	0.0	26.6	0.0	0.0	26.7-26.9	0.0	0.0	26.9-29.0
Israel	Israël *	61.1	0.0	0.0	63.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie (g)	278.8	0.0	0.0	267.6 (b)	0.0	0.0	265.0-267.0	0.0	0.0	262.0-291.0
Luxembourg	Luxembourg	2.9	0.0	0.0	2.8 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	134.2	0.0	0.0	141.6 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	149.5	0.0	0.0	131.3	0.0	0.0	147.9	0.0	0.0	161.1
Portugal	Portugal	50.0	0.0	0.0	50.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	240.2	0.0	0.0	250.4 (b)	0.0	0.0	263.2-291.5	0.0	0.0	333.3-391.9
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 489.6	133.2	8.9	1 468.6	150.4	10.2				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 198.7	133.2	11.1	1 176.2	150.4	12.8				
Japan	Japon	702.3	0.0	0.0	676.7	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	496.4	133.2	26.8	499.5 (b)	150.4 (b)	30.1	536.3-N/A	178.3-N/A	33.2-N/A	620.0-N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	290.9	0.0	0.0	292.4	0.0	0.0	295.0-N/A	0.0	0.0	312.4-N/A
Australia	Australie	249.0	0.0	0.0	252.0	0.0	0.0	255.0-N/A	0.0	0.0	270.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	41.9	0.0	0.0	40.4	0.0	0.0	40.0-40.6	0.0	0.0	42.4-43.4
Total		9 790.3	1 862.6	19.0	9 762.4	1 888.0	19.3				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T1-1.xlsx**Notes**

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

(b) Provisional data.

(c) Low and high case scenarios from Nuc-3000 and Nuc-900 in the Belgian electric prospective study to 2030, available online: http://economie.fgov.be/fr/binaries/EPE2_FR%20V2_tcm326-262562.pdf.

(d) Low nuclear production due to pressure vessel issues at Doel 3 and Tihange 2.

(e) High case includes Olkiluoto 4

(f) Projections uncertain pending finalisation of new energy law, expected in 2015.

(g) For 2013, source Terna "Statistical Data on electricity in Italy - 2013"; for 2015 and 2020, source Terna "Previsioni della domanda elettrica in Itali - 2014-2024".

+ Generation record; * Secretariat 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	%
898.6-N/A	17.5-N/A	5 383.6-N/A	904.7-N/A	16.8-N/A	5 535.7-N/A	910.7-N/A	16.5-N/A	5 752.8-N/A	910.7-N/A	15.8-N/A
84.1-N/A	12.2-N/A	731.7-N/A	86.2-N/A	11.8-N/A	764.4-N/A	92.2-N/A	12.1-N/A	795.8-N/A	92.2-N/A	11.6-N/A
10.5-11.8	4.1-N/A	339.9-N/A	10.5-11.8	3.1-N/A	371.3-N/A	10.5-11.8	2.8-N/A	465.0-N/A	10.5-11.8	2.3-N/A
804.0	19.2-19.1	4 312.0-4 398.0	808.0-809.0	18.7-18.4	4 400.0-4 571.0	808.0-828.0	18.4-18.1	4 492.0-4 708.0	808.0-878.0	18.0-18.6
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
24.0-39.0	26.1-40.6	N/A	N/A	N/A	100.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
31.3-31.4	35.1-32.8	81.3-85.2	31.5-32.0	38.7-37.6	81.7-85.7	32.0-32.5	39.2-37.9	87.2-93.9	49.0-50.0	56.2-53.2
35.0-36.1	38.0-39.2	97.0	43.5-60.1 (e)	44.8-62.0	103.0	39.4-56.7	38.3-55.0	102.0	36.0-52.7	35.3-51.7
430.0-435.0	74.1-73.7	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0	505.0-625.0	255.0-425.0	50.5-68.0
59.6	11.0-10.2	488.0-548.0	0.0	0.0	486.0-576.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
14.8	46.3-36.5	33.5-49.1	14.8-22.1	44.2-45.0	44.2-70.3	14.8-32.8	33.5-46.7	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	66.7-63.2	33.9-37.5	22.2-23.5	65.5-62.7	34.1-37.7	22.2-23.5	65.1-62.3	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	5.2-13.4	30.5-47.3	N/A	5.2-13.4	N/A
57.1	18.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-71.3	N/A-40.2	N/A	N/A	N/A	N/A-161.4	N/A-55.5	N/A-34.4	N/A	N/A	N/A
22.0-N/A	33.8-N/A	65.0-N/A	22.0-N/A	33.8-N/A	65.0-N/A	22.0-N/A	33.8-N/A	N/A	N/A	N/A
56.0	17.1	324.0	69.0	21.3	362.0	103.0	28.5	404.0	152.0	37.6
9.1										
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	39.5	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	19.6	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0
0.0	0.0	27.5-30.5	0.0	0.0	28.8-32.5	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	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	173.0	0.0	0.0	187.4	22.3	11.9	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0-9.1	0.0-2.3	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
208.3-N/A	33.6-N/A	656.4-N/A	253.2	38.6-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	329.0-N/A	0.0	0.0	345.4-N/A	0.0	0.0	361.6-N/A	0.0	0.0
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	44.0-46.5	0.0	0.0	45.4-49.4	0.0	0.0	46.6-52.5	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) L'hypothèse basse et l'hypothèse haute correspondent respectivement aux scénarios Nuc-3000 et Nuc-900 de l'étude de la Belgique sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030, consultable en ligne à l'adresse http://economie.fgov.be/fr/binaries/EPE2_FR%20V2_tcm326-262562.pdf.
 (d) Faible production électronucléaire à cause des problèmes survenus au niveau des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2.

- (e) L'hypothèse haute inclut Olkiluoto 4.
 (f) Projections incertaines, dans l'attente de la finalisation de la nouvelle loi sur l'énergie nucléaire, attendue en 2015.
 (g) Pour 2013, données tirées de Terna « Statistical Data on electricity in Italy – 2013 » ; pour 2015 et 2020, données tirées de Terna « Previsioni della domanda elettrica in Itali - 2014-2024 ».
 + Production record ; * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2013 (actual/réelles)			2014			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 234.9	114.0	9.2	1 252.1	112.7	9.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 216.5	114.0	9.4	1 233.1	112.7	9.1		114.6-N/A		
Canada	Canada	133.5	13.4	10.0	138.4 (b)	13.4	9.7	143.2-N/A	13.5-N/A	9.4-N/A	148.4-N/A
Mexico	Mexique	54.0	1.4	2.6	55.7 (b)	1.4 (b)	2.5	N/A-56.1	1.5-1.6	N/A-2.9	N/A-66.3
United States	États-Unis	1 029.0	99.2	9.6	1 039.0 (b)	97.9 (b)	9.4	1 045.0	99.6	9.5	1 028.0-1 042.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili *	18.4	0.0	0.0	19.0	0.0	0.0	19.2	0.0	0.0	22.1
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	1 024.5	121.7	11.9	1 038.3	122.3	11.8				
Nuclear countries	Pays nucléaires	657.6	121.7	18.5	669.3	122.3	18.3				
Belgium	Belgique (c)	21.0	5.9	28.1	21.0 (b)	5.9	28.1	23.0-25.0 (c)	3.0-5.0	13.0-20.0	23.0-24.0
Czech Republic	Rép. tchèque	21.1	3.3	15.6	21.5 (b)	3.9 (b)	18.1	22.1-22.4	4.0	18.1-17.9	21.5-22.0
Finland	Finlande	13.3	2.8	21.1	12.8 (b)	2.8	21.9	13.0	2.8	21.5	15.0
France	France	128.0	63.1 *	49.3	128.9	63.1 *	49.0	125.0	63.1*	50.5	125.0-144.0
Germany	Allemagne	183.6	12.0	6.5	196.1	12.0 (b)	6.1	N/A	N/A	N/A	198.0-206.0
Hungary	Hongrie	8.5	1.9	22.4	7.9 (b)	1.9	24.1	9.5	1.9	20.0	9.9
Netherlands	Pays-Bas	27.4	0.5	1.8	30.0 (b)	0.5 (b)	1.7	30.0-36.0	0.4-0.5	1.3-1.4	31.0-42.0
Slovak Republic	Rép. slovaque	8.5	1.8	21.2	7.1 (b)	1.8	25.4	6.8-7.2	1.8	26.5-25.0	7.9-8.7
Slovenia	Slovénie	3.6	0.7	19.4	3.7 (b)	0.7	18.9	3.9-4.0	0.7	17.9-17.5	4.3-4.6
Spain	Espagne	102.5	7.5	7.3	103.9	7.5	7.2	98.4	7.5	7.6	105.9
Sweden	Suède	38.3	9.5	24.8	39.0 *	9.5	24.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	12.4	3.3	26.6	12.4	3.3	26.6	N/A	3.3-N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni (d)	89.4 *	9.4	10.5	85.0 *	9.4 (b)	11.1	N/A	8.9	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	366.9	0.0	0.0	369.0	0.0	0.0				
Austria	Autriche	23.2	0.0	0.0	23.6 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	14.9	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	11.5	0.0	0.0	13.2
Estonia	Estonie *	2.9	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	22.0	0.0	0.0	22.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	2.3	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	2.5
Ireland	Irlande	8.7	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	9.6-N/A	0.0	0.0	11.1-N/A
Israel	Israël *	13.8	0.0	0.0	11.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Italy	Italie (e)	124.7	0.0	0.0	124.9 (b)	0.0	0.0	123.0-123.4	0.0	0.0	127.5-134.4
Luxembourg	Luxembourg	1.7	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	32.8	0.0	0.0	32.8 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	35.9	0.0	0.0	36.3	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0	39.6
Portugal	Portugal	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	64.0	0.0	0.0	69.5 (b)	0.0	0.0	40.6-44.9	0.0	0.0	51.3-60.4
OECD Pacific	OCDE Pacifique	384.1	63.1	16.4	393.6	63.1	16.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	318.5	63.1	19.8	326.9	63.1	19.3				
Japan	Japon	231.5	42.4	18.3	233.7	42.4	18.1	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	87.0	20.7	23.8	93.2	20.7	22.2	N/A-108.4	N/A-24.5	N/A-22.6	N/A-144.2
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	65.6	0.0	0.0	66.7	0.0	0.0	67.9-N/A	0.0	0.0	73.1-N/A
Australia	Australie	56.0	0.0	0.0	57.0	0.0	0.0	58.0-N/A	0.0	0.0	63.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.6	0.0	0.0	9.7 (b)	0.0	0.0	9.9	0.0	0.0	10.1-10.4
Total		2 643.5	298.8	11.3	2 684.0	298.1	11.1				

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T1-2.xlsx**Notes**

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) Short-term perspectives by Elia (confidential report to the Belgian government).
(d) Dates of closures for accounting purposes; data from 2015 onwards do not include possible new build.

- (e) For 2013, source Terna "Statistical Data on electricity in Italy - 2013"; for 2015 and 2025, based on ENTSO-E "Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2025 (update)".
* Secretariat 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	%
112.9-N/A			113.2-N/A			114.1-N/A			114.1-N/A	
9.9-N/A	6.7-N/A	155.5-N/A	10.2-N/A	6.6-N/A	159.5-N/A	11.1-N/A	7.0-N/A	164.0-N/A	11.1-N/A	6.8-N/A
1.6	N/A-2.4	N/A-84.2	1.6	N/A-1.9	N/A	1.6	N/A	N/A	1.6	N/A
101.4	9.9-9.7	1 036.0-1 053.0	101.4-101.6	9.8-9.6	1 071.0-1 095.0	101.4-104.5	9.5-9.6	1 119.0-1 140.0	101.4-110.4	9.1-9.7
0.0	0.0	24.7	0.0	0.0	27.7	0.0	0.0	31.7	0.0	0.0
3.0-5.0	13.0-20.8	N/A	0.0	N/A	26.0	0.0	N/A	N/A	0.0	N/A
4.0	18.6-18.2	21.2-21.6	4.0	18.9-18.5	21.8-22.1	4.0	18.3-18.1	25.0-25.4	6.2-6.3	24.8-24.8
4.4	29.3	15.0	5.6-7.4	37.3-49.3	14.0-15.0	5.1-6.9	36.4-46.0	14.0-15.0	4.6-6.4	32.9-42.7
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
8.0	4.0-3.9	208.0-212.0	0.0	0.0	223.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
2.0	20.2	11.3-11.4	2.0-3.2	17.7-28.1	12.7-12.8	2.0-4.4	15.7-34.4	13.9-14.1	1.0-3.4	7.2-24.1
0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	33.0-45.0	0.0	0.0
2.8	35.4-32.2	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	0.7-1.8	15.6-26.9	N/A	0.7-1.8	N/A
7.5	7.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-10.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A-7.8	N/A	N/A	N/A	N/A
3.0-N/A	N/A	N/A	3.0-N/A	N/A	N/A	3.0-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
8.9	N/A	N/A	4.7	N/A	N/A	1.2	N/A	N/A	0.0	N/A
0.0-1.2										
0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	14.1	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	2.5	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0
0.0	0.0	11.0-N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	133.3-143.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	41.0	0.0	0.0	43.9	3.0	6.8	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0-1.2	0.0-2.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-30.1	N/A-20.9	N/A-155.7	N/A-35.9	N/A-23.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	78.5-N/A	0.0	0.0	83.9-N/A	0.0	0.0	89.3-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	68.0-N/A	0.0	0.0	73.0-N/A	0.0	0.0	78.0-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

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) Dates de fermeture définies à des fins comptables. À compter de 2015, les données n'incluent pas les éventuels projets de nouvelles constructions.

- (e) Pour 2013, données tirées de Terna « Statistical Data on electricity in Italy – 2013 » ; pour 2015 et 2025, données d'après ENTSO-E « Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2025 (update) ».
 * Estimation du Secrétaire ; 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

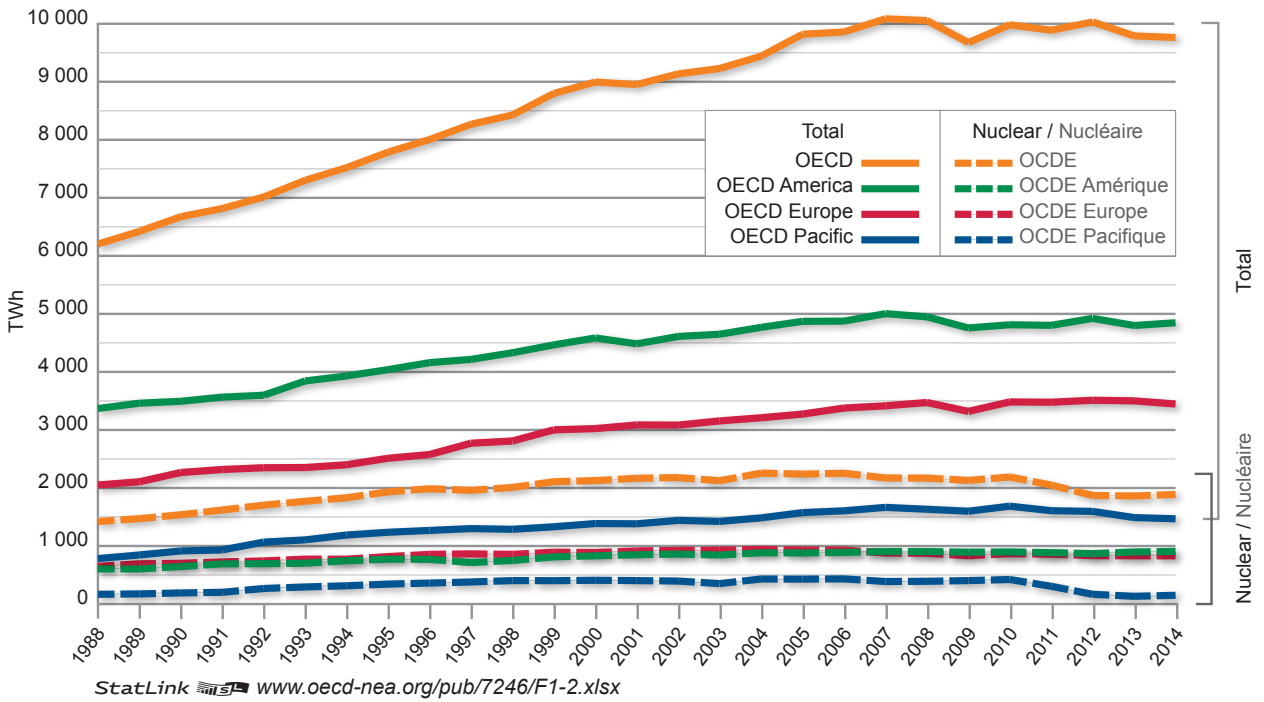


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity
 Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

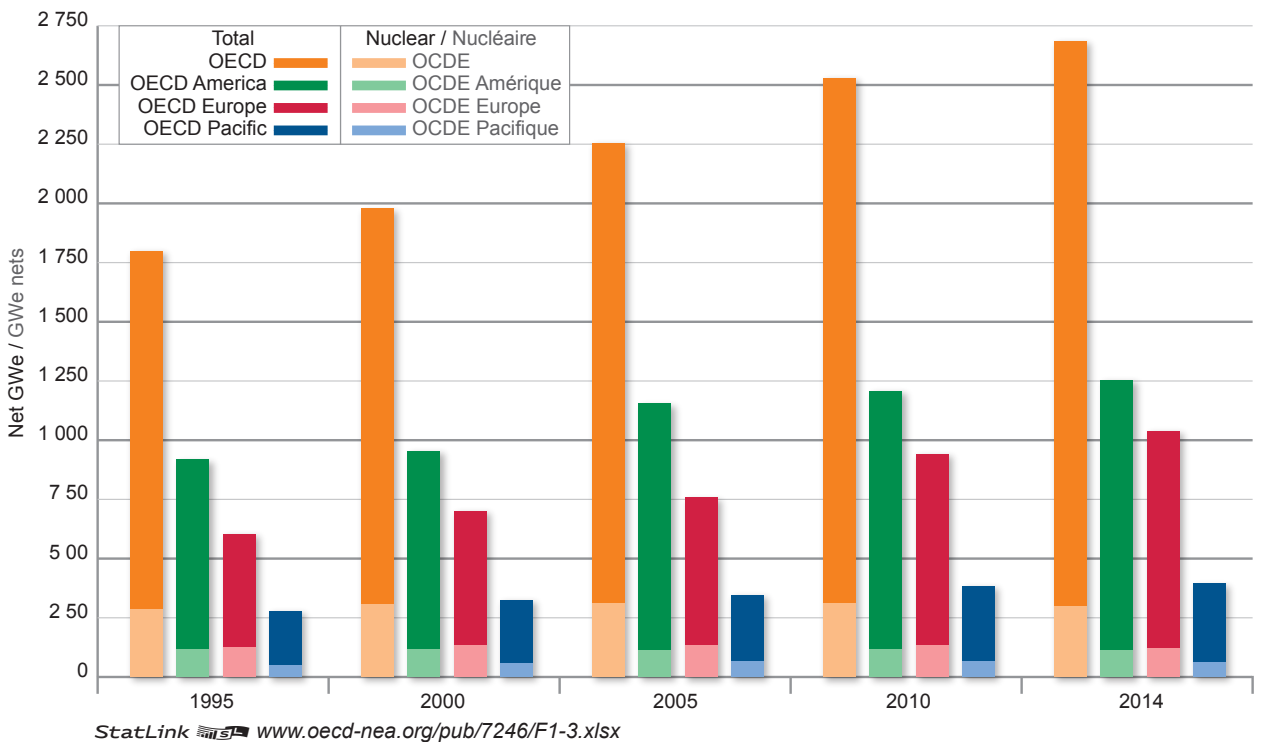


Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 31 December 2014)
Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 31 décembre 2014)

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	112.7	5	5.6	12	15.9	1	0.6	-	-
Canada	Canada	19	13.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	99	97.9	5 (a)	5.6	12 (b)	15.9	1	0.6	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	133	122.3	4	4.0	11	12.8	3	3.0	29	28.2
Belgium	Belgique	7	5.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.8	1	1.6	1	1.2	-	-	-	-
France	France	58	63.1	1	1.6	-	-	-	-	22	19.9
Germany	Allemagne	9	12.0	-	-	-	-	2 (c)	2.5	6 (d)	7.8
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	2	2.3	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2 (e)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8 (f)	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	10	9.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.3	-	-	-	-	-	-	-	-
Turkey	Turquie	-	-	-	-	8	9.3	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni (g)	16	9.4	-	-	-	-	1	0.5	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	71	63.1	9	10.7	12	16.1	-	-	-	-
Japan	Japon (h)	48	42.4	4	4.1	8	10.5	-	-	-	-
Korea	Corée	23	20.7	5	6.6	4	5.6	-	-	-	-
Total		324	298.1	18	20.3	35	44.8	4.0	3.6	29	28.2

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/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) Grafenrheinfeld to be shut down by the end of 2015; Gundremmingen B by the end of 2017.
- (d) All nine operating reactors (12.0 GWe net) licensed to use MOX.
- (e) Resumed Mochovce 3 and 4 construction, completion expected in 2016 and 2017.
- (f) Includes one reactor (Santa María de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with its operating licence renewal application currently under review.
- (g) 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.
- (h) 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) Mise hors service de Grafenrheinfeld prévue fin 2015; Gundremmingen B prévue fin 2017.
- (d) Sur neuf tranches (12.0 GWe net) autorisées à brûler du MOX.
- (e) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris, réalisation est prévue pour 2016 et 2017.
- (f) 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.
- (g) 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.
- (h) 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		GCR (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	35.0	65	64.3	-	-	19	13.4	-	-	120	112.7
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.4	-	-	19	13.4
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.4
United States	États-Unis	34	33.6	65	64.3	-	-	-	-	-	-	99	97.9
OECD Europe	OCDE Europe	15	14.0	103	100.1	15	8.2	-	-	-	-	133	122.3
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 (b)	-	-	58	63.1	-	-	-	-	-	-	58	63.1
Germany	Allemagne	2	2.5	7	9.5	-	-	-	-	-	-	9	12.0
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 (c)	2	1.5	6	6.0	-	-	-	-	-	-	8	7.5
Sweden	Suède	7	6.6	3	2.9	-	-	-	-	-	-	10	9.5
Switzerland	Suisse	2	1.6	3	1.7	-	-	-	-	-	-	5	3.3
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	15	8.2	-	-	-	-	16	9.4
OECD Pacific	OCDE Pacifique	24	23.1	43	37.2	-	-	4	2.8	-	-	71	63.1
Japan	Japon	24	23.1	24	19.3	-	-	-	-	-	-	48	42.4
Korea	Corée	-	-	19	17.9	-	-	4	2.8	-	-	23	20.7
Total		75	72.1	211	201.6	15	8.2	23	16.2	-	-	324	298.1

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T1-4.xlsx

Notes

- (a) Including Magnox reactors and AGRs.
 (b) Secretariat estimate of capacity.
 (c) Includes one reactor (Santa Maria de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with operating license renewal under review.
 (BWR) boiling water reactor; (PWR) pressurised water reactor; (GCR) gas-cooled reactor; (HWR) heavy water reactor; (FBR) fast breeder reactor.

Notes

- (a) Y compris les réacteurs Magnox et AGR.
 (b) Estimation de puissance du Secrétariat.
 (c) 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 ; (GCR) réacteur refroidi au gaz ; (HWR) réacteur à eau lourde ; (FBR) réacteur à neutron rapide.

Figure 1.4: Number of units and nuclear capacity in OECD countries (2014)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2014)

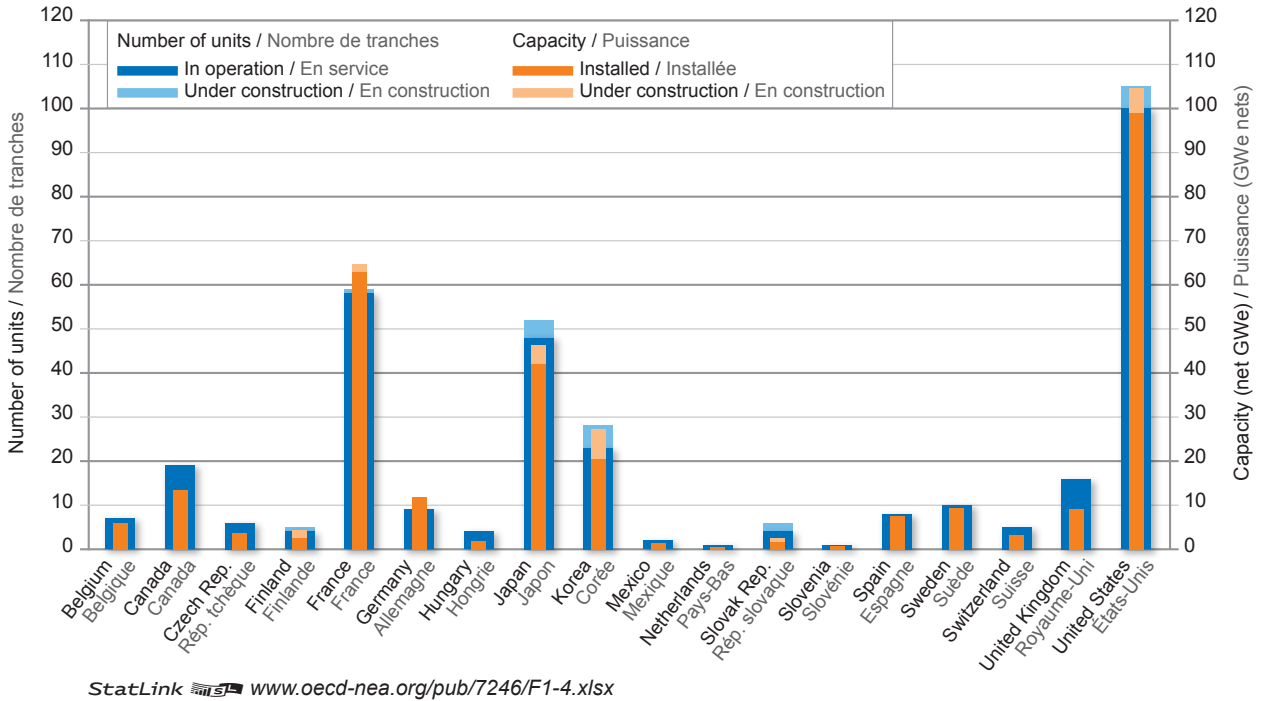


Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2014)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2014)

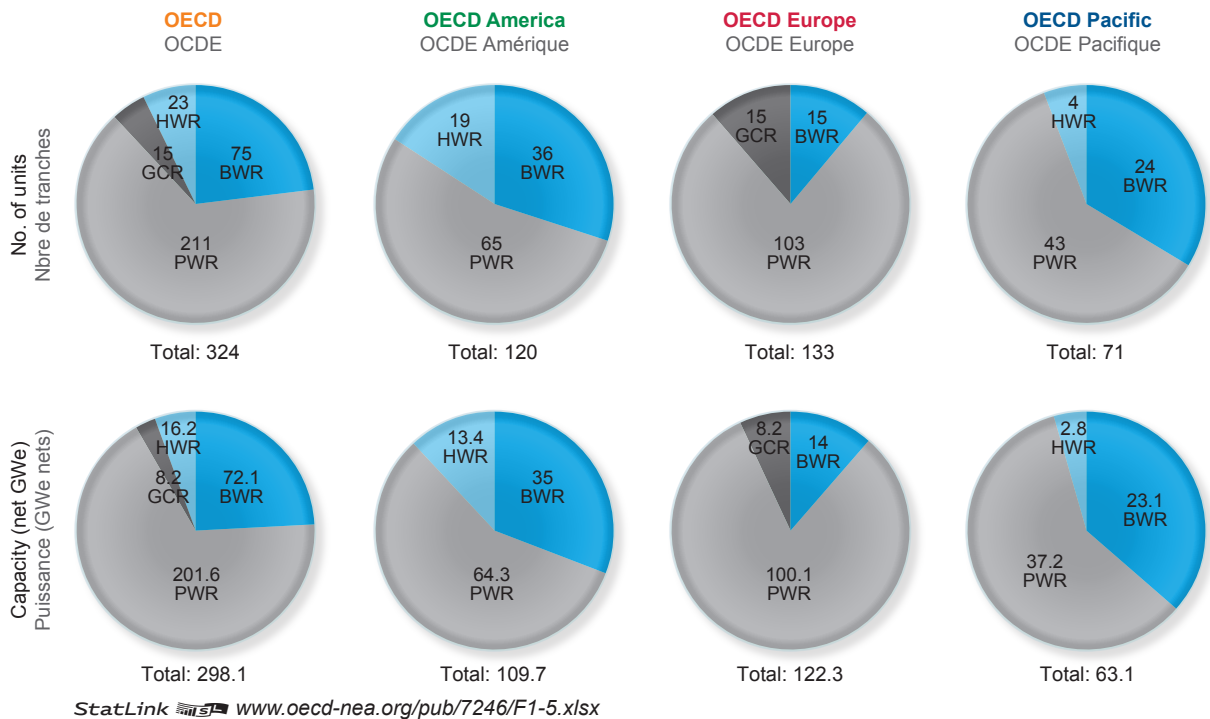
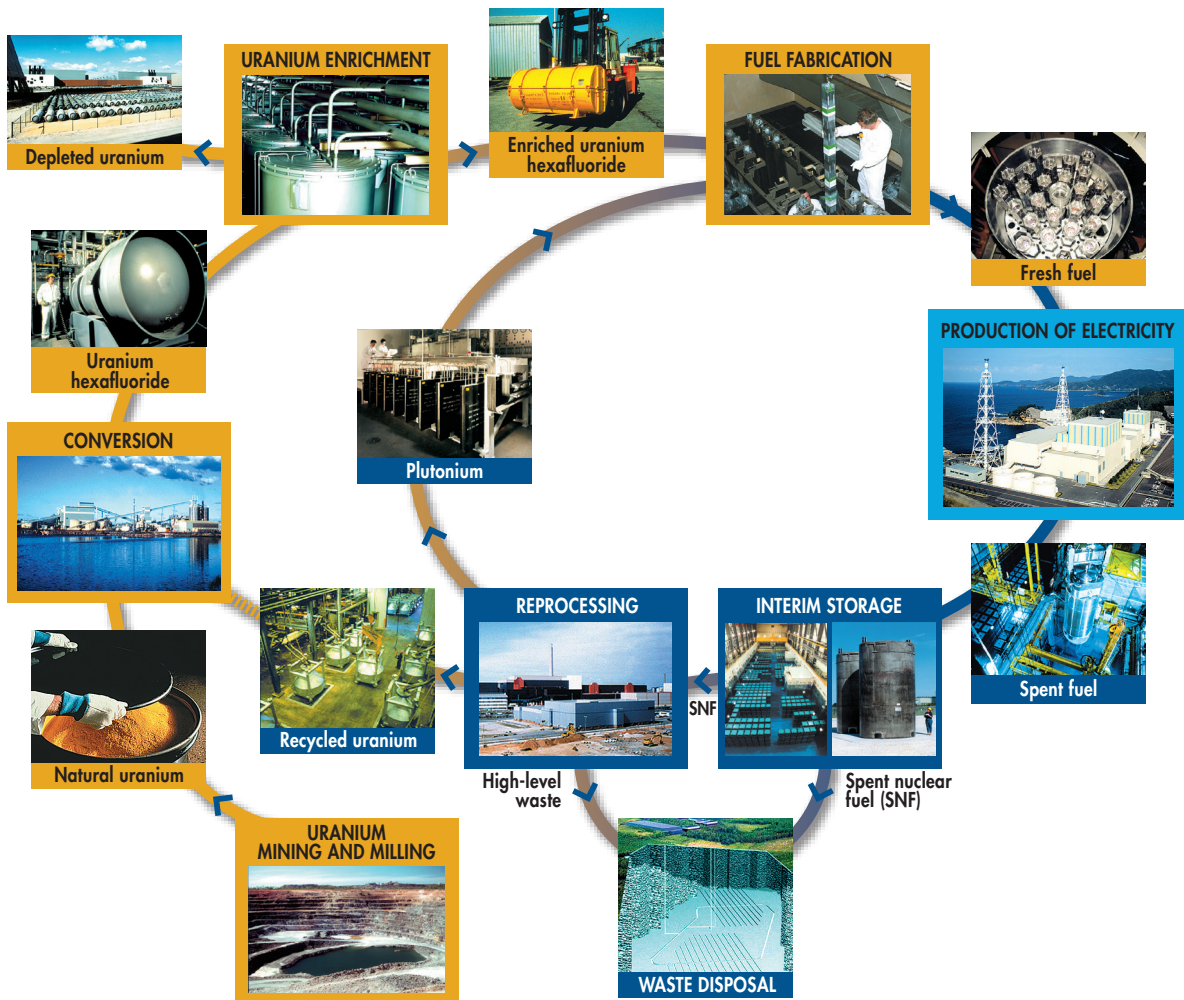
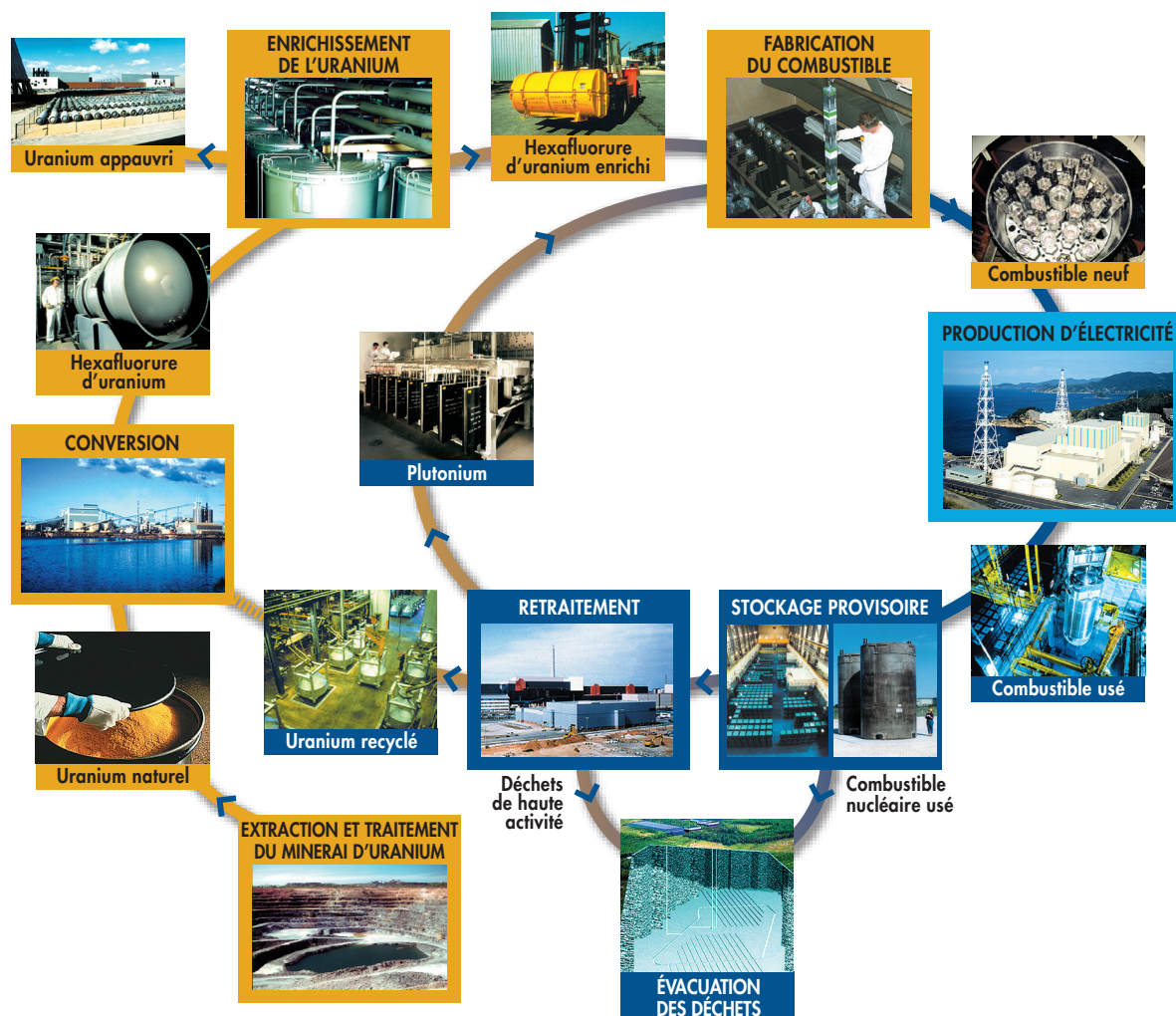


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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*	Inferred**	Total
		RRA*	Présumées**	Totales
OECD America	OCDE Amérique	568	137	705
OECD Europe	OCDE Europe	35	23	58
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 181	532	1 713
OECD total	OCDE total	1 784	692	2 476
Rest of the world	Reste du monde	1 915	1 512	3 427
Total		3 699	2 204	5 903

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-1.xlsx

Notes


- (a) Data from *Uranium 2014: 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 2014 : 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	2013*	2014*	2015*	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	11 117	10 970	13 500	21 530	21 430	20 830	20 830
Canada	Canada	9 332	9 090	11 600	17 730	17 730	17 730	17 730
United States	États-Unis	1 785	1 880	1 900	3 800	3 700	3 100	3 100
OECD Europe	OCDE Europe	271	189	122	400	400	400	380
Czech Republic	Rép. tchèque	215	154	115	50	50	50	30
Finland	Finlande (b)	0	0	0	350	350	350	350
France	France (c)	3	3	3	0	0	0	0
Germany	Allemagne (c)	50	30	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	3	2	4	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	5 500	5 000	5 000	17 000	17 000	17 000	17 000
Australia	Australie	5 500	5 000	5 000	17 000	17 000	17 000	17 000
OECD total	OCDE total	16 888	16 159	18 622	38 930	38 830	38 230	38 210
Rest of the world	Reste du monde	42 715	40 254	37 400	65 700	55 120	47 625	35 780
World total	Total monde	59 400	56 200	56 022	104 630	93 950	85 855	73 990

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-2.xlsx

Notes

- (a) Data from *Uranium 2014: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
(b) By-product of nickel production from low-grade, black schist an unconventional resource.
(c) Recovered from environmental clean-up operations.
* Secretariat 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 2014 : 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 du Secrétariat.
** 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	19 071	20 036	20 606-N/A	20 815-N/A	18 139-N/A	18 227-N/A	18 227-N/A
Canada	Canada	1 525	1 850 (a)	1 875-N/A	1 550-N/A	1 600-N/A	1 700-N/A	1 700-N/A
Mexico	Mexique	385	188 (a)	189-N/A	188-N/A	408-N/A	396-N/A	396-N/A
United States	États-Unis	17 161	17 998 (a)	18 542	19 077	16 131-16 151	16 131-16 530	16 131-17 528
OECD Europe	OCDE Europe	17 377	17 077	N/A-19 445	N/A-19 229	10 680-16 716		
Belgium	Belgique	805	870	1 030	1 055	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	632	677	658-660	680-685	680-685	680-690	1 080-1 100
Finland	Finlande (b)	567	424 (a)	440-480	700-1 360	700-1 050 (c)	520-850	520-1 070
France	France (d)	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	2 000	2 000 (a)	N/A-2 000	N/A-1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie	367	214	470	392	392-1 060	392-1 034	196-838
Netherlands	Pays-Bas	60	60 (a)	60	60	60	60	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	354	362	365	483	490-533	491-534	490-533
Slovenia	Slovénie	149	149	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 185	1 124	1 200-1 400	1 150-1 250	1 150-1 250	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 414	1 433	1 000-1 880	1 000-1 880	1 000-1 500	800-1 500	800-1 500
Switzerland	Suisse	360	250	231	330-365	320-459	320-459	320-355
United Kingdom	Royaume-Uni (e)	1 484	1 514 (a)	1 390-1 700	1 080-1 320	770-940	305-355	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	5 662	4 567					
Japan	Japon (f)	1 462	367 (a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	4 200	4 200	3 500-3 700	4 900-5 100	6 000-6 400	7 700-8 100	8 300-8 500
Total		42 110	41 680					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-3.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 and 2025 high figures.
 (c) Fennovoima intends to use between 190 and 220 tU equivalent reprocessed uranium from 2025 onwards.
 (d) Based on high nuclear capacity project.
 (e) Not including possible new build.
 (f) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (c) Fennovoima compte utiliser entre 190 et 220 t d'équivalent U d'uranium retraité à compter de 2025.
 (d) Dans l'hypothèse haute pour les projets nucléaires.
 (e) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 (f) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		24 900	23 500	35 300	40 300	40 300	40 300	
Canada	Canada	UF ₆	9 900	8 500 (a)	12 500	12 500	12 500	12 500	N/A
		UO ₂			2 800	2 800	2 800	2 800	N/A
		Metal U / U métal	0	0	2 000	2 000	2 000	2 000	N/A
United States	États-Unis	UF ₆	15 000	15 000 (a)	18 000	23 000	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
Total			44 900	43 500	55 300	61 300	61 300	61 300	

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-4.xlsx

Notes

(a) Provisional data.
N/A Not available.

Notes

(a) Données provisoires.
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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		19 071	20 036	20 606	20 815			
Canada	Canada	UO ₂	1 525	1 850 (a)	1 875	1 550	1 600	1 700	1 700
Mexico	Mexique	UF ₆	385	188 (a)	189	188	408	396	396
United States	États-Unis	UF ₆	17 161	17 998 (a)	18 542	19 077	16 131-16 151	16 131-16 530	16 131-17 528
OECD Europe	OCDE Europe		17 950	17 985					
Belgium	Belgique	UF ₆	800	865	1 025	1 050	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	629	674	656	678	679	679	1 090
Finland	Finlande (b)	UF ₆	567	424 (a)	440-480	700-1 360	700-1 050	520-850	520-850
France	France (c)	UF ₆	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600	8 600
Germany	Allemagne	UF ₆	2 000	2 000	N/A	N/A	0	0	0
Hungary	Hongrie	UF ₆	395	406	443	390	1 055	1 029	834
Netherlands	Pays-Bas	UF ₆	90	90	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	352	360	363	481	488	489	488
Slovenia	Slovénie	UF ₆	186	186	186	186	186	186	186
Spain	Espagne	UF ₆	1 185	1 124	1 400	1 200	1 200	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF ₆	1 350	1 433	1 580	1 580	1 200	1 200	1 200
Switzerland	Suisse	UF ₆	312	309	312	469	454	454	350
United Kingdom	Royaume-Uni (d)	UF ₆	1 484	1 514 (a)	1 550	1 200	850	340	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		5 664	3 972					
Japan	Japon (e)	UF ₆	1 274	83	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	UF ₆	4 100	3 600	3 400	4 300	6 300	7 200	8 000
		UO ₂	290	289	400	400	300	300	300
Total			42 685	41 993					

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-5.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 and 2025 high figures.
 (c) Based on high nuclear capacity project.
 (d) Not including possible new build.
 (e) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (c) Dans l'hypothèse haute pour les projets nucléaires.
 (d) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 (e) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		8 700	3 700	4 700	6 700	17 300	30 600	30 600
United States	États-Unis	Diffusion	5 500	0 (b)	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	3 200	3 700 (b)	4 700	5 200	12 800	23 600	23 600
		Laser	0	0	0	1 500	4 500	7 000	7 000
OECD Europe	OCDE Europe		20 400	22 000					
France	France	Centrifuge/Centrifugation	5 500	6 400	6 900	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 (a)	Centrifuge/Centrifugation	5 500	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 (c)	Centrifuge/Centrifugation	1 050	1 050	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total			30 150	26 750					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-6.xlsx

Notes

- (a) Licence application filed to extend capacity to 6 200 tSWU/year filed.
 (b) Provisional data.
 (c) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Une demande d'autorisation a été déposée afin de porter la capacité de l'usine à 6 200 tonnes d'UTS par an.
 (b) Données provisoires.
 (c) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	12 578	13 035	13 564	13 806	11 851-11 865	11 843-12 129	11 843-12 844
Mexico	Mexique	278	135 (a)	274	133	289	281	281
United States	États-Unis	12 300	12 900	13 290	13 673	11 562-11 576	11 562-11 848	11 562-12 563
OECD Europe	OCDE Europe	13 396	13 278			11 898-12 198		
Belgium	Belgique	635	560	665	800	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	454	493	483	504	504	504	815
Finland	Finlande (b)	454	344 (a)	365-395	575-1 075	722-1 022	587-877	587-877
France	France (c)	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500
Germany	Allemagne	1 500	1 500 (a)	N/A	N/A	0	0	0
Hungary	Hongrie	236	296	327	294	793	779	632
Netherlands	Pays-Bas	55	55	55	55	55	55	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	243	247	250	444	451	452	451
Slovenia	Slovénie	106	106	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	884	852	1 050	1 000	1 000	N/A	N/A
Sweden	Suède	981	971	1 040	1 040	750	750	750
Switzerland	Suisse	242	227	198	532	377	377	287
United Kingdom	Royaume-Uni (d)	1 106	1 127 (a)	1 150	870	640	270	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	3 987	2 704					
Japan	Japon (e)	787	104	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Korea	Corée	3 200	2 600	2 900	3 600	3 600	5 400	6 000
Total		29 961	29 017					

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-7.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) First core and first reload requirements for prospective Olkiluoto 4 unit included in 2020 and 2025 high figures.
 (c) Based on high nuclear capacity project.
 (d) Not including possible new build.
 (e) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 et 2025 dans l'hypothèse haute incluent le premier cœur et le rechargement suivant d'Olkiluoto 4.
 (c) Dans l'hypothèse haute pour les projets nucléaires.
 (d) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 (e) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America									
Canada	Canada	HWR	1 525	1 850 (a)	3 300	3 300	3 300	3 300	N/A
United States	États-Unis	LWR	4 500	4 500 (a)	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
		MOX	0	0	0	70	70	70	N/A
OECD 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	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	600
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	0	0
		PWR	200	200	200	200	200	400	400
OECD Pacific									
Japan	Japon	PWR (c)	724	724	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR (c)	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	550	550	550	800	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-8.xlsx

Notes


- (a) Provisional data.
 (b) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 (c) Fiscal year.
 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.
 (c) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 525	1 850 (a)	1 875	1 550	1 600	1 700	1 700
Mexico	Mexique	BWR	24 (b)	52 (a)	24	48	26	50	25
United States	États-Unis	LWR	1 742	2 023 (a)	1 965	2 041	2 051	2 051	2 061
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	115	79	110	125	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	73	77	76	75	75	75	120
Finland	Finlande (c)	BWR	38	36 (a)	37	37	37	37	37
		PWR	34	20	20-23	52-55	75-77	55	55
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	650	650	650	650	650	650	650
		LWR MOX	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	PWR	41	47	49	42	119	110	89
Netherlands	Pays-Bas	PWR	8	6	7	5	5	5	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	33	34	35	53	54	54	54
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	43	0	43	0	46	N/A	N/A
		PWR	120	114 (a)	125	140	120	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	152	150	125	168	100	100	100
		PWR	80	80	80	80	80	80	80
Switzerland	Suisse	BWR	31	25	25	21	22	21	22
		PWR	29	29	29	30	29	29	16
United Kingdom	Royaume-Uni (d)	GCR	177	183 (a)	190	185	80	0	0
		PWR	37	37 (a)	37	0	37	37	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon (e)	PWR	186	65	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	48	0	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	390	400	550	750	810	950	1 000
		HWR	400	300	300	400	400	400	400

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-9.xlsx

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data from 2014 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) Does not include first core requirements for prospective Olkiluoto 4 unit in 2020 figures since the type of unit to be built is not yet decided.
 (d) Not including possible new build.
 (e) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Données provenant de l'édition 2014 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) Les chiffres de 2020 excluent le premier coeur d'Olkiluoto 4 puisqu'on ignore encore à quelle filière appartiendra ce nouveau réacteur.
 (d) À l'exclusion des éventuels projets de nouvelles constructions.
 (e) Exercice financier.
 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	74 491	75 368 (b)	77 441	81 127	84 814	98 067	105 440
Mexico	Mexique (c)	LWR	984	984	984	984	984	984	984
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (d)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe		OCDE Europe	76 958	77 547					
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	6 500
Finland	Finlande	LWR	2 330	2 825 (b)	2 825 (e)	3 285 (f)	3 650	3 650	4 250
France	France	LWR	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Germany	Allemagne	LWR	27 733	27 733	27 733	25 733	25 108	23 319	22 370
Hungary	Hongrie	LWR	1 405	1 405	1 405	1 654	2 592	2 841	3 109
Italy	Italie (g)	LWR	29	29	15	0 (h)	0	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	1 044	1 116	1 189
Spain	Espagne	LWR	5 274	5 368 (b)	5 521	8 054	9 590	8 699	7 736
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 974	3 974	3 974	4 138	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 (i)	LWR	20 810	20 370	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	9 188	9 654	9 970	14 650	18 000	18 000	18 000
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 700	12 700	12 700	12 700
Total									

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-10.xlsx

Notes


- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Data from 2014 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (d) "Others" includes spent fuel from defence related activities, for example from 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.
 (e) Interim storage capacity was increased in 2014. Pool for OL1 and OL2 spent fuel only included in this figure. Pools reserved for other reactors are not included due to current uncertainties about available capacity.
 (f) The final repository for spent fuel, planned to start operation in the 2020s, will have an effect on TVO spent fuel storage capacity requirements.
 (g) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
 (h) 1.68 tHM to be transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (i) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Données provenant de l'édition 2014 des Données sur l'énergie nucléaire.
 (d) 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.
 (e) La capacité d'entreposage a augmentée en 2014. Ce chiffre ne tient compte que des piscines d'entreposage du combustible utilisé d'OL1 et OL2. Les piscines réservées au combustible d'autres réacteurs ne sont pas prises en compte du fait des incertitudes liées à la capacité disponible.
 (f) Le centre de stockage du combustible utilisé, dont l'exploitation devrait débuter dans les années 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO.
 (g) 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.
 (h) 1,68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant stockage en formation géologique.
 (i) Exercice financier.
 N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2013		2014		2015	
		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	3 430	121 401	3 740	125 140	3 718	128 859
Canada	Canada	1 664	47 650	1 665 (b)	49 315 (b)	1 635	50 950
Mexico	Mexique	24	607	52 (b)	658 (b)	24	683
United States	États-Unis	1 742	73 144	2 023 (b)	75 167 (b)	2 059	77 226
OECD Europe	OCDE Europe	1 919	49 738	2 125	51 043		
Belgium	Belgique	31	3 253	224	3 477	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque (c)	73	1 707	73	1 784 (b)	70	1 860
Finland	Finlande (d)	54	1 936	57	1 993	58	2 051
France	France (e)	300	14 904	300	15 204	300	15 504
Germany	Allemagne	203	8 216	206 (b)	8 433 (b)	300	8 733
Hungary	Hongrie	39	1 114	44	1 158	46	1 204
Italy	Italie	0	29	0	29	0	15 (f)
Netherlands	Pays-Bas	8	529	8	553	8	593
Slovak Republic	Rép. slovaque	33	1 473	34	1 507	35	1 542
Slovenia	Slovénie	22	426	0	426	15	455
Spain	Espagne	123	4 552	138 (b)	4 690 (b)	135	4 825
Sweden	Suède	163	5 740	167	5 907	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	56	1 268	54	1 322	53	1 375
United Kingdom	Royaume-Uni (h)	814	4 591	820	4 560	915	3 880
OECD Pacific	OCDE Pacifique	595	27 584	653	28 238		
Japan	Japon (i)	0	14 330	100	14 430	N/A	N/A
Korea	Corée (j)	595	13 254	553	13 808	765	14 573
Total		5 944	198 723	6 518	204 421		

StatLink  www.oecd-neo.org/pub/7246/T2-11.xlsx

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) All arisings data from 2014 edition of *Nuclear Energy Data*, except 2014 Secretariat estimate.
 (d) The final repository for spent fuel, planned to start operation in the 2020s, will have an effect on TVO spent fuel storage capacity requirements. Repository commissioning will affect quantities listed in subsequent years.
 (e) Based on high nuclear capacity project.
 (f) Part of 234.9 tHM (pre-irradiation) transported to reprocessing facility and 1.68 tHM (post-irradiation) waiting for dry storage.
 (g) 1.68 tHM transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (h) 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.
 (i) Fiscal year.
 (j) Including LWR fuel and HWR fuel.
 * tHM/a; ** tHM cumulative; N/A Not available.

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

2020		2025		2030		2035	
Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
3 397	145 769	3 419	162 914	3 448	180 079	3 433	197 270
1 252	57 208	1 297	63 692	1 297	70 176	1 297	76 660
48	852	25	1 030	50	1 208	25	1 359
2 097	87 709	2 097	98 192	2 101	108 695	2 111	119 251
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72	2 236	73	2 612	118	2 979	118	3 377
87	2 397	110	2 755	128	3 227	89	3 570
300	17 004	N/A	15 104	N/A	N/A	N/A	N/A
120	9 796	0	10 524	0	10 524	0	10 524
39	1 399	42	1 609	83	2 024	91	2 479
0	0 (g)	0	0	0	0	0	0
8	633	8	673	8	700	0	700
53	1 787	54	2 056	54	2 325	54	2 595
15	528	15	600	15	673	15	746
110	5 538	262	6 497	0	6 794	0	6 794
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
250	1 625	250	1 875	225	2 100	185	2 285
410	2 210	405	3 510	75	4 510	25	4 510
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
800	18 573	960	23 373	960	28 173	960	32 973

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Toutes les données sur les quantités déchargées proviennent de l'édition 2014 des *Données sur l'énergie nucléaire*, sauf estimation de 2014 du Secrétariat.
 (d) Le centre de stockage du combustible usé, dont l'exploitation devrait débiter dans les années 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO. La mise en service des sites de stockage va avoir un impact sur les quantités inventoriées.
 (e) Dans l'hypothèse haute pour les projets nucléaires.
 (f) 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.
 (g) 1.68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant leur stockage en formation géologique.
 (h) 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.
 (i) Exercice financier.
 (j) 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	2013 (actual/réelles)	2014	2015	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
Total									

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/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 2014, the THORP facility was used primarily, although not exclusively, for reprocessing AGR fuels.

N/A Not available.


Notes

(a) « Autres » fait référence au Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) qui peut traiter à la fois les combustibles des réacteurs à eau légère et ceux des réacteurs avancés refroidis au gaz. À la fin de 2014, l'installation THORP était principalement, mais pas exclusivement, utilisée pour le retraitement de combustibles de réacteurs avancés refroidis au gaz.

N/A Non disponible.

Table 2.13: Plutonium use (tonnes of total Pu)
Tableau 2.13 : Consommation de plutonium (en tonnes de Pu total)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2013 (actual/réelles)	2014	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0.0	0.0	0.0	3.5 (a)	3.5	3.5	N/A
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique (b)	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
France	France (c)	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	2.3	2.1	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	N/A	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-13.xlsx

Notes

(a) DOE Mixed Fuel Fabrication Facility in South Carolina will blend surplus weapons-grade plutonium with depleted uranium to make mixed oxide (MOX) fuel for use in existing nuclear power plants.

(b) Confidential information.

(c) Based on high nuclear capacity project.

N/A Not available.

Notes

(a) L'usine de fabrication de combustible du ministère de l'Énergie, implantée en Caroline du Sud, produira du MOX à destination des centrales nucléaires existantes avec du plutonium militaire excédentaire mélangé à de l'uranium appauvri.

(b) Information confidentielle.

(c) Dans l'hypothèse haute pour les projets nucléaires.

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 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013	2014	Total to end of 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015 (expected) 2015 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 939.8	4 338	0	6 277.8	0
United States	États-Unis (a)	1 939.8	4 338	0	6 277.8	0
Total		1 939.8	4 338	0	6 277.8	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/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 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013	2014	Total to end of 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015 (expected) 2015 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 567	373	0	1 940	0
United States	États-Unis (a)	1 567	373	0	1 940	0
OECD Europe	OCDE Europe	2 885	0	0	2 885	0
Belgium	Belgique (b)	345	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	1 697	0	0	1 697	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/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 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013	2014	Total to end of 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015 (expected) 2015 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe	31 900				
France	France (a)	16 900	1 000	1 000	18 900	1 000
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	15 000	0	0	N/A	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	0
Japan	Japon (c)	645	0	0	645	0

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-16.xlsx

Notes

(a) Cumulative in storage.
 (b) Incorrectly reported as total amount of fuel reprocessed (53 819) in previous editions.
 (c) Fiscal year.
 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.
 (c) Exercice financier.
 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 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013	2014	Total to end of 2014 Total à la fin de l'année 2014	2015 (expected) 2015 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	5 300	600	0	5 900	0
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sweden	Suède	405	133	133	538	0
Switzerland	Suisse	3 471	266	266	4 003	266
United Kingdom	Royaume-Uni (a)	1 500	0	0	1 500	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	215	0	0	215	
Japan	Japon (b)	215	0	0	215	N/A

StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/T2-17.xlsx

Notes

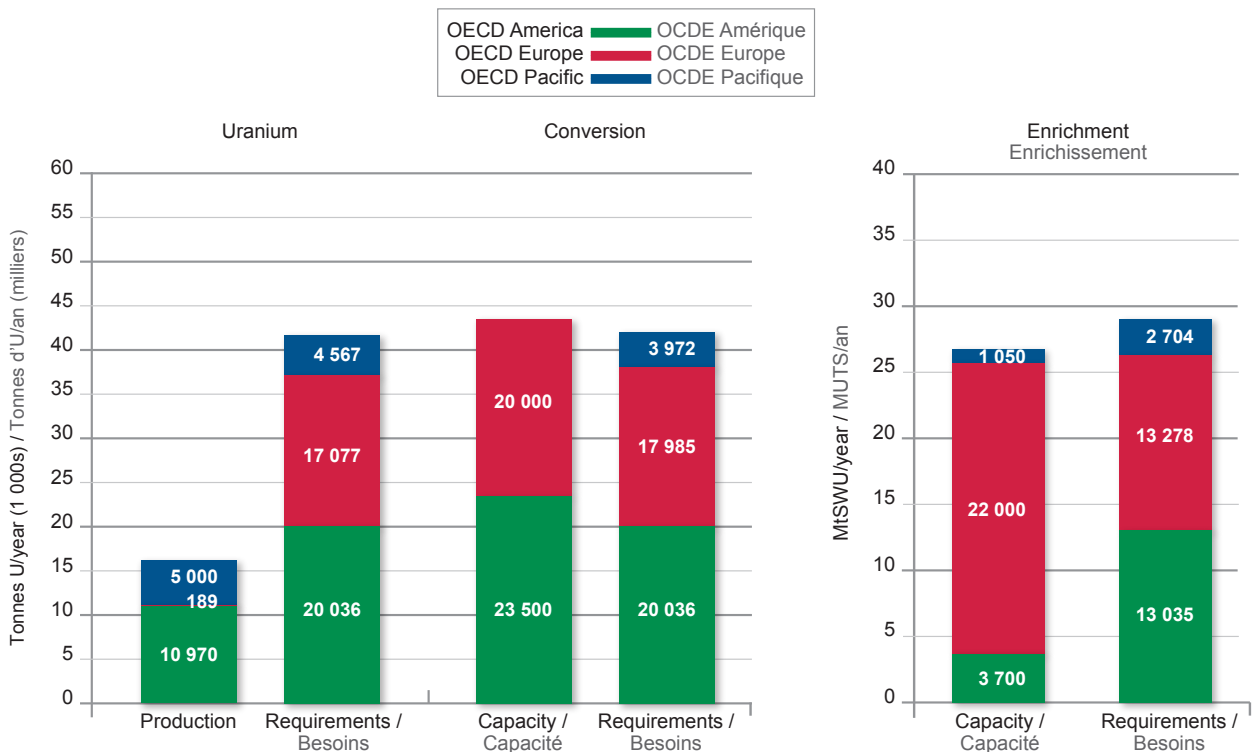
(a) Incorrectly reported (15 000) in previous editions.
(b) Fiscal year.
N/A Not available.


Notes

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

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2014)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2014)



StatLink  www.oecd-nea.org/pub/7246/F2-1.xlsx

3. Country reports

Belgium

On 16 January 2003, the Belgian federal parliament adopted a law that promulgates the gradual phase-out of nuclear fission energy for commercial electricity production. This law prohibits the construction of new nuclear power plants (NPPs) and sets a 40-year limit on the operational period of existing plants. The Belgian government decided, on 4 July 2012, to postpone by ten years the shutdown of Tihange 1. This decision was confirmed by law at the end of 2013. The first reactor to be shut down was to be Doel 1 in February 2015, followed by Doel 2 in December 2015. In 2014, the shutdown calendar was therefore the following:

- Doel 1: 15 February 2015;
- Doel 2: 1 December 2015;
- Doel 3: 1 October 2022;
- Tihange 2: 1 February 2023;
- Doel 4: 1 July 2025;
- Tihange 3: 1 September 2025;
- Tihange 1: 1 October 2025.

However, on 18 December 2014, the current federal government decided that it would allow the Doel 1 and 2 reactors to continue operating for a further ten years until 2025 in order to ensure electricity supply after unexpected issues brought about the shutdown of two of the larger reactors in the seven-unit fleet, as outlined below. The government also confirmed the decision to phase out all nuclear power reactors by 2025. The long-term operation of the two reactors remains conditional on the approval by the Federal Agency for Nuclear Control (FANC/AFCN) and an agreement with their operator and owner, GDF SUEZ subsidiary ELECTRABEL.

In the course of 2012, during a routine investigation of the Doel 3 and Tihange 2 pressure vessels with a new type of ultrasonic equipment, a number of fault indications were discovered, leading to the decision to shut down the reactors. After a thorough review, the structural integrity of the steel reactor casings of both units were considered safe and both units restarted in May 2013. However, on 26 March 2014, the results of further metallurgical testing led ELECTRABEL to shut down both units again.

Before being allowed to restart both reactors, ELECTRABEL must first submit a safety case that convincingly demonstrates that the presence of hydrogen flakes in the walls of the reactor pressure vessels does not compromise their structural integrity. First-of-a-kind testing procedures have been undertaken at the Belgian Nuclear Research Centre (SCK•CEN). The safety case will be thoroughly reviewed using the specific expertise of a recognised inspection organisation, an international review board and an external research team. According to ELECTRABEL, the outage is foreseen to last at least until November 2015, leaving 2 gigawatts (GW) of Belgian nuclear generating capacity offline.

Furthermore, on 5 August 2014, the Doel 4 reactor automatically shut down following a steam turbine oil leak in the non-nuclear part of the facility. Work to replace the reactor's turbine took almost five months and cost some EUR 30 million. Doel 4 was restarted on 19 December 2014.

As mentioned in previous reports, the Belgian government approved the near-surface facility for low- and intermediate-level short-lived waste at the municipality of Dessel. The Belgian National Agency for Radioactive Waste and Irradiated Fissile Materials (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 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 (R&D) activities, design improvements and the presentation of the

safety results. The safety case was adapted taking into account the recommendations and 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 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.

In 2011, NIRAS/ONDRAF submitted to the government a file on the long-term management of medium, high-level and long-lived wastes after a long period of preparation that included several hearings, consultation in a citizen forum, a strategic environmental impact assessment and broad public consultation. The purpose of the file is to obtain a decision-in-principle on the deep geological disposal of those waste types in poorly indurated clay (Boom or Ypresian clay). The government is currently reviewing this waste plan.

During 2014, Belgium continued to actively support the High-level Group on the Security of Supply of Medical Radioisotopes (HLG-MR) of the NEA. Belgium has continued to do the necessary efforts to implement the policy principles approved by the HLG-MR and the NEA Steering Committee, in order to improve the security of supply of medical isotopes.

The Belgian Reactor 2 (BR2) of the SCK•CEN at Mol and the target processing facility of the National Institute for Radioelements (IRE) at Fleurus have continued to operate normally, contributing to maintaining a reliable supply. After the positive decision by the Belgian government in March 2010 on the MYRRHA multipurpose fast spectrum irradiation facility – able to operate in the subcritical accelerator-driven system (ADS) configuration and the critical mode – and the approval of the financing for the first period (2010-2014), efforts have since continued towards the realisation of the project, including developing:

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

At present, Belgium and SCK•CEN are working towards setting up an international consortium to ensure additional financing for the project. The preliminary works for the refurbishment of the material testing reactor BR2 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 allowing to irradiate GenIV/MYRRHA candidate materials in representative conditions.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 9 090 tU in 2014, about 16% 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 7 356 tU in 2014.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 1 602 tU in 2014. Exploratory drilling during 2010 delineated additional resources and extended the life of the mine until at least 2017.

Cigar Lake is the world's second-largest high-grade uranium deposit. The Cigar Lake mine, operated by Cameco Corporation, began production in March 2014. When in full production, the mine will have an annual production capacity of about 6 900 tU.

Production from the McClean Lake uranium mine and mill, operated by AREVA Resources Canada Inc., was suspended in July 2010, when the ore stockpile from the open-pit phase of mining was depleted. The McClean Lake mill has since been expanded to process all high-grade ore from the Cigar Lake mine. As of October 2014, production from the mill has resumed.

Nuclear energy development within Canada

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2014, nuclear energy provided an estimated 16% of Canada's total electricity needs (over 55% in the province of Ontario) and should continue to play an important role in supplying Canada with power in the future.

Atomic Energy of Canada Limited (AECL)

In 2013, the Canadian government announced its plan to implement a government-owned, contractor-operated (GoCo) model at AECL's Nuclear Laboratories, similar to that used in the United States and United Kingdom. As part of this restructuring, Canadian Nuclear Laboratories (CNL) was created and will be an enduring entity that will maintain, through the transition to the GoCo model, the knowledge and expertise, management systems, workforce and regulatory authorisations and obligations currently held by AECL. CNL will focus on three key mandates going forward:

- managing Canada's radioactive waste and decommissioning responsibilities;
- ensuring that Canada's world-class nuclear science and technology capabilities and knowledge continue to support the federal government in its nuclear roles and responsibilities;
- providing access to industry, on a commercial basis, to address its need for in-depth nuclear science and technology expertise.

Refurbishment

The provincial government of Ontario intends to proceed with the refurbishment of ten reactors: 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 is to start in 2016 with one reactor at each station, and commitments on subsequent refurbishments will take into account the cost and timing of preceding refurbishments, with appropriate off-ramps in place.

Decommissioning

On 28 December 2012, the Gentilly-2 generating station ceased operations. The station has been in a defueled core state since 4 September 2013, and the transition to a safe storage state is planned for 2015.

Modernisation of the Nuclear Liability Act

On 30 January 2014, the Minister of Natural Resources introduced in Parliament an omnibus bill entitled the Energy Safety and Security Act (Bill C-22), which would replace the current Nuclear Liability Act with the Nuclear Liability and Compensation Act (NLCA). 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. In January 2015, Bill C-22 was before Canada's Parliament (at the debate stage in the Senate).

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste

Canada is making good progress towards implementing a plan for managing the nation's nuclear fuel waste over the long term. In 2007, the government of Canada selected the adaptive phased management (APM) approach as Canada's plan. The APM approach involves isolating, containing and long-term monitoring of the nuclear fuel waste in a deep geological repository (DGR), which would be constructed, operated and maintained at a suitable site in a 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 with ongoing government oversight. As of 31 December 2014, 13 communities are currently participating in an NWMO site selection process to determine whether they would like to host a future DGR and centre of expertise.

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, construct and operate a DGR on the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario. The DGR would manage OPG's LILW waste produced during the operation of the Bruce, Pickering and Darlington 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 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. In that announcement, the JRP indicated that it will submit its report to the Minister of the Environment on or before 6 May 2015. In the meantime, the JRP continues its work to examine the environmental effects of the proposed project pursuant to Canadian Environmental Assessment Act (2012) under the Nuclear Safety and Control Act, to prepare a site and to construct the DGR facility.

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

International activities

Nuclear liability

Canada signed the IAEA Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage on 3 December 2013, and it was tabled in Parliament on 6 December 2013. As of the end of 2014, legislation to implement the convention – the Nuclear Liability and Compensation Act – stands before Canada's Parliament as Part 2 of Bill C-22.

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.

Canada also hosted the second annual Joint Committee Meeting with India under the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement (NCA). The joint committee serves as a way for Canada and India to deepen co-operation on nuclear energy issues, including collaboration on policy issues, research and development and industry co-operation.

Generation IV International Forum (GIF)

In 2014, Canada's national GIF programme focused on finalising the Canadian super-critical water-cooled reactor (SCWR) concept. Part of the Canadian GIF programme applied methodologies developed by the GIF cross-cutting working groups. The Canadian SCWR concept was assessed with respect to goals for GIF technology in areas of safety, economics, proliferation resistance and sustainability. In addition, a large amount of experimental data has been obtained using state-of-the-art facilities in Canadian national laboratories and a network of 20 universities. A review of the Canadian SCWR concept has been scheduled in February 2015 to engage the Canadian nuclear industry. This review will be followed by a GIF SCWR expert review in the autumn of 2015.

Czech Republic

The Czech uranium mine Dolni Rozinka shall continue operating with a capacity of 150-200 tU until 2016.

The updated state energy policy has been subjected to a strategic environmental assessment process and is now being discussed in government.

In 2014, both NPPs in the Czech Republic continued in a steady state of operational performance. After the finalised upgrade of four units at the Dukovany NPP to 510 megawatts-electric (MWe) gross each in 2012, an upgrade of the Temelin units began in 2013, which will result in an increase in the capacity of each block to 1 078 MWe gross in 2015.

Since the last report in 2014, the following basic assumptions and changes in projections of the long-term nuclear generation capacities and fuel needs have been incorporated:

- A 50-year lifetime of the Dukovany reactors is still expected.
- After the cancellation of the tender for two new Temelin units in April 2014, an increase in installed capacity and electricity generation from new nuclear units was postponed, and is now not expected before the middle of the 2030s. Uranium, conversion, enrichment and fabrication requirements were adjusted accordingly.
- The postponement of the construction of new units is also reflected in the quantities of generated spent fuel, and a later horizon for a needed expansion of spent fuel storage capacities.
- Gradual deployment of improved fuel with a higher content of enriched uranium product in the fuel assemblies (135.5 kg instead of the current 126.3 kg in the working fuel assembly) at the Dukovany NPP began in 2014.
- Deployment of improved fuel with a higher content of uranium in the fuel assembly (an increase from 465 kg to 500 kgU) at the Temelin reactors is planned to begin in 2018.

These changes will mean that a typical fuel reload on 36 fuel assemblies will be stabilised.

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.

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

Construction of the plant unit started in the summer of 2005 and by the end of 2014 the civil construction works of the plant unit had been mainly completed. Cladding works of the buildings' exterior walls were also nearly completed. The major components of the reactor plant have been installed, and the primary coolant circuit pipeline had been welded. Pipeline welding works in the emergency power generating building continued. The commissioning phase of building technology systems in the reactor plant was ongoing. Containment pressure and leak-tightness tests were completed in February 2014. Testing of the instrumentation and control system in the test bay in Erlangen, Germany continued, as did planning and licensing of the instrumentation and control system. The first phase of the turbine plant commissioning was ongoing.

In September 2014, TVO received additional data about the schedule for the Olkiluoto 3 project from the supplier. According to this data, the unit would begin regular electricity production in late 2018. The supplier is constructing the reactor under the terms of a fixed-price, turnkey contract and is responsible for the time schedule. Originally, commercial electricity production at the unit was scheduled to start in 2009.

In July 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 timeframe.

In June 2007, a new company, Fennovoima Oy, initiated a nuclear new build project. This company was created by a consortium of industrial and energy companies (the German company E.ON holds a 34% share) with the aim of constructing a new NPP in Finland that could be operational by 2020.

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 (STUK) had no safety-related objections to any of these projects. Fennovoima's listed candidate sites (Simo and Pyhäjoki) stated in 2009, as per the request of MEE, that they are willing to host Fennovoima's plant.

Posiva Oy, the organisation established by TVO and Fortum to manage disposal of spent fuel from the Loviisa and Olkiluoto power plants, also filed two DIP applications for enlargement of the ONKALO final repository to accommodate spent fuel from the proposed new reactors (Olkiluoto 4 and Loviisa 3).

The MEE processed all five DIP applications during 2009-2010 and the government made its decisions in May 2010. The applications by TVO and Fennovoima were approved, whereas the application by Fortum was rejected, following the government's policy to limit the number of new power plant units to two and reflecting on the fact that Fortum is one of TVO's owners. Posiva's application concerning the disposal of spent fuel from the planned Olkiluoto 4 was approved, but a similar application concerning spent fuel from the planned Loviisa 3 was rejected.

TVO's Olkiluoto 4 nuclear power unit project proceeded to the bidding phase. According to the DIP, the deadline for submission of the construction licence application will expire on 30 June 2015. 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.

In February 2013, E.ON's 34% stake in Fennovoima was sold to the Finnish majority owner Voimaosakeyhtiö SF. In December 2013, Fennovoima signed a turnkey plant supply contract for the AES-2006-type VVER reactor to Hanhikivi in Pyhäjoki with Rosatom Overseas. 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 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 on 18 September 2014 and ratified by Parliament on 5 December 2014. Fennovoima provided a safety evaluation of the AES-2006 plant to the Finnish Radiation and Nuclear Safety Authority (STUK) for a safety assessment. A preliminary safety assessment of the plant design was completed and in May 2014 STUK stated that the AES-2006 can be designed and constructed in accordance with the Finnish safety requirements.

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 review of the application is now close to completion and the government's decision is expected in early 2015. At the moment Posiva is busy finalising the design of both the surface facility and the underground repository to make it possible to start construction work in 2016.

France

Nuclear policy

France is preparing a new energy law (expected to be finalised in 2015) that may cap nuclear capacity at the present level (63.2 gigawatts-electric [GWe] net) with a view to reducing its share in the electricity mix. One European pressurised reactor (EPR) is under construction at Flamanville.

The draft policy also sets the goal of a 40% reduction in carbon dioxide emissions, compared with the 1990s level of 565 million tons, by 2030. 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

In France, power consumption is dependent on climatic conditions. In 2014, the warmest year since the beginning of the 20th century, gross electricity consumption (465.3 terawatt-hours [TWh]) fell by 6% compared to 2013. The economic crisis and energy efficiency measures have also helped limit consumption.

In 2014, installed electricity generating capacity rose by 0.5% to 128.9 GWe. The development of wind power and photovoltaics has progressed with nearly 1 900 additional MW installed in 2014. France now has more than 9 100 MW of wind power and nearly 5 300 MW of photovoltaics.

Electricity generation decreased by 1.8% to 541 TWh. Electricity generated by nuclear power represents 77% of domestic production, and generation from all renewable energy sources covered nearly 20% of French electricity consumption. Generation from fossil-fired thermal plants fell by 40% to 27 TWh. Hydropower production declined by 10% to 68 TWh. Wind power generation increased by 7% to 17 TWh and solar power production by 27% to 6 TWh. Power generated from other renewable sources amounted to 7 TWh.

The export balance of France amounted to 65.1 TWh in 2014, the highest level since 2002. The analysis of border trade highlights the growing impact of changes in the European energy mix that includes more renewable energy.

Nuclear reactors

As of 31 December 2014, 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 2014, major construction steps were achieved:

- The four main diesel engines were installed.
- The dome of the EPR was concreted.
- Engine room leakage tests were successfully completed.
- The reactor vessel was installed in the reactor building.
- All four steam generators were delivered to the construction site and one was installed in the reactor building.
- First commissioning tests of the control room were completed.

Synergies 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 Électricité de France (EDF) are working on short-, medium- and long-term optimisations of EPR construction. These include simplifications and new construction methods that reduce cost and construction time.

ATMEA

The ATMEA1 reactor is a third generation pressurised water reactor with a capacity in the range of 1 100 MWe 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 2013, Japan and Turkey entered into exclusive negotiations for the construction of four ATMEA1 reactors at the proposed Sinop site in Turkey.

Research reactors

Osiris is a research reactor with a thermal output of 70 megawatts located in the French Alternative Energies and Atomic Energy Commission (CEA) headquarters in Saclay. Its construction was authorised in 1965. In particular, it produces radioisotopes used for medical imaging examinations, notably molybdenum-99 (Mo-99). Its shutdown is expected in late 2015.

The Jules Horowitz research reactor (JHR) project, conducted by the 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 the French Nuclear Safety Authority. It is scheduled to be commissioned by the end of the decade.

The JHR-Collaborative Project (JHR-CP) is recognised as a research infrastructure of pan-European interest by the European Strategic Forum on Research Infrastructure (ESFRI). It is open to international co-operation and 20% of the JHR project costs are supported by European and international partners. Several European research institutes and utilities have decided to join the JHR-CP for long-term access to an up-to-date high performance research infrastructure. In the same way, in return for contributions to JHR construction, the JHR-CP gathered well-known European research institutes from Belgium (SCK•CEN), the Czech Republic (UJV-NRI), Finland (VTT), France (CEA) and Spain (CIEMAT). Some of these institutes have developed a pool of several national public and private partners, like CIEMAT, which invited two Spanish private partners (Empresarios Agrupados and ENSA) to participate in JHR-CP owing to their competence in materials manufacturing within the nuclear field.

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 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.

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 MWh (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 cost 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. They are currently being further developed in the second phase of conceptual design (until the end of 2015) and will be confirmed during the basic design phase (2016-2019).

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 “Panorama of Generation IV reactor technologies” (“*Panorama des filières de réacteurs de Génération IV*”) Institute of Radiological Protection and Safety (IRSN) report. 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.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

The successful ITER itinerary technical tests, carried out in 2013, demonstrated perfect adaptation to the itinerary. A full “dress rehearsal” will enable validation of the heaviest transit times as well as the overall organisation involving the supervision of extraordinary non-standard material transit.

A decisive stage was reached in the construction of the ITER buildings with the signature, in 2013, of a EUR 530 million contract attributed by Fusion for Energy (F4E) within the framework of the design and production of mechanical and electrical equipment, as well as the implementation of nuclear ventilation systems for 11 buildings of the “Tokamak complex”.

On the construction site, the upper base mat of the main building was finalised in 2014. This is also the case for the building where the ITER cryostat is to be assembled. The construction of 16 new annex buildings began later in the year.

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 is expected to 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. Since 2010, the La Hague reprocessing plant has been treating 1 050 t of spent EDF fuel annually (compared with 850 t previously), and the MELOX plant is producing 120 t of mixed oxide fuel for French nuclear power 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 or sub-surface or deep geological repository. The National Agency for Radioactive Waste Management (Andra) operates the existing repositories and conducts research and studies for further repositories. In 2013, the DGEC¹ 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* (to be 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 278 900 m³ of waste have been disposed at the site, representing 43% 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 Soulaines-Dhuys (Aube). The CSA was commissioned in 1992, in connection with the shutdown of the Centre de Stockage de la Manche (CSM) in 1994, which is now in the post-closure monitoring phase with 527 000 m³ of nuclear waste. Presently, 292 000 m³ of waste has been disposed in the CSA, representing 29.2% of its capacity.

Low-level long-lived waste (LLW-LL) must be disposed of in sub-surface repositories. Site investigations are currently underway, and the results will be part of the feasibility report which is expected to be issued in 2015.

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.

Advanced separation and transmutation

On December 2012, in accordance with 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.

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 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. There are no theoretical obstacles to extrapolating these processes to commercial scale, and R&D could be pursued to optimise and consolidate these concepts.

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

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 full report is available in the “Energy” section of the CEA website: www.cea.fr.

Deep geological repository

Studies and research for a deep geological repository are being 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 2014, the total length of experimental galleries in the laboratory reached 1 400 m. Since the end of 2014, a new type of tunnelling machine is undergoing tests.

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. Consequently, the application to construct the CIGEO disposal facility will now be submitted in 2017. The application will respect the “reversibility” act foreseen in 2016. The authorisation for construction will then be granted within 2019 in order to allow for commissioning in 2025 and for the beginning of operational activities in 2029.

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 are immediately performed after the operating period. This management is in accordance with the ASN preferred strategy. Each operator manages the dismantling of its plants that were shut down. The main facilities undergoing decommissioning are:

- For EDF, first generation nuclear power plants (six UNGG reactors, one pressurised reactor [Chooz A], one fast neutron reactor [Superphenix] and one heavy water reactor [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 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 that status. Work 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 of specific skills such as chemical, mechanical and thermal processes for decontamination, remote operations, robotics and virtual reality, radiation measurement and nuclear characterisation, education and training for technicians and engineers, and optimised processes for building or site cleaning based on a geostatistic methodology. Decommissioning feedback experience provides useful information and data for the design of new facilities (such as engineering, material behaviour and containment).

Germany

Nuclear fuel waste management

In the summer of 2013, the German Bundestag passed an act regarding the search and selection of a site for a repository for heat-generating radioactive waste, and for the amendment of other laws (*Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioactive Abfälle und zur Änderung anderer Gesetze*), known as the “Site Selection Act”.

The act prescribes an open-ended and unbiased site selection process, starting from a “blank map” of Germany. The goal is to find a disposal site on German territory for domestic, and in particular high-level, radioactive waste that shall assure the best possible safety for a period of one million years in a science-based and transparent process.

The actual procedure for site selection is preceded by the work of a “Commission on Storage of High-level Radioactive Waste” (“the commission”). The commission’s members represent various groups, including scientists, representatives of society and social sciences, 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 examine and assess the relevant fundamental issues for the radioactive management selection procedure and to develop proposals for decision-making and for policy recommendations for the German Bundestag and the Bundesrat.

The commission is required to submit its findings in the form of a report to the German Bundestag. This report is expected by mid-2016.

Hungary

Hungary signed an intergovernmental agreement with the Russian Federation on 14 January 2014 to maintain electricity generating capacity by nuclear power in the long term. The agreement covers the design, construction and commissioning of two new nuclear units, the supply of nuclear fuel as well as the return of spent fuel to Russia. Rosatom, the Russian nuclear state authority, will be in charge of implementing the design and construction works. The financial contract was elaborated by stakeholders and covers state loan and investments details. The contract was approved by Parliament on 23 July 2014, with the following conditions: 80% of the investment will be covered by a state loan of EUR 10 billion by Russia; while 20% will be covered by Hungarian resources, due at the end of the project.

In order to fulfil the specific requirements stated in the intergovernmental agreement, separate contracts – implementation agreements – were concluded on 9 December 2014. The following agreements were elaborated: a design, procurement and construction contract (EPC contract); an operation and maintenance contract; and a nuclear fuel supply and nuclear waste management contract. All documents were elaborated in compliance with the applicable European Union (EU) rules and regulations.

In 2014, 15 648.6 gigawatt-hours (GWh) of electric energy was generated by the Paks nuclear power plant, which represents 53.6% of the gross domestic electricity production of Hungary. This amount was generated by four units as follows: unit 1: 4 015.4 GWh; unit 2: 4 128.1 GWh; unit 3: 3 815.3 GWh; unit 4: 3 689.8 GWh.

Electricity generation in 2014 represents the fourth largest production result in the history of the Paks power plant. The total of all electricity that has been generated by Paks NPP since the date that unit 1 was first connected to the grid amounts to more than 413.6 TWh as of the end of 2014.

On 14 November 2008, Paks NPP submitted its Service Life Extension Programme for units 1-4 to the nuclear regulator, the Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA). In its resolution issued in June 2009, the HAEA approved the conditions, the required additional actions and tasks for the implementation of the Service Life Extension Programme. The implementation of the programme for unit 1 proceeded as specified in the resolution and the operating licence of unit 1 was extended for a further 20 years.

Implementation of the programme for the extension of the service life of unit 2 continued in 2014, and on 24 November 2014, the HAEA extended the operating licence of unit 2 for a further 20-year period.

In 2013, in co-operation with Russian specialist experts, fuel casks damaged in 2003 were transferred from storage at Paks into fuel casks that meet all safety requirements to prepare the irradiated fuel for transport to Russia. After obtaining all relevant licences from Russian, Ukrainian and Hungarian authorities, the casks were safely delivered to Mayak in compliance with all relevant international safety conventions in 2014.

As with all European NPPs, the Paks NPP took part in “stress tests”. The findings of the targeted safety review stated that the Paks NPP complies with the relevant safety requirements. Included in the results of the stress test was the National Action Plan that aimed to further enhance the safety of the plant. The EU requested that progress on the execution of the National Action Plan be reported to the European Commission. Following revision in 2014, the National Action Plan was delivered to the EU at the end of 2014. The Paks NPP is on track in the execution of the National Action Plan, and it is expected to be concluded in 2018.

Upon the request of Hungary, the International Atomic Energy Agency (IAEA) organised and executed an operational safety review (OSART) mission at the Paks NPP between 27 October and 13 November 2014. Following the OSART review, a World Association of Nuclear Operators (WANO) corporate peer review was held at MVM Ltd from 22 to 29 November 2014. The Paks nuclear power plant, as a member company of MVM Ltd, participated in the WANO review as well. Both reviews concluded that the Paks NPP is being operated in accordance with the relevant safety requirements.

At the beginning of 2014, the management of the Central Nuclear Financial Fund was transferred from HAEA to the Ministry for National Development – prior to this measure, the management of the fund was the responsibility of HAEA, under the supervision of the Minister for National Development. This also effectively transferred the supervision of the safety of the Hungarian radioactive waste management facilities from the Office of the Chief Medical Officer of the National Public Health and Medical Officer Service to HAEA. Following the required changes in Hungarian legislation, the transfer of authority took place on 1 July 2014.

Japan

The new Strategic Energy Plan of Japan was revised in April 2014. The 2014 plan summarises mid- and long-term energy policy.

As a low-carbon and quasi-domestic energy source, nuclear power is positioned as an important baseload power source. Under the condition that the focus remains on safety, nuclear energy, with its low and stable operational costs, can contribute to the stability of the energy supply-demand structure and to the stability and efficiency of energy supply without greenhouse gas emissions.

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.

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.

Japan is also taking all necessary measures and promoting related R&D to ensure nuclear non-proliferation and 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

General energy policy

The Korean government approved the 2nd National Energy Plan in early 2014. The national energy plan is established to provide a long-term strategy that will determine the direction of national energy policy. In this plan, nuclear power generation will make up 29% of nation's electricity supply until 2035. Currently, nuclear power accounts for 29.6% of electricity being generated, which means that the group recommended that the government maintain the current level of dependency during the next two decades. This is a significant turnaround from the country's decades-old energy policies that have been focused on increasing dependency on nuclear power in supplying electricity since its first nuclear plant began operating in 1978.

To achieve the 2nd National Energy Basic Plan, the Ministry of Trade, Industry and Energy is establishing the 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand. To achieve the target ratio of the 2nd National Energy Plan, seven more nuclear power plants will need to be built before 2035.

Nuclear energy

Currently, Korea operates 23 NPPs and has five NPPs under construction, three of which are scheduled for completion in 2015. In addition, preparations are being made for the construction of four more NPPs. Spent fuels are generated differently by reactor types. There are four PHWR (CANDU) units (2 779 MWe) of the 23 reactors in operation and the rest are PWRs. Generated spent fuels have been managed in specially designed wet or dry storage facilities in ferroconcrete structures at each plant site. These spent fuels will be safely stored until 2016 by expanding the capacities of temporary storage facilities in accordance with the decision of the 253rd Nuclear Committee in December 2004.

Despite most of the possible ways deployed, including spent fuel re-racking exercises in the pools to enlarge storage capacity, spent fuel storage pools will be full by 2024. Korea organised the Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management with the aim of establishing a national policy on the management of spent fuel after gathering public and experts' opinions. This commission was asked to provide working results to the government by the end of 2014 but extended its activities into 2015.

Nuclear R&D

Since Korea's first nuclear power plant commissioning in 1978, some of the nuclear power plants in Korea are now reaching the end of their design lives. On 27 February 2015, the Korean government voted to extend the operation of the 32-year-old Wolsong-1 nuclear reactor to 2022 after a thorough review of its long-term operation following 30 years of commercial operation.

Simultaneously, a plan to establish a "Comprehensive Nuclear Decommissioning Demonstration Center" to develop relevant decommissioning technology for the integral components of a nuclear power plant, in preparation for the potential demand for the safe decommissioning of nuclear facilities, is being implemented.

In the area of spent fuel management, the low- and intermediate-level radioactive waste disposal facility began operation in December 2014, after receiving its final approval. In addition, the Korean government has operated the Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management (PECOS), launched in October 2012, to draw up a consent-based plan on spent nuclear fuel management and obtain expert advice on realistic ideas in this area.

To this end, the development of innovative technologies in various areas is a priority, including Generation IV nuclear energy system and disposal, to find technical solutions to spent fuel management. By co-operating with the international community, Korea will actively continue with R&D in this field.

Status of NPPs

As Shin Kori unit 2 (OPR1000) and Shin Wolsong unit 1 (OPR1000) started commercial operation on July 2012, Korea had 23 nuclear power plants (6 units at Kori, 6 units at Hanbit, 5 units at Wolsong and 6 units at Hanul) in commercial operation with an installed net capacity of 20 716 MW at the end of 2014.

Kori unit 1, the oldest reactor in Korea, was granted permission to continue operation in 2008 and is still in operation. Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), the operator of Wolsong unit 1, submitted the application for licence renewal in December 2009, as its original 30-year design life expired in November 2012. As of the end of 2014, the application was still under examination.

In addition, Korea has five units under construction, four units in the stage of construction preparation, and two units being planned. The plants under construction are Shin Wolsong unit 2 (OPR1000), Shin Kori units 3 and 4 (APR1400) and Shin Hanul units 1 and 2 (APR1400). Shin Kori units 5 and 6 (APR1400) and Shin Hanul units 3 and 4 (APR1400) are in the preparation phase.

According to the 2nd Basic Energy Plan established in 2014, Nuclear power generation capacity in 2035 will be about 43 GW and account for 29% of gross electricity generation.

Radioactive waste management

As a result of 29 years of effort, the 1st stage construction of the Wolsong low- and intermediate-level waste disposal centre (WLDC) and the underground silo-type facility was completed in June 2014. A licence for operation of the underground silo-type facility was also granted by the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) in December 2014.

Public engagement on spent nuclear fuel management has been in progress since October 2013. The Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management (PECOS) – which consists of 13 commissioners, composed of experts in human and social science and engineering and representatives recommended by residents in NPP areas – collected citizen's opinions by means of a number of town hall meetings. PECOS will submit the final report of their recommendations to the government in 2015, after a review of citizen's opinions and in-depth discussions on spent nuclear fuel management options.

Nuclear safety and regulations

Top priority is given to a high degree of nuclear safety through an implementation of strict safety standards and the regulatory regime in Korea. The establishment of the NSSC in 2011 as an independent nuclear regulatory authority demonstrates the continuous effort devoted towards nuclear safety. National policies that aim to ensure the highest nuclear safety are pursued in a broad range of areas, such as the nuclear safety regime, licensing of nuclear facilities, responses to accidents, emergency preparedness, public communication and international co-operation.

For the purpose of enhancing nuclear safety, legal actions have been reinforced to regulate not only operators but also suppliers, including designers and part manufacturers. This has led to laying a regulatory framework throughout the life cycle of NPP operation under the jurisdiction of the Nuclear Safety Act.

R&D spending on nuclear safety and security by NSSC, the Korea Institute of Nuclear Safety (KINS) and the Korea Institute of Nuclear Non-proliferation and Control (KINAC) reached approximately USD 66 million

in 2014. Most financing comes from the government budget, and the activities are specially focused on reinforcing safety standards and overall regulation against nuclear accidents.

IAEA Integrated Regulatory Review Service Follow-up Mission

At the request of the Korean government, an international team of senior experts in nuclear and radiation safety met representatives of the NSSC, the Ministries of Health and Welfare (MOHW), Environment (MOE), KINS, and KINAC from 8-19 December 2014 to conduct the Integrated Regulatory Review Service (IRRS) follow-up mission to Korea. The follow-up mission took place mainly at the headquarters of KINS in Daejeon.

The IRRS team concluded that the recommendations and suggestions from the 2011 IRRS mission have been taken into account systematically in a comprehensive action plan. Significant progress has been made in many areas and many improvements were carried out following the implementation of the action plan.

During this follow-up mission, the IRRS team determined that 9 out of the 10 recommendations and all 12 suggestions made by the 2011 IRRS mission had been effectively addressed and therefore could be considered closed.

IAEA International Physical Protection Advisory Service Mission

The IAEA International Physical Protection Advisory Service (IPPAS) mission to Korea was held at the International Nuclear Non-proliferation and Security Academy (INSA) from 24 February to 7 March 2014.

During this IPPAS mission, the IAEA advisory team reviewed the security-related legislative and regulatory framework for nuclear and other radioactive materials and associated facilities including their computer security system, as well as security arrangements applied to the transport of nuclear material and radioactive sources.

The IAEA concluded that Korea has been conducting a strong and reliable nuclear security system and the facilities displayed a strong nuclear security system in compliance with international standards.

Issue status on counterfeit fraudulent and suspect items (CFSI)

Investigation into the authenticity of the quality verification documents (QVDs) issued by domestic institutes for the 21 reactors in operation and 5 under construction was completed in 2013, and corrective actions are underway. Investigation into the authenticity of the QVDs issued by foreign institutes for the 21 reactors in operation has been in progress since February 2014. The Nuclear Safety Act has been revised mainly to reflect the need to prevent and respond more effectively to CFSI issues.

Item	Before	Major changes
Vendor inspection	Nuclear licensee and primary contractors	Nuclear licensee, designers, manufacturers, suppliers, contractors, vendors
Non-compliance reporting	None	Compulsory reporting of non-compliance
Contract notification	None	Compulsory notification of every contract

Opening of the International Nuclear Non-proliferation and Security Academy

The KINAC/INSA was opened to the international community on 19 February 2014. INSA is KINAC's education and training centre specialising in nuclear non-proliferation and security based on a presidential commitment during the 2010 Washington Nuclear Security Summit.

KINAC/INSA is a centre of excellence where both nuclear security education and research programmes are available. It is expected to function as a cradle of education and research, imparting advanced Korean knowledge and technology to newcomer states in nuclear energy.

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

In 2014, the Laguna Verde nuclear power plant performed the 16th fuel reload of unit 1 and the 13th fuel reload of unit 2. Also in 2014, the Laguna Verde nuclear power plant finalised a contract for independent spent fuel storage installation services for both units.

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 13 May 2011 law that amended the Atomic Law and other laws, which entered into force on 1 July 2011;
- 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 and the preparation of regulatory and organisational infrastructure for these investments. Implementation of the Polish nuclear programme assumes that, by the end of 2016, a location is determined and a contract on the technology chosen for the first nuclear power plant is concluded.

The next step should be development of a 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. In turn, 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. It is responsible for direct investment preparations, site characterisation work and receipt of all relevant decisions, licences and permits required for NPP construction in Poland.

In 2013, PGE EJ 1 Sp. z o.o. concluded the contract with a consortium composed of WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. and WorleyParsons Group Inc. The contract pertained to the performance of site characterisation works and licensing support required to launch the first Polish NPP project. In December 2014, PGE EJ 1 sp. z o.o. gave notice of the termination of the contract with WorleyParsons. Site characterisation will be continued relying on the resources of PGE Capital Group and an experienced industry consultant.

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.

The Council of Ministers instructed the Minister of Economy to prepare a National Radioactive Waste and Spent Fuel Management Strategy. The resulting draft strategy is currently the subject of a strategic environmental impact assessment. It is anticipated that this document will be adopted by the Council of Ministers in 2015. In 2014, Poland implemented a new Council Directive (2011/70/Euratom) on the management of spent fuel and radioactive waste.

The existing national low and medium 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.

Slovak Republic

Energy policy

The main aims of Slovak energy policy are to decrease energy demand and increase security of energy supply, based on the principles of maximising safety, reliability, quality and economic effectiveness. Annual gross electricity production in the Slovak Republic, as of 31 December 2014, was 27 082 GWh, of which 15 499 GWh (57.23%) was produced by nuclear reactors in the Bohunice and Mochovce NPPs.

In the second half of 2014, Slovenské Elektrárne's majority owner, Italian company ENEL, announced that it is selling its 66% stake in Slovakia's dominant power utility Slovenské Elektrárne.

Fuel cycle developments

Design and development work for the use of nuclear fuel with higher enrichment in units 3 and 4 at the Bohunice NPP and units 1 and 2 at the Mochovce NPP were successfully completed. In 2014, all four reactors were loaded with fresh nuclear fuel with average enrichment 4.87% U-235.

In June 2014, Slovenské Elektrárne signed a contract with the Russian company TVEL to supply fresh nuclear fuel for units 3 and 4 of the Bohunice NPP and units 1 and 2 of the Mochovce NPP. The contract covers the period from 2016 to 2021 and covers fuel fabrication for all four units and supply of nuclear material for Bohunice unit 4 and Mochovce unit 2. Simultaneously, Slovenské Elektrárne signed a contract with the French company AREVA to supply enriched uranium product for fabrication of nuclear fuel for Bohunice unit 3 and Mochovce unit 1, covered by the above-mentioned contract with TVEL.

Status of the project to complete Mochovce units 3 and 4

Based on current schedules, completion of two new reactors in the Mochovce NPP could be delayed, meaning that unit 3 (80% complete) could be connected to the grid in the third quarter of 2016, and unit 4, of similar capacity, in 2017 (presently 60% ready).

Spain

Spanish policy

The Spanish government considers that Spain requires a balanced electricity mix that takes into account all energy sources and available capacities. Having 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, could not be disregarded whenever they comply with the conditions on nuclear safety and radiological protection imposed by the Nuclear Safety Council.

Nuclear generation

In 2014, nuclear energy provided around 20.4% of total net electricity production, a similar but slightly increased figure compared to the previous year. The average load factor of the Spanish nuclear fleet was 88.4% (not 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.

Front end of the fuel cycle

In 2014, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured a total of 856 fuel assemblies containing 324.8 tU. Of this total, 672 fuel assemblies containing 239.8 tU were exported to Belgium, France and Sweden, representing 78% of the total production of fuel elements. Acquisitions of uranium concentrates were from Russia (41.4%), Niger (33.9%), Australia (11.6%), Uzbekistan (6.4%), Namibia (4.9%) and South Africa (1.8%).

Back end of the fuel cycle

The main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2014 continued to be focused on launching 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 2018.

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 began the same year and was under evaluation in 2014.

The El Cabril facility continued routine operation in 2014, managing low- and intermediate-level waste (LILW) generated at radioactive and nuclear facilities. As of 31 December 2014, the inventory of radioactive waste disposed in the facility amounted to 30 260 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 2014, 8 365 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 2014, ENRESA continued 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 to begin operation in 2016.

Legal framework

On 21 February 2014, the Royal Decree 102/2014 on the responsible and safe management of spent fuel and radioactive waste was approved in order to comply with Euratom Directive 2011/70. This decree revises the provisions established on 31 October 2003 in Royal Decree 1349/2003 (repealed) on the ordering and financing of ENRESA activities. Furthermore, in an additional provision, the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities has been amended to establish that, if the cessation of activity is not due to nuclear safety reasons, the cessation will not be definitive, and the licence holder may apply for a renewal of the operating permit within one year from the date of the referred cessation. Such a renewal must receive a favourable decision from the Nuclear Safety Council.

Sweden

Ongoing upgrades and status update of nuclear power reactors:

- Ringhals 1 has completed a trial run with higher capacity, but has not yet received permission for routine operation because of ongoing trial operation after extensive modernisation work.
- Ringhals 4 received permission for operating at higher capacity at the beginning of February 2015. The plant will now be switched to the higher power (+175 MW) and following the restart there will be three weeks of trial operation.
- Oskarshamn 2 planned for a capacity increase of approximately 170 MW, which would have been implemented after the large modernisation work. This latter work, however, is still in progress and therefore in March 2014, the power increase was postponed until 2017.
- At Forsmark 1, the majority of installations were completed and the facility is, in principle, ready for an upgrade of 114 MWe. It was decided to go ahead with this power increase, but the date of completion has not yet been announced. For this power increase to be implemented, reinforcement of the grid between Forsmark and Stackbo is required. Svenska Kraftnät (SvK) has prepared for this reinforcement, but is awaiting a final decision from Forsmark regarding implementation of the power increase before the work is to begin. Depending on the outcome of negotiations between Vattenfall and SvK, the work to increase power at Forsmark 1 could be completed anywhere in the period 2017-2020.
- The previous plan to upgrade Forsmark 3 with 170 MWe was stopped. Grid reinforcement will be needed if the upgrade is to be carried out.

Turkey

Turkey's energy strategy includes two NPPs with a total of eight nuclear reactors to be in operation by 2028 and a third NPP to be under construction by 2023.

For the first NPP project, on 12 May 2010 Russia and Turkey signed an intergovernmental agreement (IGA) on "construction and operation of a nuclear power plant at the Akkuyu site" on the basis of the build-

own-operate (BOO) model. The Akkuyu NPP will consist of four VVER-1200 AES-2006-type reactors, each with an installed capacity of 1 200 MW.

Within a year following the effective date of the IGA, the Russian Party created the Akkuyu Project Company (APC) in Turkey with 100% equity. APC has applied to the relevant public organisations for the licences and permits necessary for starting construction. APC also started Akkuyu site survey activities to update the site characteristics and parameters, and submitted an updated site report to the Turkish Atomic Energy Authority (TAEK) for assessment on 22 May 2012. Site studies and an environmental impact assessment (EIA) report were completed by APC, and a positive decision on the EIA was given by the Ministry of Environment and Urbanization on 1 December 2014.

For the second NPP project, Turkey signed an IGA with Japan on 3 May 2013 in Ankara covering “co-operation for development of nuclear power plants and the nuclear power industry in the Republic of Turkey”. Negotiations for a host government agreement (HGA) started shortly thereafter and were completed on 17 November 2013. The IGA envisages the construction of four reactors at the Sinop site on the basis of the public private partnership (PPP) model. The design chosen is the AREVA and Mitsubishi Heavy Industries ATMEA1 reactor with an installed capacity of 1 120 MW. The IGA is in the process of approval by Turkish Parliament.

A draft law on nuclear energy has been prepared and was sent to the relevant public organisations for suggestions and comments. This draft covers the establishment of an independent nuclear regulatory authority, the issuance of licences and permits, spent fuel and radioactive waste management, decommissioning, inspection, offences and punishment.

A draft law has been prepared on third party liability in the field of nuclear energy in compliance with the Paris Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy, dated 29 July 1960, together with amendments and supplements including the 2004 Protocol. The draft law has been submitted to the prime minister.

The draft law for the ratification of the “amendment to the convention on the physical protection of nuclear material” was approved by the Turkish Parliament on 27 February 2015 and will be in force after approval of the Council of Ministers. The draft law for the accession of the “joint convention on the safety of spent fuel management and on the safety of radioactive waste management” is currently on the agenda of the Turkish Parliament.

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 up to 7.4 GW of existing nuclear capacity by 2019.

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. The first reactor is scheduled to go online in 2019.

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.

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 are ongoing.

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 intends for these initial actions to be completed by around 2016 and believes the outputs will enable communities to engage with the process to implement a GDF with greater confidence. At that point, 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 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 higher activity radioactive waste as part of a review of its policy. The Welsh government is considering the responses to that consultation and will issue an announcement on its policy in due course.

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 99 operating commercial nuclear reactors. Many services and supplies to the US nuclear power industry are imported. As of 31 December 2014, installed nuclear capacity in the United States totalled 97.9 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 9.4% in 2014.

Nuclear power generation

In 2014, total electricity generation in the United States was 3 936 net terawatt-hours (TWh), with nuclear power plants generating 797 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 2014 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 2014, the NRC had issued ESPs for four sites. The NRC did not issue any new ESPs in 2014 or receive any new applications. During 2014, 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. In the past, separate construction permits and operating licences were issued. When the applicant uses an NRC-certified design, 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 2014: two COLs were withdrawn (Victoria County Station, units 1 and 2, and Nine Mile Point, unit 3), six COLs were suspended, eight COLs were under active review and no COLs were issued. On 9 February 2012, the NRC voted to approve Southern Nuclear Operating Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Vogtle units 3 and 4, near Augusta, Georgia. On 30 March 2012, the NRC voted to approve South Carolina Electric & Gas Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Virgil C. Summer units 2 and 3, near Columbia, South Carolina. The Vogtle and Virgil C. Summer units are the first to be constructed in the United States in over 30 years. As of 31 December 2014, all four units 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 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 2014, NRC had issued design certifications for four designs, including the Westinghouse AP1000, the General Electric nuclear energy advanced boiling water reactor (ABWR) and the GE-Hitachi economic simplified boiling water reactor (ESBWR). In addition to several amendments to previously certified designs, 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 (SMRs)

SMRs are small enough to be fabricated in factories and can be shipped to sites via barge, rail, or truck. SMRs have a projected construction period of three years. These factors may reduce both capital costs and construction times, potentially reducing the financial risk associated with larger nuclear investments. 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 NRC and to achieve commercial operation by 2025. In November 2012, the DOE announced the selection of Babcock & Wilcox, 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 SMRs at TVA's Clinch River site in Oak Ridge, Tennessee. In December 2013, the DOE announced the selection of NuScale Power, LLC as the recipient of the second award; the project will be based in Oregon.

Licence renewal

NRC has the authority to issue initial operating licences for commercial nuclear power plants for a period of 40 years. The decision to apply for an operating licence renewal is made by nuclear power plant owners and it is typically based on economics and the ability to meet NRC requirements. Operating licences

are renewed by the NRC for a period of 20 years. NRC regulations do not limit the number of licence renewals a nuclear power plant may be granted. The nuclear power industry is preparing applications for licence renewals that would allow continued operation beyond 60 years, i.e. second or subsequent licence renewals; however, applications for second or subsequent licence renewals are not expected in the near future. As of 31 December 2014, the NRC has granted licence renewals to 73 of the 99 operating reactors in the United States. The NRC is currently reviewing licence renewal applications for 18 reactors to operate for 60 years and expects to receive applications from 5 more reactors between 2015 and 2021.

Resumed construction

TVA halted construction on Watts Bar unit 2 in Tennessee and Bellefonte units 1 and 2 in Alabama, in 1985 and 1988, respectively; the pressurised water reactors (PWRs) were approximately 88% and 58% complete, respectively. Construction resumed on Watts Bar unit 2 in 2007, and the 1 218 MWe reactor is expected to be operational in late 2015. In August 2011, TVA decided to complete construction of Bellefonte units 1 and 2; however, construction at Bellefonte units 1 and 2 has been deferred until the conclusion of work at Watts Bar unit 2.

Waste confidence rule

In October 1979, the NRC initiated a rulemaking process known as the Waste Confidence Rule. Prior to its original rulemaking, the NRC, as a matter of policy, stated that it “would not continue to license reactors if it did not have reasonable confidence that the wastes can and will in due course be disposed of safely”. On 31 August 1984, the NRC issued the Waste Confidence Rule. Waste confidence is defined by the NRC as a finding that used nuclear fuel (UNF) can be safely stored at reactor sites for decades beyond the licensed operating life of a reactor without significant environmental effects. It enables the NRC to license reactors or renew their licences without examining the effects of extended waste storage for each individual site pending ultimate disposal.

In December 2010, with the termination of the repository programme at Yucca Mountain, the Waste Confidence Rule was amended to state that UNF could be stored safely at reactor sites for 60 years following reactor shutdown. In June 2012, the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit struck down the NRC’s 2010 amendment of the Waste Confidence Rule and stated that NRC should have analysed the environmental consequences of never building a permanent waste repository and that the discussion of potential spent fuel pool leaks or fires was inadequate.

The NRC issued an order in August 2012 that suspended actions related to issuing operating licences and licence renewals. In September 2014, the NRC issued the revised and renamed Continued Storage of Spent Nuclear Fuel, thereby allowing the NRC to resume issuing reactor operating licences and operating licence renewals.

Power uprates

Power uprates are implemented to increase reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. During 2014, the NRC approved power uprates for the following nuclear power plants: Braidwood 1 and 2 (Illinois), Byron 1 and 2 (Illinois), Fermi 2 (Michigan), and Peach Bottom 2 and 3 (Pennsylvania). As of August 2014, 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 4 reactors, totalling nearly 61 MWe. In addition to those already under review, the NRC expects to receive an additional seven requests for power uprates between 2015 and 2019, totalling nearly 580 MWe.

Retirements

In 2014, Vermont Yankee (Vermont) retired; the total retired capacity was nearly 620 MWe. Announced early retirements include the 615 MWe Oyster Creek plant (New Jersey) in 2019. Both Oyster Creek and Vermont Yankee were issued licence renewals that would have permitted continued operation until 2029 and 2032, respectively.

United States response to the accident at Fukushima Daiichi

Since the March 2011 accident at Japan's Fukushima Daiichi nuclear power plant, the NRC and the US nuclear industry have been working 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 safety of operating and planned reactors in the United States. The NRC stated that, in all cases, the existing fleet of reactors can continue operating safely while implementing lessons learnt from the accident at Fukushima Daiichi. An historical perspective is provided in the 2014 edition of *Nuclear Energy Data*.

Post-Fukushima safety enhancements in the United States include:

- establishment of National Response Centres in Phoenix, Arizona and Memphis, Tennessee;
- additional on-site safety equipment;
- emergency preparedness;
- containment venting systems;
- spent fuel pool monitoring;
- flooding protection;
- seismic protection;
- mitigation strategies for beyond-design-basis external events.

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. The FLEX approach, implemented in 2012, was informed by the industry's response to the 11 September 2001 terrorist attacks in the United States. It includes National Response Centres that were established near Memphis, Tennessee and Phoenix, Arizona; the response centres were fully operational in 2014. From those response centres, critical emergency equipment can be delivered to nuclear power plants within 24 hours. According to the NEI, the start-up cost for each regional response centre is about USD 40 million; annual operating costs are expected to be about USD 4 million. Costs are shared by companies with operating reactors. All plants are expected to have implemented the FLEX strategy by the end of 2016.

All boiling water reactors (BWRs) with Mark I and II containment systems must have reliable hardened containment venting capability to reduce pressure and hydrogen build-up. This may require improving or replacing existing containment ventilation systems. The industry expects to complete modifications to install this capability in 2019. In November 2012, as an addition to the original order issued to address more robust containment venting systems, the NRC began considering whether to propose a rule that would require containment venting systems to filter all releases during an accident for BWRs with Mark I and Mark II containments. If the NRC decides to pursue such a rulemaking, a final rule could be issued in 2017.

Utilities are installing spent fuel pool water level monitoring instrumentation that will function during extreme events. Instrumentation must be installed by 2016 or after two refuelling outages, whichever occurs first.

Nuclear power plant re-evaluations of flooding hazards were completed in 2015. If the re-evaluated flooding hazard is more severe than the design basis of the plant, an integrated assessment of total plant response to the revised flooding hazard estimates is required. Many plants are expected to be required by NRC to perform integrated assessments of flooding scenarios. The NRC is considering the level of detail required for such assessments.

All nuclear power plants were required to prepare revised seismic hazard estimates. The NRC performed a prioritisation of plants in the Central and Eastern United States (CEUS) and the Western United States (WUS). The NRC is reviewing CEUS seismic hazards reports, which were submitted in March 2014; WUS plants should submit their reports by March 2015.

In July 2014, the NRC approved combining certain rulemaking activities. The “Mitigation of Beyond-Design-Basis-Events” rule, which is likely to be issued in December 2016, is expected to address on-site emergency response capabilities; emergency preparedness; station blackout mitigation strategies and spent fuel pool instrumentation and makeup capabilities; prolonged station blackout and multi-unit events (beyond-design-basis events).

In addition to activities that focus on reactors and the utilities that operate them, the NRC has spent more than two years evaluating how best to respond to the first of the 12 recommendations made in the July 2011 *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century: Near-Term Task Force Review of Insights from the Fukushima Dai-Ichi Accident*, which recommended establishment of a “logical, systematic, and coherent regulatory framework for adequate protection that appropriately balances defence-in-depth and risk considerations.” Defence-in-depth is a layered approach to safety that involves the use of multiple redundant and independent safety systems. The NRC’s December 2013 evaluation of this recommendation was discussed publicly in January 2014, and included proposed actions on a policy statement that would detail, among other things, the decision criteria for ensuring adequate defence-in-depth. The proposed actions also identify the need to clarify the role of voluntary industry initiatives in the NRC regulatory process.

Progress on post-Fukushima safety enhancements may be found at the NRC’s website.

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 2014 to 2035 are projected to increase slightly from 17 161 tU in 2014 to 17 528 tU in 2035 (high nuclear case). This projected increase is based on the possibility that some new nuclear power plants may apply for and receive licence renewals to operate for an 80-year extended life cycle as well as the deployment of new nuclear technology.

Uranium production

According to the EIA’s 2014 *Domestic Uranium Production Report*, US uranium mines produced 1 889 tU in 2014, 7% more than in 2013. Two underground mines produced uranium ore during 2014, one less than during 2013. Additionally, eight *in situ* leach (ISL) mining operations produced solutions containing uranium in 2014, one more than in 2013. Overall, there were ten mines that operated during all or part of 2014.

Total production of US uranium concentrate in 2014 was 1 881 tU, a 5% increase over in 2013, from nine facilities: one mill in Utah (White Mesa Mill) and eight ISL plants (Alta Mesa Project, Crow Butte Operation, Hobson ISR Plant, La Palangana, Lost Creek Project, Nichols Ranch ISR Project, Smith Ranch – Highland Operation, and Willow Creek Project). The Nichols Ranch ISR Project started producing in 2014. The eight ISL plants are located in Nebraska, Texas and Wyoming. Total shipments of uranium concentrate from US mill and ISL plants were 1 769 tU in 2014, 1% less than in 2013. The NRC is currently reviewing applications for 6 new facilities and 14 expansions or restarts.

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, Australia, Canada, Kazakhstan, Russia and Uzbekistan are major sources of US concentrate imports.

Uranium enrichment

Centrifuge

Centrifuge enrichment projects are in varying stages of completion.

- URENCO USA (New Mexico): The URENCO USA Centrifuge Facility in New Mexico commenced operations in June 2010 and was operating at a capacity of 3.7 million separative work units (SWU) as of 31 December 2014. The facility is expected to achieve a capacity of 4.7 million SWU in 2015 and 5.7 million SWU sometime in 2022. In November 2012, URENCO USA submitted a licence amendment request to the NRC to increase its enrichment capacity to 10 million SWU; in March 2015, the NRC approved the request.
- AREVA Eagle Rock Enrichment Facility (Idaho): In October 2011, AREVA's Eagle Rock Enrichment Facility received an operating licence from the NRC; annual production capacity was expected to be 3.3 million SWU. Construction was to begin in 2012, followed by steady state operations in 2018. In 2013, however, AREVA announced the indefinite suspension of the project until market conditions improve.
- USEC American Centrifuge Plant (Ohio): Centrus commenced construction of the American Centrifuge Plant (ACP) in May 2007, after receiving an NRC licence in April 2007 to construct and operate the facility at the DOE's Portsmouth site. Originally, the ACP was expected to achieve a capacity of 3.8 million SWU by 2017. Centrus continues to pursue research, development, and demonstration of the ACP technology; however, in April 2014, the DOE transferred the responsibility for managing the programme to Oak Ridge National Laboratory (ORNL). Operation of ACP technology is dependent on securing financing, including a DOE loan guarantee.

Laser

The operating licence application for GE-Hitachi Nuclear Energy's Global Laser Enrichment (GLE) facility in Wilmington, North Carolina was issued by the NRC in September 2012; the licensed capacity of the facility is 6 million SWU per year. In July 2014, GLE announced that it was placing the facility in safe storage mode and slowing development of the project based on enrichment market conditions. No commercialisation date is available.

In August 2013, the GLE proposed to the DOE that it license, construct and operate a second laser enrichment facility at DOE's Paducah site to process the depleted uranium hexafluoride inventory at the site. The GLE proposal included the potential lease or use of existing Paducah Gaseous Diffusion Plant facilities, infrastructure and utilities. In November 2013, the DOE announced that it was opening negotiations with GLE. GLE informed the NRC in January 2014 that it would likely apply for an operating licence for the laser enrichment facility at Paducah in September 2014. As of 31 December 2014, negotiations were continuing. Development of the facility is expected to continue at a pace consistent with current and future market conditions.

Secondary enrichment sources

Although the Megatons to Megawatts programme expired in December 2013, Centrus Energy Corporation (Centrus) signed a ten-year contract with TENEX in March 2011 to supply commercial-origin Russian low-enriched uranium to replace some of the material provided by the Megatons to Megawatts programme. Deliveries under this contract began in 2013 and are slated to continue through 2022. The contract also includes an option to more than double the amount of material purchased.

As under the Megatons to Megawatts programme, 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 supply of low-enriched uranium from TENEX will gradually increase until 2015, when it reaches about half of the annual amount supplied under the Megatons to Megawatts programme. 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.

Summary

Most enrichment facilities in the United States plan to be fully operational in the 2015-to-2022 timeframe, although schedules remain uncertain. In the interim, in addition to those provided in the United States, enrichment services will continue to be imported from facilities in France, Germany, the Netherlands, Russia, the United Kingdom and elsewhere.

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. The resulting 482 tonnes of low-enriched uranium will be used over the next 10 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 BWRs; AREVA NP Inc. and Westinghouse Electric Co. also supply fuel for US PWRs.

The DOE plans to fabricate mixed oxide fuel at its Mixed Oxide Fuel Fabrication Facility at the Savannah River site in South Carolina, beginning in 2019, using nearly 35 tonnes of surplus military plutonium to fabricate fuel for commercial reactors. As of 31 December 2014, no commercial contracts had been signed.

Nuclear waste management

Commercial nuclear power reactors currently store most of their UNF on-site at the nuclear plant, although a small amount has been shipped to off-site facilities. In 2014, US reactors discharged approximately 2 036 tHM (tonnes heavy metal), and the UNF inventory in the United States was approximately 72 780 tHM as of 31 December 2014.

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. The NWPA limits the emplacement of waste at the geologic repository to 70 000 metric tHM. The UNF and HLW disposed of at the repository were expected to include about 63 000 tHM of commercial UNF, about 2 333 tHM of DOE UNF, and the equivalent of about 4 667 tHM (or tHM-equivalent) of DOE HLW from defence-related activities.

In 2002, the DOE determined that the Yucca Mountain site would be suitable for a repository, and in July 2002, the President and Congress accepted that recommendation and directed that the DOE submit a licence application to the NRC. In June 2008, the DOE submitted a licence application to the NRC to receive authorisation to begin construction of a repository at Yucca Mountain, and in September 2008, the NRC formally docketed the application.

President Obama announced in March 2009 that the proposed permanent repository at Yucca Mountain was no longer an option and that a Blue Ribbon Commission, made up of 15 members with a range of expertise and experience in nuclear issues, including scientists, industry representatives and respected former elected officials, would be created to evaluate alternatives to Yucca Mountain. In January 2012, the Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future (BRC) issued its final report.

In January 2013, the Administration 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 program 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 strategy also serves as a statement of Administration policy regarding the importance of addressing the disposition of UNF and HLW, lays out the overall design of a system to address that issue, and outlines the reforms needed to implement such a system. Finally, the strategy represents an initial basis for discussions among the Administration, Congress and other stakeholders on a sustainable path forward for disposal of nuclear waste.

The Administration's strategy endorses the key principles that underpin the BRC's recommendations. The Administration fully agrees with the BRC that a consent-based siting process is critical to future success. As presented in the strategy, with the appropriate authorisations from Congress, the Administration currently plans to implement a programme over the next ten years that:

- sites, designs, licenses, constructs and begins operations of a pilot interim storage facility by 2021 with an initial focus on accepting UNF from shutdown reactor sites;
- advances towards the siting and licensing of a larger interim storage facility to be available by 2025 that will have sufficient capacity to provide flexibility in the waste management system and allows for acceptance of enough UNF to reduce expected government liabilities;
- makes demonstrable progress on the siting and characterisation of repository sites to facilitate the availability of a geologic repository by 2048.

In August 2013, the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit ruled that the NRC must continue its review of the Yucca Mountain licence application. In November 2013, the NRC Commissioners ordered NRC staff to complete and publish a safety evaluation report (SER) for the proposed Yucca Mountain repository.

On 29 January 2015, the NRC published the SER in five separate volumes, which address: general information (Volume 1), repository safety before permanent closure (Volume 2), repository safety after permanent closure (Volume 3), administrative and programmatic requirements (Volume 4) and proposed conditions on the construction authorisation and probable subjects of licence specifications (Volume 5). In publishing the Yucca Mountain repository SER series, the NRC concluded that, "...DOE has met the applicable regulatory requirements, subject to the proposed conditions of construction authorization...". The NRC is not recommending issuance of a construction authorisation at this time, because it has determined that the DOE has not met regulatory requirements regarding ownership and control of certain land and water rights. The NRC requested that the DOE provide a supplement EIS (SEIS) to support the NRC's issuance of its own SEIS in 2015. The NRC staff expects to issue a draft SEIS for public comment in late summer 2015 and a final SEIS in spring 2016.

In February 2015, Waste Control Specialists, LLC announced its intention to submit a licence application to the NRC in 2016 for a privately owned and operated interim spent fuel storage installation (ISFSI) in Texas; the facility would have an initial storage capacity of 10 000 tonnes. Holtec International, in partnership with the Eddy-Lea Energy Alliance (ELEA), announced in April 2015 that it intends to build an underground ISFSI near the existing DOE Waste Isolation Pilot Plant in New Mexico; the facility would have a service life of 100 years. Both ISFSIs could be in operation by 2020.

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 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 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 NRC licensing reviews or litigation.

3. Rapports par pays

Allemagne

Gestion des déchets radioactifs

À l'été 2013, le Bundestag allemand a voté une loi sur la recherche et le choix d'un site de stockage des déchets radioactifs qui génèrent de la chaleur ainsi que sur la modification d'autres lois (*Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioactive Abfälle und zur Änderung anderer Gesetze*), appelée « loi sur le choix d'un site ».

Ce texte fixe un processus ouvert et impartial de choix d'un site, qui doit partir 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.

La procédure effective de choix d'un site doit être précédée des travaux d'une Commission sur le stockage des déchets de haute activité (ci-après, « la Commission »), dont les membres représentent des groupes divers : scientifiques, représentants de la société civile, spécialistes des sciences sociales, 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 les questions de fond posées par la gestion des déchets radioactifs dans le cadre de la procédure de choix d'un site, et de formuler des propositions de décisions et de recommandations stratégiques à l'intention du Bundestag et du Bundesrat.

La Commission est tenue de remettre ses conclusions au Bundestag dans un rapport qui devrait être achevé 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. Le 4 juillet 2012, le gouvernement a décidé de retarder de 10 ans la mise à l'arrêt définitif de la tranche 1 de Tihange. La loi portant application de cette décision a été votée à la fin de 2013. Les deux premiers réacteurs qui devaient être fermés sont la tranche 1 de Doel, en février 2015, et la tranche 2 de Doel, en décembre 2015. Au début de 2014, le calendrier des mises à l'arrêt définitif était donc le suivant :

- Doel 1 : 15 février 2015 ;
- Doel 2 : 1^{er} décembre 2015 ;
- Doel 3 : 1^{er} octobre 2022 ;
- Tihange 2 : 1^{er} février 2023 ;
- Doel 4 : 1^{er} juillet 2025 ;
- Tihange 3 : 1^{er} septembre 2025 ;
- Tihange 1 : 1^{er} octobre 2025.

Cependant, le 18 décembre 2014, le gouvernement fédéral a décidé d'autoriser l'exploitation des tranches 1 et 2 de Doel pendant 10 ans de plus, soit jusqu'en 2025, afin d'assurer l'approvisionnement en électricité. En effet, comme décrit ci-après, des difficultés imprévues ont entraîné l'arrêt de deux des plus gros des sept réacteurs du parc belge. Le gouvernement a également confirmé la décision de fermer tous les réacteurs de puissance d'ici 2025. L'exploitation à long terme des deux réacteurs reste subordonnée à

l'approbation de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN/FANC) et à un accord avec le propriétaire et exploitant, la filiale ELECTRABEL de GDF SUEZ.

En 2012, une inspection de routine des cuves des réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2, menée à l'aide d'un nouvel équipement de contrôle par ultrasons, a révélé plusieurs indications de défauts et conduit à arrêter provisoirement ces deux réacteurs. Après un examen approfondi, l'intégrité structurelle de l'enveloppe métallique des deux réacteurs a été jugée sûre et les deux tranches ont été redémarrées en mai 2013. Cependant, le 26 mars 2014, les résultats de campagnes d'essais métallurgiques complémentaires ont conduit ELECTRABEL à arrêter à nouveau les deux réacteurs.

Avant d'être autorisée à redémarrer ces deux réacteurs, ELECTRABEL doit soumettre un dossier de justification démontrant de façon convaincante que la présence de flocons d'hydrogène dans les parois des cuves ne compromet pas leur intégrité structurelle. Des essais tête de série ont été entrepris au Centre d'étude de l'énergie nucléaire (SCK•CEN). L'examen approfondi du dossier de justification mobilisera l'expertise spécifique d'un organisme d'inspection reconnu, d'un panel international d'experts, et d'une équipe de recherche externe. Selon ELECTRABEL, les réacteurs devraient rester à l'arrêt jusqu'à au moins novembre 2015, privant ainsi la Belgique de 2 gigawatts (GW) de puissance nucléaire installée.

Par ailleurs, le 5 août 2014, le réacteur de la tranche 4 de Doel s'est automatiquement arrêté à la suite d'une fuite d'huile au niveau de la turbine dans la partie non nucléaire de la centrale. Les travaux de remplacement de la turbine ont duré près de cinq mois et coûté environ 30 millions EUR. La tranche 4 de Doel a été redémarrée le 19 décembre 2014.

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'implantation à Dessel d'une installation en surface pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte. L'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (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'AFCN/FANC, selon un processus méthodique et systématique strict. 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 2011, l'ONDRAF/NIRAS a présenté aux pouvoirs publics un dossier sur la gestion à long terme des déchets de moyenne et haute activité à vie longue. Cette présentation était l'aboutissement d'une longue période préparatoire qui avait vu l'organisation de plusieurs enquêtes et de consultations dans le cadre d'un forum citoyen, la réalisation d'une étude stratégique d'impact sur l'environnement et une vaste consultation publique. L'objectif de ce dossier est d'obtenir une décision de principe sur le stockage géologique de ces types de déchets dans de l'argile peu indurée (argile de Boom ou argiles yprésiennes). Le gouvernement procède actuellement à l'examen de ce plan de stockage.

En 2014, 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 d'approvisionnement en radioisotopes médicaux.

Le réacteur BR2 (*Belgian Reactor 2*) d'essai de matériaux, exploité par SCK•CEN à Mol, et l'installation de traitement des cibles, qui dépend de l'Institut national des radioéléments (IRE) à Fleurus, ont continué de fonctionner normalement, contribuant ainsi à la fiabilité de l'approvisionnement. Depuis la décision positive prise par le gouvernement belge en mars 2010 concernant l'installation d'irradiation polyvalente à spectre rapide MYRRHA, 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 SCK•CEN préparent ensemble la création d'un consortium international qui permettrait de réunir des financements supplémentaires pour le projet. Les travaux préliminaires à la modernisation du réacteur BR2 ont démarré à la fin de 2014. 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.

Canada

Uranium

En 2014, le Canada a produit 9 090 tonnes d'uranium (t d'U), soit environ 16 % 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 7 356 t d'U en 2014.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, ont produit 1 602 t d'U en 2014. Des forages de prospection entrepris en 2010 ont permis de délimiter des ressources supplémentaires, prolongeant la durée de vie de la mine jusqu'en 2017 au moins.

La mine de Cigar Lake, exploitée par Cameco Corporation, est le deuxième plus gros gisement d'uranium à forte teneur du monde. Elle est entrée en service en mars 2014. Lorsqu'elle aura atteint sa capacité théorique totale, elle devrait produire environ 6 900 t d'U par an.

Le site de McClean Lake est exploité par AREVA Resources Canada Inc. La production de la mine et de l'usine a été suspendue en juillet 2010 lorsque les stocks de minerai constitués pendant la phase d'exploitation à ciel ouvert se sont épuisés. Depuis, l'usine a été agrandie pour pouvoir traiter tout le minerai à forte teneur de la mine de Cigar Lake. Elle est à nouveau en service depuis octobre 2014.

Développement de l'énergie nucléaire au Canada

Le nucléaire représente un pan important du parc électrique du pays. En 2014, il a permis de satisfaire 16 % de la demande totale d'électricité du Canada (plus de 55 % dans la province de l'Ontario) selon les estimations, et il devrait continuer de jouer un rôle important dans la production d'électricité du pays.

Énergie atomique du Canada limitée (EACL)

En 2013, le gouvernement canadien a annoncé son intention de mettre en œuvre pour la gestion des Laboratoires nucléaires d'EACL un modèle d'organisme gouvernemental exploité par un entrepreneur (OGEE), analogue à ceux qu'utilisent les États-Unis et le Royaume-Uni. Cette restructuration a donné lieu à la création des Laboratoires nucléaires canadiens (LNC), une entité durable qui conservera, à travers la transition vers le modèle OGEE, les savoirs et l'expertise, les systèmes de gestion, le personnel et les autorisations et obligations réglementaires actuellement sous la responsabilité d'EACL. Dorénavant, les LNC mettront l'accent sur les trois mandats clés suivants :

- gérer les responsabilités liées aux déchets radioactifs et aux travaux de démantèlement du Canada ;

- préserver les moyens et les connaissances en sciences et technologies nucléaires de calibre mondial dont a besoin le gouvernement fédéral pour assumer son rôle et ses responsabilités dans le domaine nucléaire ;
- fournir à l'industrie un accès, sur une base commerciale, à l'expertise approfondie dont elle a besoin en matière de technologie et de science nucléaires.

Rénovation

Le gouvernement de la province de l'Ontario compte lancer la rénovation de dix réacteurs implantés, pour quatre d'entre eux, à la centrale de Darlington et, pour six d'entre eux, à la centrale de Bruce. Ces travaux visent à prolonger de 25 à 30 ans la durée de vie de chaque réacteur. Le chantier doit démarrer en 2016 avec la rénovation d'un réacteur dans chaque centrale. Les engagements concernant les rénovations ultérieures 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 rénovations si les coûts augmentent de façon imprévue).

Démantèlement

Le 28 décembre 2012, la tranche 2 de la centrale de Gentilly a été définitivement mise à l'arrêt. Le cœur du réacteur est déchargé depuis le 4 septembre 2013, et la transition vers l'état de stockage sûr est prévue en 2015.

Modernisation de la Loi sur la responsabilité civile nucléaire

Le 30 janvier 2014, le ministre des Ressources naturelles a déposé devant le Parlement canadien un projet de Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique (projet de loi C-22) qui remplacerait l'actuelle Loi sur la responsabilité nucléaire par la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire. Cette dernière contient des dispositions plus strictes 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 responsabilité civile nucléaire de l'exploitant du plafond actuel de 75 millions CAD (tel que fixé dans la Loi sur la responsabilité nucléaire) à 1 milliard CAD. En janvier 2015, le projet de loi C-22 était en cours d'examen devant le Parlement du Canada (étape du débat au Sénat).

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire

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). Cette solution consiste à confiner et isoler les déchets de combustible nucléaire dans une installation de stockage en formation géologique, et à assurer la surveillance à long terme de cette installation, laquelle doit être construite, exploitée et surveillée sur le territoire d'une collectivité d'accueil volontaire. 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, sous la surveillance continue du gouvernement. Depuis le 31 décembre 2014, 13 collectivités participent au processus de sélection de site lancé par la SGDN pour déterminer si elles sont prêtes à accueillir le futur stockage et centre d'expertise.

Pour de plus amples informations sur le plan canadien et la SGDN, se reporter à l'adresse www.nwmo.ca.

Stockage en formation géologique des déchets de faible et moyenne activité

La province de l'Ontario se propose, via sa société d'État Ontario Power Generation (OPG), de planifier, de construire et d'exploiter sur le site nucléaire de Bruce, à Kincardine, un stockage géologique destiné aux déchets de faible et moyenne activité d'OPG produits par les centrales de Bruce, de Pickering et de 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 du 16 septembre au 30 octobre 2013, puis du 9 au 16 septembre 2014. Le 18 novembre 2014, elle a annoncé la fermeture du registre public de l'évaluation environnementale, et indiqué qu'elle présenterait son rapport à la ministre de l'Environnement le 6 mai 2015 ou avant. Parallèlement, elle continue d'examiner les effets environnementaux du projet proposé, conformément à la loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012) et à la loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires, en vue de la préparation de l'emplacement et de la construction du stockage.

Pour de plus amples informations sur le projet et l'examen environnemental, se reporter à l'adresse 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. À la fin de 2014, la loi de transposition de cette convention – la *loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire* – se trouvait devant le Parlement (partie 2 du projet de loi C-22).

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 large 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.

Par ailleurs, le Canada a accueilli la deuxième réunion annuelle du Comité mixte Canada-Inde dans le cadre de l'accord de coopération nucléaire entre le Canada et l'Inde. Ce comité mixte est un moyen pour les deux pays de renforcer leur collaboration sur les questions nucléaires, notamment l'élaboration des politiques, la recherche-développement et la coopération industrielle.

Forum international Génération IV (GIF)

En 2014, le programme GIF national du Canada a porté sur la finalisation du concept de réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC). Les travaux se sont en partie appuyés sur des méthodologies élaborées par les groupes de travail transversaux du GIF. Le concept canadien de RESC a été évalué au regard des objectifs de sûreté, de compétitivité économique, de résistance à la prolifération et de pérennité des ressources fixés pour les technologies GIF. Une grande partie des données expérimentales ont été obtenues dans les installations de pointe de laboratoires nationaux canadiens et d'un réseau de 20 universités. Un examen du concept canadien de RESC est prévu en février 2015 pour inviter l'industrie nucléaire nationale à participer. Il sera suivi d'un autre examen, cette fois-ci d'experts RESC du GIF, à l'automne 2015.

Corée

Politique énergétique

Au début de 2014, le gouvernement coréen a approuvé le deuxième Plan national pour l'énergie, qui formule une stratégie à long terme destinée à fixer l'orientation de la politique énergétique nationale. Dans ce plan, il est prévu que le nucléaire fournisse 29 % de l'électricité du pays jusqu'en 2035. Or, cette forme d'énergie représente actuellement 29.6 % de la production nationale d'électricité. Le groupe de travail chargé de préparer le projet de plan a donc recommandé que le gouvernement maintienne le niveau actuel de dépendance au cours des deux prochaines décennies. Cette évolution est un tournant important

dans un pays qui, depuis la mise en service industriel de sa première centrale en 1978, autrement dit depuis plusieurs décennies, a eu pour politique d'augmenter la part de l'énergie nucléaire dans son approvisionnement en électricité.

Pour mettre en œuvre ce plan, le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie élabore actuellement le septième plan de base pour l'offre et la demande d'électricité à long terme. Le ratio fixé comme objectif dans le deuxième Plan national pour l'énergie nécessite la construction de sept tranches nucléaires supplémentaires avant 2035.

Énergie nucléaire

À l'heure actuelle, la Corée exploite 23 réacteurs de puissance et en construit cinq, dont trois dont le chantier devrait s'achever en 2015. Elle prépare aussi la construction de quatre réacteurs supplémentaires. Les différents types de réacteurs génèrent des types de combustibles usés différents. Quatre des 23 réacteurs en service sont des réacteurs à eau lourde de conception CANDU (2 779 MWe) ; les autres sont des REP. Les combustibles usés sont conservés dans des installations d'entreposage en piscine ou à sec dédiées, construites dans des structures en béton armé sur le site de chaque centrale. Ces combustibles usés seront entreposés en toute sûreté jusqu'en 2016 grâce à l'expansion des capacités d'entreposage, conformément à la décision prise par le 253^e Comité nucléaire en décembre 2004.

Cependant, malgré le déploiement de la plupart des solutions possibles, y compris le réagencement des combustibles dans les piscines afin d'augmenter les capacités d'entreposage, les piscines de combustible usé seront pleines d'ici 2024. C'est pourquoi une nouvelle commission de concertation publique (*Public Engagement Commission on Spent Nuclear Fuel Management – PECOS*) a été mise en place et chargée d'établir une politique nationale de gestion du combustible usé après recueil d'avis d'experts et concertation publique. Cette commission a remis comme convenu ses premières conclusions au gouvernement à la fin de 2014, mais elle a prolongé ses activités jusqu'en 2015.

R-D nucléaire

Comme la première tranche nucléaire coréenne a été mise en service en 1978, certains des réacteurs du pays atteignent aujourd'hui la fin de leur durée de vie prévue. Le 27 février 2015, le gouvernement coréen a voté la prolongation jusqu'en 2022 de l'exploitation de la tranche 1 de la centrale de Wolsong, vieille de 32 ans, à la suite d'un examen approfondi du retour d'expérience à long terme acquis au cours des 30 ans d'exploitation commerciale de la centrale.

Parallèlement, le pays met en œuvre un plan de création d'un centre de démonstration des opérations de démantèlement, dont la mission sera de développer des technologies applicables au démantèlement des gros composants d'une centrale nucléaire, en préparation de la demande de démantèlement sûr des installations nucléaires.

S'agissant de la gestion du combustible usé, le centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité est entré en service en décembre 2014 après avoir reçu l'autorisation finale nécessaire. Par ailleurs, le gouvernement coréen a demandé à la commission de concertation publique PECOS, créée en octobre 2012, de formuler un plan relatif à la gestion du combustible usé qui fasse consensus et de recueillir des avis d'experts sur les options réalistes applicables.

À cette fin, il est prioritaire, pour identifier des solutions techniques de gestion du combustible usé, de développer des technologies innovantes dans divers domaines, y compris les systèmes nucléaires de quatrième génération et le stockage. En coopérant avec la communauté internationale, la Corée pourra activement poursuivre ses activités de R-D dans ces domaines.

État des centrales nucléaires

Depuis la mise en service industriel de la tranche 2 de Shin Kori (OPR 1000) et de la tranche 1 de Shin Wolsong (OPR 1000) en juillet 2012, la République de Corée compte 23 tranches nucléaires en service (6 à Kori, 6 à Hanbit, 5 à Wolsong et 6 à Hanul), qui, à la fin de 2014, représentaient au total une puissance installée de 20 716 MW nets.

Le propriétaire de la tranche 1 de Kori, qui abrite le plus vieux réacteur du pays, a reçu l'autorisation de maintenir ce réacteur en service, et en poursuit donc l'exploitation. En décembre 2009, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) a déposé une demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 de Wolsong, la période d'exploitation prévue de 30 ans devant s'achever en novembre 2012. À la fin de 2014, cette demande était toujours en cours d'examen.

Par ailleurs, la Corée compte cinq tranches en construction, quatre dont elle prépare la construction, et deux à l'état de projet. Les tranches en chantier sont la tranche 2 de Shin Wolsong (OPR 1000), les tranches 3 et 4 de Shin Kori (APR 1400) et les tranches 1 et 2 de Shin Hanul (APR 1400). Les tranches en préparation sont les tranches 5 et 6 de Shin Kori (APR 1400) et les tranches 3 et 4 de Shin Hanul (APR 1400).

Conformément au deuxième Plan national pour l'énergie formulé en 2014, la puissance installée nucléaire s'établira à environ 43 GW et fournira 29 % de la production brute d'électricité du pays en 2035.

Gestion des déchets radioactifs

Après 29 ans d'efforts, la première phase de la construction du centre de stockage des déchets de faible et moyenne activité de Wolsong (WLDC) et de l'installation souterraine en silos s'est achevée en juin 2014. La Commission de sûreté et de sécurité nucléaires (*Nuclear Safety and Security Commission – NSSC*) a délivré une autorisation d'exploitation de l'installation souterraine en silos en décembre 2014.

La concertation publique sur la gestion du combustible usé est en cours depuis octobre 2013. La commission de concertation publique PECOS, composée de 13 commissaires spécialistes des sciences humaines et sociales, ingénieurs ou représentants recommandés par des communautés riveraines des centrales nucléaires, a recueilli les avis du public lors de réunions tenues dans les collectivités. Elle remettra au gouvernement un rapport final contenant ses recommandations en 2015, après un examen des avis du public et des échanges approfondis concernant les solutions de gestion du combustible usé.

Sûreté et réglementation nucléaires

La priorité absolue est d'assurer un haut niveau de sûreté nucléaire grâce à la mise en œuvre à l'échelle nationale d'un régime de normes et de règles de sûreté strictes. La création en 2011 de la NSSC, l'autorité de contrôle indépendante, illustre les efforts que le pays consacre en permanence à la sûreté nucléaire. Les politiques nationales qui visent à assurer le plus haut niveau de sûreté nucléaire encadrent un grand nombre de domaines : régime de sûreté nucléaire, autorisation des installations nucléaires, interventions prévues en cas d'accident, préparation aux situations d'urgence, communication avec le public et coopération internationale.

Dans le but de renforcer la sûreté nucléaire, des dispositions légales ont été affirmées afin de réglementer non seulement les exploitants mais aussi les fournisseurs, dont les concepteurs et les constructeurs. Ceci a conduit à l'établissement d'un cadre réglementaire régissant l'ensemble du cycle de vie d'une centrale nucléaire, conformément à la loi sur la sûreté nucléaire.

Les dépenses de R-D engagées en sûreté et sécurité nucléaires par la NSSC, par l'Institut coréen de sûreté nucléaire (*Korea Institute of Nuclear Safety – KINS*) et par l'Institut coréen du contrôle et de la non-prolifération nucléaires (*Korea Institute of Nuclear Non-proliferation and Control – KINAC*) ont atteint environ 66 millions USD en 2014, un montant principalement financé par le budget de l'État. Les activités portent avant tout sur le renforcement des normes de sûreté et, de façon plus générale, la réglementation en rapport avec les accidents nucléaires.

Mission de suivi du Service intégré d'examen de la réglementation de l'AIEA

À la demande du gouvernement coréen, une équipe internationale d'experts de haut niveau en radioprotection et en sûreté nucléaire a rencontré des représentants de la NSSC, du ministère de la Santé et du Bien-être, du ministère de l'Environnement, du KINS et du KINAC du 8 au 19 décembre 2014 dans le cadre de la mission de suivi du Service intégré d'examen de la réglementation (IRRS) de l'AIEA en Corée. Cette mission s'est déroulée principalement au siège du KINS, à Daejeon.

L'équipe de l'IRRS a conclu que les recommandations et suggestions émises à l'issue de la mission IRRS de 2011 ont été prises en compte de manière systématique dans un plan d'action exhaustif. Des progrès importants ont été faits dans de nombreux domaines et beaucoup d'améliorations ont été apportées à la suite de l'exécution du plan d'action.

Toujours pendant cette mission de suivi, l'équipe de l'IRRS a déterminé que 9 des 10 recommandations et que l'ensemble des 12 suggestions de la mission IRRS avaient effectivement été suivies d'effet et qu'elles pouvaient donc être considérées comme résolues.

Mission du service consultatif international sur la protection physique de l'AIEA

La mission du service consultatif international sur la protection physique (IPPAS) de l'AIEA en Corée s'est déroulée à l'Académie internationale de la non-prolifération et de la sécurité nucléaires du 24 février au 7 mars 2014.

Au cours de cette mission, l'équipe de l'AIEA a examiné les dispositions du régime législatif et réglementaire qui concernent la sécurité des matières nucléaires et autres matières radioactives, la sécurité des installations associées, y compris leur système de sécurité informatique, ainsi que la sécurité du transport de matières nucléaires et d'autres sources radioactives.

L'AIEA a conclu que le système coréen de sécurité nucléaire est solide et fiable et que les installations disposent d'un système de sécurité nucléaire solide en conformité avec les normes internationales.

État de la situation concernant les articles contrefaits, frauduleux et suspects (ACFS)

Les investigations relatives à l'authenticité des documents de contrôle de la qualité établis par des instituts nationaux pour les 21 réacteurs en service et les 5 réacteurs en construction se sont terminées en 2013 et des mesures correctives sont en cours. Celles qui concernent l'authenticité des documents de contrôle de la qualité établis par des instituts étrangers pour les 21 réacteurs en service ont démarré en février 2014. La loi sur la sûreté nucléaire a été révisée principalement pour refléter la nécessité de prévenir et de résoudre plus efficacement les problèmes d'ACFS.

Disposition	Avant	Principales modifications
Inspection des fournisseurs	Titulaire de l'autorisation et principaux entrepreneurs	Titulaire de l'autorisation, concepteurs, fabricants, fournisseurs, entrepreneurs, constructeurs
Signalement d'une non-conformité	Aucun	Signalement obligatoire des non-conformités
Notification des contrats	Aucune	Notification obligatoire de chaque contrat

Ouverture de l'Académie internationale de la non-prolifération et de la sécurité nucléaires

L'INSA du KINAC a ouvert ses portes à la communauté internationale le 19 février 2014. Centre de formation et d'apprentissage du KINAC consacré à la non-prolifération et à la sécurité nucléaires, l'INSA a été créée à la suite d'un engagement pris par le Président de la Corée au Sommet sur la sécurité nucléaire, à Washington, en 2010.

L'INSA est un centre d'excellence où seront appliqués des programmes de formation et de recherche sur la sécurité nucléaire. Appelée à fonctionner comme un berceau de formation et de recherche, cette académie permettra de transmettre les connaissances et les technologies avancées de la Corée à des pays nouvellement entrés sur le marché nucléaire.

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 laissées pour compte quand elles sont conformes aux prescriptions de sûreté nucléaire et de radioprotection imposées par l'autorité de sûreté nucléaire (*Consejo de seguridad nuclear – CSN*).

Production nucléaire

En 2014, les centrales nucléaires ont assuré environ 20,4 % de la production totale nette d'électricité du pays, une proportion de même ordre mais légèrement supérieure à celle de l'année précédente. Le facteur de charge moyen du parc électronucléaire (hors centrale de Garoña) a atteint 88,4 %.

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. Cette demande a fait l'objet d'un rapport favorable de la part du CSN.

Amont du cycle du combustible

En 2014, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a fabriqué 856 assemblages combustibles contenant 324,8 tonnes d'uranium (t d'U). En tout, 78 % de cette production, soit 672 assemblages contenant 239,8 t d'U, ont été exportés vers la Belgique, la France et la Suède. Les concentrés d'uranium venaient de la Fédération de Russie (41,4 %), du Niger (33,9 %), de l'Australie (11,6 %), de l'Ouzbékistan (6,4 %), de la Namibie (4,9 %) et de l'Afrique du Sud (1,8 %).

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, les principales activités menées en 2014 ont concerné le lancement de 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 technique et de la conception. Selon les prévisions actuelles, la mise en service de l'ATC devrait intervenir en 2018.

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 a démarré la même année, et était en cours d'évaluation en 2014.

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 2014. Au 31 décembre 2014, 30 260 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 2014, 8 365 m³ de déchets y étaient stockés. L'objectif pour l'avenir est de construire trois nouvelles cellules, jusqu'à ce que la capacité autorisée de 130 000 m³ soit atteinte. En 2014, l'ENRESA a poursuivi son projet de construction de la deuxième cellule, d'une capacité estimée de 39 000 m³. Ce projet a reçu un avis favorable du CSN en janvier 2014, et devrait démarrer sur le terrain en 2016.

Régime juridique

Le 21 février 2014, le décret royal n° 102/2014 relatif à la gestion sûre et responsable du combustible usé et des déchets radioactifs a été adopté, conformément à la directive 2011/70/Euratom. Ce texte abroge les dispositions du décret royal n° 1349/2003 du 31 octobre 2003, qui régissait les activités de l'ENRESA et leur financement. De plus, une nouvelle disposition modifie la réglementation sur les installations nucléaires et radiologiques pour établir que, si la mise à l'arrêt d'une installation n'est pas due à des raisons de sûreté nucléaire, la fermeture n'est pas définitive et le titulaire de l'autorisation d'exploitation peut solliciter le renouvellement de son autorisation dans un délai d'un an à compter de la date de fermeture. Ce renouvellement d'autorisation doit être validé par l'autorité espagnole de sûreté nucléaire.

États-Unis

Avec 99 réacteurs de puissance en service, le secteur électronucléaire des États-Unis est le plus important du monde et un importateur de nombreux biens et services. Au 31 décembre 2014, la puissance nucléaire installée du pays s'élevait à 97.9 gigawatts électriques (GWe) nets. Ces données préliminaires incluent le secteur de la production électrique uniquement. En 2014, le nucléaire représentait 9.4 % 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 3 936 térawatts-heures (TWh) nets d'électricité en 2014, dont 797 TWh nets dans 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 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 2014.

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. Cette 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 2014, quatre sites bénéficiaient d'une telle autorisation. En 2014, 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*). Autrefois, les autorisations de construction et d'exploitation étaient accordées séparément. 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 2014 : deux autorisations combinées avaient été retirées (tranches 1 et 2 de la centrale de Victoria County, et tranche 3 de la centrale de Nine Mile Point), six autres avaient été suspendues et huit étaient en cours d'examen ; aucune n'a été accordée pendant l'année. Le 9 février 2012, la NRC a voté et accordé une autorisation combinée à la Southern Nuclear Operating Company en vue de la construction de deux réacteurs Westinghouse AP1000, les futures tranches 3 et 4 de la centrale de Vogtle, près d'Augusta (Géorgie). Le 30 mars 2012, elle a fait de même pour la South Carolina Electric & Gas Company en vue de la construction de deux autres réacteurs Westinghouse AP1000, les futures tranches 2 et 3 de la centrale Virgil C. Summer, près de Columbia (Caroline du Sud). Ces quatre réacteurs, tous en chantier au 31 décembre 2014, sont les premiers à être construits dans le pays depuis plus de 30 ans.

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 sera 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 pendant 15 ans et peuvent être renouvelées pour 10 à 15 années supplémentaires. Au 31 décembre 2014, la NRC avait homologué quatre conceptions, dont celles du réacteur AP1000 de Westinghouse, de l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR) de General Electric, et de l'*Economic Simplified Boiling Water Reactor* (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 and Korea Hydro & Nuclear Power Co. Ltd.

Réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP)

Les RPMP sont suffisamment compacts pour être fabriqués en usine puis acheminés jusqu'aux sites par la mer, le rail ou la route. De ce fait, les délais de construction sont réduits – celle d'un RPMP ne nécessite en théorie que trois ans – tout comme les coûts en capital. Les risques financiers sont donc potentiellement plus faibles que dans le cas de gros projets nucléaires. En mars 2012, le ministère américain de l'Énergie (*Department of Energy* – DOE) a annoncé qu'il consacrerait un fonds de 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 2025. En novembre 2012, il a annoncé avoir sélectionné le projet de Babcock & Wilcox, 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 d'au plus quatre RPMP destinés au site de Clinch River, à Oak Ridge (Tennessee). En décembre 2013, il a annoncé que le deuxième projet sélectionné était celui de NuScale Power, LLC. Ce projet verra le jour dans l'Oregon.

Renouvellement des autorisations

Les autorisations d'exploitation de réacteurs de puissance neufs que la NRC est habilitée à accorder sont valables 40 ans. En fonction de critères économiques et de sa capacité à satisfaire aux exigences de la NRC, l'exploitant peut décider de déposer une demande de renouvellement de l'autorisation initiale. Si ce renouvellement est accordé, la nouvelle autorisation est valable pendant 20 ans. La réglementation ne limite pas le nombre de renouvellements qui peuvent être accordés à une même centrale. L'industrie nucléaire s'apprête désormais à présenter des demandes de prolongation de la durée de vie de centrales au-delà de 60 ans, ce qui porterait à deux, voire plus, le nombre de renouvellements potentiels d'une autorisation d'exploitation ; aucune demande de la sorte ne devrait cependant être déposée dans un avenir proche. Au 31 décembre 2014, la NRC avait approuvé le renouvellement des autorisations d'exploitation de 73 des 99 réacteurs en service aux États-Unis. Elle instruit actuellement les demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 18 réacteurs et devrait recevoir des demandes analogues concernant 5 autres réacteurs entre 2015 et 2021.

Redémarrage de construction

En 1985, la Tennessee Valley Authority (TVA) a interrompu la construction de la tranche 2 de Watts Bar (Tennessee), dont les réacteurs à eau sous pression étaient achevés à 88 % environ, et en 1988, elle a interrompu la construction des tranches 1 et 2 de Bellefonte (Alabama), dont les réacteurs à eau sous pression étaient achevés à 58 % environ. La construction de la tranche 2 de Watts Bar a repris en 2007 et son réacteur de 1 218 MWe devrait entrer en service à la fin de 2015. En août 2011, la TVA a également décidé de terminer la construction des tranches 1 et 2 de la centrale de Bellefonte. Les travaux ont cependant été reportés jusqu'à l'achèvement de la tranche 2 de Watts Bar.

Waste Confidence Rule

En octobre 1979, après sa décision stratégique « de ne pas continuer à autoriser des réacteurs sans l'assurance raisonnable que les déchets peuvent être et seront stockés en toute sécurité », la NRC instaurait un nouveau processus réglementaire connu sous le nom de *Waste Confidence Rule*. Publiée le 31 août 1984, la *Waste Confidence Rule* consiste à dire que le combustible usé peut être entreposé en toute sécurité sur le site des centrales pendant plusieurs décennies après la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur sans risque important pour l'environnement. Cette règle permet à la NRC d'accorder aux exploitants des autorisations ou des renouvellements d'autorisation sans avoir à étudier pour chaque site spécifique les effets de l'entreposage de longue durée avant le stockage des déchets.

En décembre 2010, avec l'arrêt du programme de construction d'un stockage à Yucca Mountain, la NRC a modifié la *Waste Confidence Rule* pour y préciser que le combustible usé pouvait être entreposé en toute sécurité sur les sites des centrales pendant 60 ans après la fermeture du réacteur. En juin 2012, la Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia a annulé cette modification au motif que la NRC aurait dû analyser les conséquences environnementales de la décision de ne jamais construire de centre de stockage et que l'examen des risques d'incendie ou de fuite des piscines de désactivation était insuffisant.

En août 2012, la NRC a pris la décision de suspendre les procédures d'autorisation d'exploitation ou de renouvellement de ces autorisations. Puis, en septembre 2014, elle a publié une version révisée de son processus réglementaire, rebaptisée *Continued Storage of Spent Nuclear Fuel* (entreposage de longue durée du combustible usé), qui lui permet de relancer les procédures d'autorisation d'exploitation ou de renouvellement de ces autorisations.

Augmentations de puissance

L'augmentation de la puissance nominale des centrales consiste à accroître la production des réacteurs en relevant la puissance maximale à laquelle ils peuvent fonctionner. En 2014, la NRC a approuvé les augmentations de puissance des tranches 1 et 2 de la centrale de Braidwood (Illinois), des tranches 1 et 2 de la centrale de Byron (Illinois), de la tranche 2 de la centrale de Fermi (Michigan), et des tranches 2 et 3 de la centrale de Peach Bottom (Pennsylvanie). En août 2014, le nombre d'augmentations autorisées s'élevait à 156. Quelque 7 326 MWe devraient donc être ajoutés à la puissance nucléaire installée des États-Unis une fois ces augmentations de puissance effectives. Pour l'heure, toutes n'ont pas été mises en pratique. Le relèvement de la puissance de quatre autres réacteurs, ce qui correspondrait à une hausse supplémentaire de près de 61 MWe, est à l'étude et en attente d'une autorisation. La NRC s'attend en outre à recevoir, entre 2015 et 2019, sept nouvelles demandes d'augmentation de puissance, pour un total de près de 580 MWe.

Arrêts définitifs

En 2014, la centrale de Vermont Yankee (Vermont) a été mise définitivement à l'arrêt, ce qui représente une perte approximative de 620 MWe. D'autres fermetures anticipées ont été annoncées, parmi lesquelles celle de la centrale d'Oyster Creek (New Jersey), de 615 MWe, en 2019. Les centrales d'Oyster Creek et de Vermont Yankee avaient pourtant obtenu le renouvellement de leur autorisation d'exploitation jusqu'en 2029 et 2032, respectivement.

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

Depuis l'accident survenu à la centrale nucléaire japonaise de Fukushima Daiichi 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 sûreté de tous les réacteurs américains en exploitation ou en construction. La NRC a indiqué 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. Un rappel historique des évolutions intervenues aux États-Unis figure dans l'édition 2014 des *Données sur l'énergie nucléaire*.

Les améliorations de sûreté appliquées aux États-Unis après l'accident de Fukushima Daiichi portent sur les points suivants :

- création de centres nationaux de gestion de crise à Phoenix (Arizona) et Memphis (Tennessee) ;
- équipements de sûreté supplémentaires sur les sites des centrales ;
- préparation aux situations d'urgence ;
- systèmes d'éventage ;
- surveillance des piscines de désactivation ;
- protection contre les inondations ;
- protection contre les séismes ;
- stratégies de mitigation des événements externes hors dimensionnement.

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. Mise en œuvre en 2012, la stratégie FLEX met à profit les leçons tirées de la réaction de l'industrie nucléaire après les attaques terroristes du 11 septembre 2001. Elle inclut deux centres nationaux de gestion de crise établis à proximité de Memphis (Tennessee) et de Phoenix (Arizona), pleinement opérationnels depuis 2014. En cas de crise, ces centres pourront dispatcher des équipements critiques vers les centrales nucléaires en moins de 24 heures. Selon le NEI, le coût de mise en place de chaque centre de gestion de crise avoisine 40 millions USD, et les coûts annuels d'exploitation devraient s'élever à environ 4 millions USD. Ces coûts seront répartis entre les entreprises qui exploitent des réacteurs. Toutes les centrales devraient avoir mis en œuvre la stratégie FLEX d'ici la fin de 2016.

Les enceintes de confinement de type Mark I ou Mark II de tous les réacteurs à eau bouillante doivent être équipés de systèmes d'éventage robustes et fiables afin de réduire la pression et de prévenir la formation d'hydrogène, ce qui peut nécessiter l'amélioration ou le remplacement des systèmes existants. Les industriels estiment que les modifications correspondantes seront toutes achevées en 2019. En novembre 2012, la NRC a commencé à envisager de compléter cette décision imposant aux exploitants de se doter de systèmes d'éventage plus robustes : elle pourrait ainsi exiger que les systèmes qui équipent les enceintes de confinement de type Mark I ou Mark II des réacteurs à eau bouillante filtrent la totalité des rejets en cas d'accident. Si la NRC décide de poursuivre dans cette voie, un règlement final devrait être publié en 2017.

Les exploitants procèdent également à l'installation d'une instrumentation de surveillance du niveau d'eau dans les piscines de désactivation, qui doit fonctionner en cas d'événement extrême. Cette instrumentation doit être en place au plus tard en 2016 ou après deux campagnes de combustible, la première des deux échéances prévalant.

Les réévaluations des risques d'inondations que devaient réaliser les exploitants se sont achevées en 2015. Si le nouveau risque estimé se révèle plus important que celui qui avait été pris en compte à la conception de la centrale, l'exploitant doit effectuer une évaluation intégrée du comportement de toute la centrale en cas d'inondation d'une amplitude équivalente à celle de ce nouveau risque. Du fait de cette règle, la NRC devrait imposer à de nombreuses centrales de réaliser des évaluations intégrées des scénarios d'inondation. Elle examine actuellement le niveau de détail requis pour ces évaluations.

Tous les exploitants devaient aussi préparer des estimations révisées des risques sismiques. La NRC a classé les centrales par ordre de priorité en fonction de leur localisation dans les États du centre et de l'est ou dans ceux de l'ouest des États-Unis. Elle examine actuellement les rapports sur les risques sismiques des centrales du centre et de l'est des États-Unis, qu'elle a reçus en mars 2014. Les centrales de l'ouest du pays ont jusqu'à mars 2015 pour soumettre leurs propres rapports.

En juillet 2014, la NRC a approuvé le regroupement de certaines de ses règles. La règle intitulée *Mitigation of Beyond-Design-Basis-Events* (mitigation des événements hors dimensionnement), qui paraîtra sans doute en décembre 2016, devrait couvrir les points suivants : moyens d'intervention d'urgence sur site ; préparation aux situations d'urgence ; stratégies de mitigation des effets d'une perte totale des alimentations électriques et instrumentation et capacité d'appoint des piscines de désactivation ; perte totale et prolongée des alimentations électriques et événements (hors dimensionnement) susceptibles de toucher simultanément plusieurs tranches d'une même centrale.

Outre ses activités ciblant les réacteurs et leurs exploitants, la NRC a étudié pendant plus de deux ans comment répondre au mieux à la première des 12 recommandations formulées en juillet 2011 par la *Near-Term Task Force* dans son rapport intitulé *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century: Near-Term Task Force Review of Insights from the Fukushima Daiichi Accident*. Cette recommandation préconise d'élaborer « pour la protection suffisante un cadre réglementaire logique, systématique et cohérent qui permette de concilier au mieux la défense en profondeur et les considérations liées aux risques ». La défense en profondeur est une démarche de sûreté à plusieurs niveaux qui consiste à utiliser plusieurs systèmes de sûreté à la fois redondants et indépendants. La recommandation de la *Near-Term Task Force* a fait l'objet d'une évaluation de la part de la NRC en décembre 2013, laquelle a ensuite été soumise à un examen public en janvier 2014. L'évaluation de la NRC propose une déclaration d'orientation détaillant, entre autres, les critères de décision à favoriser pour une défense en profondeur suffisante. Parmi les mesures proposées figure également la nécessité de clarifier le rôle des initiatives volontaires des acteurs du secteur nucléaire dans le cadre du processus réglementaire de la NRC.

Les progrès de la mise en œuvre des améliorations de sûreté post-Fukushima Daiichi peuvent être suivis sur le site web de la NRC.

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 2014-2035, les besoins annuels des États-Unis, qui étaient de 17 161 t d'U en 2014, devraient augmenter légèrement pour atteindre 17 528 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario suppose que certaines tranches pourront demander et se voir accorder la prolongation de leur durée de vie jusqu'à 80 ans et que de nouvelles technologies nucléaires seront déployées.

Production d'uranium

Selon le rapport de l'EIA sur la production nationale d'uranium intitulé 2014 *Domestic Uranium Production Report*, les mines d'uranium américaines ont produit 1 889 t d'U en 2014, soit 7 % de plus qu'en 2013. Dix installations au total ont été exploitées sur l'ensemble ou une partie de l'année 2014 : deux mines souterraines, soit une de moins qu'en 2013, et huit installations d'extraction par lixiviation in situ, soit une de plus qu'en 2013.

S'agissant de la production totale de concentrés d'uranium, elle s'est élevée à 1 881 t d'U en 2014, soit une progression de 5 % par rapport à 2013. Neuf installations y ont contribué : une usine de traitement classique (White Mesa Mill), dans l'Utah, et huit installations de traitement des solutions de lixiviation (Alta Mesa Project, Crow Butte Operation, Hobson ISR Plant, La Palangana, Lost Creek Project, Nichols

Ranch ISR Project, Smith Ranch – Highland Operation et Willow Creek Project), dans le Nebraska, au Texas et dans le Wyoming. L'installation de Nichols Ranch a commencé à produire en 2014. Les livraisons de concentrés d'uranium de l'ensemble de ces installations ont représenté au total 1 769 t d'U en 2014, soit 1 % de moins qu'en 2013. La NRC instruit actuellement six demandes relatives à de nouvelles installations et 14 demandes relatives à des agrandissements ou à des redémarrages.

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 par an d'hexafluorure d'uranium (UF₆). Le pays importe également des concentrés d'uranium du Canada, de l'Australie, de la Russie, du Kazakhstan et de l'Ouzbékistan.

Enrichissement de l'uranium

Centrifugation

Les projets d'enrichissement par centrifugation avancent à des cadences différentes.

- URENCO USA (Nouveau-Mexique) : l'usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse implantée au Nouveau-Mexique, en service depuis juin 2010, opérait à une capacité de 3.7 millions d'unités de travail de séparation (UTS) au 31 décembre 2014. Sa production devrait être portée à 4.7 millions d'UTS en 2015, puis à 5.7 millions d'UTS en 2022. 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.
- Usine d'enrichissement d'AREVA à Eagle Rock (Idaho) : en octobre 2011, la NRC a octroyé à AREVA une autorisation d'exploitation de cette usine d'enrichissement. La capacité de production annuelle de l'usine devait être de 3.3 millions d'UTS. La construction devait débuter en 2012, et la production devait atteindre sa cadence nominale en 2018. Cependant, en 2013, AREVA a annoncé la suspension du projet jusqu'à nouvel ordre, dans l'attente d'une amélioration des conditions du marché.
- USEC American Centrifuge Plant (Ohio) : Centrus Energy Corporation (Centrus) a entamé la construction de l'American Centrifuge Plant (ACP) en mai 2007, après avoir obtenu en avril 2007, de la part de la NRC, l'autorisation de construire et d'exploiter l'installation sur le site du DOE localisé à Portsmouth. Initialement, l'ACP devait atteindre une capacité de 3.8 millions d'UTS en 2017. Centrus poursuit ses travaux de recherche, de développement et de démonstration de la technologie ACP. Cependant, en avril 2014, le DOE a transféré la responsabilité de la gestion du programme à l'Oak Ridge National Laboratory (ORNL). L'exploitation de la technologie ACP dépend de l'obtention de financements, et notamment d'une garantie d'emprunt de la part du DOE.

Laser

En septembre 2012, la filiale Global Laser Enrichment (GLE) de GE-Hitachi Nuclear Energy a reçu de la NRC l'autorisation d'exploiter son installation éponyme implantée à Wilmington, en Caroline du Nord. L'usine dispose d'une capacité autorisée de 6 millions d'UTS par an. En juillet 2014, GLE a annoncé qu'elle plaçait l'installation à l'état d'entreposage sûr et qu'elle ralentissait le développement du projet compte tenu des conditions du marché de l'enrichissement. Aucune date de commercialisation n'a été annoncée.

En août 2013, GLE a proposé au DOE de construire et d'exploiter, après obtention des autorisations nécessaires, une seconde usine d'enrichissement par laser sur le site de Paducah du DOE, dans le but de traiter le stock d'hexafluorure d'uranium appauvri présent sur place. La proposition évoque la possibilité de louer ou d'utiliser les installations, les équipements et les infrastructures de l'ancienne usine d'enrichissement par diffusion gazeuse de Paducah. En novembre 2013, le DOE a annoncé l'ouverture de négociations avec GLE, lequel a indiqué à la NRC, en janvier 2014, qu'il soumettrait probablement une demande d'autorisation d'exploitation de l'installation d'enrichissement par laser de Paducah en septembre 2014. Au 31 décembre 2014, les négociations étaient toujours en cours. Le développement de l'installation devrait se poursuivre à un rythme qui sera fonction de l'évolution des conditions du marché.

Sources secondaires d'uranium

Bien que le programme Megatons-to-Megawatts soit arrivé à son terme en décembre 2013, Centrus et TENEX ont signé, en mars 2011, un contrat d'approvisionnement de 10 ans en uranium faiblement enrichi (UFE) russe d'origine commerciale destiné à remplacer une partie des matières que fournissait le programme Megatons-to-Megawatts. Les approvisionnements ont commencé en 2013 et s'échelonnent jusqu'en 2022. Ce contrat comporte également une clause permettant de plus que doubler la quantité d'uranium achetée.

À l'instar de ce qui était pratiqué dans le cadre du programme Megatons-to-Megawatts, Centrus rémunérera 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). Les quantités d'UFE fournies par TENEX devraient augmenter progressivement jusqu'en 2015, pour atteindre la moitié environ de la quantité qui était fournie chaque année dans le cadre du programme Megatons-to-Megawatts. Ce nouveau contrat d'approvisionnement en UFE destiné à la fabrication de 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.

Résumé

La plupart des usines d'enrichissement américaines prévoient d'entrer en production entre 2015 et 2022, bien qu'aucune échéance ne soit fixée précisément. Dans l'intervalle, le pays continuera d'utiliser, outre ses propres services d'enrichissement, les services d'enrichissement de l'Allemagne, de la France, des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de la Russie et d'autres pays.

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 dans la centrale nucléaire de Columbia de 1 190 MWe d'Energy Northwest entre 2007 et 2015. 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. Les 482 tonnes d'UFE ainsi produites seront utilisées au cours des 10 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.

Le DOE prévoit de recycler près de 35 tonnes de plutonium militaire excédentaire pour fabriquer du combustible à mélange d'oxydes (MOX), à destination des réacteurs de puissance, dans son installation de Savannah River (Caroline du Sud) à partir de 2019. Mais au 31 décembre 2014, aucun contrat commercial n'avait encore été signé.

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 2014, environ 2 036 tonnes de métal lourd (tML) ont été déchargées des réacteurs américains, et les stocks de combustible usé du pays avoisinaient 72 780 tML au 31 décembre 2014.

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 qui, en vertu de la loi, sera habilité à recevoir 70 000 tML au maximum. Le combustible usé et les DHA stockés sur place devaient se composer d'environ 63 000 tML de combustible usé industriel, de 2 333 tML de combustible usé provenant du DOE et de l'équivalent d'environ 4 667 tML de DHA militaires appartenant au DOE.

En 2002, le DOE a déterminé que le site de Yucca Mountain était en mesure d'accueillir un centre de stockage de déchets et, en juillet de la même année, le Président et le Congrès américain ont validé cette recommandation et ordonné au DOE de soumettre une demande d'autorisation de construction à la NRC, qui a été déposée en juin 2008 et officiellement enregistrée en septembre 2008.

En mars 2009, le Président Obama a annoncé que le stockage proposé à Yucca Mountain n'était plus une solution envisageable et qu'une commission (la *Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future* – BRC), constituée de 15 experts des questions nucléaires, dont des scientifiques, des représentants de l'industrie et d'anciens parlementaires, serait créée afin d'étudier d'autres possibilités. La BRC a remis son rapport final en janvier 2012.

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 ».

Cette Stratégie expose également les principes du DOE quant à l'importance de traiter la question du stockage du combustible usé et des DHA. Elle présente un système global permettant de répondre à cette question et dresse la liste des réformes nécessaires à son instauration. Enfin, elle jette les premières bases des échanges à venir entre le gouvernement, le Congrès et les autres parties prenantes afin de trouver une solution durable pour le stockage des déchets nucléaires.

La Stratégie souscrit aux principes fondamentaux qui étayaient les recommandations de la BRC. Le gouvernement soutient entièrement la BRC, qui estime que la détermination du site accueillant un futur stockage ne pourra être réussie qu'à condition de remporter l'adhésion du plus grand nombre. Fort du soutien du Congrès, le gouvernement prévoit de mettre en œuvre un programme sur dix ans qui vise à :

- choisir un site puis concevoir, faire autoriser, construire et exploiter une installation pilote d'entreposage d'ici 2021, avec pour objectif initial d'accueillir le combustible usé provenant des réacteurs nucléaires à l'arrêt ;
- choisir un site d'implantation et obtenir les autorisations de construction et d'exploitation d'une installation d'entreposage plus spacieuse, dont la mise en service interviendrait en 2025, qui présenterait une capacité suffisante pour donner de la flexibilité au système de gestion des déchets. Ce site pourrait accueillir suffisamment de combustible usé pour alléger la responsabilité de l'État ;
- progresser de manière visible en ce qui concerne le choix de sites de stockage géologique et leur caractérisation afin de faciliter la mise en place d'un centre de stockage d'ici 2048.

En août 2013, la Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia a ordonné à la NRC de poursuivre l'examen de la demande d'autorisation du centre de stockage de Yucca Mountain. De ce fait, en novembre 2013, les commissaires de la NRC ont demandé à leurs services la publication d'un rapport d'évaluation de la sûreté concernant le projet de Yucca Mountain.

Ce rapport, paru le 29 janvier 2015, comprend cinq volumes consacrés aux thèmes suivants : informations générales (volume 1), sûreté du stockage avant la fermeture définitive (volume 2), sûreté du stockage après la fermeture définitive (volume 3), exigences administratives et programmatiques (volume 4) et conditions proposées d'autorisation de construction et éléments sur lesquels devraient porter les spécifications jointes à l'autorisation (volume 5). La conclusion de la NRC concernant le stockage de Yucca Mountain est que « le DOE satisfait aux exigences réglementaires applicables, sous réserve du respect des conditions proposées d'autorisation de la construction ». La NRC ne recommande pas la délivrance de l'autorisation de construction à ce stade, car elle conclut également que le DOE n'a pas rempli les conditions réglementaires concernant la propriété et le contrôle de certains droits sur le sol et l'eau. La NRC a demandé au DOE de fournir une étude d'impact sur l'environnement (EIE) complémentaire à l'appui de la publication par la NRC de sa propre EIE complémentaire en 2015. Les services de la NRC prévoient de diffuser un projet d'EIE complémentaire à la fin de l'été 2015 pour recueillir les commentaires du public, puis l'EIE complémentaire finale au printemps 2016.

En février 2015, Waste Control Specialists, LLC a annoncé qu'il comptait transmettre à la NRC en 2016 une demande d'autorisation de construction, au Texas, d'une installation d'entreposage de combustible

usé, d'une capacité d'entreposage initiale de 10 000 tonnes, qui serait intégralement détenue et exploitée par un gestionnaire privé. De son côté, Holtec International, en partenariat avec l'Eddy-Lea Energy Alliance (ELEA), a annoncé en avril 2015 son intention de construire, à proximité de la *Waste Isolation Pilot Plant* du DOE, dans le Nouveau-Mexique, une installation souterraine d'entreposage du combustible usé dont la durée de vie opérationnelle serait de 100 ans. Ces deux installations d'entreposage pourraient entrer en service d'ici 2020.

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 en 2021. Le CIP est disponible pendant les huit premières années d'exploitation et appliqué au prorata aux installations satisfaisant les 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.

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 MW.

La construction a démarré au cours de l'été 2005 et, à la fin de 2014, les travaux de génie civil étaient presque terminés. Les travaux de revêtement des murs extérieurs des bâtiments sont aussi quasiment achevés. Les gros composants du bâtiment réacteur sont en place et les tuyauteries primaires sont soudées. Le soudage des tuyauteries dans le bâtiment des générateurs de secours s'est poursuivi, tout comme la mise en service des systèmes technologiques dans le bâtiment réacteur. Des essais de pression et d'étanchéité de l'enceinte de confinement ont été réalisés en février 2014. Les essais du contrôle-commande menés sur le banc d'essai d'Erlangen, en Allemagne, ainsi que la planification et la procédure d'autorisation de ce contrôle-commande, ont également continué. Enfin, la première phase de la mise en service de la salle des machines est en cours.

En septembre 2014, le constructeur a transmis à TVO des données supplémentaires sur le calendrier du chantier d'Olkiluoto 3, qui indiquent notamment que la production régulière d'électricité devrait commencer à la fin de 2018. Le constructeur, qui construit l'installation clé en main à prix forfaitaire, a la responsabilité du calendrier. Au départ, il avait été prévu que la mise en service commercial aurait lieu en 2009.

En juillet 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.

En juin 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 2020.

La stratégie climatique et énergétique adoptée par la Finlande prévoit de poursuivre 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.

Des demandes de décision de principe ont été déposées par TVO, pour la tranche 4 d'Olkiluoto, en avril 2008, par Fortum, pour la tranche 3 de Loviisa, en février 2009, et par 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). À la demande du ministère de l'Emploi et de l'Économie, les municipalités des sites candidats proposés par Fennovoima (Simo et Pyhäjoki) ont fait savoir en 2009 qu'elles étaient volontaires pour accueillir la centrale de Fennovoima.

Posiva Oy, l'organisation établie par TVO et Fortum pour gérer le stockage du combustible usé des centrales de Loviisa et d'Olkiluoto, a également déposé deux demandes de décision de principe pour agrandir le centre d'ONKALO afin d'y stocker le combustible usé des nouveaux réacteurs proposés (Olkiluoto 4 et Loviisa 3).

Le ministère de l'Emploi et de l'Économie a instruit les cinq 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. De ce fait, la demande de Posiva qui concerne le stockage du combustible usé d'Olkiluoto 4 a été acceptée, mais celle qui concerne Loviisa 3 a été rejetée.

Le projet de construction d'Olkiluoto 4 de TVO a atteint la phase des appels d'offres. La décision de principe dispose que la demande d'autorisation de construction doit être déposée au plus tard le 30 juin 2015. 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 donc une nouvelle échéance pour le dépôt de la demande d'autorisation de construction.

En février 2013, E.ON a vendu sa participation de 34 % dans la société Fennovoima à l'actionnaire majoritaire finlandais Voimaosakeyhtiö SF. En décembre 2013, Fennovoima a signé avec Rosatom Overseas le contrat de construction clé en main, dans la municipalité de Pyhäjoki, de la tranche de Hanhikivi qui doit être équipée d'un réacteur VVER de type AES-2006. Dans le même temps, elle a signé avec TVEL un contrat intégré d'approvisionnement en combustible qui doit couvrir les neuf premières années d'exploitation. 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 le 18 septembre 2014 et ratifiée par le Parlement le 5 décembre 2014. Enfin, elle a transmis un examen de la sûreté du réacteur AES-2006 à STUK en vue de

l'évaluation de sûreté de cette dernière. À l'issue de son évaluation préliminaire de la sûreté de conception de la centrale, STUK a fait savoir en mai 2014 que le réacteur AES-2006 peut être conçu et construit en conformité avec les exigences de sûreté de la Finlande.

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. L'examen de cette demande touche à sa fin. Le gouvernement devrait annoncer sa décision au début de 2015. Posiva met actuellement la dernière main à la conception de l'installation en surface et du stockage souterrain, afin de pouvoir démarrer les travaux de construction en 2016.

France

Politique nucléaire

La France prépare une nouvelle loi sur l'énergie (dont la version définitive sera connue en 2015) qui pourrait limiter la puissance nucléaire installée à son niveau actuel (63.2 gigawatts électriques [GWe] nets) afin de réduire la part du nucléaire dans le mix énergétique. Un réacteur EPR est en construction à Flamanville.

Ce projet de 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. L'objectif à l'horizon 2050 est de diviser par deux la consommation totale d'énergie. Enfin, le projet de 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 2030.

Énergie nucléaire et production d'électricité

En France, la consommation d'électricité dépend des conditions climatiques. En 2014, l'année la plus chaude depuis le début du vingtième siècle, la consommation brute d'électricité (465.3 térawatts-heure [TWh]) a été inférieure de 6 % à celle de 2013. La crise économique et les mesures en faveur de l'efficacité énergétique ont aussi contribué à freiner la consommation.

En 2014, la puissance installée totale a augmenté de 0.5 % pour atteindre 128.9 GWe, notamment grâce au déploiement de près de 1 900 MW d'installations éoliennes et photovoltaïques. La France compte désormais plus de 9 100 MW de puissance éolienne et près de 5 300 MW de puissance photovoltaïque.

La production d'électricité a reculé de 1.8 % à 541 TWh. L'électricité d'origine nucléaire représente 77 % de la production domestique, tandis que l'électricité d'origine renouvelable, toutes sources confondues, a satisfait près de 20 % de la consommation nationale. La production thermique fossile a chuté de 40 % à 27 TWh, celle des centrales hydrauliques de 10 % à 68 TWh. Au contraire, l'éolien et le solaire ont cru de respectivement 7 % à 17 TWh et 27 % à 6 TWh. Les autres sources d'énergie renouvelables ont produit au total 7 TWh.

Toujours en 2014, la balance des exportations de la France s'est élevée à 65.1 TWh, son plus haut niveau depuis 2002. L'analyse des échanges transfrontaliers souligne l'impact croissant des modifications du mix énergétique européen, qui inclut davantage de sources d'énergie renouvelables.

Réacteurs nucléaires

Au 31 décembre 2014, 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, de Paluel, de Dampierre et du Bugey.

Réacteur EPR de Flamanville

La construction a franchi de nouvelles étapes décisives en 2014 :

- Les quatre principaux groupes diesel ont été installés.
- Le dôme de l'EPR a été bétonné.
- Les essais d'étanchéité en salle des machines ont été menés à bien avec succès.
- La cuve du réacteur a été installée dans le bâtiment réacteur.
- Les quatre générateurs de vapeur ont été livrés sur le chantier et l'un d'eux a été installé dans le bâtiment réacteur.
- Les premiers essais de mise en service de la salle de commande sont achevés.

Les sites de la Chine (Taishan 1 et 2), de la Finlande (Olkiluoto 3) et de la France (Flamanville 3) où se construisent des EPR ont créé des synergies en partageant leur retour d'expérience de construction. 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 à court, moyen et long termes de la conception EPR : il s'agit entre autres de simplifications et de nouvelles méthodes de construction permettant de réduire les coûts et les délais.

ATMEA

Le réacteur ATMEA1 est un réacteur à eau pressurisée de troisième génération d'une puissance installée d'environ 1 100 MWe nets et d'une durée de vie prévue de 60 ans, développé par la co-entreprise ATMEA créée en 2007 et détenue à parts égales par Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et AREVA. 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 satisfait dans l'ensemble à ses exigences réglementaires de conception les plus récentes. En 2013, le Japon et la Turquie ont entamé des négociations exclusives en vue de la construction de quatre réacteurs ATMEA1 sur le site proposé de Sinop, en Turquie.

Réacteurs de recherche

Le réacteur Osiris est un réacteur de recherche d'une puissance thermique de 70 MW implanté au siège du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), à Saclay. Sa construction a été autorisée en 1965. Il sert notamment à produire des radioisotopes destinés aux services d'imagerie médicale, en particulier le molybdène 99 (Mo-99). Sa mise à l'arrêt définitif est prévue à la fin de 2015.

Le projet de réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) conduit par le 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. Il devrait entrer en service à la fin de cette décennie.

Le projet collaboratif relatif au RJH (RJH-CP) est identifié comme une infrastructure de recherche d'intérêt pan-européen par le Forum stratégique européen pour les infrastructures de recherche (ESFRI). Comme, en outre, il est ouvert à la collaboration internationale, 20 % des coûts du projet sont pris en charge par des partenaires européens et internationaux. Plusieurs instituts de recherche européens et des industriels du secteur ont décidé de se joindre au RJH-CP pour avoir un accès à long terme à une infrastructure avancée de recherche de haute performance. De la même façon, en échange de contributions à la construction du RJH, le RJH-CP a réuni des instituts de recherche européens reconnus : de Belgique (SCK•CEN), d'Espagne (CIEMAT), de Finlande (VTT), de France (CEA) et de République tchèque (UJV-NRI). Certains de ces instituts ont constitué des groupes de partenaires nationaux publics et privés. Par exemple, le CIEMAT a invité deux partenaires privés espagnols (Empresarios Agrupados et ENSA) à participer à RJH-CP eu égard à leurs compétences dans la fabrication de matériaux destinés au secteur nucléaire.

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.

Les études relatives au concept de réacteur ASTRID (*Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration*) 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, dont le développement doit être approfondi pendant la deuxième phase de l'avant-projet sommaire (jusqu'à la fin de 2015). Ces options seront ensuite confirmées pendant la phase de l'avant-projet détaillé (2016-2019).

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 peut 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.

International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER)

Les tests techniques réussis de l'itinéraire ITER, menés en 2013, ont permis de vérifier que les paramètres étaient bien adaptés à l'itinéraire. Une répétition générale permettra de valider les temps de parcours dans les conditions les plus difficiles ainsi que l'organisation générale du transport, et notamment la supervision du convoi exceptionnel de matériels hors normes.

Le projet de construction de l'installation ITER a franchi une étape décisive avec la signature, en 2013, d'un contrat de 530 millions EUR attribué par Fusion For Energy (F4E) dans le contexte de la conception et de la réalisation de systèmes mécaniques et électriques ainsi que de la mise en œuvre de systèmes de ventilation nucléaire pour 11 bâtiments du « complexe Tokamak ».

Sur le chantier lui-même, la construction du radier supérieur du bâtiment principal s'est achevée en 2014, tout comme celle du bâtiment dans lequel le cryostat ITER doit être assemblé. La construction de 16 bâtiments annexes a commencé plus tard dans l'année.

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, devrait atteindre 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 MOX) du parc nucléaire français pour une période allant jusqu'à 2040. Depuis 2010, l'usine de La Hague traite 1 050 tonnes de combustibles usés EDF par an (contre 850 tonnes auparavant) et l'usine MELOX produit 120 tonnes de combustible à oxyde mixte (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 dans la loi du 28 juin 2006 sur les matières et déchets radioactifs, 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 DGEC¹ 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 (à paraître 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. À ce jour, 278 900 m³ de déchets, soit 43 % de la capacité totale du centre, sont déjà stockés.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés sur le site de Soullaines-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

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

surveillance post-fermeture, contient 527 000 m³ de déchets nucléaires. Le CSA en contient déjà 292 000 m³, soit 29.2 % du total de sa capacité.

Les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) doivent être stockés en subsurface. Le processus de recherche de sites adaptés au stockage de ces déchets est en cours. Les résultats seront publiés dans le rapport de faisabilité qui devrait paraître en 2015.

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 les nouvelles générations 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.

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. 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. Le rapport complet est consultable dans la section « Énergie » du site web du CEA à l'adresse www.cea.fr.

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 2014, le laboratoire totalisait 1 400 m de galeries expérimentales. Depuis la fin de 2014 également, l'équipe du projet teste un nouveau type de tunnelier.

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. Par conséquent, il est maintenant prévu que la demande d'autorisation de construction de CIGEO soit soumise en 2017. Cette demande respectera les conditions de réversibilité qui devraient être fixées par la loi en 2016. Les étapes suivantes devraient donc être la délivrance de l'autorisation de construction en 2019, la mise en service en 2025 et le début de l'exploitation en 2029.

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

Démantèlement

L'assainissement et la déconstruction commencent immédiatement après la période d'exploitation. La gestion se fait conformément à la stratégie privilégiée par l'ASN. Il appartient à chaque exploitant 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 (Chooz A), un réacteur à neutrons rapides (Superphenix) et un réacteur à eau lourde (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 de centres de recherche entiers désormais situés en pleine ville. Le centre de Grenoble est aujourd'hui un site intégralement 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 de compétences spécifiques dans divers domaines : procédés chimiques, mécaniques et thermiques de décontamination, opérations à distance, robotique et réalité virtuelle, mesure des rayonnements et caractérisation nucléaire, apprentissage et formation des techniciens et des ingénieurs, processus optimisés d'assainissement de bâtiments ou de sites sur la base d'une méthodologie géostatistique. Le retour d'expérience du démantèlement fournit des informations et des données utiles pour la conception de nouvelles installations (ingénierie, comportement des matériaux, confinement, etc.)

Hongrie

Le 14 janvier 2014, la Hongrie a signé un accord intergouvernemental avec la Fédération de Russie pour maintenir sa puissance nucléaire installée sur le long terme. L'accord recouvre la conception, la construction et la mise en service de deux tranches nucléaires, l'approvisionnement en combustible, ainsi que le retour du combustible usé en Russie. Rosatom, l'agence fédérale de l'énergie atomique, sera chargée de la maîtrise d'œuvre. Le contrat financier élaboré par les parties prenantes, qui couvre le prêt d'État et le détail des investissements, a été approuvé par le Parlement le 23 juillet 2014, avec les conditions suivantes : 80 % de l'investissement seront couverts par un prêt d'État de 10 milliards EUR de la Russie, et les 20 % restants seront couverts par des ressources hongroises, dues à la fin du projet.

Afin de satisfaire aux exigences spécifiques fixées dans l'accord intergouvernemental, des contrats distincts – des accords de mise en œuvre – ont été conclus le 9 décembre 2014, à savoir : un contrat de conception, d'approvisionnement et de construction ; un contrat d'exploitation et de maintenance ; un contrat d'approvisionnement en combustible et de gestion des déchets nucléaires. Tous les documents ont été élaborés en conformité avec les règles applicables de l'Union européenne (UE).

En 2014, la centrale nucléaire de Paks a produit 15 648.6 gigawatts-heure [GWh] (soit 4 015.4 GWh, 4 128.1 GWh, 3 815.3 GWh et 3 689.8 GWh dans les tranches 1, 2, 3 et 4 respectivement), ce qui représente 53.6 % de la production brute d'électricité nationale.

La quantité d'électricité produite par la centrale en 2014 est le quatrième plus haut niveau de production jamais atteint. Fin 2014, la centrale de Paks avait produit plus de 413.6 TWh depuis son premier couplage au réseau.

Le 14 novembre 2008, l'exploitant de la centrale de Paks a soumis à l'autorité hongroise de sûreté nucléaire (*Országos Atomenergia Hivatal* – OAH) son programme de prolongation de la durée de vie des quatre tranches de Paks. Dans sa résolution de juin 2009, l'OAH a approuvé les conditions de la mise en œuvre de ce programme ainsi que les tâches et les actions supplémentaires requises. L'exécution du programme applicable à la tranche 1 s'est déroulée comme prévu dans la résolution, et l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 a été prolongée de 20 ans.

L'exécution du programme applicable à la tranche 2 s'est poursuivie en 2014 et, le 24 novembre 2014, l'OAH a également prolongé de 20 ans l'autorisation d'exploitation de cette tranche.

En 2013, en coopération avec des experts russes, la Hongrie a entrepris de transférer les châteaux de combustible endommagé en 2003, qui étaient entreposés à Paks, dans des châteaux de transport qui satisfont à toutes les exigences de sûreté, en vue de son acheminement vers la Russie. Après avoir obtenu toutes les autorisations nécessaires des autorités russes, ukrainiennes et hongroises, les châteaux de transport ont été livrés en toute sûreté à Maïiak en 2014, en conformité avec toutes les conventions internationales applicables en matière de sûreté.

Les « tests de résistance » demandés par l'UE ont été réalisés à la centrale de Paks comme dans toutes les autres centrales de l'UE. Les conclusions de cet examen de sûreté ciblé montrent que la centrale de Paks satisfait aux exigences de sûreté applicables. Les résultats comprennent également le plan national d'action destiné à renforcer encore la sûreté du site. L'UE a demandé à la Hongrie de tenir la Commission européenne informée de l'avancement de la mise en œuvre de ce plan d'action. Après avoir révisé son plan, la Hongrie l'a transmis à l'UE à la fin de 2014. L'exécution du plan national d'action se déroule comme prévu, et devrait s'achever en 2018.

À la demande de la Hongrie, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a organisé et conduit une mission d'examen de la sûreté d'exploitation (programme OSART) à la centrale de Paks du 27 octobre au 13 novembre 2014. Après cette mission, la *World Association of Nuclear Operators* (WANO) a conduit une expertise de la culture d'entreprise (*corporate peer review*) au siège de MVM Ltd. du 22 au 29 novembre 2014, à laquelle la centrale nucléaire de Paks, en tant que filiale de MVM Ltd., a participé. Ces deux examens ont conclu que la centrale de Paks est exploitée dans le respect des exigences de sûreté applicables.

Au début de 2014, la gestion du Fonds central de financement de l'énergie nucléaire (*Központi Nukleáris Pénzügyi Alap*) a été transférée de l'OAH, qui en avait auparavant la responsabilité sous la supervision du ministère du Développement national, au ministère du Développement national lui-même. De plus, la responsabilité de la surveillance de la sûreté des installations hongroises de gestion des déchets radioactifs est effectivement transférée du bureau du directeur médical du Service national de santé publique et des affaires sanitaires (*Állami Népegészségügyi és Tisztiorvosi Szolgálat* – ÁNTSZ) vers l'OAH. Les modifications correspondantes ont été apportées à la législation hongroise, et le transfert d'autorité a eu lieu le 1^{er} juillet 2014.

Japon

La nouvelle version de la stratégie énergétique du Japon révisée en avril 2014 résume la politique énergétique du pays à moyen et à long terme.

Le nucléaire y est présenté comme une source importante de production en base d'électricité bas carbone d'origine presque uniquement nationale, à même de contribuer à la stabilité de la structure de l'offre et de la demande d'énergie, sous réserve du respect des exigences de sûreté. En effet, il garantit une meilleure stabilité de l'approvisionnement en électricité et de l'efficacité énergétique, à des coûts d'exploitation faibles et stables, et sans émissions de gaz à effet de serre.

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 appartiendra 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.

Le gouvernement japonais prend des mesures exhaustives 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, si un accident devait se produire, le gouvernement en gérerait les conséquences de façon responsable conformément à la législation applicable.

Enfin, le Japon prendra toutes les mesures nécessaires, et encouragera 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

En 2014, l'exploitant de la centrale de Laguna Verde a procédé au 16^e rechargement du cœur de la tranche 1 et au 13^e rechargement du cœur de la tranche 2. En 2014 également, il a finalisé un contrat pour des services indépendants d'entreposage du combustible usé des deux tranches.

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 Badań Jądrowych – NCBJ*).

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

- la loi du 13 mai 2011 portant modification de la loi sur l'énergie atomique et d'autres lois, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 ;
- 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. Ainsi, 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 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 la fin de 2024, la construction et le couplage 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.

En 2013, PGE EJ 1 Sp. z o.o. a conclu avec un consortium composé de WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. et WorleyParsons Group Inc., un contrat relatif à la réalisation de travaux (caractérisation du site et études en vue de la demande d'autorisation) nécessaires pour lancer le projet de première centrale nucléaire polonaise. Puis, en décembre 2014, elle a fait savoir que le contrat avec WorleyParsons était terminé. Pour poursuivre les travaux de caractérisation du site, l'entreprise s'appuiera sur les ressources de PGE Capital Group et sur l'expertise d'un consultant industriel expérimenté.

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 MW.

Le Conseil des ministres a demandé au ministre de l'Économie de préparer une stratégie nationale de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé. Il est prévu qu'il adopte le projet de stratégie proposé, qui fait actuellement l'objet d'une étude stratégique d'impact sur l'environnement, en 2015. Par ailleurs, en 2014, la Pologne a transposé en droit national la directive 2011/70/Euratom du Conseil sur la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs.

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 objectifs 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. Au 31 décembre 2014, la production annuelle brute d'électricité en République slovaque était de 27 082 GWh, dont 15 499 GWh (57.23 %) produits par les réacteurs des centrales de Bohunice et Mochovce.

Au deuxième semestre de 2014, l'italien ENEL, actuellement actionnaire majoritaire du principal électricien slovaque Slovenské Elektrárne, a annoncé son intention de vendre la part de 66 % qu'il détient dans cette entreprise.

Cycle du combustible

Les travaux d'étude et de développement visant à permettre l'utilisation d'un combustible à taux d'enrichissement plus élevé dans les tranches 3 et 4 de la centrale de Bohunice et dans les tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce ont été menés à bien avec succès et, en 2014, l'exploitant a rechargé les quatre réacteurs en combustible frais à taux d'enrichissement moyen en U235 de 4.87 %.

En juin 2014, Slovenské Elektrárne a signé avec le russe TVEL un contrat d'approvisionnement en combustible frais pour les tranches 3 et 4 de la centrale de Bohunice et les tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce. Ce contrat, qui couvre la période allant de 2016 à 2021, porte sur la fabrication du combustible de l'ensemble des quatre réacteurs et sur l'approvisionnement en matériels nucléaires de la tranche 4 de Bohunice et de la tranche 2 de Mochovce. Parallèlement, Slovenské Elektrárne a signé avec le français AREVA un contrat d'approvisionnement en uranium enrichi destiné à la fabrication de combustible pour la tranche 3 de Bohunice et la tranche 1 de Mochovce selon les termes du contrat avec TVEL.

État d'avancement du projet de construction des tranches 3 et 4 de Mochovce

Compte tenu des calendriers actuels, l'achèvement des deux nouveaux réacteurs de Mochovce pourrait être retardé, ce qui signifie que la tranche 3 (construite à 80 %) pourrait être raccordée au réseau au troisième trimestre de 2016 et que la tranche 4, de puissance installée similaire (construite à 60 %), le serait en 2017.

République tchèque

L'exploitation de la mine d'uranium tchèque de Dolni Rozinka se poursuivra à une capacité de 150 à 200 tonnes d'uranium jusqu'en 2016.

La politique énergétique nationale révisée a fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique. Elle est actuellement examinée par le gouvernement.

En 2014, les deux centrales du pays ont continué d'afficher des performances de fonctionnement régulières. La rénovation de la centrale de Dukovany, qui a permis de porter la puissance installée de chacune de ses quatre tranches à 510 MWe (bruts), s'est achevée en 2012, après quoi la rénovation de la centrale de Temelin a démarré en 2013, en vue de porter la puissance installée de chacune de ses tranches à 1 078 MWe (bruts) en 2015.

Le présent rapport tient compte de plusieurs hypothèses de base et modifications apportées, depuis le rapport de 2014, aux projections à long terme de la puissance installée et des besoins en combustible :

- La durée de vie des réacteurs de Dukovany est toujours estimée à 50 ans.
- À la suite de l'annulation, en avril 2014, de l'offre relative à deux nouvelles tranches sur le site de Temelin, l'augmentation de la puissance installée et de la production d'électricité grâce à la construction de nouvelles tranches a été reportée et ne devrait donc pas avoir lieu avant le milieu des années 2030. Les besoins de conversion, d'enrichissement et de fabrication ont été ajustés en conséquence.
- Le report de la construction de nouvelles tranches a également un impact sur les quantités de combustible usé produites : l'expansion des capacités d'entreposage sera nécessaire à un horizon plus lointain.
- En 2014, la centrale de Dukovany a commencé à utiliser des assemblages combustibles contenant du combustible avancé à plus forte teneur en uranium enrichi (135,5 kg au lieu de 126,3 kg dans les assemblages actuellement chargés).
- À Temelin, l'utilisation de combustible avancé à plus forte teneur en uranium (500 kg au lieu de 465 kg dans les assemblages combustibles) devrait commencer en 2018.

Ces modifications signifient que le rechargement du combustible sera stabilisé à 36 assemblages combustibles.

Royaume-Uni

Évolutions récentes de la politique nucléaire du Royaume-Uni

La politique énergétique générale 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 disposition importante pour satisfaire aux nouvelles exigences réglementaires d'un secteur nucléaire en expansion. La réglementation de la sûreté nucléaire, la réglementation du transport des matières radioactives civiles, la réglementation de la conformité aux règles de sécurité et les obligations du Royaume-Uni en matière de garanties sont désormais du ressort du même établissement public.

Développement de l'énergie nucléaire

Le parc électronucléaire britannique est relativement âgé : selon les exploitants, jusqu'à 7.4 GW pourraient être mis hors service d'ici 2019.

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 GW supplémentaires d'ici 2025. Le premier de ces nouveaux réacteurs devrait être raccordé au réseau en 2019.

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'autorisera aucune future proposition de construction d'une tranche nucléaire en Écosse, même s'il reconnaît que la prolongation de la durée de vie des centrales actuellement en service 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 GW 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 GW 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 GW 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 Hinkley Point C. 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 de la construction et de l'exploitation de ces installations ne contrevenait pas aux règles de l'UE relatives aux aides d'État.

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. Ses échanges avec NNBGenco sont en cours.

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 du 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 robustes sur les implantations possibles d'un site de stockage géologique en Angleterre, dans le Pays de Galles et en Irlande du Nord ;
- donner à la création d'un stockage géologique en Angleterre le statut de « projet d'infrastructure important à l'échelle nationale » 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 de la communauté, qui sera chargé d'aider le gouvernement du Royaume-Uni à développer plus avant le processus détaillé de concertation avec les collectivités.

Le gouvernement du Royaume-Uni prévoit la fin de ces premières actions en 2016, et pense que leurs résultats permettront aux collectivités de participer au processus de mise en œuvre d'un stockage

géologique avec davantage de confiance. C'est à ce moment-là qu'il rouvrira le processus de choix du 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. Il examine actuellement les réponses obtenues dans ce cadre, et annoncera sa politique en temps utile.

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.

Il est de l'avis 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.

Suède

Les augmentations de puissance en cours et les changements intervenus dans les centrales sont les suivants :

- La phase d'essais à puissance plus élevée de la tranche 1 de Ringhals est terminée mais l'exploitant n'a pas encore reçu l'autorisation d'exploitation dans les conditions normales car un autre essai est en cours à la suite d'importants travaux de modernisation.
- L'augmentation de puissance de la tranche 4 de Ringhals a été autorisée au début de février 2015, et va maintenant pouvoir avoir lieu (+175 MW). Une phase d'essais de trois semaines est prévue après le redémarrage.
- L'exploitant de la tranche 2 d'Oskarshamn avait prévu une augmentation de puissance d'environ 170 MW qui devait avoir lieu après les grandes travaux de modernisation. Ces travaux sont cependant toujours en cours. Par conséquent, en mars 2014, cette augmentation de puissance a été reportée à 2017.
- La majeure partie des opérations prévues sur la tranche 1 de Forsmark sont terminées et l'installation est, en principe, prête pour une augmentation de puissance de 114 MWe. Cette dernière a été décidée, mais la date de sa mise en œuvre n'a pas encore été annoncée. En effet, elle nécessite le renforcement du réseau entre Forsmark et Stackbo. Svenska Kraftnät (SvK) a préparé ce renforcement mais, pour lancer le chantier, attend une décision finale de Forsmark concernant l'augmentation de puissance. Les travaux à réaliser pour augmenter la puissance de Forsmark 1 pourraient avoir lieu entre 2017 et 2020, la date exacte dépendant du résultat des négociations entre Vattenfall et SvK.
- Le projet qui prévoyait d'augmenter de 170 MWe la puissance de la tranche 3 de Forsmark a été interrompu. Une telle augmentation de puissance nécessite un renforcement du réseau.

Turquie

La stratégie énergétique de la Turquie prévoit la mise en service industriel de deux centrales nucléaires comprenant au total huit réacteurs d'ici 2028 et le démarrage de la construction d'une troisième centrale d'ici 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.

Un an après la date effective de l'accord intergouvernemental, était créée l'entreprise Akkuyu Project Company (APC) basée en Turquie mais au capital intégralement détenu par la Russie. APC a déposé auprès des autorités publiques concernées toutes les demandes d'autorisations nécessaires en vue du démarrage de la construction. Elle a aussi lancé une étude de caractérisation du site d'Akkuyu afin d'actualiser les données sur les caractéristiques et les paramètres du site, et transmis pour évaluation une version révisée du rapport concernant le site à l'Autorité turque de l'énergie atomique (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu – TAEK) le 22 mai 2012. L'étude du site et l'étude d'impact sur l'environnement (EIE) ont été menées à bien, et le ministère de l'Environnement et de l'Urbanisme a pris une décision positive concernant l'EIE le 1^{er} décembre 2014.

S'agissant du deuxième projet de centrale, le Japon et la Turquie ont signé, le 3 mai 2013 à Ankara, un accord intergouvernemental relatif à la coopération pour le développement de centrales nucléaires et du secteur électronucléaire en République de Turquie. Les négociations d'un accord-cadre avec le gouvernement hôte ont débuté peu après et se sont achevées le 17 novembre 2013. L'accord intergouvernemental prévoit la construction de quatre réacteurs sur le site de Sinop, sur la base d'un partenariat public-privé. La conception retenue est le réacteur ATMEA1 d'Areva et de Mitsubishi Heavy Industries, d'une puissance installée de 1 120 MW. L'accord intergouvernemental est actuellement examiné par le Parlement de Turquie.

Par ailleurs, un projet de loi sur l'énergie nucléaire a été préparé et transmis aux organismes publics concernés pour avis et commentaires. Ce projet de loi prévoit l'établissement d'une autorité de sûreté nucléaire indépendante et régit la délivrance des autorisations, la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs, le démantèlement, les inspections, les infractions et les sanctions.

Un autre projet de loi sur la responsabilité civile nucléaire a été préparé en conformité avec la Convention de Paris sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire du 29 juillet 1960 et ses amendements et compléments, y compris le Protocole de 2004. Il a été remis au Premier ministre.

La loi portant ratification de l'amendement à la Convention sur la protection physique des matières nucléaires a été votée par le Parlement turc le 27 février 2015 et entrera en vigueur une fois qu'elle aura été approuvée par le Conseil des ministres. Enfin, le Parlement turc a prévu d'examiner le projet de loi portant adhésion à la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

The OECD is a unique forum where the governments of 34 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, 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. In these and related tasks, the NEA works in close collaboration with the International Atomic Energy Agency in Vienna, with which it has a Co-operation Agreement, as well as with other international organisations in the nuclear field.

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 2015

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 ore: uranotile (Areva, D.R.) ; Kori nuclear power plant, Korea (Creative Commons).

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

L'OCDE est un forum unique en son genre où les gouvernements de 34 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, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

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

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

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1er février 1958. Elle réunit actuellement 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.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

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 2015

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 : Minerai d'uranium : uranotile (Areva, D.R.) ; Centrale nucléaire de Kori, Corée (Creative Commons).

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.



Nuclear Energy Data – 2015

Nuclear Energy Data is the OECD Nuclear Energy Agency's annual compilation of statistics and country reports documenting nuclear power status in the OECD area. Information provided by member country 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 projected 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 2014, by 1.4% and 0.3% respectively, despite Japan's nuclear fleet remaining offline throughout the year. No new reactor was connected to the grid in OECD countries and one, in the United States, was permanently shut down. Governments committed to having nuclear power in the energy mix advanced plans for developing or increasing nuclear generating capacity, with the preparation of new build projects making progress in Finland, Hungary, Turkey and the United Kingdom. Further details on these and other developments are provided in the publication's numerous tables, graphs and country reports.

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

Données sur l'énergie nucléaire – 2015

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 de l'OCDE. Les informations communiquées par les pouvoirs publics des pays membres de l'OCDE comprennent des statistiques sur la puissance nucléaire 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 2014, la production totale d'électricité des centrales nucléaires ainsi que la part du nucléaire dans la production d'électricité ont légèrement augmenté, de 1,4 % et 0,3 % respectivement, et cela même si la totalité des réacteurs japonais est restée à l'arrêt. Aucun nouveau réacteur n'a été connecté au réseau dans les pays de l'OCDE, et un réacteur, aux États Unis, a été mis définitivement à l'arrêt. Les pays décidés à inclure le nucléaire dans leur bouquet énergétique ont poursuivi leurs projets de développer ou d'augmenter la puissance nucléaire installée, avec 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.