

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2012



Nuclear Energy Data
Données sur l'énergie nucléaire
2012

© OECD 2012
NEA No. 7058

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

This edition of the “Brown Book” contains official information provided by OECD member country governments on nuclear energy, including projections of total and nuclear electricity generating capacities to 2035 and short narrative country reports providing updates on national nuclear energy programmes. Following the accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant in Japan in March 2011, this edition provides insight into the impact of this event on nuclear power development.

Total electricity generation and nuclear-generated electricity declined between 2010 and 2011 in the OECD area by 0.9% and 6.4% respectively. The share of electricity production from nuclear power plants also decreased from 21.9% in 2010 to 20.7% in 2011. The decrease in nuclear power generation was caused by the decision to permanently shut down eight reactors in Germany and four in Japan following the Fukushima Daiichi accident, as well as the permanent shutdown of one reactor in the United Kingdom that had reached the end of its operational lifetime, combined with the progressive shutdown of all reactors in Japan for normal maintenance and the completion of safety reviews. As a result, while total electricity generating capacity in the OECD area increased by over 2%, nuclear power's share declined from 12.3% in 2010 to 11.6% in 2011. Record electricity production at nuclear power plants in the Czech Republic and the Republic of Korea, combined with increased production in Canada, Finland, France, Mexico, the Slovak Republic, Slovenia, Sweden, Switzerland and the United Kingdom, lessened the overall impact of the shutdowns following the Fukushima Daiichi accident.

At the close of 2011, 329 reactors were connected to the grid in the OECD area (not including three reactors under refurbishment in Canada). A total of 18 reactors were under construction (six in the OECD American region, four in OECD Europe and eight in the OECD Pacific region, although the construction of reactors in Japan has at least been temporarily halted). In addition, 28 reactors were considered firmly committed to construction, including the first four in Turkey to be built for commercial electricity production. Should all the units under construction and committed to construction be completed, a total of 55.9 GWe of nuclear generating capacity would be added to electricity grids in the OECD area. On the other hand, ten reactors are expected to be retired from service by 2016 in the OECD Europe area, reducing capacity by a total of 6.1 GWe.

Despite generally declining uranium market prices since mid-2007 and the dramatic drop in price immediately after the Fukushima Daiichi accident, exploration and re-evaluation of uranium deposits led to an increase of 12.5% in global identified uranium resources between 2008 and 2010. Preliminary, unofficial data suggest that global uranium production decreased by some 2% to 53 500 tU in 2011 from 54 670 tU in 2010 owing to operational challenges at some mines and mills. Uranium production in the OECD area decreased by about 3% over the year, accounting for just over 31% of 2011 uranium requirements in OECD countries. As a result, imports and secondary sources of uranium, including from stockpiles, spent fuel reprocessing, dismantling of nuclear weapons and re-enrichment of uranium tails, were needed to meet total OECD area reactor requirements, as has been the case in the past several years.

Conversion and enrichment capacities exceed requirements in the European region, whereas imports are needed in the North American and Pacific regions. As in past years, fuel fabrication capacities are sufficient to meet requirements throughout the OECD area, although few data were made available for facilities in North America.

The accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant in early 2011 led governments to conduct safety reviews of all nuclear facilities and, until these reviews and regulatory responses are finalised, there remains some uncertainty about the future role of nuclear power in some countries. However, other countries reacted quickly to the accident. In Germany, the government ordered the shutdown of eight older

reactors and brought into force an accelerated phase-out of nuclear power. A new coalition government in Belgium announced its intention to close the three oldest reactors in the country by 2015. The reinstatement of nuclear power in Italy was rejected in a referendum, and the government of Switzerland prohibited the construction of replacement reactors. In other countries, development activities moved forward. Construction of reactors in Finland, France, the Republic of Korea, the Slovak Republic and the United States continued. Initial steps for the construction of four new reactors in the United States were taken in 2011. In Finland, Fennovoima chose the preferred site for the construction of a new reactor (Hanhikivi 1), while preparations advanced for new construction in the Czech Republic, Hungary, Poland and Turkey. In France, AREVA's Georges Besse II centrifuge enrichment plant reached a capacity of 1.4 million SWU and is expected to be expanded to an enrichment capacity of 7.5 million SWU by 2016. In the United States, capacity was doubled at URENCO USA's centrifuge enrichment plant, while construction of AREVA's Eagle Rock centrifuge enrichment facility was delayed for two years after receiving a licence to operate.

The storage capacity for irradiated fuel in OECD countries is adequate to meet requirements and is expected to be expanded as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments reported progress in processes required to establish permanent repositories for the disposal of spent fuel and other forms of radioactive waste.

Introduction

Cette édition du « Livre brun » contient des informations communiquées par les gouvernements des pays membres de l'OCDE, dont des projections de la puissance installée totale et nucléaire jusqu'en 2035, ainsi que des rapports succincts décrivant la situation présente des programmes électronucléaires nationaux. Cette édition évoque également l'impact que l'accident survenu en mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi a eu sur le développement de l'électronucléaire.

La production totale d'électricité et la production d'électricité nucléaire de la zone OCDE ont toutes deux baissé, de 0,9 % et 6,4 % respectivement, entre 2010 et 2011. La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité a également décliné, passant de 21,9 % en 2010 à 20,7 % en 2011. Ce recul de la production d'électricité nucléaire reflète les décisions de l'Allemagne et du Japon d'arrêter respectivement huit et quatre de leurs réacteurs après l'accident de Fukushima Daiichi, la mise hors service au Royaume-Uni d'un réacteur en fin de vie ainsi que les arrêts progressifs de tous les réacteurs du Japon pour maintenance programmée et réalisation d'exams de sûreté. De ce fait, la part du nucléaire dans la puissance installée totale de la zone de l'OCDE a, elle aussi, diminué, passant de 12,3 % en 2010 à 11,6 % en 2011, alors que, sur la même période, la puissance installée totale, toutes énergies confondues, progressait de plus de 2 %. Les records de production atteints dans les centrales nucléaires de la République de Corée et de la République tchèque, auxquels il faut ajouter une production plus forte au Canada, en Finlande, en France, au Mexique, en République slovaque, au Royaume-Uni, en Slovénie, en Suède et en Suisse, sont venus atténuer l'impact global des arrêts ayant suivi l'accident de Fukushima Daiichi.

Fin 2011, il y avait 329 réacteurs connectés au réseau dans la zone de l'OCDE (si l'on exclut trois réacteurs en cours de rénovation au Canada). Dix-huit réacteurs au total étaient en chantier (six en Amérique du Nord, quatre en Europe et huit dans la région Pacifique, mais au Japon leur construction a été interrompue, du moins temporairement). Vingt-huit avaient fait l'objet d'une commande ferme, dont les quatre premiers réacteurs de puissance dont la Turquie s'apprête à s'équiper. Si toutes ces tranches en chantier et commandées sont achevées, les réseaux électriques de la zone de l'OCDE pourront disposer de 55,9 GWe supplémentaires. Par contre, dix réacteurs, tous situés dans la partie européenne de l'OCDE, devraient être mis hors service d'ici 2016, ce qui réduira la puissance électrique installée totale de 6,1 GWe.

Malgré une baisse générale des prix de l'uranium sur les marchés, qui remonte à la mi-2007, et la chute des prix immédiatement après l'accident de Fukushima Daiichi, l'exploration et les réévaluations des gisements d'uranium ont permis d'accroître les ressources identifiées totales à l'échelle mondiale de 12,5 % entre 2008 et 2010. Des données préliminaires non officielles montrent que la production mondiale d'uranium a baissé d'environ 2 %, de 54 670 t d'U en 2010 à 53 500 t d'U en 2011, du fait de difficultés d'exploitation dans certaines mines et usines. La production d'uranium dans la zone de l'OCDE a reculé d'environ 3 % en un an, assurant tout juste plus de 31 % des besoins en uranium des pays de l'OCDE en 2011. Pour alimenter les réacteurs de la zone de l'OCDE, il a donc fallu, comme les 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 de la région européenne, tandis que les régions Amérique du Nord et Pacifique sont importatrices. Comme les années précédentes, les capacités de fabrication de combustible suffisent à répondre à la demande de toute la zone de l'OCDE, mais il convient de préciser que les informations fournies sur les installations d'Amérique du Nord étaient rares.

L'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi au début de l'année 2011 a conduit les responsables de différents pays à organiser des réexamens de la sûreté de toutes les installations nucléaires.

Tant que ces réexamens ne sont pas terminés et que les autorités de sûreté n'ont pas pris les décisions qui en découlent, on ignore comment certains pays réévalueront la place de l'électronucléaire. D'autres pays ont réagi rapidement après l'accident. En Allemagne, le gouvernement a ordonné la mise hors service de huit anciens réacteurs et lancé une sortie accélérée du nucléaire. En Belgique, le nouveau gouvernement de coalition a annoncé son intention de demander l'arrêt des trois plus vieux réacteurs du pays d'ici 2015. En Italie, la population a rejeté par référendum le redémarrage du programme nucléaire, et les pouvoirs publics de la Suisse ont interdit la construction de réacteurs de remplacement. Dans d'autres pays, au contraire, les activités de développement se poursuivent, comme la construction de réacteurs aux États-Unis, en Finlande, en France, en République de Corée et en République slovaque. Des démarches en vue de la construction de quatre tranches aux États-Unis ont été entreprises en 2011. En Finlande, l'entreprise Fennovoima a choisi le site de sa future centrale (Hanhikivi 1) et les préparatifs en vue de la construction de réacteurs se poursuivent en Hongrie, en Pologne, en République tchèque et en Turquie. En France, l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II d'AREVA est parvenue à une capacité de 1,4 millions d'UTS et doit atteindre une capacité de 7,5 millions d'UTS en 2016. Aux États-Unis, URENCO USA a doublé la capacité de son usine d'enrichissement par centrifugation, tandis que la construction de l'usine d'enrichissement par centrifugation Eagle Rock d'AREVA était retardée de deux ans après la délivrance de l'autorisation d'exploitation.

La capacité d'entreposage du combustible usé des pays de l'OCDE permet de répondre à la demande et devrait être développée en fonction des besoins opérationnels, tant que l'on n'aura pas construit de centres de stockage. Plusieurs pays ont fait savoir qu'ils avaient franchi de nouvelles étapes dans les procédures à suivre pour la construction de centres de stockage destinés au combustible usé et à d'autres formes de déchets radioactifs.

Table of contents

1. Nuclear capacity and electricity generation	11
2. Nuclear fuel cycle requirements	23
3. Country reports	37
Austria	37
Belgium	37
Canada	38
Czech Republic	40
Finland	41
France	42
Germany	45
Hungary	46
Italy	47
Mexico	48
Poland	48
Republic of Korea	49
Slovak Republic	50
Spain	51
Turkey	52
United States	53
 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 2011)	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 (2011)	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 (2011)	19
1.5	Number and capacity of NPPs connected to the grid per type of reactor (2011)	19
1.6	The nuclear fuel cycle	20
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2011)	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	59
Allemagne	59
Autriche	59
Belgique	60
Canada	61
Espagne	63
États-Unis	65
Finlande	71
France	72
Hongrie	75
Italie	77
Mexique	77
Pologne	78
République de Corée	78
République slovaque	79
République tchèque	80
Turquie	81
 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 2011)	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 usé	31
2.11	Quantités de combustible usé 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 (2011)	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 (2011)	19
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2011)	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 (2011)	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 (2011)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2011)

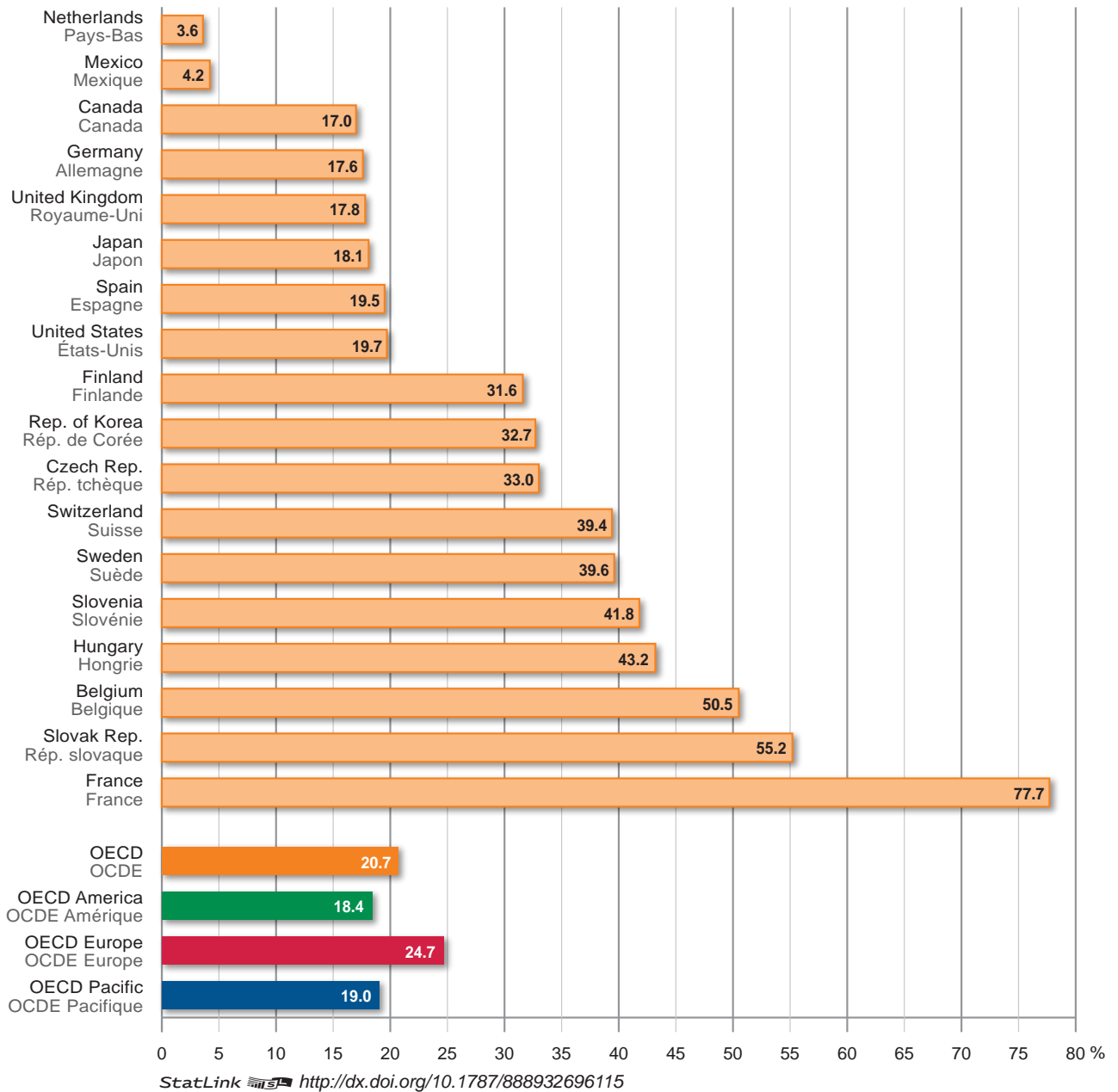


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2010 (actual/réelles)			2011			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	4 812.5	897.8	18.7	4 802.4	885.7	18.4		931.6-N/A		
Nuclear countries	Pays nucléaires	4 754.2	897.8	18.9	4 742.3	885.7	18.7		931.6-N/A		
Canada	Canada	566.7	85.2	15.0	529.3	90.0 (b)	17.0	641.6-N/A	95.1-N/A	14.8-N/A	680.4-N/A
Mexico	Mexique	215.5	5.6	2.6	230.0 (b)	9.7	4.2	N/A-252.0	10.5-11.8	N/A-4.7	N/A-340.0
United States	États-Unis	3 972.0 +	807.0 +	20.3	3 983.0 (b)	786.0 (b)	19.7	3 954.0-3 956.0	826.0-830.0	20.9-21.0	4 094.0-4 097.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	58.3	0.0	0.0	60.1	0.0	0.0	77.0	0.0	0.0	103.2
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 482.6	869.5	25.0	3 477.5	858.4	24.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 394.3	869.5	36.3	2 392.4	858.4	35.9				
Belgium	Belgique (c)	91.4	45.7	50.0	90.9 (b)	45.9 (b)	50.5	89.8-92.0	42.6-45.9	47.9-49.9	89.0-92.8
Czech Republic	Rép. tchèque (d)	79.5	26.4	33.2	81.0	26.7 +	33.0	79.0-83.0	29.4-30.0	37.2-36.1	80.0-86.0
Finland	Finlande	77.2	21.9	28.4	70.6 (b)	22.3 (b)	31.6	85.0	33.0-35.0	38.8-41.2	94.0
France	France	550.2	407.9	74.1	541.9	421.1	77.7	580.0-600.0	430.0-435.0	74.1-72.5	600.0-640.0
Germany	Allemagne (e)	542.0	133.0	24.5	579.0 (b)	102.0 (b)	17.6	N/A-570.0	N/A-94.0	N/A-16.5	N/A-505.0
Hungary	Hongrie (f)	34.6	14.8 +	42.8	34.0 *	14.7	43.2	N/A-37.0	14.5-14.8	N/A-40.0	40.4-41.0
Netherlands	Pays-Bas *	110.7	4.0	3.6	108.8	3.9	3.6	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	25.5	13.5	52.9	25.9	14.3	55.2	36.7-41.0	20.9	56.9-51.0	37.4-43.8
Slovenia	Slovénie	14.4	5.4	37.5	14.1	5.9	41.8	17.1-17.6	5.3-5.4	31.0-30.7	18.2-19.0
Spain	Espagne	294.6	59.2	20.1	281.9 (b)	54.9 (b)	19.5	302.0	54.2-56.4	17.9-18.7	343.5
Sweden	Suède	145.5	55.6	38.2	146.5	58.0	39.6	N/A	N/A	N/A	175.0-N/A
Switzerland	Suisse	66.3	25.2	38.0	66.0	26.0	39.4	66.0	26.0	N/A	70.0
United Kingdom	Royaume-Uni	362.4 *	56.9 *	15.7	351.8 *	62.7 *	17.8	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 088.3	0.0	0.0	1 085.1	0.0	0.0				
Austria	Autriche	69.0	0.0	0.0	63.8 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	36.8	0.0	0.0	33.4	0.0	0.0	31.8-N/A	0.0	0.0	34.8-N/A
Estonia	Estonie *	11.7	0.0	0.0	11.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	57.0	0.0	0.0	49.2	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	16.7 +	0.0	0.0	16.9 +	0.0	0.0	16.7-17.1	0.0	0.0	16.8-17.6
Ireland	Irlande	27.0	0.0	0.0	26.1	0.0	0.0	28.1-28.6	0.0	0.0	29.8-30.9
Israel	Israël (g)	55.0	0.0	0.0	55.0 *	0.0	0.0	61.0-68.0	0.0	0.0	64.0-80.0
Italy	Italie	290.7	0.0	0.0	289.2 (b)	0.0	0.0	310.7-315.1	0.0	0.0	319.2-350.6
Luxembourg	Luxembourg	4.6	0.0	0.0	3.6 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	124.5	0.0	0.0	127.1 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	141.9	0.0	0.0	143.5 (b)	0.0	0.0	152.2	0.0	0.0	162.9
Portugal	Portugal	52.8	0.0	0.0	48.5	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie (h, i)	200.6 +	0.0	0.0	217.0 +	0.0	0.0	358.2-369.0	0.0	0.0	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 686.3	422.3	25.0	1 608.1	305.4	19.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 400.9	422.3	30.1	1 317.0	305.4	23.2				
Japan	Japon *	959.9	280.3	29.2	861.0	156.2	18.1	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	441.0 +	142.0 +	32.2	456.0 +	149.2 +	32.7	517.0-N/A	192.0-N/A	37.1-N/A	536.0-N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	285.4	0.0	0.0	291.1	0.0	0.0	311.3-N/A	0.0	0.0	344.0-N/A
Australia	Australie	242.0	0.0	0.0	248.0	0.0	0.0	267.0-N/A	0.0	0.0	298.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande (g)	43.4 +	0.0	0.0	43.1 *	0.0	0.0	44.3-46.0	0.0	0.0	46.0-49.8
Total		9 981.4	2 189.6	21.9	9 888.0	2 049.5	20.7				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696229>

Notes

- (a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
 (b) Provisional data.
 (c) By law, Belgium's nuclear power plants must be retired from service after 40 years of operation, except in the case of force majeure called by the Belgian authorities.
 (d) Assumes two new Temelin units begin operation in 2023 and 2025 and one new Dukovany unit after 2030.
 (e) Data based on energy scenarios prepared by the federal government with industry input. However, the data prepared for the scenarios do not allow precision of a "low" and "high" projection.
 (f) Based on the expectation that 2.3 GWe of nuclear generating capacity will be added by 2025, even though the Hungarian government has not yet given formal consent to the planned expansion.
 (g) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (h) Since the long-term generation planning study is not yet approved, data for years beyond 2015 cannot be provided.
 (i) Gross data converted to net by Secretariat.
 + 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	%
80.1-N/A	11.8-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-11.8	N/A-3.5	N/A-405.0	N/A-11.8	N/A-2.9	N/A	N/A-11.8	N/A	N/A	N/A-11.8	N/A
863.0-887.0	21.1-21.6	4 271.0-4 284.0	866.0-970.0	20.3-22.6	4 428.0-4 446.0	849.0-970.0	19.2-21.8	4 524.0-4 603.0	625.0-979.0	13.8-21.3
0.0	0.0	130.8	0.0	0.0	164.3	0.0	0.0	190.8	0.0	0.0
42.6-45.9	47.9-49.5	94.8	10.7	11.3	100.6	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A
29.5-30.5	36.9-35.5	85.0-92.0	45.5-47.0	53.5-51.1	86.0-93.0	47.0-55.0	54.7-59.1	89.0-95.0	47.0-55.0	52.8-57.9
35.0	37.2	98.0	35.0-60.0	35.7-61.2	102.0	31.0-56.0	30.4-54.9	106.0	26.0-52.0	N/A
440.0-450.0	73.3-70.3	620.0-660.0	445.0-455.0	71.8-68.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-66.0	N/A-13.1	N/A-490.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A-440.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A	0.0	0.0
14.5-22.3	35.9-54.4	47.3-47.9	14.5-29.0	30.7-60.5	54.2-54.8	14.5-29.0	26.8-52.9	N/A	7.3-22.0	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
20.9-23.1	55.9-52.7	37.2-43.8	20.9-23.3	56.2-53.2	37.1-44.5	20.9-23.3	56.3-52.4	37.1-44.6	20.9-23.3	56.3-52.2
5.7-5.8	31.3-30.5	19.0-27.7	5.7-13.4	30.0-48.4	19.0-28.3	5.7-13.4	30.0-47.3	N/A	5.7-13.4	N/A
54.2-56.4	15.8-16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72.6-N/A	41.5-N/A	N/A	N/A	N/A	175.0-N/A	72.6-N/A	41.5-N/A	N/A	N/A	N/A
26.0	37.1	70.0	26.0	37.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.00	0.00	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	33.2-N/A	0.00	0.00	35.2-N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	16.9-18.2	0.0	0.0	17.0-18.7	0.0	0.0	17.1-19.1	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	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	176.5	19.1	10.8	193.3	33.5	17.3	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
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
248.0-N/A	46.3-N/A	578.0-N/A	282.0-N/A	48.8-N/A	593.0-N/A	333.0-N/A	56.2-N/A	604.0-N/A	333.0-N/A	55.1-N/A
0.0	0.0	358.1-N/A	0.0	0.0	374.0-N/A	0.0	0.0	385.4-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	311.0-N/A	0.0	0.0	324.0-N/A	0.0	0.0	334.0-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	47.1-53.8	0.0	0.0	50.0-60.6	0.0	0.0	51.4-66.2	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) La loi belge exige de mettre hors service les centrales nucléaires après 40 ans d'exploitation, sauf en cas de force majeure signifié par les autorités du pays.
 (d) Ces données supposent la mise en service de deux nouvelles tranches à Temelin en 2023 et 2025 et d'une nouvelle tranche à Dukovany après 2030.
 (e) Données fondées sur des scénarios énergétiques établis par le gouvernement fédéral à partir d'informations communiquées par l'industrie. Cependant, les chiffres préparés pour

- ces scénarios ne permettent pas de distinguer une projection basse et une projection haute.
 (f) Ces données supposent l'installation d'une puissance supplémentaire de 2,3 GWe d'ici 2025, même si le gouvernement hongrois n'a pas encore officiellement autorisé l'agrandissement prévu.
 (g) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (h) Données indisponibles après 2015 car le programme nucléaire à long terme n'a pas encore été approuvé.
 (i) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
 + Production record ; * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2010 (actual/réelles)			2011			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 207.5	114.6	9.5	1 232.4	114.8	9.3		117.8-N/A		
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 192.9	114.6	9.6	1 216.4	114.8	9.4		117.8-N/A		
Canada	Canada	121.4	12.0	9.9	126.3 (b)	12.0	9.5	135.8-N/A	13.3-N/A	9.8-N/A	144.0-N/A
Mexico	Mexique	62.3	1.4	2.2	65.1	1.4	2.2	N/A-73.5	1.4-1.6	N/A-2.2	N/A-78.4
United States	États-Unis	1 009.2 +	101.2 +	10.0	1 025.0 (b)	101.4 (b)	9.9	990.4-998.3	103.1-103.6	10.4-10.5	996.5-1 008.5
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	14.6	0.0	0.0	16.0	0.0	0.0	17.5	0.0	0.0	21.3
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	940.0	131.0	13.9	965.1	122.7	12.7				
Nuclear countries	Pays nucléaires	620.1	131.0	21.1	630.7	122.7	19.5				
Belgium	Belgique (c)	18.3	5.9	32.2	20.0 (b)	5.9 (b)	29.5	17.1-19.0	5.9	34.5-31.1	17.0-19.1
Czech Republic	Rép. tchèque (d)	20.1	3.9	19.4	20.3	4.0	19.7	20.3-21.0	4.0	19.7-19.0	20.5-22.2
Finland	Finlande	13.1	2.7	20.6	13.3 (b)	2.7	20.3	15.0	4.3	28.7	15.0
France	France	123.5	63.1	51.1	126.5	63.1	49.9	126.0-130.0	63.1	50.1-48.5	N/A
Germany	Allemagne	155.0	20.5	13.2	158.0 (b)	12.1 (b)	7.7	N/A-166.0	N/A-12.1	N/A-7.3	N/A-170.0
Hungary	Hongrie (e)	8.8	1.9	21.6	9.2 *	1.9	20.7	N/A-9.3	1.9	N/A-20.4	9.9-10.6
Netherlands	Pays-Bas (f)	28.0	0.5	1.8	29.5 *	0.5	1.7	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	7.6	1.8	23.7	8.0	1.8	22.5	9.1-10.1	2.7-2.8	29.7-27.7	9.0-10.1
Slovenia	Slovénie	3.1	0.7	22.6	3.2 (b)	0.7	21.9	4.2	0.7	16.7	5.2
Spain	Espagne	101.8	7.4	7.3	101.6	7.4	7.3	109.7	7.0-7.4	6.4-6.7	126
Sweden	Suède	35.7	9.3	26.1	36.0 *	9.4	26.1	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.1	3.2	18.7	17.1	3.2	18.7	17.5	3.2	18.3	18.0
United Kingdom	Royaume-Uni	88.0 *	10.1	11.5	88.0 *	10.0	11.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	319.9	0.0	0.0	334.4	0.0	0.0				
Austria	Autriche	20.8	0.0	0.0	21.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	13.7	0.0	0.0	11.9	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	10.8
Estonia	Estonie *	2.5	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A
Greece	Grèce *	14.4	0.0	0.0	14.4	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	2.6	0.0	0.0	2.7 +	0.0	0.0	2.7-2.8	0.0	0.0	2.7-2.9
Ireland	Irlande	8.3	0.0	0.0	8.6	0.0	0.0	10.3	0.0	0.0	11.8
Israel	Israël (f)	13.0	0.0	0.0	13.0 *	0.0	0.0	14.0-17.0	0.0	0.0	16.0-19.0
Italy	Italie	110.3	0.0	0.0	120.5 (b)	0.0	0.0	134.2-135.5	0.0	0.0	154.8-157.3
Luxembourg	Luxembourg	1.7	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	31.2	0.0	0.0	31.2 *	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	33.0	0.0	0.0	33.7	0.0	0.0	34.5	0.0	0.0	37.9
Portugal	Portugal	18.9	0.0	0.0	19.8	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie (g)	49.5	0.0	0.0	53.2	0.0	0.0	64.6-66.4	0.0	0.0	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	381.6	66.1	17.3	387.8	63.4	16.3				
Nuclear countries	Pays nucléaires	317.1	66.1	20.8	321.0	63.4	19.8				
Japan	Japon *	241.0	47.4	19.7	242.0	44.7	18.5	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	76.1 +	18.7 +	24.6	79.0 +	18.7 +	23.7	96.3-N/A	24.5-N/A	25.4-N/A	107.3-N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	64.5	0.0	0.0	66.8	0.0	0.0				
Australia	Australie	55.0	0.0	0.0	57.0	0.0	0.0	61.0-N/A	0.0	0.0	68.0-N/A
New Zealand	Nouvelle-Zélande (f)	9.5	0.0	0.0	9.8 *	0.0	0.0	10.0-10.3	0.0	0.0	10.6-11.4
Total		2 529.1	311.7	12.3	2 585.3	300.9	11.6				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696248>

Notes

- (a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
 (b) Provisional data.
 (c) By law, Belgium's nuclear power plants must be retired from service after 40 years of operation, except in the case of force majeure called by the Belgian authorities.
 (d) Assumes two new Temelin units begin operation in 2023 and 2025 and one new Dukovany unit after 2030.
 (e) Based on the expectation that 2.3 GWe of nuclear generating capacity will be added

by 2025, even though the Hungarian government has not yet given formal consent to the planned expansion.

(f) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.

(g) Since the long-term generation planning study is not yet approved, data for years beyond 2015 cannot be provided.

+ Generation record; * 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	%
10.8-N/A	7.5-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-1.6	N/A-2.0	N/A-83.2	N/A-1.6	N/A-1.9	N/A	N/A-1.6	N/A	N/A	N/A-1.6	N/A
108.2-111.2	10.9-11.0	1 019.6-1 035.0	108.2-121.4	10.6-11.7	1 049.3-1 065.7	106.1-121.4	10.1-11.4	1 086.2-1 106.2	77.9-122.7	7.2-11.1
0.0	0.0	27.7	0.0	0.0	31.2	0.0	0.0	34.7	0.0	0.0
4.1-5.9	24.1-30.9	19.6	4.1	20.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
4.0-5.6	19.5-27.3	22.5-23.8	6.0-7.2	26.7-30.3	22.5-24.0	6.0-7.2	26.7-30.0	24.1-24.7	7.2-7.6	29.9-30.8
4.3	28.7	15.0-17.0	4.3-7.5	28.7-44.1	15.0-16.0	3.8-7.0	25.3-43.8	16.0	3.3-6.5	20.6-40.6
66.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-8.1	N/A-4.8	N/A-178.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A-179.0	N/A-0.0	N/A-0.0	N/A	0.0	0.0
1.9-3.0	19.2-28.4	10.7-12.5	1.9-4.2	17.8-33.6	11.5-13.8	1.9-4.2	16.5-30.4	N/A	1.0-3.2	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.7-2.9	30.0-28.7	9.4-10.5	2.7-2.9	28.7-27.6	9.4-10.7	2.7-2.9	28.7-27.1	9.3-10.7	2.7-2.9	29.0-27.1
0.7	13.5	5.9-7.0	0.7-1.8	11.9-25.7	6.4-7.5	0.7-1.8	10.9-24.0	N/A	0.7-1.8	N/A
7.0-7.4	5.6-5.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
10.1-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	10.1-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3.2	17.8	18.0	3.2	17.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	30.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	10.8	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	2.8-3.1	0.0	0.0	2.8-3.2	0.0	0.0	2.8-3.3	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	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	173.6-176.3	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	43.1	3.0	7.0	46.4	4.5	9.7	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
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
31.5-N/A	29.4-N/A	112.6-N/A	35.9-N/A	31.9-N/A	112.6-N/A	42.7-N/A	37.9-N/A	112.6-N/A	42.7-N/A	37.9-N/A
0.0	0.0	71.0-N/A	0.0	0.0	74.0-N/A	N/A	N/A	77.0-N/A	N/A	N/A
0.0	0.0	11.1-12.5	0.0	0.0	12.1-14.3	0.0	0.0	12.4-17.2	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) La loi belge exige de mettre hors service les centrales nucléaires après 40 ans d'exploitation, sauf en cas de force majeure signifié par les autorités du pays.
 (d) Ces données supposent la mise en service de deux nouvelles tranches à Temelin en 2023 et 2025 et d'une nouvelle tranche à Dukovany après 2030.
 (e) Ces données supposent l'installation d'une puissance supplémentaire de 2,3 GWe d'ici 2025, même si le gouvernement hongrois n'a pas encore officiellement autorisé l'agrandissement prévu.
 (f) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (g) Données indisponibles après 2015 car le programme nucléaire à long terme n'a pas encore été approuvé.
 + Production record ; * Estimation du Secrétariat ; 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

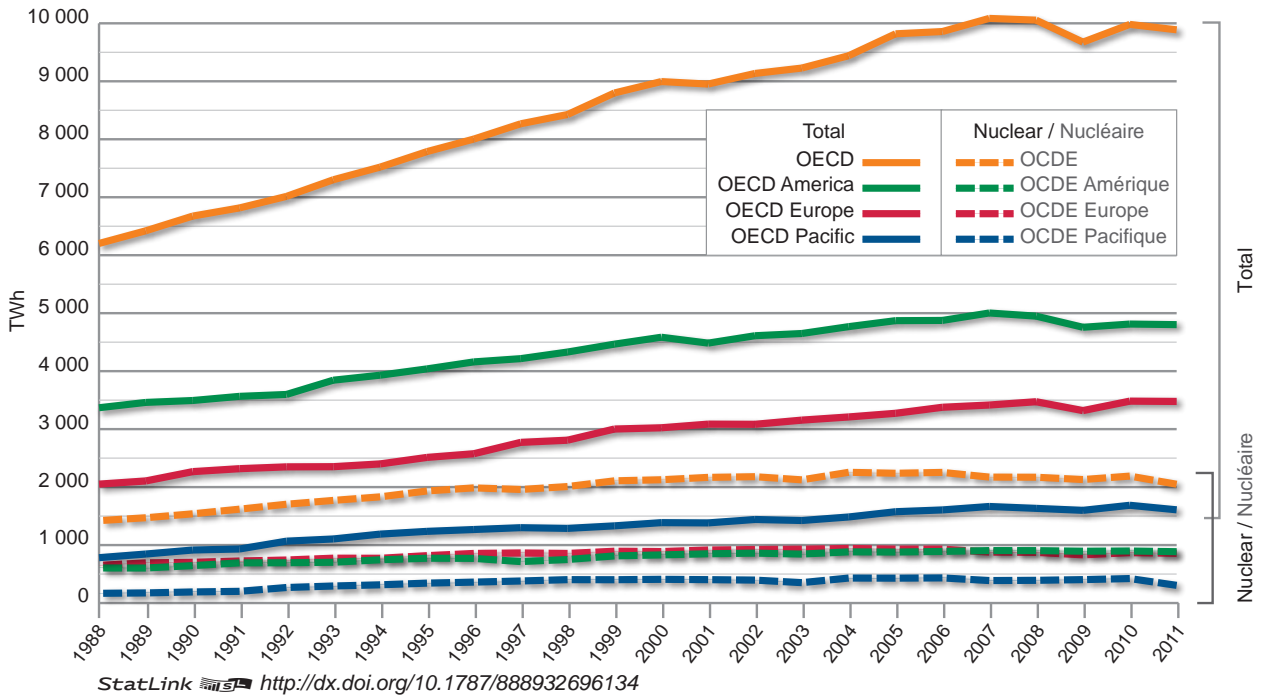


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity
Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

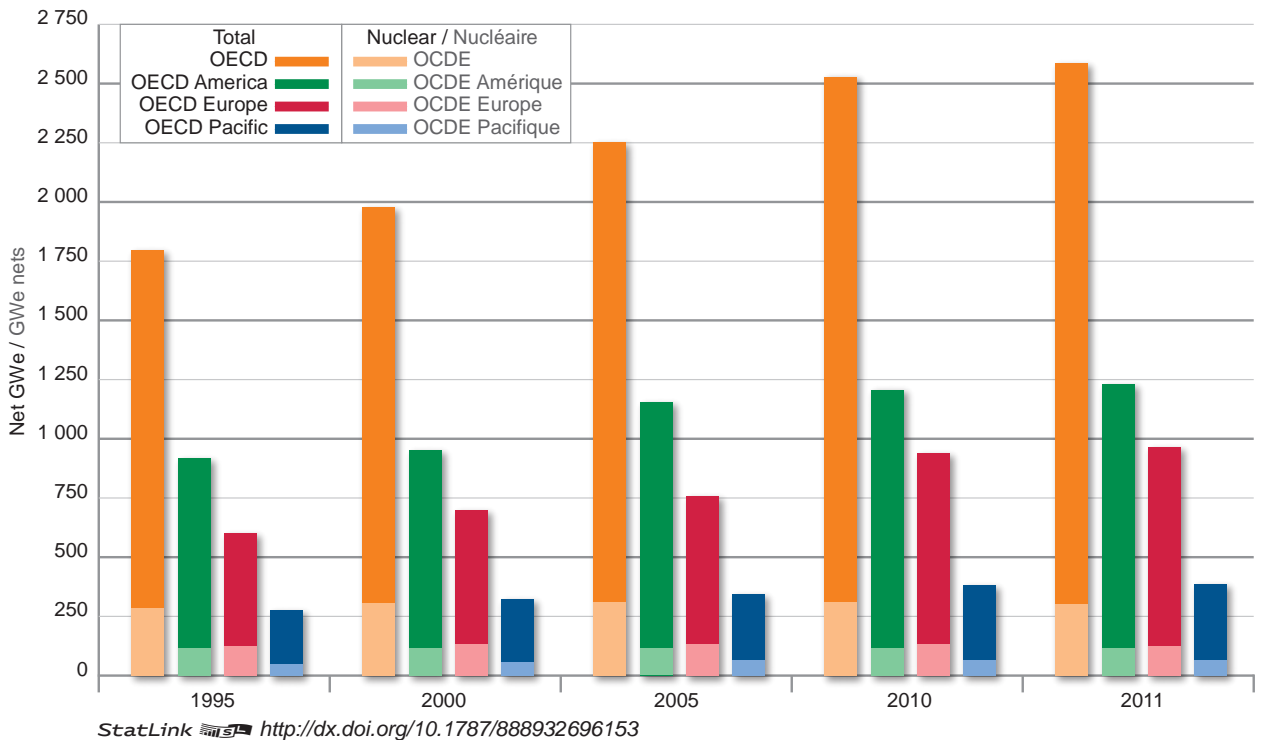


Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (as of 31 December 2011)
Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (au 31 décembre 2011)

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	123	114.8	6	6.9	6	7.2	-	-	-	-
Canada	Canada	17 (a)	12.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	104	101.4	6 (b)	6.9	6 (c)	7.2	-	-	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	135	122.7	4	4.0	4	4.8	10	6.1	27	25.8
Belgium	Belgique	7	5.9	-	-	-	-	3	1.8 (d)	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	4.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.7	1	1.6	-	-	-	-	-	-
France	France	58	63.1	1	1.6	-	-	-	-	20	18.1
Germany	Allemagne	9 (e)	12.1	-	-	-	-	1 (f)	1.3	5 (g)	6.0
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2 (h)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Sweden	Suède	10	9.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.2	-	-	-	-	-	-	2	1.7
Turkey	Turquie	-	-	-	-	4	4.8	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	18	10.0	-	-	-	-	6	3.0	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	71	63.4	8	8.7	18	24.3	-	-	2	1.5
Japan	Japon	50 (i)	44.7	3 (j)	2.9	12 (j)	15.9	-	-	2	1.5
Republic of Korea	Rép. de Corée	21	18.7	5	5.8	6	8.4	-	-	-	-
Total		329	300.9	18	19.6	28	36.3	10.0	6.1	29	27.3

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696267>

Notes

- (a) Does not include three units (Point Lepreau, Bruce A units 1 and 2) currently under refurbishment (2 135 MWe in total).
 (b) Includes Watts Bar 2, Bellefonte 1, 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.
 (c) Includes Levy County 1 and 2, William States Lee II 1 and 2 and South Texas 3 and 4. Considered firmly committed with an engineering, procurement and construction contract and hearing before the Atomic Safety and Licensing Board scheduled.
 (d) Doel 1, 2 and Tihange 1 expected to be shut down in 2015.
 (e) Includes eight reactors shut down after the Fukushima Daiichi accident.
 (f) Grafenrheinfeld to be shut down in 2015.
 (g) Of 11 (14.2 GWe net) licensed to use MOX.
 (h) Resumed Mochovce 3 and 4 construction, completion expected in 2012 and 2013.
 (i) Includes four Fukushima reactors shut down following the accident.
 (j) Status of construction projects and planned reactors uncertain.
 * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
 ** Plants expected to be retired from service by the end of 2016.

Notes

- (a) Exclut trois tranches (Point Lepreau, tranches 1 et 2 de Bruce A) actuellement en cours de rénovation (2 135 MWe au total).
 (b) Il s'agit des tranches 2 de Watts Bar, 1 de Bellefonte, 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.
 (c) Il s'agit des tranches 1 et 2 de Levy County, 1 et 2 de William States Lee II et 3 et 4 de South Texas, 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.
 (d) Mise hors service des tranches 1 et 2 de Doel et de la tranche 1 de Tihange prévue en 2015.
 (e) Y compris mise hors service de huit réacteurs après l'accident de Fukushima Daiichi.
 (f) Mise hors service de Grafenrheinfeld prévue en 2015.
 (g) Sur 11 tranches (14,2 GWe nets) autorisées à brûler du MOX.
 (h) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris, réalisation prévue pour 2012 et 2013.
 (i) Y compris mise hors service de quatre réacteurs après l'accident de Fukushima Daiichi.
 (j) Les suites qui seront données aux projets de construction et aux commandes fermes sont incertaines.
 * 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 2016.

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	37	35.4	69	67.4	-	-	17	12.0	-	-	123	114.8
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	17	12.0	-	-	17	12.0
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1.4
United States	États-Unis	35	34.0	69	67.4	-	-	-	-	-	-	104	101.4
OECD Europe	OCDE Europe	15	13.0	103	100.9	17	8.8	-	-	-	-	135	122.7
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	4.0	-	-	-	-	-	-	6	4.0
Finland	Finlande	2	1.0	2	1.7	-	-	-	-	-	-	4	2.7
France	France	-	-	58	63.1	-	-	-	-	-	-	58	63.1
Germany	Allemagne	2	2.6	7	9.5	-	-	-	-	-	-	9	12.1
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	2	1.4	6	6.0	-	-	-	-	-	-	8	7.4
Sweden	Suède	7	6.5	3	2.9	-	-	-	-	-	-	10	9.4
Switzerland	Suisse	2	1.5	3	1.7	-	-	-	-	-	-	5	3.2
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	17	8.8	-	-	-	-	18	10.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	26	25.2	41	35.4	-	-	4	2.8	-	-	71	63.4
Japan	Japon	26	25.2	24	19.5	-	-	-	-	-	-	50	44.7
Republic of Korea	Rép. de Corée	-	-	17	15.9	-	-	4	2.8	-	-	21	18.7
Total		78	73.6	213	203.7	17	8.8	21	14.8	-	-	329	300.9

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696286>

Notes

(a) Including Magnox reactors and AGRs.

(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.

(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 (2011)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2011)

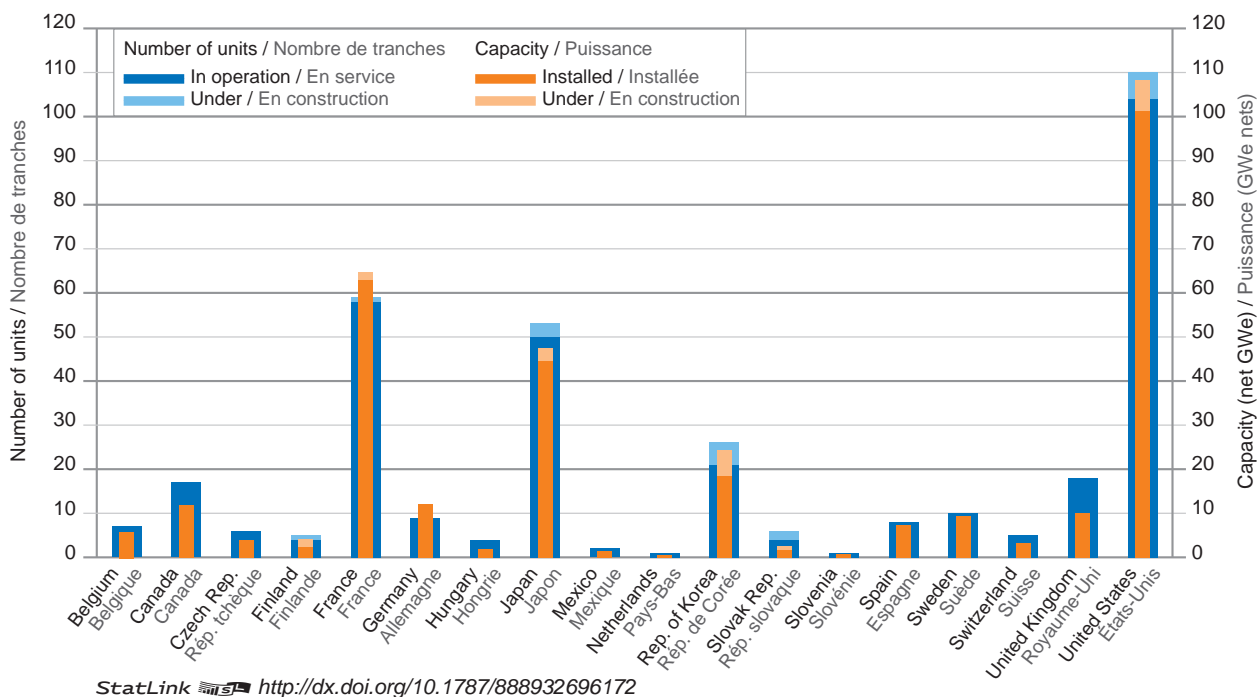


Figure 1.5: Number and capacity of NPPs connected to the grid per type of reactor (2011)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2011)

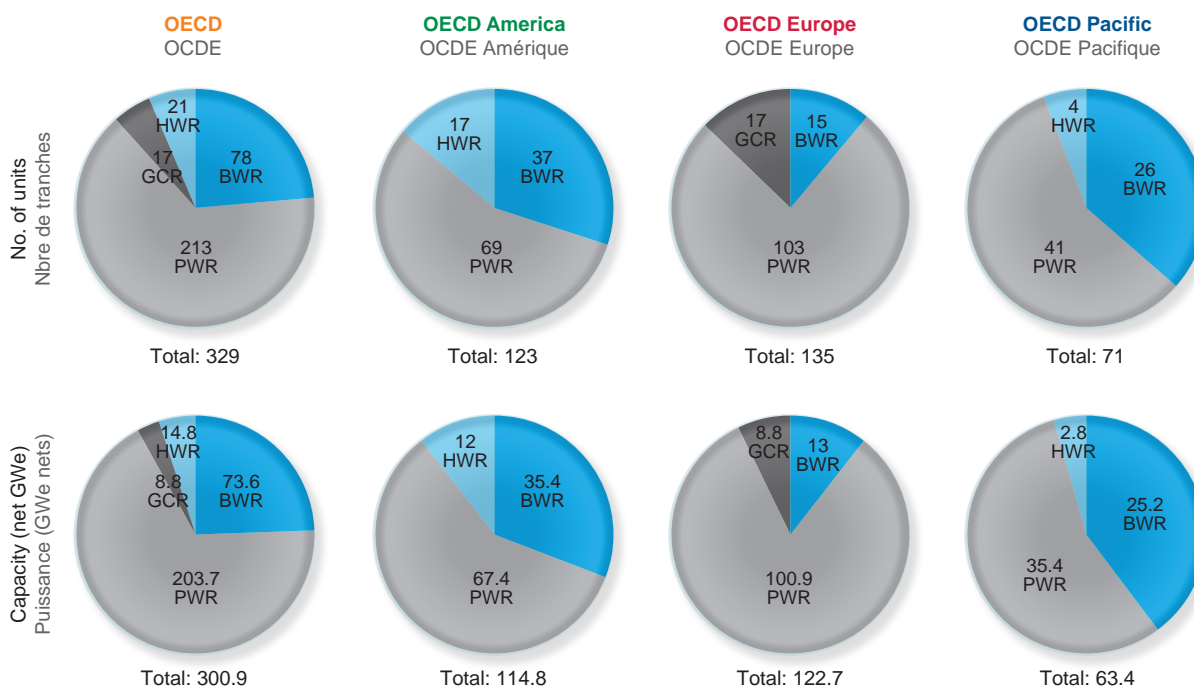
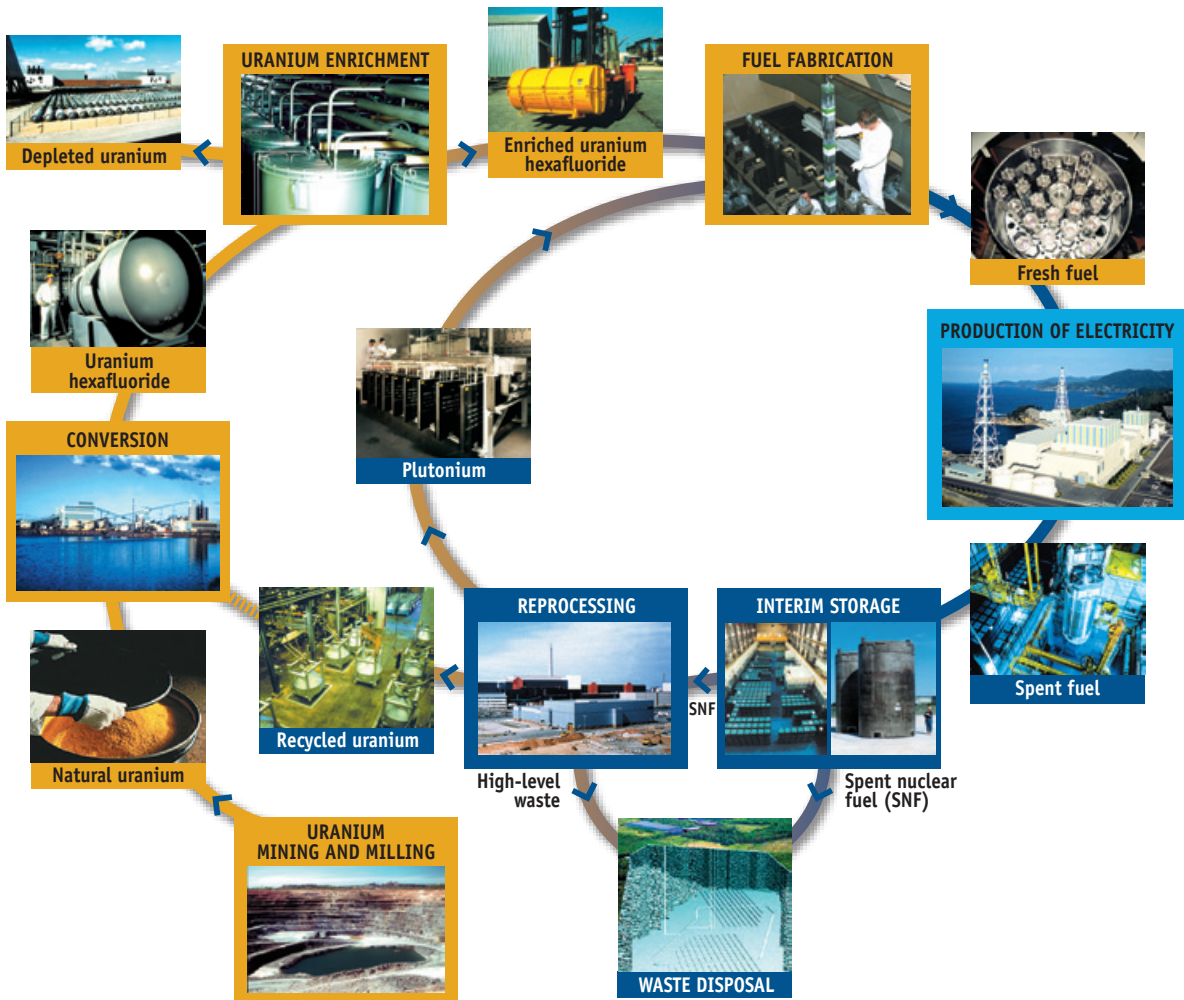
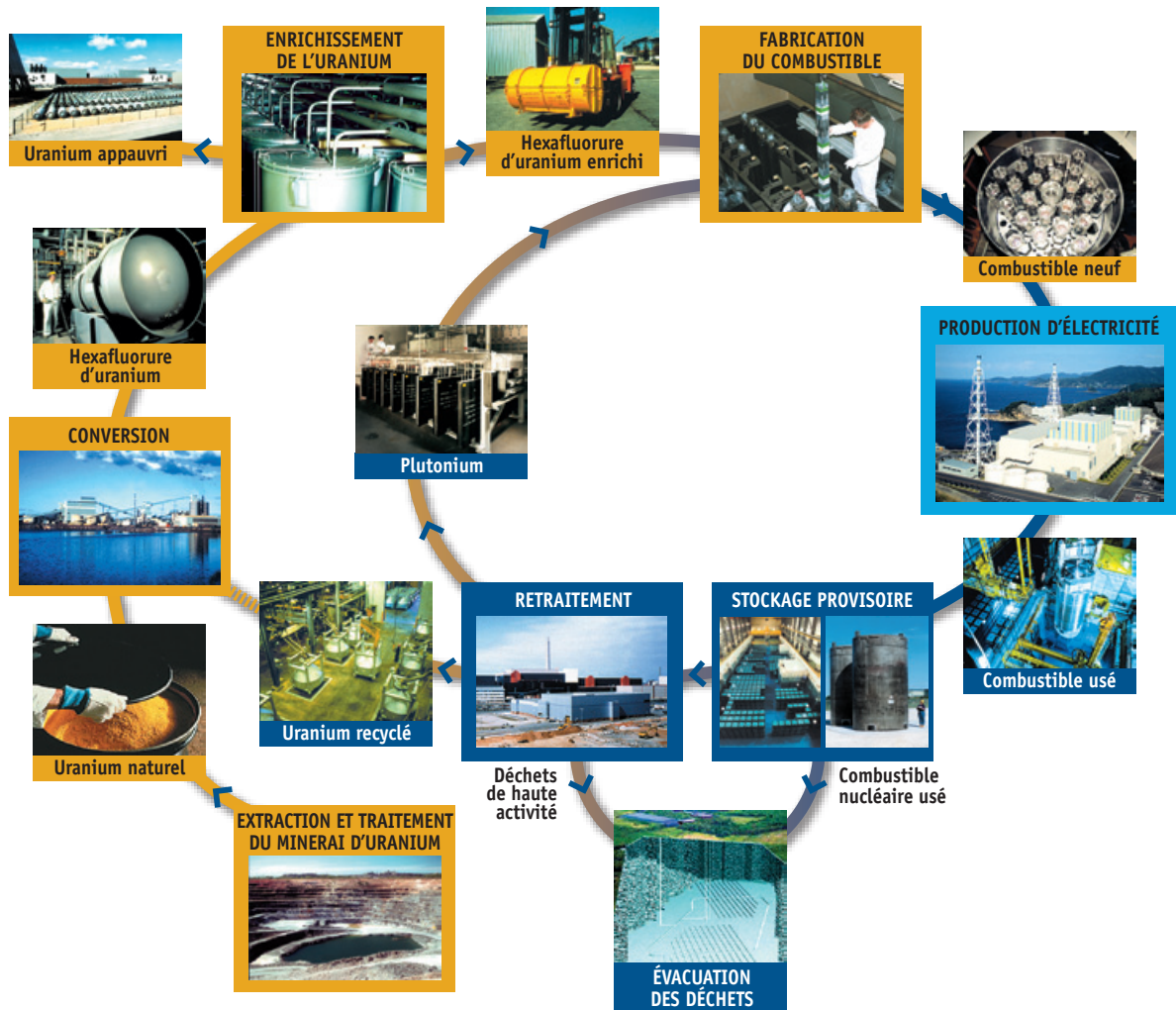


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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 NPPs. The fuel cycle of an NPP can be divided into three main stages: the so-called 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 so-called back-end, from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel or radioactive waste from reprocessing.

Figure 1.6 : Cycle du combustible nucléaire



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

2. Nuclear fuel cycle requirements

2. Besoins du cycle du combustible nucléaire

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

Region	Région	RAR* RRA*	Inferred** Présumées**	Total Totales
OECD America	OCDE Amérique	530	149	679
OECD Europe	OCDE Europe	25	25	50
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 165	503	1 668
OECD total	OCDE total	1 720	677	2 397
Rest of the world	Reste du monde	1 735	1 195	2 930
Total		3 455	1 872	5 327

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696305>

Notes

- (a) Data from *Uranium 2011: 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 2011 : 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	2009	2010	2011*	2015**	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	11 768	11 405	10 680	21 130	21 530	21 430	20 830	20 830
Canada	Canada	10 174	9 775	9 145	17 730	17 730	17 730	17 730	17 730
United States	États-Unis	1 594	1 630	1 535	3 400	3 800	3 700	3 100	3 100
OECD Europe	OCDE Europe	267	277	317	400	400	400	380	370
Czech Republic	Rép. tchèque	258	254	230	50	50	50	30	20
Finland	Finlande	(b) 0	0	0	350	350	350	350	350
France	France	(c) 8	9	5	0	0	0	0	0
Germany	Allemagne	(c) 0	8	80	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie	(c) 1	6	2	0	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	7 934	5 918	5 985	10 100	10 100	10 100	9 800	9 800
Australia	Australie	7 934	5 918	5 985	10 100	10 100	10 100	9 800	9 800
OECD total	OCDE total	19 969	17 600	16 982	31 630	32 030	31 930	31 010	31 000
Rest of the world	Reste du monde	31 557	37 070	36 518	55 858	63 421	52 045	38 016	33 831
World total	Total monde	51 526	54 670	53 500	87 488	95 451	83 975	69 026	64 831

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696324>

Notes

- (a) Data from *Uranium 2011: Resources, Production and Demand* (NEA/IAEA).
 (b) By-product of nickel production.
 (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 2011 : ressources, production et demande* (AEN/AIEA).
 (b) Sous-produit du nickel.
 (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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	23 325	24 708	23 056-N/A	23 625-N/A			
Canada	Canada	1 600	1 650 (a)	1 750-N/A	1 500-N/A	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	404	192 (a)	402-N/A	203-N/A	199-N/A	396-N/A	N/A
United States	États-Unis	21 321	22 866 (a)	20 904	21 922	17 652-19 772	17 306-19 772	12 739-19 956
OECD Europe	OCDE Europe	18 277	17 340					
Belgium	Belgique (b)	910	847	755-900	755-900	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	885	862	650-680	655-680	680-850	1 280-1 310	920-950
Finland	Finlande (c)	457	561 (a)	700-760	700-1 960	700-1 320	520-1 120	520-1 120
France	France	8 000	8 000	8 000-9 000	8 000-9 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	2 800	1 700 (a)	N/A-1 750	N/A-1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (d)	435	435	435	435	435	435	218-435
Netherlands	Pays-Bas (e)	60	60	60	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	372	391	559	507-554	507-554	507-554	507-554
Slovenia	Slovénie (f)	149	149 (a)	147-153	147-153	147-153	147-153	147-153
Spain	Espagne	1 388	1 324	1 250-1 350	1 250-1 350	1 250-1 350	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 580	1 468	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900
Switzerland	Suisse	276	118	289-N/A	449-N/A	449-N/A	392-N/A	340-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	965	1 425 (a)	1 370-1 670	360-410	305-355	305-355	0-0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	11 124	12 495					
Japan	Japon	6 924 (a, e)	8 195 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	4 200	4 300	5 100-5 300	6 400-6 500	7 500-7 800	8 800-9 000	10 100-10 200
Total		52 726	54 543					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696343>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) By law, Belgium's nuclear power plants must be retired from service after 40 years of operation, except in the case of force majeure called by the Belgian authorities.
 (c) First core requirements for Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 included in 2020 figures.
 (d) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (e) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (f) Not including requirements for a possible new nuclear power plant.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) La loi belge exige de mettre hors service les centrales nucléaires après 40 ans d'exploitation, sauf en cas de force majeure signifié par les autorités du pays.
 (c) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 et de Hanhikivi 1.
 (d) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (e) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (f) Exclut les besoins des nouvelles tranches qui pourraient être construites.
 * Estimation du Secrétariat ; 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035	
OECD America	OCDE Amérique		20 400	19 700	28 300-30 300	32 300	32 300			
Canada	Canada	UF ₆	10 400	9 700 (a)	12 500	12 500	12 500	N/A	N/A	
		UO ₂			2 800	2 800	2 800	N/A	N/A	
		Metal U U métal			0	0	2 000	2 000	2 000	N/A
United States	États-Unis	(b) UF ₆	10 000	10 000 (a)	11 000-13 000	15 000	15 000	15 000	15 000	
OECD Europe	OCDE Europe		20 000	20 000	21 000					
France	France	UF ₆	14 000	14 000	15 000	21 000	21 000	21 000	21 000	
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	6 000	6 000	6 000	N/A	N/A	N/A	N/A	
		UO ₂			0	0	0	0	0	0
		Metal U U métal			0	0	0	0	0	0
Total			40 400	39 700	49 300-51 300					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696362>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data provided by ConverDyn Inc.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Données fournies par ConverDyn Inc.
 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		23 325	24 708	23 056	23 625			
Canada	Canada	UO ₂	1 600	1 650 (a)	1 750	1 500	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	UF ₆	404	192 (a)	402	203	199	396	N/A
United States	États-Unis	UF ₆	21 321	22 866 (a)	20 904	21 922	17 652-19 772	17 306-19 722	12 739-19 956
OECD Europe	OCDE Europe		18 770	17 921	18 342-18 547				
Belgium	Belgique	UF ₆	905	842	750-895	750-895	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	881	858	662	664	870	1 290	1 105
Finland	Finlande (b)	UF ₆	457	560 (a)	700-760	700-1 960	700-1 320	520-1 120	520-1 120
France	France	UF ₆	8 600	8 600	8 600	9 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	UF ₆	2 800	1 700 (a)	1 750	1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	UO ₂	433	433	433	433	433	433	433
Netherlands	Pays-Bas (d)	UF ₆	90	90	90	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	370	389	556	551	551	551	551
Slovenia	Slovénie (e)	UF ₆	174	174 (a)	174	174	174	174	174
Spain	Espagne	UF ₆	1 388	1 324	1 270	1 270	1 270	N/A	N/A
Sweden	Suède	UF ₆	1 350	1 350	1 500	1 600	1 600	1 600	1 600
Switzerland	Suisse	UF ₆	357	176	357	522	522	464	360
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	965	1 425 (a)	1 500	370	350	350	0
		Metal Métal	0	0	0	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		11 808	12 190	14 226	16 626			
Japan	Japon (d)	UF ₆	7 858	8 000 *	8 996	10 196	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	UF ₆	3 560	3 800	4 800	6 000	7 100	8 300	9 500
		UO ₂	390	390	430	430	430	430	430
Total			53 903	54 819	55 624-55 829				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696381>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) First core requirements for Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 included in 2020 figures.
 (c) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (d) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (e) Not including requirements for a possible new nuclear power plant.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 et de Hanhikivi 1.
 (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (d) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (e) Exclut les besoins des nouvelles tranches qui pourraient être construites.
 * Estimation du Secrétariat ; 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		8 000	8 400	21 100	25 300	25 300	25 300	25 300
United States	États-Unis	Diffusion	8 000	8 000	5 000	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	0	400	10 100	19 300	19 300	19 300	19 300
		Laser			6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD Europe	OCDE Europe		23 900	26 000					
France	France	Diffusion	10 800	10 800	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	300	1 000	6 900	10 500	10 500	10 500	10 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	3 200	4 200	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands	Pays-Bas (a)	Centrifuge/Centrifugation	4 600	5 000 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	Centrifuge/Centrifugation	5 000	5 000 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique		1 150	1 150	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Japan	Japon (b, c)	Centrifuge/Centrifugation	1 150	1 150	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Total			33 050	35 550					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696400>

Notes

- (a) Licence application to extend capacity to 6 200 tSWU/year filed.
 (b) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) For fiscal year.
 * Secretariat estimate; 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 provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) Exercice.
 * Estimation du Secrétariat ; 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	17 486	13 936	15 085	13 674	14 330	11 482-13 078	
Mexico	Mexique	286	136 (a)	285	144	141	281	N/A
United States	États-Unis	17 200	13 800 (a)	14 800	13 530	14 189	11 201-12 797	8 245-12 916
OECD Europe	OCDE Europe	13 148	12 608	13 040-13 190				
Belgium	Belgique	660	622	550-650	550-650	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	490	498	468	470	610	895	770
Finland	Finlande (b)	366	449 (a)	575-625	575-1 525	575-1 085	440-940	440-940
France	France	6 000	6 000 *	6 000	6 240	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	2 000	1 250 (a)	1 300	850	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	252	252	252	252	252	252	252
Netherlands	Pays-Bas (d)	55	55	55	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	219	248	400	394	394	394	394
Slovenia	Slovénie (e)	106	106 (a)	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	1 123	976	945	945	945	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 005	970	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
Switzerland	Suisse	161	130	204	459	419	373	283
United Kingdom	Royaume-Uni	711	1 052 (a)	1 135	270	260	260	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	8 884	9 800					
Japan	Japon (d, f)	6 084	7 000 *	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	2 800	2 800	3 500	4 300	5 100	6 000	6 800
Total		39 518	36 344	28 125-28 275	13 674-13 674			

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696419>

Notes

- (a) Provisional data.
 - (b) First core requirements for Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 included in 2020 figures.
 - (c) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 - (d) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 - (e) Not including requirements for a possible new nuclear power plant.
 - (f) For fiscal year.
- * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 - (b) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 et de Hanhikivi 1.
 - (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 - (d) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 - (e) Exclut les besoins des nouvelles tranches qui pourraient être construites.
 - (f) Exercice.
- * Estimation du Secrétariat ; 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 600	1 650 (a)	3 300	3 300	3 300	N/A	N/A
United States	États-Unis	BWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		MOX	0	0	0	70 (b)	70	70	N/A
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	700	700 (c)	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 (d)	LWR	650	650 (a)	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	150	150	150	150	150	150	150
		PWR	250	250	250	250	250	250	250
Sweden	Suède	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	240	240	240	240	240	0	0
		PWR (e)	0	0	200	200	400	0	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon (f, g)	PWR	724	724	724	724	724	724	724
		BWR	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
		P+B MOX	0	0	0	130	130	130	130
		FBR MOX	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	550	550	700	1 050	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696438>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Expected, but no contracts in place.
 (c) FBFC Dessel will close in 2012.
 (d) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 (e) Requalification of PWR fuel production facilities at Springfields after a 12-year hiatus since last fuel for Sizewell B was produced.
 (f) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (g) For fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Prévues, mais aucun contrat n'a encore été conclu.
 (c) FBFC Dessel fermera en 2012.
 (d) La capacité de conversion de l'UF₆ en poudre d'UO₂ est de 800 tonnes de ML/an.
 (e) Requalification du centre de production de combustible PWR de Springfields après une interruption de 12 ans ayant suivi la fin de la production du combustible destiné à Sizewell B.
 (f) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (g) Exercice.
 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 600	1 650 (a)	1 750	1 500	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	BWR	52	24 (a)	51	26	25	50	25
United States	États-Unis	LWR	2 411 (b)	2 387 (a)	2 423	2 561	2 692	2 668	2 366
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	101	129	85-115	85-115	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	134	131	70	70	105	135	115
Finland	Finlande (c)	BWR	40	39 (a)	38	38	38	38	38
		PWR	23	32 (a)	52-55	52-55	52-55	32	32
France	France	PWR	1 050	1 050	1 050	1 100	N/A	N/A	N/A
		PWR MOX	120	120	120	120	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	0	5	5	5	5
Germany	Allemagne	LWR	380	230	230	150	0	0	0
		LWR MOX	12	12	6	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (d)	PWR	49	49	49	49	49	49	49
Netherlands	Pays-Bas (e)	PWR	8	8	8	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	39	39	54	53	53	53	53
Slovenia	Slovénie (f)	PWR	15	15	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	24	30 (a)	25	25	25	N/A	N/A
		PWR	110	71 (a)	120	120	120	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	155	140	160	160	160	160	160
		PWR	80	80	80	80	80	80	80
Switzerland	Suisse	BWR	31	29	29	28	29	21	22
		PWR	29	30	29	30	29	29	16
		LWR MOX	0	0	0	0	0	0	0
United Kingdom	Royaume-Uni	PWR	0	37 (a)	37	0	37	37	0
		GCR	163	175 (a)	180	60	0	0	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon (e, g)	PWR	471	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	617	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	1.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	320	370	550	680	810	950	1 080
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696457>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data are projected and aggregated.
 (c) Does not include first core requirements for Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 in 2020 figures since the type of units to be built is not yet decided.
 (d) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (e) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (f) Not including requirements for a possible new nuclear power plant.
 (g) For fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Projections cumulées.
 (c) Les chiffres de 2020 excluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 et de Hanhikivi 1 puisqu'on ignore encore à quelle filière appartiendront ces nouveaux réacteurs.
 (d) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (e) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (f) Exclut les besoins des nouvelles tranches qui pourraient être construites.
 (g) Exercice.
 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	2010 (actual/réelles)	2011	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		163 418	165 418	179 003				
Canada	Canada	HWR	86 034	86 034 (b)	95 619	99 489	99 489	99 489	99 489
Mexico	Mexique	LWR	984	984	984	984	984	984	984
United States	États-Unis	(c) LWR	74 000	76 000 (b)	80 000	NA	NA	NA	NA
		Others Autres (d)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique	LWR	3 830	3 830	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	8 320	8 320
Finland	Finlande	LWR	2 205	2 209 (b)	3 110 (e)	3 160 (f)	3 160	3 160	3 160
France	France	LWR	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Germany	Allemagne	LWR	26 061	26 061	26 061	26 061	26 061	26 061	26 061
Hungary	Hongrie (g)	LWR	1 489	1 489	1 741	1 993	2 245	2 371	2 560
Italy	Italie	LWR	73	46	2 (h)	- (i)	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas (j)	LWR	73	73	73	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	LWR	1 943	1 943	2 010	4 473	4 473	4 473	4 473
Slovenia	Slovénie	LWR	622	622 (b)	622 (k)	907	907	907	907
Spain	Espagne	LWR	5 240	5 260 (b)	5 490	7 443	8 979	8 184	7 220
Sweden	Suède	LWR	8 000	8 000	8 000	8 000	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	3 946	3 946	3 946	4 066	4 152	3 976	3 976
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	552	522	522	522	522	522	522
		GCR	187	189	189	189	189	189	189
		Others Autres	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique		37 631						
Japan	Japon (j, l)	LWR	20 670	N/A	21 750	27 460	28 760	28 760	28 760
		HWR	110	N/A	0	0	0	0	0
		Others Autres	143	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	LWR	7 267	7 486	11 400	14 400	16 300	16 300	16 300
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 700	12 700	12 700	12 700
Total									

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696476>

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Final data for the years after 2002 are not available and are projected. Capacities exclude reserve capacities for emergency unloading of full reactor core.
 (d) Includes spent fuel from defence related activities including naval reactors, research and test reactors and a high-temperature gas reactor. Approximately 2 100 tHM is from Hanford's N reactor. The 2 400 tHM represents a projected quantity by 2035, most of which already exists.
 (e) Interim storage capacity in Olkiluoto will be increased in 2014. Pool for OL1 and OL2 spent fuel only included in this figure. Pools reserved for other reactors, including Loviisa in 2020, are not included due to current uncertainties about available capacity.
 (f) The final repository for spent fuel, planned to start operation in 2020, will have an effect on TVO and Fortum spent fuel storage capacity requirements. Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 requirements not included since capacity not yet specified.
 (g) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (h) 234.9 tHM (pre-irradiation) to be transported to reprocessing facility; 1.68 tHM post-irradiation.
 (i) 1.68 tHM to be transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (j) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (k) Re-racking in spent fuel pond to increase installed capacity scheduled in 2015-2016.
 (l) For fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Après 2002, les chiffres indiqués sont des projections. Ces capacités ne tiennent pas compte des capacités de réserve prévues pour un déchargement d'urgence de l'intégralité du cœur d'un réacteur.
 (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. Les 2 400 tonnes de ML correspondent à la quantité projetée d'ici 2035, en grande partie déjà produite.
 (e) La capacité d'entreposage d'Olkiluoto sera 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, notamment Loviisa en 2020, ne sont pas prises en compte du fait des incertitudes liées à la capacité disponible.
 (f) Le centre de stockage du combustible utilisé, qui devrait ouvrir en 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO et Fortum. Les besoins d'entreposage du combustible d'Olkiluoto 4 et de Hanhikivi 1 ne sont pas pris en compte puisqu'on ignore encore quelle quantité de combustible ces réacteurs brûleront.
 (g) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (h) 234,9 tML (avant irradiation) à transporter à l'usine de retraitement, 1,68 tML irradiées.
 (i) 1,68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant stockage en formation géologique.
 (j) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (k) Il est prévu en 2015-2016 de réaménager les râteliers de la piscine de désactivation pour augmenter la capacité d'entreposage du combustible utilisé.
 (l) Exercice.
 N/A Non disponible.

Table 2.11: Spent fuel arisings and cumulative in storage (a)
(tonnes HM/year)

Country	Pays	2010		2011		2015	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**
OECD America	OCDE Amérique	3 643	111 272	3 629	114 903	3 789	130 009
Canada	Canada	1 436	43 109	1 446	44 556	1 532	50 685
Mexico	Mexique	52	563	24 (b)	588	51	741
United States	États-Unis (c)	2 155	67 600	2 159 (b)	69 759 (b)	2 206	78 583
OECD Europe	OCDE Europe		38 189		40 150		
Belgium	Belgique	101	2 927	129	3 056	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque (d)	134	1 291	266	1 557	70	1 847
Finland	Finlande (e)	61	1 764	62	1 826	94	2 095
France	France	300	13 904	300	14 204	300	15 404
Germany	Allemagne	380	3 580	230 (b)	4 810 (b)	230	5 730
Hungary	Hongrie (f)	49	1 331	49	1 380	49	1 576
Italy	Italie	0	73	0	46	0	2 (g)
Netherlands	Pays-Bas (i)	8	515	N/A	N/A	8	557
Slovak Republic	Rép. slovaque	37	1 365	39	1 404	54	1 562
Slovenia	Slovénie	15	425	15 (b)	439 (b)	15	497
Spain	Espagne	81	4 078	179 (b)	4 257 (b)	191	4 957
Sweden	Suède	N/A	5 222	N/A	5 404	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	57	1 164	59	1 223	56	1 451
United Kingdom	Royaume-Uni	163	550	212	544	200	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 431	25 192			1 760	32 460
Japan	Japon (i, j)	822	13 818 (b)	N/A	N/A	960	17 060
Republic of Korea	Rép. de Corée (k)	609	11 374	641	12 015	800	15 400
Total			174 653				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696495>

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Final data for the years after 2002 are not available and are projected.
 (d) Increase in 2010 and 2011 due to replacement of entire Temelin 1 and 2 cores.
 (e) Olkiluoto 4 and Hanhikivi 1 figures not included, since basic data are not yet specified. The final repository for spent fuel, planned to start operation in 2020, will have an effect on TVO and Fortum stored spent fuel figures.
 (f) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (g) 234.9 tHM (pre-irradiation) to be transported to reprocessing facility; 1.68 tHM post-irradiation.
 (h) 1.68 tHM to be transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (i) Data from 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (j) For fiscal year.
 (k) Including LWR fuel and HWR fuel.
 * tHM/a; ** tHM cumulative; N/A Not available.

Tableau 2.11 : Quantités de combustible utilisé déchargées et entreposées (a)
(en tonnes de ML par an)

2020		2025		2030		2035	
Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité stockée**
3 982	149 917	4 163	170 786	4 179	191 607	4 082	212 044
1 589	58 630	1 696	67 110	1 696	75 590	1 696	84 070
26	869	25	1 048	50	1 224	25	1 376
2 367	90 418	2 442	102 628	2 433	114 793	2 361	126 598
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
71	2 203	90	2 580	69	3 158	86	3 587
90	2 542	90	2 890	108	3 263	69	3 505
300	16 904	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
230	6 880	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
49	1 821	49	2 066	49	2 311	49	2 556
0	0 (h)	0	0	0	0	0	0
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
53	1 828	53	2 093	53	2 359	53	2 625
15	570	15	642	15	715	15	787
132	5 623	130	6 483	0	6 700	0	6 700
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
53	1 774	44	2 034	37	2 275	37	2 464
143	N/A	24	N/A	24	N/A	24	N/A
2 050	37 990	2 130	44 700	2 200	51 620	2 210	58 600
1 150	18 090	1 130	19 800	1 200	21 720	1 210	23 700
900	19 900	1 000	24 900	1 000	29 900	1 000	34 900

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Après 2002, les chiffres indiqués sont des projections.
 (d) Augmentation en 2010 et 2011 du fait du remplacement de l'intégralité des cœurs de Temelin 1 et 2.
 (e) Exclut les chiffres relatifs à Olkiluoto 4 et Hanhikivi 1 puisque les données concernant ces réacteurs ne sont pas encore spécifiées. Le centre de stockage du combustible usé, qui devrait ouvrir en 2020, aura un impact sur les quantités de combustible usé entreposées par TVO et Fortum.
 (f) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (g) 234,9 tML (avant irradiation) à transporter à l'usine de retraitement, 1,68 tML irradiées.
 (h) 1,68 tML à transporter à l'entrepôt national de déchets de faible activité avant leur stockage en formation géologique.
 (i) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (j) Exercice.
 (k) 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	2010 (actual/réelles)	2011	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								
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Magnox	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique		160	160	960				
Japan	Japon (b, c)	LWR	120 (a)	120 *	920	800	800	800	800
		MOX	40	40	40	N/A	N/A	N/A	N/A
Total									

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696514>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) For fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) Exercice.
 * Estimation du Secrétariat ; 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	2010 (actual/réelles)	2011	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	0.0
OECD Europe	OCDE Europe								
Belgium	Belgique (b)	LWR	N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
France	France	LWR	10.0	10.0	10.0	10.0	N/A	N/A	N/A
		FBR	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Germany	Allemagne	LWR	1.0	1.0 (c)	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Sweden	Suède	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon (d, e)	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR	0.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696533>

Notes

- (a) DOE MOX fuel fabrication facility in South Carolina will blend surplus weapons-grade plutonium with depleted uranium to make MOX fuel for use in existing nuclear power plants.
 (b) Confidential information.
 (c) Preliminary data.
 (d) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (e) For fiscal year.
 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) Données provisoires.
 (d) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (e) Exercice.
 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 2009 Total à la fin de l'année 2009	2010	2011	Total to end of 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012 (expected) 2012 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 939.8				0
United States	États-Unis (a)	1 939.8	NA	NA	NA	0
Total		1 939.8				0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696552>

Notes

(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.
 N/A Not available.

Notes

(a) Données fournies par le propriétaire exploitant de la centrale de Columbia, Energy Northwest.
 N/A Non disponible.

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 2009 Total à la fin de l'année 2009	2010	2011	Total to end of 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012 (expected) 2012 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 376	0	191	1 567	0
United States	États-Unis (a)	1 376	0	191	1 567	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 (c)	1 697	0	0	1 697	0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696571>

Notes

(a) Data provided by Energy Northwest, owner-operator of the Columbia generating station.
 (b) Purchased for subsequent re-enrichment.
 (c) Data from 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.

Notes

(a) Données fournies par le propriétaire exploitant de la centrale de Columbia, Energy Northwest.
 (b) Acheté pour réenrichissement ultérieur.
 (c) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.

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 2009 Total à la fin de l'année 2009	2010	2011	Total to end of 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012 (expected) 2012 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe	67 719				
France	France (a)	13 900	1 000	1 000	15 900	1 000
United Kingdom	Royaume-Uni (b)	53 819	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	0
Japan	Japon (c, d)	645	0	0	645	0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696590>

Notes

(a) Cumulative in storage.
 (b) Data from the 2010 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (c) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (d) For fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

(a) Quantité entreposée.
 (b) Données provenant de l'édition 2010 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (c) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (d) Exercice.
 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 2009 Total à la fin de l'année 2009	2010	2011	Total to end of 2011 Total à la fin de l'année 2011	2012 (expected) 2012 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	3 500	600	600	4 700	600
Germany	Allemagne	0	0	0	0	0
Sweden	Suède (a)	139	0	0	139	0
Switzerland	Suisse	2 569	291	309	3 169	291
United Kingdom	Royaume-Uni	15 000	N/A	37	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	207	8			
Japan	Japon (a, b)	207	8	N/A	N/A	N/A

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696609>

Notes

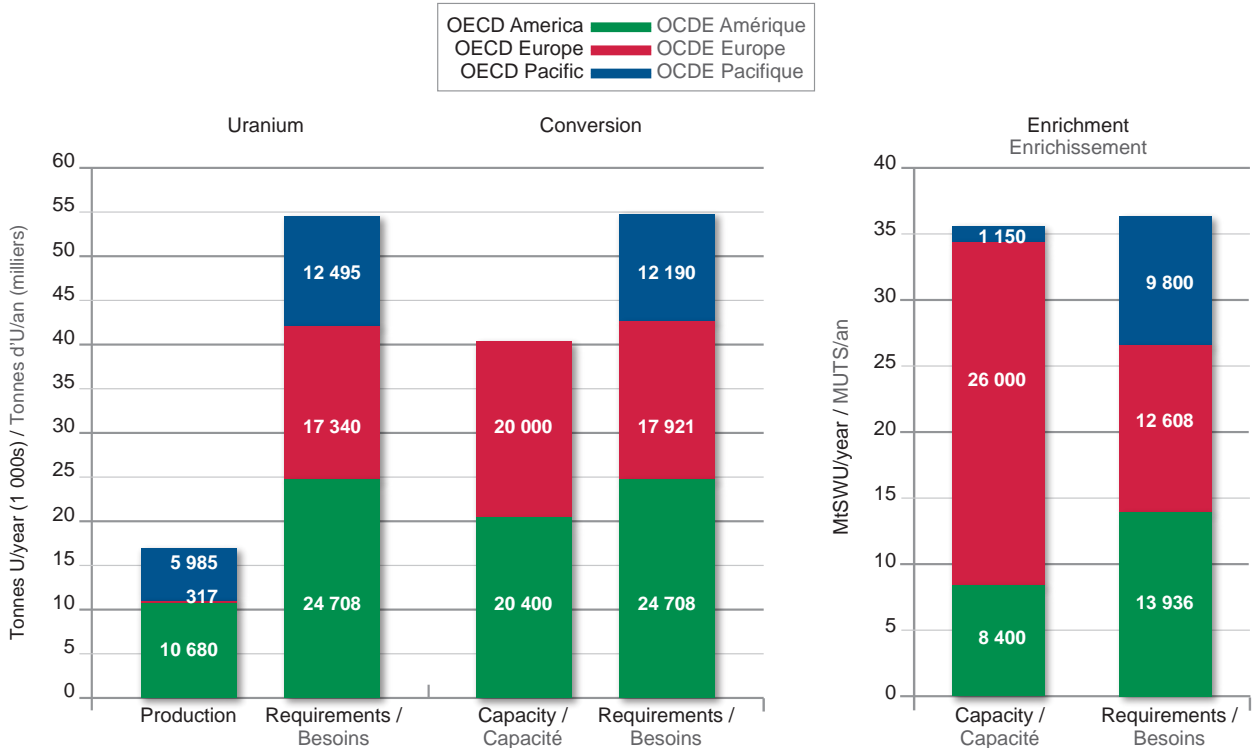
- (a) Data from the 2011 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (b) For fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (b) Exercice.
 N/A Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2011)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2011)



StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932696210>

3. Country reports

Austria

Austria does not consider nuclear power as compatible with the concept of sustainable development. In the Austrian view, reliance on nuclear power is neither a viable nor a cost-efficient option to combat the greenhouse effect. In legal terms, nuclear power has been banned in Austria since late 1978. In 1999, this ban became part of constitutional legislation (Federal Constitutional Act “Atomfreies Österreich”, Federal Law Gazette 149/1999).

Unfortunately the Austrian position regarding nuclear power has been underlined by the catastrophe of Fukushima Daiichi. The Austrian government will continue to pursue an active policy in this regard.

Belgium

Due to the Fukushima Daiichi accident the Belgian government put on hold its decision of October 2009 to postpone by ten years the phase-out of the three oldest nuclear reactors (see *Nuclear Energy Data* 2010). At the creation of the new government in the beginning of December 2011, the following decisions were taken:

- The government confirms that it will close the nuclear power plants in conformity with the phase-out law of 2003.
- No later than six months after its creation, the government will elaborate an equipment plan for new production capacity from diversified energy sources in order to assure in a credible way the security of electricity supply in the country in the short, medium and long term.
- The final closure dates of the nuclear power plants will be specified by the government according to the timing of the connection to the grid of this new capacity.

ONDRAF/NIRAS, the Belgian waste management organisation, is preparing the safety file for the integrated project for near-surface disposal of short-lived low- and medium-level waste required by the safety authorities. Before doing this, the government has agreed to submit the safety file to a peer review by the OECD Nuclear Energy Agency. This peer review began before the end of 2011 and is expected to last until July 2012. The recommendations of the peer review will be included in the final document to be submitted to the safety authorities about one year later than originally intended. The integrated project consists of the proposed disposal project and a number of accompanying measures to promote the economic and social development of the region. This disposal project is financed by the waste tariffs. For the financing of the accompanying measures, a law was promulgated at the end of 2009 which foresees a contribution to be paid by the producers on the basis of the waste quantities reserved for them in the disposal facility. Some aspects of the law will be specified in more detail in an upcoming royal decree.

ONDRAF/NIRAS has sent its waste plan (long-term management plan of medium-high level and long-lived waste) to the government together with the results of the public consultation and the comments received. The government has taken note of the waste plan and has confirmed that it corresponds to the legal mission of ONDRAF/NIRAS, and that it has fulfilled all other legal requirements and previous government requests. The implementation of the plan requires a governmental decision in principle. Pending such a decision, the government has requested that the following recommendations be implemented:

- Continuation of the R&D on disposal in clay in order to confirm and refine the scientific and technical basis of this solution and to ensure an appropriate level of financing by the producers.
- Specification of an adaptable, participative and transparent phased decision-making process that assures continuity in the development and the implementation of the management solution.
- Development of a proposal for a normative system in order to appropriately frame the implementation of the waste plan (including the creation of an independent supervising body).

- Development of the societal part of the R&D programme that includes assurance that it will be financed.
- Unambiguously and clearly stating requests with respect to operational reversibility and recoverability of the disposed waste, the control required for good functioning of the disposal facility and the associated knowledge transfer.
- Documentation of the evolution of all management options that have been examined but not retained in the waste plan.

In 2010, the Belgian government decided to go ahead with the MYRRHA project of the Nuclear Research Centre SCK•CEN at Mol (an accelerator-driven lead-bismuth cooled, subcritical, fast neutron reactor, intended as a flexible irradiation facility able to work in either subcritical or critical mode). MYRRHA will focus on fuel and material research for innovative reactor systems (fission and fusion) and on the transmutation of high-level radioactive waste. It will also be used as back-up for the production of medical radioisotopes. The government has also decided to provide a subsidy of EUR 60 million for the first detailed design phase of the project. Over the course of 2011 the project has advanced according to schedule.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 9 775 tU in 2010, 18.2% 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 7 654 tU in 2010.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 1 463 tU in 2010. Exploratory drilling during 2010 delineated additional resources and extended the life of the mine until at least 2017.

Production from the McClean Lake uranium mine and mill, operated by AREVA Resources Canada Inc., amounted to 657 tU in 2010. All production since 2008 has been from stockpiled ore. In July 2010, the stockpile was depleted and production suspended. Production is expected to resume in 2013 when high-grade ore from the Cigar Lake mine becomes available for processing.

Cigar Lake, the world's second-largest high-grade uranium deposit, is being developed by Cameco. Production from the Cigar Lake mine is expected to begin in 2013 and the mine has an annual production capacity of 6 900 tU.

Nuclear energy

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2011, nuclear energy provided 15% of Canada's total electricity needs (over 60% in Ontario) and should continue to play an important role in supplying Canada with power in the future.

Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL)

In October 2011, the government of Canada completed the sale of the assets of AECL's CANDU Reactor Division to Candu Energy Inc., a wholly owned subsidiary of SNC Lavalin. The government believes that Candu Energy will be well positioned to compete, partner and deliver new projects in the nuclear power sector. The government is now undertaking the second phase of the restructuring with a focus on the future of AECL's Nuclear Laboratories. The restructuring will focus on establishing the most appropriate long-term mandate, governance and management structures for the laboratories in order to enhance their performance. A Request for Expression of Interest was issued in early 2012 to seek views from industry, utilities, provincial and territorial governments, and other stakeholder organisations with interest in one or more aspects of the laboratories.

Prospects for new build

The construction of new nuclear power reactors has been considered by some public and private companies in Canada over the past years. The actual number of new reactor units to be built hinges largely on refurbishment plans for existing units, demand for electricity and economics. Although there are currently no firm commitments from any province or territory within Canada to build a new nuclear power reactor, the regulatory process for the proposed construction of a new nuclear power plant in Ontario (Darlington New Nuclear Project) is progressing well.

Refurbishment

Refurbishment projects are currently underway or have been announced in Ontario, New Brunswick and Québec. In Ontario, Bruce Power's restart and refurbishment programme of Bruce A units 1 and 2 has been underway for a few years. Both units are nearing completion and are expected to return to service in the second quarter of 2012. Bruce Power is also examining the life extension of other units at its Lake Huron site. New Brunswick Power began the refurbishment of the Point Lepreau nuclear station in March 2008 and it is expected to return to service in the fall of 2012. A final decision concerning the refurbishment of Gentilly-2 generating station is expected sometime in 2012.

Ontario Power Generation (OPG) is pursuing its two-part investment strategy for its Pickering and Darlington nuclear generating stations announced in 2010. First, OPG is proceeding with a detailed planning phase for the mid-life refurbishment of its four nuclear power reactors at the Darlington station, with work expected to start in 2016. This will enable the station to operate for an additional 25-30 years. Second, OPG is proceeding with the investment of USD 300 million to ensure the continued safe and reliable performance of its Pickering station (the two Pickering A units and the four Pickering B units) up until 2020 when it will reach the end of its operating life. OPG will begin the long-term decommissioning process of the Pickering station at that time.

International developments

CANDU reactors abroad

Currently, there are a total of nine CANDU-6 reactors in operation outside of Canada (four in South Korea, two in China and Romania and one in Argentina).

Generation IV

On 28 February 2005, Canada signed an international commitment as part of the Generation IV International Forum (GIF), an initiative that provides a framework for conducting long-term multilateral R&D to develop Generation IV nuclear energy systems. The impetus behind GIF is to develop nuclear reactor designs (for deployment beyond 2025) that address the challenges facing nuclear technologies today. As one of the members of GIF, Canada has been active in developing the GIF policy framework and providing technical expertise.

Of the six reactor systems endorsed by the GIF, Canada identified and is actively participating in the development of two systems: the supercritical-water-cooled reactor (SCWR) and the very-high-temperature reactor (VHTR).

Modernisation of the Nuclear Liability Act

In previous parliaments, similar versions of a bill entitled the Nuclear Liability and Compensation Act (NLCA) were introduced to replace the current Nuclear Liability Act (NLA) with legislation that would have aligned Canada's nuclear civil liability regime with international standards. Specifically, Bill C-63 was introduced on 17 June 2007; Bill C-5 on 26 October 2007; Bill C-20 on 24 March 2009; and Bill C-15 on 16 April 2010. However, as a result of prorogation or dissolution of parliament, these bills all died on the Order Paper. At this time, any decision to move forward on introducing a similar bill rests with the government.

The NLCA would have replaced the NLA, legislation proclaimed in 1976 which governs civil liability in the event that an incident at a nuclear power plant results in civil damages in Canada. The NLA sets out a

comprehensive scheme of civil liability for injury and damage arising from nuclear accidents and a compensation system for victims. It embodies the principles of absolute and exclusive liability of the operator, mandatory insurance and limitations on the operator's liability in both time and amount.

Some of the features of the NLCA are increased liability for nuclear operators of CAD 650 million versus the current CAD 75 million, a mechanism for periodic updating of the operator's liability, a longer limitation period for submitting compensation claims for bodily injury (30 years versus the current 10 years), clarification of a number of key concepts and definitions and greater definition of compensation procedures.

Nuclear fuel waste

On 15 November 2002, the Nuclear Fuel Waste Act (NFWA) came into force, requiring the nuclear energy corporations (i.e. Ontario Power Generation, Hydro-Québec and New Brunswick Power) to establish the Nuclear Waste Management Organization (NWMO). Pursuant to the NFWA, the NWMO is required to develop long-term waste management options for nuclear fuel waste and to implement the government-selected approach. The NWMO submitted its final study of options, *Choosing a Way Forward*, to the Minister of Natural Resources on 3 November 2005.

On 14 June 2007, after careful review of the NWMO study, the government of Canada announced that it had selected the Adaptive Phased Management (APM) approach for the long-term management of nuclear fuel waste. The APM approach recognises that people benefiting from nuclear energy produced today must take steps to ensure that the wastes are dealt with responsibly and without unduly burdening future generations. At the same time, it is sufficiently flexible to adjust to changing social and technological developments. The NWMO is required to implement the government's decision according to the NFWA using funds provided by the owners of nuclear fuel waste.

Following this decision, the NWMO developed a five-year implementation plan in consultation with stakeholders and citizens. The annually updated plan is a living document that is regularly assessed, strengthened and revised in response to new information, advances in technology, changes in societal values and evolving public policy. The plan describes how the organisation intends to move forward with implementing the APM approach.

Starting in 2008, the NWMO carried out dialogues mainly in the four provinces that host nuclear fuel cycle activities (Ontario, Quebec, New Brunswick and Saskatchewan) to develop a process for identifying a suitable site in an informed and willing community to host a deep underground facility for the long-term management of nuclear fuel waste. By early 2010, the NWMO finalised its siting plan which describes a process to identify a safe, secure and suitable site for a deep geological repository, hosted by an informed willing host community.

In May 2010, the siting process was initiated with an invitation to communities to learn more about the repository project. A number of communities have expressed interest in engaging with the NWMO to learn about the project as they consider their potential interest in hosting such a facility. It is expected to take a number of years before a suitable site within an informed and willing host community is confirmed.

The NWMO continues to broaden and strengthen its relationships with interested Canadians and stakeholders who are involved in its work and invites them to participate in the important work ahead towards implementing the APM approach. For information about the NWMO, refer to www.nwmo.ca.

Czech Republic

Discussion about the update of the State Energy Concept continued in 2011. The Czech uranium mine Dolní Rozínka has remained in operation in 2012. Uranium production from the mine was 202.3 tU and from environmental remediation of closed ISL fields was 26.5 tU in 2011.

The tender for the construction of two nuclear units at site Temelin continues. Three potential suppliers received the tender documents. Bids are expected by 2 July 2012.

A higher consumption of uranium/conversion/enrichment and fabrication in 2010 and 2011 was caused by replacement of the entire reactor cores at Temelin unit 1 and unit 2, respectively, with fuel assemblies supplied by a new fabricator – Russian company JSC TVEL.

Implementation of plans to upgrade the Dukovany and Temelin units is under way, so that the capacity of the Dukovany NPP should reach 2 000 MWe gross in 2012 and 2 040 MWe after 2015, with the Temelin NPP reaching 2 050 MWe in 2015.

There are three changes in the projection of the long-term nuclear generation capacities in comparison with the 2011 report: i) a 40-year lifespan is now considered for the Dukovany NPP instead of the previously considered 50 years for the 2035 high case; this is reflected in the decrease in generation capacity and uranium needs; ii) two new units at the Temelin site are assumed to be put into operation in about 2023-2025; and iii) one additional unit at the Dukovany site is assumed to be put into operation in 2030-2031. All these changes are reflected also in the changing pace of increase in spent fuel for the period 2025-2030 and onwards.

Note: The substantial increase in the total quantity of stored spent fuel was caused mainly by the replacement of entire cores at Temelin unit 1 and unit 2 by fuel from the new supplier (JSC TVEL) in 2010-2011. Of the total spent fuel in storage at the end of 2011 (1 557 tHM), 844 tHM are in dry interim storage at the Dukovany and Temelin sites and 713 tHM were placed in spent fuel pools at both sites.

Finland

The Finnish public limited company Teollisuuden Voima Oyj (TVO) was granted a construction licence for Olkiluoto 3 (OL3) pressurised water reactor (type EPR, European pressurised water reactor) in February 2005. The reactor's thermal output will be 4 300 MWe and electric output about 1 600 MWe.

Construction of the plant started in the summer of 2005 and at the end of 2011 the civil construction works were completed to a large extent. The major components of the reactor, such as the pressure vessel, pressuriser and four steam generators, had been installed, along with welding works on the primary coolant circuit pipeline. Installation of the other components and pipeline welding as well as pressure tests at the reactor continued and commissioning tests of the automation cabinets at the turbine plant are ongoing. Planning of the plant's automation is also ongoing.

The AREVA-Siemens consortium constructing the OL3 plant on a fixed-price turnkey delivery contract informed TVO in December 2011 that it is scheduled to be ready for regular electricity production in August 2014. The original schedule had commercial electricity production starting in 2009.

Fortum Power and Heat Oy (Fortum) was granted in July 2007 new 20-year operating licences for its Loviisa 1 and 2 PWR units. Fortum is planning that both units will have at least a 50-year lifetime and the end of their operation would be around 2030.

In June 2007, a new company Fennovoima Oy initiated a nuclear new build project. This new power company was created by a consortium of industrial and energy companies (with the German company E.ON holding 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 were completed in 2008 and the Fennovoima process in 2009. The Ministry of Employment and the Economy (MEE) is the co-ordinating authority for the EIA processes.

TVO filed its DIP application for the construction of Olkiluoto 4 in April 2008 and Fortum for Loviisa 3 in February 2009. Fennovoima filed a DIP application in January 2009. Fennovoima's listed candidate sites, Simo and Pyhäjoki, stated in 2009 as per a request from the MEE that they are willing to host Fennovoima's plant, and the nuclear regulatory authority (STUK – Säteilyturvakeskus) had found both of these greenfield sites suitable for an NPP.

Posiva Oy, the organisation created by TVO and Fortum to manage spent fuel disposal, also filed DIP applications to enlarge 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. All applications fulfilled all safety and environmental requirements. As specified by the Nuclear Energy Law, decisions on all DIPs were based on the projects' overall good for society, projected national energy needs in 2020 and the limit of two new NPPs at this time.

The Olkiluoto 4 and Fennovoima new build projects received positive DIPs as did Posiva for repository enlargement project for Olkiluoto 4 spent fuel. Loviisa 3 was issued a negative DIP, as was Posiva's proposal to further expand ONKALO to accommodate Loviisa 3 spent fuel. The three positive DIPs were ratified in parliament on 1 July 2010.

Positive DIPs were issued to the two utilities (TVO and Fennovoima) that will produce cost price electricity for the needs of Finnish industries that are funding these new build projects. The government also took into account Fortum's stake (about 25%) in TVO when deciding upon the DIPs.

The positive DIPs for TVO's Olkiluoto 4 and for Fennovoima were ratified in parliament on 1 July. Posiva also received a ratified DIP for its application for the Olkiluoto 4 spent fuel handling at that date. In October 2011, Fennovoima chose the municipality of Pyhäjoki as the preferred site, announcing that the unit will be named Hanhikivi 1, referring to the name of the peninsula where the unit is to be sited. In July 2011, Fennovoima invited bids for the power plant from AREVA and Toshiba and received bids in January 2012. The main contracts are expected to be finalised later (so the units are not "firmly committed" yet according to the OECD/NEA criteria).

In 2004, Posiva Oy started construction of the underground laboratory (rock characterisation facility) named ONKALO for the final disposal of spent nuclear fuel generated by the owners (TVO and Fortum) of the Olkiluoto and Loviisa plants. ONKALO is intended to be a part of the final repository. By the end of 2011, ONKALO excavations had reached the final depth of 420 m with an overall length of more than 4 km. Posiva plans to apply for the construction licence before the end of 2012. The construction of the final disposal facility is expected to commence in 2014 and disposal operations are planned to start in 2020.

France

As of 31 December 2011, 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). Work has been proceeding on construction of the Flamanville EPR since December 2007.

Nuclear power and electricity generation

Electricity consumption in France fell by 6.5% in 2011 to 478 TWh. Total electricity generation dropped by 1.5% to 542 TWh. The export balance doubled when compared to previous years.

Thanks to improved capacity availability, the share of the total electricity generated by nuclear power rose by 3.2% to 421 TWh, i.e. 77% of domestic production. Generation from fossil-fired thermal plants dropped by 14% to 51 TWh. Hydropower plants contributed 50 TWh. Wind power generation totalled 12 TWh (+23%). Power generated from other renewable sources amounted to 5.6 TWh. Solar power production doubled within the space of a year and amounted to 1.8 TWh.

Additional stress tests have been carried out following the accident at Fukushima Daiichi. The extra investment these tests entail is estimated at EUR 170 million per reactor. Furthermore, a centralised rapid reaction force, operational 24/7, is to be established to back up existing local safety arrangements.

Nuclear reactors

Research reactors

Work on the new Jules Horowitz reactor (RJH, 100 MWth) to replace the Osiris reactor at the Cadarache site, which first began in 2007, is still in progress. Construction started in 2009 and the concrete raft, mounted on aseismic bearing pads, was poured in January 2011. The first three concrete lifts of the reactor building were completed in 2011. Civil engineering work has also started on the reactor pool and auxiliary buildings. The reactor is due to enter service in 2015. It will also be used to manufacture radioisotopes for medical purposes.

Generation IV

France has given priority to the development of sodium-cooled reactor technology, a field in which it has already acquired significant experience and know-how.

According to the timetable set out in French legislation, the 600 MWe advanced sodium technology reactor (ASTRID) must be operational by the end of 2020. A basic preliminary design project (PDP) was launched in 2011 with a team of 450 people (CEA, AREVA, EDF, etc.). The funding for the initial phases of the project was earmarked in 2010 under the major national loan.

Researchers at the French Atomic Energy Commission have developed a new architecture for the core of this reactor, which is based on an improved safety concept compared with standard sodium-cooled fast reactor cores.

The gas-cooled fast reactor (GFR) is the alternative long-term technology. The aim is to demonstrate its feasibility as part of a European collaborative project with a view to possible deployment by 2040-2080.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

Cadarache was officially chosen as the site for the ITER at the meeting held in Moscow on 28 June 2005. Work began in 2007.

Work began in 2011 on the ground support structure of the tokamak complex. All the concrete columns of the anti-seismic system had been poured by the end of December.

The huge assembly hall for the “poloidal field coils” was completed in February 2012.

European pressurised reactor (EPR)

In 2011, several important milestones were reached in the construction project at the Flamanville site:

- civil engineering work on two buildings (pumping station and south diesel generator building) was completed;
- construction of the steel containment dome was completed;
- the alternator stator (450 t) was installed in the turbine hall.

At the end of 2011:

- 84% of the civil engineering work was completed;
- 21% of the electromechanical assembly work was completed;
- 56% of the total site was estimated to be finished.

The reactor is due to enter into service in 2016.

ATMEA

The ATMEA is a 1 100 MWe third generation reactor being developed by Mitsubishi Heavy Industries and AREVA NP, in their joint venture company ATMEA.

On completion of an 18-month assessment, the French nuclear safety authority approved the safety options for the reactor on 31 January 2012.

ATMEA was one of the three reactors pre-selected in 2010 by Jordan for construction of its first nuclear unit.

Fuel cycle

Uranium enrichment

In the summer of 2006, AREVA began work at the Tricastin site on construction of the Georges Besse II uranium enrichment plant which will eventually replace the current Eurodif plant that has been in service since 1978. In 2011, the new plant reached a capacity of 1.4 million SWU. Georges Besse II is expected to reach an enrichment capacity of 7.5 million SWU in 2016.

The shutdown phase for the current plant is expected to get underway at the end of June 2012.

Fuel recycling

A framework agreement between Électricité de France (EDF) and AREVA for the recycling of all spent fuel (other than MOX) from French NPPs was signed in 2008 for a period extending until 2040. Since 2010, the La Hague reprocessing plant has handled 1 050 t of spent EDF fuel a year (compared with 850 t previously) and the MELOX plant will produce 120 t of MOX fuel for French NPPs.

Waste management

To date, 85% of the radioactive waste generated by French operators in volume terms is covered by effective long-term management measures. The remaining 15% of waste is packaged and placed in temporary storage pending final disposal (either in surface facilities or in deep geological repositories). Accordingly, the National Agency for Radioactive Waste Management (Andra) manages existing storage facilities and conducts research into the deep geological disposal of long-lived high-level waste (HLW-LL). In 2009, it published its latest national inventory of radioactive waste and recyclable materials.

Very low-level waste (VLLW) is stored at the Morvilliers site (Aube), which is designed to accommodate 650 000 m³ of waste over the next 30 years and which opened in the summer of 2003.

Short-lived low- and intermediate-level waste (LILW-SL) is stored at the Soulaïnes-Dhuys site (Aube). The Manche storage centre has no longer been receiving waste consignments since 1994. It entered into an active surveillance phase in 2003, with very active surveillance until 2013.

Long-lived low-level waste (LLW-LL) must be disposed of in shallow repositories. The search for a shallow-depth storage facility has been underway since 2008.

Long-lived high- and intermediate-level waste (HILW-LL) is subject to specific legislation, namely Law No. 2006-739 of 28 June 2006 on the programme for long-term management of radioactive materials and waste. This law follows on from that of 30 December 1991 (Bataille Law). It provides, *inter alia*, for research into the long-term management of HILW-LL by setting out three main lines of research (as detailed below).

Advanced separation and transmutation

These research projects are conducted by the Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives. The main achievements in 2009 concerned the consolidation of the Ganex process for the overall extraction of all actinides as well as the development of an outline process aimed at the recovery of solely americium, the main contributor to long-term radiotoxicity and thermal loading of waste containers. The ExAm (extraction of americium) process was successfully tested in 2009 in the Atalante L17 laboratory in Marcoule. A large quantity of americium was recovered (>97%), resulting in a decontamination factor significantly higher than 1 000.

Deep geological storage

Research into the deep geological disposal of long-lived high-level waste is carried out under the aegis of Andra in the underground laboratory in the Meuse/Haute-Marne (Bure). The trial zone at a depth of 490 m has been operational since April 2005. At the end of 2009, the laboratory had around 800 m of underground galleries, all fitted with instrumentation.

A 30 km² area of interest was officially proposed in 2009. The main project contractor in charge of preparing construction was selected in 2011 via a call for tenders. The application for construction of a storage facility within this area will be submitted by Andra for review and approval by 2015. A permit for construction of the facility will then be granted by a decree issued by the Prime Minister, with a view to the facility entering into service by 2025, after completing a procedure set out in the legislation which consists of seeking opinions from the nuclear safety authority, the national evaluation committee, parliament and the local authorities concerned, as well as a consultation and public enquiry. In addition, the opening of the facility is subject to adoption of a law setting out the conditions for the reversibility of disposal.

Temporary storage

The studies and research conducted by Andra are aimed at creating, between now and 2015, new temporary storage facilities or the modification of existing facilities in order to meet planned requirements.

The 2006 programme law also provides for the financing of the three avenues of research described above. In particular, it provides for a system of taxes on nuclear installations. Furthermore, the law secures the financing for long-term nuclear charges by establishing a specific regime applicable to the securing of the reserves which operators must put in place to meet their long-term charges.

Germany

Germany's phase-out of the use of nuclear power was laid down by law through the April 2002 adoption of the Act on the Structured Phase-out of Nuclear Power for the Commercial Production of Electricity. The legislation set out rules to end the use of existing German NPPs for the commercial production of electricity. To this end, a determination was made regarding the remaining amount of power that each NPP could produce. This amount corresponded to the total amount of power that would be produced during an average operational lifespan of 32 years. Power plants were to be switched off once they had generated the amount of power stipulated by law.

In autumn 2010, the federal government adopted an "energy concept" that sets the course for Germany's transition to the age of renewable energy. In the energy concept, nuclear power is to play a bridging function, but only until renewables are able to play their part reliably and the infrastructure needed to achieve this has been put into place.

The 11th Act amending the Atomic Energy Act, which took effect in December 2010 and is based on the energy concept, raised the limit of the remaining power amounts that NPPs would be permitted to produce, thereby extending the lifespan of Germany's 17 nuclear plants by an average of 12 years (the 7 power plants that had gone into operation before 1980 were allowed to produce additional power corresponding to 8 additional years of operation; for the other 10 power plants, the amount corresponded to 14 additional years).

In the aftermath of the previously inconceivable events that unfolded at the Fukushima Daiichi NPP, the role of nuclear power had to be reconsidered. The Fukushima Daiichi disaster and its consequences, which cannot yet be fully foreseen, make it necessary to reassess the risks associated with the use of nuclear power. In light of the Fukushima Daiichi disaster, Chancellor Merkel (in co-ordination with the Minister-Presidents of the *Länder* where NPPs are in operation) decided on 15 March 2011 to subject all German NPPs to a comprehensive safety review. As part of this safety review, eight NPPs – seven older plants together with the Krümmel plant – were either taken offline or, for those plants not in operation at the time, not switched on. The eight plants affected by this temporary three-month discontinuation of operation are Neckarwestheim 1, Phillipsburg 1, Biblis A and B, Isar 1, Unterweser, Brunsbüttel and Krümmel.

The safety review of all German NPPs was conducted by the Reactor Safety Commission in close collaboration with the competent nuclear regulatory authorities. In May 2011, the Reactor Safety Commission submitted a comprehensive analysis of the risks associated with German NPPs. In addition, the federal government set up an independent ethics commission, the Ethics Commission for a Safe Energy Supply, which in May 2011 submitted a comprehensive opinion on issues relating to Germany's future energy supply. The findings of these commissions served as guidelines for the energy policy decisions that needed to be made.

On 30 June 2011, the German Bundestag decided with a vast majority that no later than the end of 2022 Germany will fully terminate the generation of power by German NPPs. This 13th Act amending the Atomic Energy Act took effect on 6 August 2011. For the eight NPPs taken offline during the nuclear safety review, the authorisation to generate power expired with the 13th Act.

In a step-by-step process the other NPPs are to be taken offline as follows: the Grafenrheinfeld plant by end 2015, Gundremmingen B by end 2017, Philippsburg 2 by end 2019 and Grohnde, Gundremmingen C and Brokdorf by end 2021. The three newest facilities – Isar 2, Emsland and Neckarwestheim 2 – are to be taken offline by the end 2022 at the latest.

Hungary

The Hungarian national energy strategy was adopted by the parliament in October 2011. The energy strategy gives a roadmap until 2030 and a vision to 2050. The main aim of the strategy is to ensure the optimal balance of security of supply, competitiveness and sustainability. The energy import should be decreased by diversification of resources and/or origins. The government considers energy production as a way out of the economic crisis. The main elements of the strategy include the increased use of renewables, the maintenance of nuclear capacity (lifetime extension and consideration of building new capacity), the development of regional energy infrastructure, the development of new organisational system as well as the increased effectiveness and efficiency in energy use. The national energy strategy can be found on the website of the Ministry of National Development (www.nfm.gov.hu).

The Act on Atomic Energy (Act Nr. CXVI of 1996) was modified to a great extent in 2011. The most important elements of the modification concerned the safety principles and the tasks and activity of the Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA). The nuclear safety codes were also modified, building in the Association of Regulators of Western Europe (WENRA) reference levels. The set of requirements was completed by two new volumes in order to define requirements for all parts of the lifetime of nuclear facilities. The new set of requirements came into force on 1 November 2011. The modified act and the new safety codes can be found on the HAEA's website (www.haea.gov.hu).

After the severe accident at Fukushima Daiichi NPP all European countries operating NPPs performed a targeted safety reassessment (TSR) – the so-called stress test – at the call of the European Council. The TSR for the Paks NPP focused on topics specified by the European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG). These correspond to earthquake and/or flooding and other external natural hazard factors; to the loss of electric power supply and the loss of the ultimate heat sink or combination of these two; and to severe accident management. In relation to the hazard factors it was assessed whether the design basis of the plant was duly determined and whether there are sufficient reserves beyond design basis before severe damage can occur. Based on the final report of the Paks NPP submitted for regulatory review, the HAEA agreed with the proposed tasks in the report to be carried out in order to further improve the plant safety and identified a few additional options. Along with the detailed coverage of the topics specified by ENSREG, HAEA also established that the national legal requirements for the safety of NPPs are in line with the international standards and best practices. HAEA submitted the national report about the results of the review to the European Commission by the end of 2011 and published it on its website (www.haea.gov.hu). Based on the results of the regulatory review of the TSR, HAEA concluded that the design basis of Paks NPP is adequate and complies with the legal requirements and international practice. The safety systems and safety functions satisfy requirements of the design base. After the last periodic safety review (PSR) of Paks NPP, specific safety enhancement measures had been implemented, mainly in order to improve the beyond design basis capabilities of the plant. These measures are fully in line with expectations of the TSR. It can be concluded that Paks NPP is safe and no deficiencies have been identified that may question the adequacy of its design basis and may require any urgent regulatory intervention. The measures initiated by the last PSR also pro-

vide robust capabilities for the plant for successfully managing severe situations. In addition to the positive findings the TSR identified a number of options and measures to enhance plant safety even further. The HAEA ordered the operator of the plant to elaborate a detailed programme by the end of the first half of 2012 for realising these options.

The Paks NPP generated 15 685 GWh of electricity in 2011, which represents 43.25% of the gross domestic electricity production of Hungary. This amount was generated by four units as follows; unit 1: 3 700.3 GWh; unit 2: 4 037.2 GWh; unit 3: 3 888.8 GWh; unit 4: 4 058.7 GWh. As far as the amount of the produced energy is concerned, 2011 is considered an outstanding year, because the second largest production result was achieved in the history of the plant. The total of all electricity that has been generated by Paks NPP since the date of the first connection of unit 1 to the grid was higher than 366.8 TWh as of the end of 2011.

At the end of 2008, a lifetime extension programme for the Paks NPP was submitted to the HAEA to justify the establishment of the operating conditions and safe operation beyond the designed lifetime. HAEA evaluated the programme and ordered the licensee to implement the programme with certain conditions. The technical preparation activities covered the determination of the ageing effects and ageing processes requiring treatment, the status of the systems, structures and components, the evaluation of the existing ageing management programmes, and if necessary, the amendment or development of new programmes. HAEA regularly reviews and evaluates the progress reports of the lifetime extension programme. In December 2011, in compliance with the legal requirements, the beyond designed lifetime licence application for Paks unit 1 was submitted, one year before the expiration of its licensed operating time. By the end of 2012, HAEA will have evaluated the licence application and the additional information and will make a decision on the extension.

The interim spent fuel storage facility (designed by GEC Alstom, United Kingdom) at the Paks site is a “modular vault dry storage” type spent fuel storage facility which has been receiving irradiated fuel assemblies from the Paks NPP since 1997. The increase of storage capacity is in line with the demands of Paks NPP. The planned 37 modules are assumed to be capable of storing all spent fuel until the end of the extended service life of the plant. The extension of the storage facility with four new modules was finished at the end of 2011. At present, 20 storage modules are ready. Beginning with module 17 a square arrangement will be applied for the storage tubes instead of triangular arrangement that is used in modules 1-16; consequently 527 storage tubes can be installed instead of the original 450. When the storage facility reaches its maximum planned capacity it will be capable of storing a total of 18 267 fuel assemblies within the 37 modules.

The preparation for the construction of new power plant unit(s) at Paks NPP has been proceeding under the management of the Hungarian Power Companies Ltd. (MVM Holding), the principal owner of Paks Nuclear Power Plant Ltd. Although the Hungarian parliament gave its consent in principle for the preparation of possible new units on 30 March 2009 and the preparatory works (analysis of the expansion of Paks NPP, preparation for the call for tender) are being conducted by MVM Holding, the Hungarian government has not yet given its formal consent to the planned expansion. There is no decision on the type and vendor of the new reactor(s) and no tender has been issued. This is the reason why the expansion has not been taken into account in the data of this questionnaire beyond projected electricity generation and installed generation capacity.

Italy

In 2008, the Italian government started a process aimed at allowing the construction of a limited number of nuclear plants based on the Generation III technologies in order to achieve 100 TWh from domestic nuclear electricity production in 2030.

In January 2011, the Constitutional Court of Italy ruled that a referendum could take place on 12-13 June 2011, requesting if the provisions made at that time about the construction of new NPPs in Italy should be repealed.

However, following the Japanese nuclear accident at Fukushima Daiichi, parliament approved (25 May 2011) a bill to suspend the decision to start the process to build four NPPs and the corresponding law articles have been repealed. The pause was established to “... acquire further scientific evidence of nuclear safety ... taking into account the technological development of the nuclear sector and the decisions which

will be taken at the level of the European Union ...” after the safety evaluation plan of the European NPPs (stress tests). The period of this suspension was expected to last about two years.

With the referendum of June 2011, the Italian population voted to discontinue the construction of NPPs based on the measures of Law No. 99 of 23 July 2009, “provisions for the development and internationalisation of enterprises, and energy” and the implementation of provisions of Legislative Decree No. 31/2010 of 15 February 2010.

On the other hand, the repealed measures did not include the Nuclear Technology Park (NTP) for temporary storage of spent fuel and high-level radioactive waste and for the final disposal of intermediate- and low-level radioactive waste. The NTP has also the objective of hosting relevant scientific and technology facilities and laboratories to be supported by research organisations and industries.

Mexico

The Laguna Verde nuclear power plant, the only nuclear power plant in Mexico, has two boiling water reactors, with a reference unit power of 650 MWe each. Laguna Verde is currently supplying 3% to 4% of the total electricity generation in Mexico. Unit-I of Laguna Verde became operational in 1990 and unit II in 1995. Laguna Verde is owned and operated by the Federal Electricity Commission (CFE) which has recently completed a power up-rate that brings the reactors to 810 MWe (gross) each. However, the regulatory body, the National Commission for Nuclear Safety and Safeguards (CNSNS), has not yet authorised CFE to operate at 100% of the new rated power.

The Laguna Verde NPP continued qualification tests in both unit I and unit II in order to obtain from the regulatory body the required licences to allow both units to operate at the new rated net power of 786 MWe per unit. It is expected that the licences will be issued during 2012.

The reactors at Laguna Verde operate on 18-month cycles which are scheduled in such a way as to avoid shutting down both reactors at the same time. In this scheme, in a given calendar year there is one fuel reload and the following year there are two reloads. Such will be the case in 2012. Annual uranium requirements were 154 tU in 2009 (a year with one reload) and 403 tU in 2010 (a year with two reloads). In 2011, the Laguna Verde NPP signed contracts covering all the plant’s requirements of fuel assemblies and associated services for the period from 2013 to 2015.

The CFE, in co-operation with the National Institute for Nuclear Research (ININ), is working to extend the operational life of both reactors to approximately 60 years. This work has not yet been completed and, of course, the regulatory body has not yet extended the operational licences of these reactors.

The Ministry of Energy and the CFE are currently studying the possibility of commissioning additional nuclear power plants in Mexico.

Poland

There is no commercial utilisation of nuclear power in Poland yet. The research reactor Maria, used also for production of medical radioisotopes and operated in Swierk (National Centre for Nuclear Research) is the only operating nuclear facility in the country. More than 90% of the electricity in Poland is generated from coal; with the majority of the rest from oil and gas and 3% from renewable energy sources. In 2008, Poland produced 298.69 Mt of CO₂ emissions.

The document “Polish Energy Policy until 2030” adopted by Poland’s Council of Ministers takes into account the option of nuclear power generation to ensure national energy security. According to the plans for national electricity supply development, the first nuclear power plant in the country is expected to be put into operation around the year 2020. The Government Commissioner for Nuclear Energy nominated in 2009 is responsible for the co-ordination and supervision of the measures for the preparation of the regulatory and institutional environment required for the nuclear power plant commissioning. Responsibility for the plant’s construction rests with PGE Polish Energy Group SA, the largest power supplier in Poland. The draft of the nuclear power programme was developed and submitted to the Council of Ministers by

the Government Commissioner in early 2011; this programme shall determine the nuclear power plants' number, size and possible sites.

The Council of Ministers instructed the Minister of Economy (in co-operation with the Minister of State Treasury) to prepare a new national strategy regarding radioactive waste and spent fuel management. The document describing the strategy is expected to be ready in 2012. According to the Frame Programme for Nuclear Power Implementation in Poland prepared in July 2009 by the Government Commissioner for Nuclear Energy, the selection of the three potential sites for a low- and medium-level radioactive waste repository will be completed by the end of 2013, the design of the repository in 2013-2014 and by the year 2020 the repository will be put into operation.

Republic of Korea

General policy

After the accident at the Fukushima Daiichi NPP in March 2011, the Korean government decided to maintain existing nuclear energy policy and drive the nuclear policy in a sustainable manner reflecting the Fukushima Daiichi accident and putting the first priority on nuclear safety. Advancing this policy includes the expansion of nuclear power generation up to 59% of total electricity generation by 2030, combined with commercialisation of an integrated modular advanced reactor, a closed fuel cycle associated with pyroprocessing and sodium-cooled fast reactors (SFR). In November 2011, the Republic of Korea established the 4th Comprehensive Nuclear Energy Promotion Plan (CNEPP) setting a vision of becoming a “global leader in nuclear technology and industry” and six thematic areas for the promotion of nuclear energy. A total of KOR 2 083 billion (Korean won) will be invested in achieving these goals over the planned period.

The establishment of the Nuclear Safety and Security Commission

The nuclear regulation system of the Republic of Korea was reviewed by the IAEA Integrated Regulatory Review Service (IRRS) mission in July 2011, the first IRRS mission after the Fukushima Daiichi accident. The review team identified areas of good practice and gave advice on areas for future improvement. In addition, the Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) was established under the Office of the President in October 2011 to enhance independence of the regulatory bodies and increase the regulation capacity of the Republic of Korea.

Bilateral agreement

The Republic of Korea and Saudi Arabia established a legal framework to promote co-operation in the fields of nuclear energy by signing an agreement on 15 November 2011. Under the terms of this agreement, the two countries will work together for R&D, design, construction, operation, maintenance and development of NPPs. As Saudi Arabia is seeking ways to meet ever increasing energy demand by diversifying energy sources, the Republic of Korea will share good practices to assist in the successful introduction of nuclear energy while adhering to non-proliferation requirements.

Safety review on NPPs

Right after the Fukushima Daiichi accident, the Republic of Korea promptly carried out safety reviews of the 21 nuclear units in operation, including an enhanced safety review of the Kori unit 1 reactor which had recently been evaluated for life extension approval. The results of the safety review of all the units in operation (including Kori) demonstrated that NPPs in the Republic of Korea are capable of withstanding the maximum expected earthquake or tsunami. In addition, the Republic of Korea established 50 short- and long-term improvement plans including installing watertight doors on emergency diesel generator (EDG) buildings and making the coastal barrier higher at the Kori site to secure safety even in the worst case scenarios. These plans are scheduled to be implemented from May 2011 to December 2015.

Status of NPPs

Shin-Kori unit 1, the first OPR1000 model in the Republic of Korea, started commercial operation in February 2011. The first fuel was loaded in Shin-Kori unit 2 in December 2011 after receipt of an operating licence. Commercial operations are expected to begin in June 2012. Operating licences for Shin-Wolsong unit 1 and Shin-Kori unit 2 and construction permits for Shin-Ulchin units 1 and 2 were issued in 2011. The reactor vessel of Shin-Kori unit 3, the first APR1400 model in the Republic of Korea, was installed in July 2011. Construction of four APR1400 model units is planned to begin in 2013 and 2014.

Replacement of pressure tubes in Wolsong unit 1, the first CANDU reactor in the Republic of Korea, was completed in July 2011. The 21st planned outage for life extension, including replacement of the pressure tubes, took about 840 days from April 2009. With the original 30-year design life of Wolsong unit 1 set to expire in November 2012, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), the operator of Wolsong unit 1, submitted an application for licence renewal to the Korean government in December 2009. An IAEA peer review is scheduled in May 2012 and the life extension of Wolsong unit 1 for ten years is expected to be approved in November 2012.

The United Arab Emirates (UAE) project

The Korean consortium succeeded in winning its first export contract for Korean standard NPPs to the UAE in December 2009. The UAE project, the first export of a commercial NPP from the Republic of Korea, is making steady progress with a goal to complete the construction of unit 1 by May 2017. In order to meet this objective, initial concrete forming work is scheduled to be completed in November 2012. Furthermore, for smoother progress at the construction site a concerted effort to establish on-site infrastructure such as accommodation, restaurants and places of worship by the end of 2011 was made.

Slovak Republic

Energy policy

The main aims of the Slovak energy policy are to decrease energy demand and increase security of energy supplies, based on the principles of maximising safety, reliability, quality and economic effectiveness.

In 2011, gross electricity production in the Slovak Republic was 28 135 GWh, an increase of 415 GWh compared to 2010. This slight increase is mainly due to whole year operation of all nuclear units on increased power (107% of the nominal power).

At the beginning of March 2011, the Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic licensed units 1 and 2 of the Mochovce nuclear power plant to operate until 2021. This licence is an extended permit to operate the Mochovce units, issued and based on an overall and systematic periodic assessment of nuclear safety. The nuclear safety assessment process at the Mochovce units took more than two years.

In January 2012, the Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic published the final report on stress tests results conducted at the Slovak nuclear facilities. The national report contains the results of stress tests executed at the Slovak nuclear facilities, which Slovenské elektrárne, the operator of these facilities, voluntarily conducted during the period from March to December 2011. During the stress tests, extraordinary external situations such as earthquakes, floods, and the consequences of other situations which could potentially lead to multiple losses of power plant safety functions were analysed. The main result is that nuclear power plants in the Slovak Republic are safe and they do not show any deficiencies which would require immediate measures in order to secure their reliable operation.

Fuel cycle developments

Design and development work for the use of nuclear fuel with higher enrichment on units 1 and 2 of the Mochovce nuclear power station was successfully completed and both reactors were loaded with fresh

nuclear fuel with average enrichment 4.87% ²³⁵U. The same project for Bohunice nuclear power station is underway and first loading of nuclear fuel with higher enrichment on units 3 and 4 is scheduled in 2012.

Status of project to complete Mochovce units 3 and 4

The year 2011 and December in particular was a period of some crucial milestones in the construction of units 3 and 4 of the Mochovce nuclear power plant – installation of the unit 4 reactor pressure vessel being the most important. The pressure vessel was successfully installed in the reactor pit on 3 December 2011. Other important milestones in the construction of unit 3 in 2011 included the installation of the primary piping (welding of primary loops) and the steam turbine.

Spain

Spanish policy

The new government resulting from elections of November 2011 considers that Spain requires a balanced electricity mix that takes into account all energy sources and the available capacities. Having in mind that nuclear energy contributes both to the diversification of domestic energy supply sources and to the reduction of greenhouse emissions, nuclear assets, 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 (CSN).

Nuclear generation

In 2011, nuclear energy provided 19.5% of Spanish total net electricity production, with a decrease of 6.9% in the nuclear energy generated compared to the previous year due to the fact that seven of the eight nuclear reactors had refuelling outages. The average load factor of the Spanish nuclear park was 83.8%.

Licence renewals for units Ascó 1 and 2 NPPs and Cofrentes NPP were granted by the Ministry of Industry, Tourism and Trade for another ten years (until 2021), after a favourable report by the CSN.

Front-end of the fuel cycle

In 2011, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 1 029 fuel assemblies containing 348.4 tU. Of the total production, 721 fuel assemblies containing 254.4 tU were exported to Belgium, Finland, France and Sweden, representing 70% of the total production. Acquisitions of uranium concentrates from the Russian Federation (33.1%), Namibia (30.7%), Niger (13.6%) and the HEU agreement (22.6%) provided feed for the fuel.

Back-end of the fuel cycle

As regards the centralised interim storage facility (CISF) for spent fuel and high-level waste, the Spanish government selected on 30 December 2011 the municipality of Villar de Cañas (Cuenca) to host the facility. Villar de Cañas was among the 14 municipalities that had presented their candidature, following a resolution by which a public call for this selection was launched, in late 2009.

The CISF project will include a storage facility able to accept 6 700 tU of spent fuel, as well as all other radioactive waste which are not suitable for disposal at the low- and intermediate-level waste disposal facility El Cabril. In addition, a technology centre is to be built in order to develop R&D activities for spent fuel and high-level waste management.

Once the decision is taken, the next step will be the licensing of the facility which, according to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, starts with the preliminary site assessment and construction authorisation.

Individual interim storage facilities (IISF) are in operation at the Trillo and José Cabrera NPPs. The Trillo facility has 21 containers (with 441 fuel bundles), and José Cabrera's has 12, since all spent fuel (100 tU in 377 fuel bundles) was removed from the pond to the IISF. Regarding other actions at NPPs, ENRESA is putting in place an IISF for Ascó I NPP, where the NPP operator is expected to be the licensee. The storage system includes a concrete-metallic container which is already licensed. The operator is expected to present the operating licence application in the very near future.

Low- and intermediate-level waste generated at radioactive and nuclear facilities is managed at the El Cabril facility, where the inventory of radioactive waste as of 31 December 2011 reached 28 165 m³ disposal in concrete containers.

As regards very low-level waste, the El Cabril facility has a specific area for very low-level waste disposal, consisting of a cell with a disposal capacity of some 30 000 m³. As of 31 December 2011, 3 852 m³ have been disposed in this facility. The aim in the future is to construct a further three cells until the authorised capacity of 130 000 m³ is attained.

Legal framework

During 2011, some legal developments were approved, in particular:

- Law 12/2011 of 27 May, on third party liability for nuclear damage or damage caused by radioactive materials. The law incorporates into Spanish internal law the provisions contained in the 2004 Paris and Brussels Protocols amending the respective Paris and Brussels Conventions on Nuclear Third Party Liability.

This law limits licence holder's liability to EUR 1 200 million for all damages inside the national territory or other parties of the Brussels Convention on Nuclear Third Party Liability. Regarding damages caused to other states that are parties only of the Paris Convention or to non-nuclear states, the licence holder responsibility is limited to EUR 700 million. Concerning the rest of the states, the liability of the licence holder will be, according to the reciprocity principle, the same that the other state contemplates for Spain. It also includes a specific regulation for the damages caused by accidents involving radioactive materials inside the national territory. The law will come into force on the date that the protocols do.

- Royal Decree 1308/2011 of 26 September, on physical protection of nuclear facilities and materials, and of radioactive sources. The new royal decree incorporates into Spanish legislation the commitments accepted by Spain on physical protection matters, particularly the Amendment to the Convention on the Physical Protection of Nuclear Materials (approved in July 2005). It repeals the former Royal Decree 158/1995 of 3 February, on the physical protection of nuclear materials.

Turkey

There is no policy change relevant to nuclear policy as a result of the Fukushima Daiichi accident.

- The Akkuyu site was allocated for the construction of an NPP to the Akkuyu NPP Electricity Generation Joint Stock Company.
- The site licence was obtained by the Akkuyu NPP Electricity Generation Joint Stock Company.
- The Akkuyu NPP Electricity Generation Joint Stock Company applied for an "electricity production licence".
- The Akkuyu NPP Electricity Generation Joint Stock Company applied for an "environmental impact assessment".

United States

The nuclear power industry in the United States (US) is the largest in the world with 104 **operating commercial** nuclear reactors. The industry includes most phases of the fuel cycle, from uranium exploration and mining to nuclear waste disposal, but does not include reprocessing. Many services and supplies to the US nuclear power industry are imported. As of 31 December 2011, installed nuclear generating capacity in the US totalled 101 GWe (net).

Nuclear power generation

In 2011, total electricity generation in the US amounted to 3 983 net TWh, with nuclear power plants generating 786 TWh, according to US Energy Information Administration (EIA) data. Total electricity generation from all sources in 2011 declined from the record setting level in 2010. Nuclear generation still comprises approximately 20% of total generation in the US because performance has increased over the years.

Status of the nuclear power programme

The following sections describe progress made during 2011 in the US nuclear power programme.

Early site permit (ESP)

Through the ESP process, the Nuclear Regulatory Commission (NRC) approves one or more sites for a nuclear power plant. The issuance of an ESP is independent of an application for a construction permit (CP) or a combined construction and operating licence (COL). The NRC had issued ESPs for a total of four sites up to 2011. In 2011, no new ESPs were issued and no new applications were received by the NRC.

Combined construction and operating licence (COL)

Under current licensing procedures, the NRC may issue a COL. When the applicant uses an NRC-certified design, any safety issues related to the design will have been already resolved and the main concern will be the quality of reactor construction. Of a total of 18 COL applications filed between 2007 and 2009, 12 remain under review. On 9 February 2012, the NRC voted to approve Southern Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Vogtle units 3 and 4, near Augusta, Georgia. The Vogtle units are the first to be constructed in the US in over 30 years. Of the 104 operating power reactors in the United States:

- The last construction permit for a nuclear power plant was issued in 1978 for Progress Energy Inc's Shearon Harris plant, near Raleigh, North Carolina.
- The last operating licence for a nuclear power plant was issued in 1996 to the Tennessee Valley Authority's (TVA) Watts Bar unit 1, near Spring City, Tennessee.

New reactor design certification

Under current licensing procedures, an applicant who seeks to build a new reactor can use off-the-shelf reactor designs that have been previously approved and certified by the NRC. Issuance of a design certification is now independent of applications for a construction permit or an operating licence. On 22 December 2011, the NRC issued the design certification for the Westinghouse AP1000.

Small modular reactors (SMRs)

On 20 January 2012, the US Department of Energy (DOE) issued a draft Funding Opportunity Announcement (FOA) for a solicitation that will establish cost-sharing agreements with private industry to support engineering, design certification and licensing of SMRs. In the 2012 budget process, DOE agreed to consider SMRs of any technology that could be deployed in an expeditious manner (defined as having the ability to meet a commercial operation date of 2022). When issued, the final FOA is expected to fund up to two projects that will support the eventual deployment of SMRs that can meet this date.

Numerous SMR designs are under development in the US. Light water-based designs include Westinghouse's SMR, Babcock & Wilcox's (B&W) mPower, the NuScale Power module and Holtec's HI-SMUR. B&W expects to submit a design certification application (DCA) to the NRC for its mPower SMR in late 2013, and their proposed partner, the Tennessee Valley Authority (TVA) would submit a construction permit application for the Clinch River site by late 2014. Westinghouse is expected to submit a DCA in late 2013. DCAs for the NuScale and HI-SMUR designs are expected to be submitted in mid-2014 and early 2015, respectively. Potential siting and the timing for operating licence submittals for projects involving these designs are not yet known. There are several other SMR designs employing gas, liquid metal or molten salt cooled technologies, such as the Hyperion Power Module, the General Atomics EM2 and the General Electric PRISM designs that may have a longer licensing horizon. DOE will be considering proposals from any and all of these reactor types based on their probability of success in achieving NRC licensing and ability to be deployed in the defined timeframe.

Licence extension

The 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. As of January 2012, the NRC had granted licence renewals to 71 of the 104 **operating reactors, allowing them to operate** for 60 years. NRC is currently reviewing licence renewal applications for 15 reactors to operate for 60 years and expects to receive applications from 14 more reactors between 2012 and 2016. In 2011, the NRC approved licence extensions for ten commercial reactors and four new applications for licence extensions were received. 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. The first of these applications to operate for 80 years is tentatively scheduled to be submitted by 2013.

Power uprates

Power uprates are being implemented as a means of increasing reactor capacity. During 2011, the NRC approved power uprates for Limerick (units 1 and 2), Point Beach (units 1 and 2) and Nine Mile Point (unit 2). As of December 2011, the NRC had approved 140 power uprates, which could add about 6 194 MWe to the generating capacity, once implemented (not all approved uprates have been implemented). Uprates are under review for an additional 18 reactors, totalling nearly 1 453 MWe. The NRC expects to approve more than half of these uprates in 2012. In addition to those already under review, the NRC expects to receive an additional 17 requests for power uprates between 2012 and 2016, totalling nearly 1 199 MWe.

Resumed construction

In 1988, TVA halted construction at Watts Bar unit 2 (Tennessee) and Bellefonte unit 1 (Alabama). At that time, the PWR units were approximately 80% and 55% complete, respectively. Construction resumed on Watts Bar unit 2 in 2007, and the 1 180 MWe reactor is expected to be operational in 2013. In August 2011, TVA decided to complete construction of the 1 **260 MWe Bellefonte unit 1, which is expected to be operational** between 2018 and 2020. Work at Bellefonte is currently expected to follow the conclusion of work at Watts Bar 2.

Retirements

No commercial nuclear power plants were retired during 2011. However, despite having received a licence renewal to operate until 2029, Oyster Creek announced its planned early retirement in 2019.

US response to the accident at Fukushima Daiichi

Following the accident at Fukushima Daiichi, the DOE, the NRC and the nuclear industry initiated an immediate co-ordinated response as well as long-term actions to assure the safety of all operating and planned reactors in the US.

In the immediate aftermath of the accident at Fukushima Daiichi, the DOE activated its Emergency Operations Center (EOC) and focused on providing technical assistance to the Japanese and monitoring radiation releases and impacts in both the US and Japan. DOE deployed its Airborne Monitoring System aircraft and Consequence Management Response Teams to monitor radiological fallout and provide data to the US and Japanese governments. DOE also deployed representatives from the DOE and several national laboratories to augment the staff at its office in Tokyo and to provide technical assistance to the US Ambassador to Japan and the Japanese government. It also assigned personnel from its Office of Nuclear Energy and National Nuclear Security Administration to the EOC. During the first several weeks following the accident, DOE and its assembled team of experts provided a significant and diverse set of analyses to support accident management at the Fukushima Daiichi plant, including a passive cooling assessment, developing options for accelerated cooling, analysing spent fuel pool leakage scenarios, examining reactor pressure vessel steel corrosion and developing concepts for the collection, transfer, storage and treatment of waste water. In the months following the accident, DOE continued to support the government of Japan by collecting data to support lessons learnt, monitoring potential accident consequences and performing peer reviews and analysis, as requested. DOE also provided equipment such as remotely operated robotics, radiation hardened cameras and radiation sensors and monitors.

The NRC mobilised its Headquarters Operation Center and deployed responders to Japan to assess radiological and dose conditions as well as to make recommendations regarding potential protective actions for US citizens in Japan. The NRC also provided technical assistance to the US Ambassador to Japan and the Japanese government. Its actions were co-ordinated with both domestic and international agencies and US nuclear industry experts. In addition to providing the foregoing support, the NRC conducted a systematic and methodical review of its own processes and regulations in light of the accident, and on 12 July 2011, the NRC's Near-Term Task Force released its report, *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century* (<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1125/ML112510271.pdf>). The report contains 12 overarching recommendations and detailed recommendations for consideration concerning both short- and long-term actions. On 5 October 2011, the NRC issued a follow-up paper that added several actions for consideration and prioritised the implementation of the recommendations. NRC's three-tiered approach to implementing the recommendations of the Near-Term Task Force is summarised below.

Tier 1 recommendations are characterised as those that should be implemented without delay, focusing on such issues as:

- Mitigation strategies for beyond design-basis events, including providing reasonable protection of equipment for beyond design-basis external events and additional equipment for multi-unit events.
- Seismic and flooding hazards reanalysis and walkdowns.
- Station blackout.
- Hardened vents for Mark I and Mark II containments.
- Spent fuel pool instrumentation.
- Emergency operating procedures, severe accident management guidelines and extensive damage mitigation guidelines.
- Emergency preparedness regulatory actions related to staffing and communications.

Tier 2 recommendations are generally dependent on Tier 1 recommendations and may require further analysis prior to implementation. Tier 2 recommendations focus on such issues as:

- Spent fuel pool make-up capability.
- Emergency preparedness regulatory actions.

Tier 3 recommendations generally require long-term analysis prior to taking regulatory action or may require the implementation of Tier 1 and 2 recommendations. Tier 3 recommendations focus on such issues as:

- Ten-year confirmation of seismic and flooding hazards.
- Potential enhancements to prevention and mitigation of seismically induced fires and flooding.
- Hardened vents for containments other than Mark I and Mark II designs.

- Hydrogen control.
- Emergency preparedness for prolonged station blackout and multi-unit events.
- Emergency preparedness related to decision-making, radiation monitoring and public evaluation.
- Modifications to the defense-in-depth content of the NRC's reactor oversight process.
- NRC staff and inspector training on severe accidents and severe accident mitigation guidelines.

Further, the NRC is considering whether additional activities with a clear nexus to the Fukushima lessons learnt may warrant regulatory action. The NRC's goal is to implement lessons learnt from the Fukushima Daiichi accident by 2016.

In response to the Fukushima Daiichi accident, the Electric Power Research Institute (EPRI), the Institute of Nuclear Power Operations (INPO) and the Nuclear Energy Institute (NEI) formed a Fukushima Response Steering Committee to integrate and co-ordinate the industry's response. In June 2011, the steering committee jointly released a report titled "*The Way Forward/U.S. Industry Leadership in Response to Events at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant*", which discusses activities to oversee and co-ordinate response. INPO prepared a detailed report on post-accident events at Fukushima Daiichi and on 11 November 2011 provided the detailed report to the US industry, the NRC and Congress. The detailed report may be found at (www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/safetyandsecurity/reports/special-report-on-the-nuclear-accident-at-the-fukushima-daiichi-nuclear-power-station). The nuclear industry, through NEI, developed and is implementing its FLEX strategy, a comprehensive and integrated plan to mitigate the effects of severe natural phenomena and to take steps to achieve safety benefits quickly.

Fuel cycle

The once-through fuel cycle is the present policy along with an active research and development programme on advanced fuel cycle alternatives. All other nuclear fuel cycle stages are subject to competition and supply from international sources, which in many cases are dominant. At present, US nuclear fuel supply is highly dependent on imports of mined uranium concentrates, uranium conversion and enrichment. In contrast, virtually all fuel fabrication requirements are met by domestic sources.

Uranium requirements

Annual uranium requirements for the US for the period 2011 to 2035 are projected to decline from 22 866 tU in 2011 to 19 956 tU in 2035 (high case). This scenario is based on the possibility that some nuclear power plants may not apply for or receive licence renewals to operate for an 80-year extended life cycle.

Uranium production

As of the end of 2011, one uranium mill was operating, two mills were in standby status and one planned mill was under development. Five *in situ* leaching (ISL) facilities were operating, two were on standby (permitted and licensed) and two were under development (partially permitted and licensed). Total shipments of uranium concentrate from the mill and ISL plants were 1 814 tU in 2011. The NRC is currently reviewing 8 applications for new facilities, expansions or renewals, and anticipates receiving 17 additional applications between 2012 and 2013.

Uranium conversion

The US has one uranium conversion plant operated by ConverDyn, Inc, located in Metropolis, Illinois. In 2011, the facility had a production capacity of approximately 10 000 metric tonnes per year of uranium hexafluoride (UF₆).

Uranium enrichment

Currently, the United States Enrichment Corporation (USEC) operates the US gaseous diffusion enrichment facility, leased from DOE in Paducah, Kentucky. Other centrifuge and laser enrichment projects are in varying stages of completion. URENCO USA's centrifuge facility in New Mexico doubled its capacity in 2011.

Most of the remaining facilities are targeted to be fully operational in the 2015 to 2018 timeframe, though schedules remain flexible. On 12 October 2011, AREVA's Eagle Rock Enrichment Facility in Idaho received an operating licence from the NRC. Construction was to begin in 2012, followed by steady state operations in 2018. However, in December 2011, AREVA announced a two-year delay in the project. The operational schedule for USEC's American Centrifuge Plant in Ohio remains uncertain pending resolution of financing issues. The operating licence application for GE-Hitachi's Global Laser Enrichment facility in North Carolina is under review by the NRC; with the licence expected to be issued in September 2012.

In addition to domestic enrichment capabilities, the Russian Federation and the US signed a 20-year, government-to-government agreement in February 1993 for the conversion of 500 tonnes of Russian highly enriched uranium (HEU) from nuclear warheads to low-enriched uranium (LEU). So far, the Megatons-to-Megawatts Programme has converted 442.5 metric tonnes of HEU into 12 789 metric tonnes of LEU, equivalent to eliminating 17 698 warheads. As of 31 December 2011, the programme, which will expire in 2013, has not been extended. However, in March 2011, USEC signed a ten-year contract with TENEX to supply commercial origin Russian LEU commencing in 2011 and continuing through 2022.

Re-enriched tails

The DOE and the Bonneville Power Administration conducted a pilot project to re-enrich 8 500 tonnes of the DOE's enrichment tails inventory. This project produced approximately 1 939 tonnes of uranium equivalent between 2005 and 2006 for use by the Columbia Generating Station between 2007 and 2015.

Deconversion

DOE's Paducah and Portsmouth Depleted Uranium Hexafluoride Deconversion facilities were designed to convert DOE's 740 000 metric tonnes (t) inventory of depleted uranium hexafluoride (DUF_6) to a more stable form (DUO_2). The Paducah and Portsmouth facilities, with deconversion capacities of 18 000 t and 13 000 t respectively, were fully operational on 30 September 2011. Steady state operations are expected by late 2012. The Portsmouth DUF_6 inventory is expected to be processed in approximately 18 years and Paducah's larger inventory within 25 years.

In 2009, International Isotopes Fluorine Inc submitted a licence application to the NRC to build the first large commercial deconversion facility in New Mexico. The Fluorine Extraction Process and Depleted Uranium Deconversion Plant is expected to have a processing capacity of 6 500 t/yr. The NRC review of the licence application is forecast to be completed in mid-2012. Once licensed, the plant has a provisional contract to provide deconversion services to URENCO USA's enrichment facility. Operations are expected to commence in 2013 and reach full capacity by 2016.

Fuel fabrication

Three companies fabricate nuclear fuel in the US 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. In March 2011, AREVA NP Inc. concluded all fuel fabrication activities at its Lynchburg, Virginia facility following consolidation of its operations in Richland, Washington. Mixed oxide (MOX) fuel will be fabricated at the DOE Savannah River site in South Carolina, beginning in 2016 using surplus military plutonium to fabricate fuel for commercial reactors. The construction of the MOX facility was approximately 60% complete as of December 2011. In February 2011, the TVA and AREVA signed a Letter of Intent to begin evaluating the use of MOX at TVA's Sequoyah and Browns Ferry plants, but no decision is expected until 2012.

Nuclear waste management

Commercial nuclear power reactors currently store most of their spent nuclear fuel (SNF) on-site, although a small amount has been shipped to off-site facilities. EIA projected that in 2011, US reactors discharged ~2 159 tHM, and the spent fuel inventory in the US amounted to ~67 359 tHM as of December 2011.

In June 2008, the DOE submitted a licence application to the NRC for 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 the Blue Ribbon Commission on America’s Nuclear Future (BRC) would evaluate alternatives to Yucca Mountain. On 26 January 2012, the BRC issued its final report. The final report recommended moving forward with a consent-based siting process for a permanent repository and federally chartering an organisation to manage the siting process. The BRC also recommended development of an interim storage site for SNF until a permanent repository is available. Meanwhile, issues related to the decision not to proceed with the Yucca Mountain repository are being reviewed by the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit.

Legislation

The Energy Policy Act of 2005 included the renewal of the Price Anderson Act and incentives for building the first advanced nuclear power plants. The incentives included:

- *Nuclear power loan guarantees* – Congress granted DOE authority to issue USD 20.5 billion in guaranteed loans. 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. On 20 May 2010, the DOE offered a USD 2 billion loan to AREVA for an enrichment plant and reached a conditional commitment agreement for USD 8.33 billion in loan guarantees with Southern Nuclear Operating Company for the construction and operation of two AP1000 reactors at Vogtle.
- *Production tax credits* – The first 6 000 MWe of deployed nuclear power would be eligible for an USD 18/MWh tax credit.
- *Standby support (risk insurance)* – 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

Votée en avril 2002, la loi sur l'abandon programmé de l'énergie nucléaire pour la production industrielle d'électricité inscrit la sortie du nucléaire dans la législation allemande. Elle établit les dispositions régissant l'arrêt des centrales nucléaires allemandes. À cet effet, il a été attribué à chaque centrale une production d'électricité résiduelle calculée en fonction de sa production totale sur une durée de vie moyenne de 32 ans, le principe étant que l'on arrêterait les centrales lorsqu'elles auraient produit les quantités prévues par la loi.

À l'automne 2010, le gouvernement fédéral a présenté un « plan énergie » qui trace la voie de la transition du pays vers l'ère de l'énergie renouvelable. Ce plan considère l'électronucléaire comme une « technologie de transition », utilisable uniquement le temps que les énergies renouvelables soient suffisamment fiables et que l'infrastructure indispensable soit en place.

La 11^e loi portant modification de la loi atomique est entrée en vigueur en décembre 2010. S'inspirant du plan énergie, elle augmente la production d'électricité résiduelle autorisée pour les centrales, prolongeant ainsi de 12 ans en moyenne la durée de vie des 17 tranches du pays (les 7 tranches entrées en service avant 1980 sont autorisées à fournir l'équivalent de 8 ans de production supplémentaire tandis que les 10 autres bénéficient d'une prolongation de 14 ans).

Au lendemain de l'accident, auparavant inconcevable, survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, il importait de repenser le rôle de l'électronucléaire. La catastrophe de Fukushima Daiichi et ses conséquences, dont on ne peut encore avoir une vision complète, imposent de réévaluer les risques associés à l'utilisation de l'énergie nucléaire. C'est dans cette optique que la chancelière Angela Merkel (en coordination avec les ministres-présidents des *Länder* où des centrales nucléaires sont en exploitation) a décidé, le 15 mars 2011, de lancer un réexamen exhaustif de la sûreté de toutes les centrales nucléaires allemandes. Pour ce faire, huit tranches ont été soit déconnectées du réseau ou maintenues à l'arrêt pendant trois mois : les sept tranches plus anciennes de Neckarwestheim 1, Phillipsburg 1, Biblis A et B, Isar 1, Unterweser et Brunsbüttel et la plus récente de Krümmel. La *Reaktorsicherheitskommission* (RSK – Commission de la sûreté des réacteurs) a réalisé ce réexamen de la sûreté du parc électronucléaire allemand en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire compétentes. En mai 2011, elle a présenté une analyse exhaustive des risques liés aux centrales nucléaires allemandes. Par ailleurs, le gouvernement fédéral a constitué une commission d'éthique indépendante, l'*Ethikkommission für eine sichere Energieversorgung* (Commission d'éthique pour un approvisionnement énergétique sûr), qui, en mai 2011, a émis un avis détaillé sur les questions relatives à l'avenir de l'approvisionnement énergétique du pays. Les conclusions de cette commission ont orienté les décisions de politique énergétique qui étaient à prendre.

Le 30 juin 2011, le *Bundestag* a décidé, à une très large majorité, que la production électronucléaire allemande cesserait au plus tard en 2022. Cette 13^e loi portant modification de la loi atomique a pris effet le 6 août 2011. Elle dispose notamment que les huit tranches arrêtées pendant le réexamen de sûreté ne sont plus autorisées à produire de l'électricité.

Les autres tranches seront progressivement déconnectées du réseau dans l'ordre suivant : Grafenrheinfeld d'ici fin 2015, Gundremmingen B d'ici fin 2017, **Phillipsburg 2 d'ici fin 2019 et Grohnde, Gundremmingen C et Brokdorf d'ici fin 2021**. Les trois tranches les plus récentes – Isar 2, Emsland et Neckarwestheim 2 – doivent cesser de produire avant la fin de 2022.

Autriche

L'Autriche juge l'électronucléaire incompatible avec le concept de développement durable. Elle considère qu'il n'est ni viable ni rentable de compter sur cette solution pour combattre l'effet de serre. De fait, la législation autrichienne interdit la production électronucléaire depuis fin 1978. En 1999, cette interdiction a été intégrée à la Constitution par la loi constitutionnelle fédérale « Pour une Autriche sans nucléaire » (« Atomfreies Österreich », *Bundesgesetzblatt* n° 149/1999).

La catastrophe de Fukushima Daiichi est malheureusement venue conforter la position autrichienne sur l'électronucléaire. Le gouvernement autrichien entend poursuivre activement sa politique en la matière.

Belgique

Après l'accident de Fukushima Daiichi, le gouvernement belge a suspendu sa décision d'octobre 2009 de reporter de dix ans l'arrêt définitif des trois plus anciens réacteurs nucléaires du pays (voir *Données sur l'énergie nucléaire*, 2010). Début décembre 2011, le nouveau gouvernement annonçait les mesures suivantes :

- « Le Gouvernement confirme sa volonté de fermer les centrales nucléaires conformément à la loi de 2003.
- Le Gouvernement élaborera, sans délai et au plus tard dans les six mois après son installation, un plan d'équipement en nouvelles capacités de production d'énergies diversifiées permettant d'assurer de façon crédible l'approvisionnement électrique du pays à court, moyen et long terme. (...)
- (...) les dates définitives de fermeture des centrales nucléaires seront précisées par le Gouvernement. »

L'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF/NIRAS) prépare actuellement le dossier de sûreté du projet intégré de stockage en subsurface des déchets de faible et moyenne activité à vie courte, qu'il doit remettre à l'autorité de sûreté (Agence fédérale de contrôle nucléaire – AFCN). Avant cela, le gouvernement était convenu de soumettre le dossier de sûreté à une expertise menée par l'OCDE/AEN. Cette expertise a commencé avant la fin de 2011 et devrait durer jusqu'en juillet 2012. Ses recommandations figureront dans le dossier de sûreté final transmis à l'AFCN environ un an après la date initialement prévue. Le projet intégré englobe le stockage proposé et plusieurs mesures d'accompagnement visant à promouvoir le développement économique et social de la région. Le financement du stockage lui-même provient des redevances sur les déchets. Celui des mesures d'accompagnement a fait l'objet d'une loi promulguée fin 2009 qui dispose que les producteurs devront s'acquitter d'une contribution dont le montant dépendra des volumes de déchets réservés pour eux dans le stockage. Certains aspects de la loi seront précisés dans un prochain décret royal.

S'agissant de la gestion à long terme des déchets de moyenne et haute activité à vie longue, l'ONDRAF/NIRAS a communiqué son « Plan Déchets » au gouvernement avec les résultats d'une consultation publique et les commentaires reçus. Le gouvernement a pris note du plan et confirmé qu'il est conforme à la mission légale de l'ONDRAF/NIRAS et qu'il satisfait à toutes les autres exigences spécifiées dans la loi ou fixées par le gouvernement. L'application du plan nécessite une décision de principe du gouvernement. D'ici là, le gouvernement a demandé la mise en œuvre des recommandations suivantes :

- Poursuite des travaux de R-D sur le stockage en formation argileuse afin de confirmer et de préciser les bases scientifiques et techniques de cette solution et de garantir un financement suffisant par les producteurs.
- Spécification d'un processus décisionnel par étapes, adaptable, participatif et transparent, qui assure la continuité de la conception et de la mise en œuvre de la solution de gestion.
- Proposition d'un système normatif permettant d'encadrer au mieux la mise en œuvre du Plan Déchets (y compris la création d'un organisme de contrôle indépendant).
- Élaboration du volet sociétal du programme de R-D avec confirmation de son financement.
- Exposé clair et sans ambiguïté des exigences de réversibilité du stockage et de récupérabilité des déchets, des contrôles nécessaires au bon fonctionnement du stockage et des transferts de connaissances associés.
- Documentation de l'évolution de toutes les solutions de gestion examinées mais non retenues dans le Plan Déchets.

En 2010, le gouvernement belge a donné son feu vert au projet MYRRHA du Centre d'étude de l'énergie nucléaire (SCK•CEN) situé à Mol (construction d'un réacteur rapide hybride refroidi au plomb-bismuth conçu comme une installation d'irradiation polyvalente pouvant fonctionner en mode sous-critique ou critique). Le réacteur MYRRHA est avant tout destiné à la recherche sur les combustibles et matériaux des systèmes de réacteurs innovants (fusion et fission) et sur la transmutation des déchets de haute activité.

Il pourra également produire en secours des radioisotopes à usage médical. Le gouvernement a décidé de subventionner la première phase de conception détaillée du projet à hauteur de 60 millions EUR. Au cours de l'année 2011, le projet a progressé conformément au calendrier.

Canada

Uranium

En 2010, le Canada a produit 9 775 tonnes d'uranium (t d'U), soit **18,2 % 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 grande installation de traitement du monde. Toujours en tête des centres de production, le site de Key Lake a produit 7 654 t d'U en 2010.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, ont produit 1 463 t d'U en 2010. Des forages de prospection entrepris la même année ont permis de délimiter des ressources supplémentaires, ce qui prolongera la durée de vie de la mine jusqu'à au moins 2017.

La mine et l'usine de McClean Lake sont exploitées par AREVA Resources Canada Inc. La production de l'usine, qui reposait intégralement sur des stocks de minerai depuis 2008, a atteint 657 t d'U au premier semestre 2010, puis a été suspendue en juillet du fait de l'épuisement des stocks. Elle devrait reprendre en 2013, lorsque l'uranium à forte teneur de la mine de Cigar Lake pourra être traité.

Cigar Lake est le deuxième plus gros gisement d'uranium à forte teneur du monde. Cameco Corporation procède actuellement à son aménagement. La mine de Cigar Lake devrait ouvrir en 2013 et produire 6 900 t d'U par an.

Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire représente une part importante du parc électrique du pays. En 2011, elle a permis de satisfaire 15 % de la demande totale d'électricité du Canada (plus de 60 % en Ontario) ; elle devrait continuer de jouer un rôle important dans la production d'électricité du pays.

Énergie atomique du Canada limitée (EACL)

En octobre 2011, le gouvernement canadien a conclu la vente des actifs de la Division des réacteurs CANDU d'EACL à Candu Énergie Inc., une filiale à 100 % de SNC Lavalin. Il juge en effet Candu Énergie en bonne position pour soutenir la concurrence, établir des partenariats et mener à bien de nouveaux projets dans le secteur de l'électronucléaire. Le gouvernement s'occupe maintenant de la deuxième étape de la restructuration. Axée sur l'avenir des Laboratoires nucléaires d'EACL, cette deuxième phase vise à les doter d'un mandat à long terme et de structures de gouvernance et de gestion les mieux appropriés, qui leur permettent d'améliorer leurs performances. Le gouvernement a déposé une demande d'expression d'intérêt au début de l'année 2012 afin de sonder l'opinion des industriels, des compagnies d'électricité, des autorités provinciales et territoriales et d'autres parties prenantes intéressées par l'ensemble ou une partie des activités des laboratoires.

Perspectives de construction

Ces dernières années, plusieurs entreprises publiques et privées ont étudié les possibilités de construire des réacteurs de puissance. Le nombre des tranches qui seront finalement construites dépend principalement des plans de rénovation des tranches existantes, de la demande d'électricité et de la conjoncture économique. À l'heure actuelle, on ne compte aucun engagement ferme de construction de la part d'une province ou d'un territoire. Toutefois, le processus réglementaire d'examen de la proposition de construction d'une centrale nucléaire en Ontario (projet de nouvelle centrale nucléaire de Darlington) progresse bien.

Rénovation

En Ontario, dans le Nouveau-Brunswick et au Québec, des exploitants ont entrepris de rénover des centrales ou ont annoncé leur intention de le faire. En Ontario, le programme de rénovation et de redémarrage des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce A, qui appartient à Bruce Power, se poursuit depuis quelques années. Les travaux devraient bientôt être achevés et les tranches remises en service au deuxième trimestre 2012. Bruce Power étudie également les possibilités de prolonger la durée de vie d'autres tranches de sa centrale sur le lac Huron. La société New Brunswick Power a, de son côté, entrepris de rénover la centrale de Point Lepreau en mars 2008 et prévoit de la remettre en service à l'automne 2012. Une décision finale concernant la rénovation de la centrale de Gentilly 2 est attendue courant 2012.

L'entreprise Ontario Power Generation (OPG) applique la stratégie d'investissement en deux phases qu'elle a annoncée en 2010 pour ses centrales de Pickering et Darlington. Premièrement, elle procède à la planification détaillée de la rénovation à mi-parcours des quatre réacteurs de la centrale de Darlington. Le chantier, dont le démarrage est prévu en 2016, devrait permettre d'exploiter la centrale 25 à 30 ans de plus. Deuxièmement, elle a entrepris d'investir 300 millions CAD dans des travaux afin de garantir la sûreté et la fiabilité de fonctionnement de la centrale de Pickering (les deux tranches de Pickering A et les quatre tranches de Pickering B) jusqu'en 2020, date à laquelle la centrale aura atteint la fin de sa vie. OPG procédera alors au démantèlement de cette centrale.

Actualité internationale

Réacteurs CANDU à l'étranger

À l'heure actuelle, il existe neuf réacteurs CANDU 6 en exploitation hors du Canada (quatre en Corée du Sud, deux en Chine et en Roumanie et un en Argentine).

Forum international Génération IV

Le 28 février 2005, le Canada a signé l'accord-cadre du Forum international Génération IV (GIF), une enceinte où mener des travaux de recherche-développement multilatéraux à long terme afin de concevoir les systèmes nucléaires de quatrième génération. L'idée à l'origine de ce forum est de mettre au point des concepts de réacteurs (en vue d'un déploiement après 2025) qui permettent de résoudre les problèmes rencontrés avec les technologies nucléaires d'aujourd'hui. En qualité de membre de ce forum, le Canada a activement contribué à l'élaboration de son cadre stratégique et met son expertise technique à la disposition du projet.

Le Canada participe aux études qui concernent deux des six systèmes sélectionnés par le GIF : le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC) et le réacteur à très haute température (RTHT).

Modernisation de la loi sur la responsabilité civile

Lors de précédentes sessions parlementaires, des versions similaires d'un projet de loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire ont été déposées pour remplacer l'actuelle loi sur la responsabilité nucléaire afin d'aligner le régime de responsabilité civile nucléaire du pays sur les normes internationales. Plus précisément, le projet de loi C-63 a été déposé le 17 juin 2007, le projet de loi C-5 le 26 octobre 2007, le projet de loi C-20 le 24 mars 2009 et le projet de loi C-15 le 16 avril 2010. Cependant, à la suite de la prorogation ou de la dissolution du Parlement, tous ces projets de loi ont expiré au Feuilleton. À l'heure actuelle, la décision éventuelle de déposer un nouveau projet de loi de ce type revient au gouvernement.

La loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire aurait remplacé la loi sur la responsabilité nucléaire, entrée en vigueur en 1976, qui régit la responsabilité des dommages subis au Canada qui résulteraient d'un accident survenu dans une centrale nucléaire. La loi de 1976 définit un régime complet de responsabilité civile des dommages corporels et matériels résultant d'un accident nucléaire et établit un système d'indemnisation des victimes. Elle intègre les principes de la responsabilité objective et exclusive de l'exploitant, de l'obligation pour ce dernier de souscrire une assurance et de la limitation de la responsabilité de l'exploitant dans le temps et dans son montant.

Les projets de loi prévoyaient notamment une augmentation du montant de la responsabilité des exploitants nucléaires (650 millions CAD contre 75 millions CAD aujourd'hui), un mécanisme de révision régulière

de ce montant et la prolongation de l'échéance pour déposer une demande en réparation d'un préjudice corporel (30 ans contre 10 ans aujourd'hui). Ils clarifiaient également un certain nombre de concepts et définitions essentiels et précisaient les procédures d'indemnisation.

Déchets de combustible nucléaire

Le 15 novembre 2002 entrait en vigueur la loi sur les déchets de combustible nucléaire qui exigeait la création par les entreprises nucléaires (soit Ontario Power Generation, Hydro-Québec, Énergie Nouveau-Brunswick) de la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). D'après cette loi, la SGDN est chargée de définir des options pour la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire puis de mettre en œuvre la solution choisie par le gouvernement. Le 3 novembre 2005, la SGDN a donc remis au ministre des Ressources naturelles son rapport d'étude final intitulé *Choisir une voie pour l'avenir*.

Après examen approfondi de cette étude de la SGDN, le gouvernement du Canada a annoncé, le 14 juin 2007, qu'il avait retenu la solution de la gestion adaptative progressive (GAP) pour gérer à long terme les déchets de combustible nucléaire. Cette solution tient compte du fait que les personnes qui profitent de l'énergie nucléaire aujourd'hui doivent veiller à ce que les déchets soient traités de façon responsable sans imposer aux générations futures un fardeau inutile. Mais elle est aussi suffisamment souple pour pouvoir s'adapter aux évolutions sociales et technologiques éventuelles. Conformément à la loi sur les déchets de combustible nucléaire, la SGDN est tenue de mettre en œuvre la décision des pouvoirs publics avec les fonds constitués par les propriétaires de ces déchets.

Après la décision du gouvernement, la SGDN a établi un plan quinquennal en concertation avec la société civile et les parties prenantes. Ce plan, mis à jour tous les ans, est un document vivant, régulièrement évalué, consolidé et révisé en fonction des informations nouvelles, des progrès technologiques, des évolutions des valeurs de la société et des changements de la politique publique. Il décrit la façon dont l'organisation entend mettre en œuvre la démarche de la gestion adaptative progressive.

En 2008, la SGDN a donc entrepris de dialoguer avec les quatre grandes provinces du cycle du combustible (l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Saskatchewan) afin de mettre en place un mécanisme permettant d'identifier un site adapté dans une commune qui, bien informée, serait prête à accueillir un stockage géologique destiné à la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire. Au début de l'année 2010, la SGDN a mis la dernière main à son plan d'implantation qui décrit le processus adopté pour identifier un site sûr et adapté au stockage géologique dans une commune volontaire et bien informée.

La SGDN a lancé le processus de choix de site au mois de mai 2010 en invitant les communes à s'informer sur le projet de stockage. Plusieurs communes ont exprimé leur intention de dialoguer avec la SGDN afin de se renseigner sur le projet qu'elles jugent susceptible de les intéresser. Il faudra probablement attendre plusieurs années avant que l'on ne puisse confirmer le choix d'un site de stockage dans une commune volontaire et bien informée.

La SGDN continue d'élargir et de renforcer ses relations avec les Canadiens intéressés et les parties prenantes et elle les invite à s'associer aux travaux importants qui précéderont la mise en œuvre de la démarche GAP. Pour de plus amples informations sur la SGDN, se reporter à l'adresse : www.nwmo.ca.

Espagne

Politique de l'Espagne

Pour le gouvernement nommé après les élections de novembre 2011, 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 installations 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 (*Consejo de seguridad nuclear* – CSN).

Production nucléaire

En 2011, les centrales nucléaires ont assuré 19,5 % de la production totale nette d'électricité du pays, soit 6,9 % de moins que l'année précédente, du fait de l'arrêt pour rechargement de sept des huit réacteurs. Le facteur de charge moyen du parc de centrales nucléaires a donc atteint 83,8 %.

Sur avis favorable du GSN, le ministère de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce a accordé une prolongation de dix ans (jusqu'en 2021) des autorisations d'exploitation de la centrale d'Ascó (tranches 1 et 2) et de la centrale de Confrontes.

Amont du cycle du combustible

En 2011, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a produit 1 029 assemblages combustibles contenant 348,4 t d'U. Soixante-dix pour cent de cette production (721 assemblages combustibles contenant 254,4 t d'U) ont été exportés à destination de la Belgique, de la France, de la Suède et de la Finlande. Les concentrés d'uranium proviennent de la Fédération de Russie (33,1 %), de la Namibie (30,7 %), du Niger (13,6 %) et de la revente d'UFE (22,6 %) dans le contexte de l'accord américano-russe d'achat d'UHE.

Aval du cycle du combustible

Le 30 décembre 2011, le gouvernement espagnol a sélectionné la municipalité de Villar de Cañas (Cuenca) pour y implanter le centre d'entreposage (*almacén temporal centralizado* – ATC) du combustible usé et des déchets de haute activité. Villar de Cañas est l'une des 14 communes ayant répondu favorablement à l'appel public à candidatures de fin 2009.

L'ATC comprendra une installation d'entreposage d'une capacité de 6 700 t d'U où pourront être placés le combustible usé et d'autres déchets radioactifs non admis dans l'installation de stockage de déchets de faible et moyenne activité d'El Cabril. Il accueillera aussi un centre technologique où auront lieu des travaux de R-D sur la gestion du combustible usé et des déchets de haute activité.

Le site ayant été choisi, le centre doit maintenant recevoir une autorisation d'exploitation. Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radioactives, la procédure commencera par une évaluation préliminaire du site et la délivrance d'une autorisation de construction.

Des installations d'entreposage sont en service sur les sites des centrales de Trillo et José Cabrera. L'entrepôt de Trillo contient 21 conteneurs (avec 441 grappes combustibles), celui de José Cabrera 12, puisque tout le combustible usé déchargé des piscines (100 t d'U, soit 377 grappes combustibles) a été transféré à l'installation d'entreposage. S'agissant des autres centrales, l'exploitant ENRESA construit actuellement une installation analogue sur le site de la tranche 1 d'Ascó, et il est prévu qu'il soit le titulaire de l'autorisation. Le système d'entreposage comprend des conteneurs en béton et en métal dont la conception a déjà été autorisée. L'exploitant devrait très prochainement déposer une demande d'exploitation de l'installation.

L'installation d'El Cabril reçoit les déchets de faible et moyenne activité produits dans les installations nucléaires et radioactives. Au 31 décembre 2011, 28 165 m³ de déchets y étaient stockés dans des conteneurs en béton.

Enfin, l'installation d'El Cabril possède une zone de stockage des déchets de très faible activité, constituée d'une cellule d'une capacité d'environ 30 000 m³. Au 31 décembre 2011, 3 852 m³ de déchets y étaient stockés. À l'avenir, on prévoit de construire trois nouvelles cellules jusqu'à ce que la capacité autorisée de 130 000 m³ soit atteinte.

Régime juridique

En 2011, plusieurs textes ont été approuvés, notamment :

- La loi n° 12/2011 du 27 mai sur la responsabilité civile pour les dommages nucléaires ou les dommages causés par des matières radioactives transpose en droit espagnol les dispositions des Protocoles de Paris et de Bruxelles de 2004 portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

- Cette loi limite la responsabilité de l'exploitant à 1 200 millions EUR pour les dommages causés sur le territoire de l'Espagne ou d'un État partie à la Convention de Bruxelles sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, et à 700 millions EUR pour les dommages causés sur le territoire d'un État partie à la Convention de Paris uniquement ou d'un pays non nucléaire. Quand les dommages se sont produits dans un autre État, le montant de responsabilité de l'exploitant, déterminé selon le principe de réciprocité, est équivalent à celui que l'autre État a prévu pour l'Espagne. Par ailleurs, la loi contient des dispositions spécifiques pour les dommages causés par des accidents impliquant des matières radioactives sur le territoire national. Elle entrera en vigueur à la même date que les protocoles.
- Le décret royal n° 1308/2011 du 26 septembre sur la protection physique des matières et installations nucléaires et des sources radioactives transpose en droit espagnol les engagements pris par l'Espagne sur les questions de protection physique, en particulier l'amendement à la Convention sur la protection physique des matières nucléaires (approuvé en juillet 2005). Ce décret abroge le précédent décret royal n° 158/1995 du 3 février sur la protection physique des matières nucléaires.

États-Unis

Avec 104 réacteurs de puissance en service, le secteur nucléaire des États-Unis est le plus important du monde, d'autant qu'il recouvre la plupart des étapes du cycle du combustible – de l'exploration et l'extraction de l'uranium jusqu'au stockage des déchets radioactifs à l'exception du retraitement – et qu'il importe de nombreux services, équipements et matières. Au 31 décembre 2011, la puissance installée totale du pays s'élevait à 101 GWe (nets).

Production électronucléaire

D'après les statistiques de l'*US Energy Information Administration* (EIA), les États-Unis ont en 2011 produit 3 983 TWh nets, dont 786 TWh nets dans des centrales nucléaires. La production totale d'électricité, toutes sources confondues, a décliné en 2011 après avoir atteint un niveau record en 2010. Leurs performances s'étant améliorées au fil des ans, les centrales nucléaires produisent toujours 20 % de l'électricité du pays.

Point sur le programme nucléaire

Les sections ci-après décrivent les avancées du programme nucléaire américain en 2011.

ESP (Early site permit)

Par la procédure de l'*Early Site Permit* (autorisation préalable d'implantation) la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC – Commission de réglementation nucléaire) approuve un ou plusieurs sites pour l'implantation d'une centrale nucléaire. La délivrance de cette autorisation est indépendante de la demande d'une autorisation de construction ou d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation. À la fin de 2010, la NRC avait accordé des autorisations pour quatre sites. En 2011, elle n'en a délivré aucune et n'a reçu aucune demande de ce genre.

Autorisations combinées 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. Lorsque le demandeur utilise une conception homologuée par la NRC, les questions relatives à la sûreté de la filière ont déjà été traitées et l'on se préoccupe principalement de la qualité de la construction du réacteur. Sur les 18 demandes d'autorisations combinées déposées entre 2007 et 2009, 12 sont toujours en cours d'examen. Le 9 février 2012, la NRC votait et accordait 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).

C'est la première fois en plus de 30 ans que des réacteurs seront construits aux États-Unis. Des 104 réacteurs raccordés au réseau :

- Le dernier à avoir fait l'objet d'une autorisation de construction, en 1978, est celui de la centrale nucléaire de Shearon Harris, exploitée par Progress Energy Inc. près de Raleigh (Caroline du Nord).
- Le dernier à avoir bénéficié d'une autorisation d'exploitation, en 1996, est celui de la tranche 1 de la centrale nucléaire de Watts Bar, exploitée par la Tennessee Valley Authority (TVA) près de Spring City (Tennessee).

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. L'homologation d'une conception de réacteur est actuellement indépendante des demandes d'autorisations de construction ou d'exploitation. Le 22 décembre 2011, la NRC a homologué la conception du réacteur Westinghouse AP1000.

Réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP)

Le 20 janvier 2012, le *Department of Energy* (DOE – ministère de l'Énergie) a publié un projet d'offre de financement dans le cadre d'un partenariat prévoyant un partage des coûts avec le secteur privé pour financer la conception, l'homologation et l'autorisation de RPMP. Lors du vote du budget de 2012, le DOE est convenu de prendre en compte toutes les conceptions de RPMP à condition qu'elles soient exploitables à court terme (c'est-à-dire, que la mise en service industriel de réacteurs soit possible dès 2022). Dans son annonce définitive, le DOE devrait offrir de soutenir un ou deux projets de développement de RPMP satisfaisant à cette condition de délai.

De nombreuses conceptions de RPMP sont actuellement à l'étude aux États-Unis. Dans la filière des réacteurs à eau ordinaire, figurent le SMR de Westinghouse, le mPower de Babcock & Wilcox (B&W), le NuScale de NuScale Power et le HI-SMUR de Holtec. B&W devrait soumettre une demande d'homologation de la conception du mPower à la NRC fin 2013 et son partenaire probable, la Tennessee Valley Authority, devrait déposer une demande d'autorisation de construction sur le site de Clinch River d'ici fin 2014. D'autres demandes d'homologation de conceptions devraient rapidement parvenir à la NRC : celle de Westinghouse fin 2013, celle de NuScale Power à la mi-2014 et celle de Holtec début 2015. Néanmoins, on ignore quels sont les sites envisagés et quand seront demandées les autorisations d'exploitation. Il existe aussi des conceptions de réacteurs de petite et moyenne puissance à caloporteur gaz, à caloporteur métal liquide ou à sels fondus, notamment l'Hyperion Power Module (HPM) d'Hyperion Power Generation, l'EM2 de General Atomic et le PRISM de General Electric, mais l'homologation de ces réacteurs aura sans doute lieu à plus long terme. Le DOE n'écartera aucune conception et sélectionnera le ou les réacteurs dont l'homologation par la NRC est la plus probable et dont la mise en service industriel peut avoir lieu à l'échéance fixée.

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. En janvier 2012, la NRC avait approuvé le renouvellement des autorisations d'exploitation de 71 des 104 réacteurs de puissance du pays, permettant ainsi aux exploitants de les maintenir en service pendant 60 ans. Elle inscrivait actuellement les demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 15 réacteurs et devrait recevoir des demandes analogues concernant 14 réacteurs entre 2012 et 2016. Pendant la seule année 2011, la NRC a approuvé le renouvellement des autorisations d'exploitation de dix réacteurs de puissance et reçu quatre demandes supplémentaires. 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 et, à titre provisoire, a prévu de déposer une première demande de prolongation jusqu'à 80 ans en 2013.

Augmentation de puissance

Pour accroître la production des réacteurs, les exploitants en relèvent la puissance. En 2011, la NRC a approuvé des augmentations de puissance à Limerick (tranches 1 et 2), Point Beach (tranches 1 et 2) et Nine Mile Point (tranche 2), portant ainsi à 140 le total des augmentations autorisées qui, lorsqu'elles seront effectives (toutes n'ont pas encore été mises en pratique), auront permis d'ajouter environ 6 194 MWe à la puissance installée américaine. Le relèvement de la puissance de 18 autres réacteurs est à l'étude, ce qui correspondrait à une hausse supplémentaire de 1 453 MWe. La NRC prévoit d'approuver plus de la moitié de ces augmentations de puissance en 2012. Elle s'attend en outre à recevoir, entre 2012 et 2016, 17 nouvelles demandes d'augmentation de puissance dont le total avoisinera 1 199 MWe.

Redémarrage de construction

En 1988, la Tennessee Valley Authority interrompait la construction de la tranche 2 de Watts Bar (Tennessee) et de la tranche 1 de Bellefonte (Alabama) dont les réacteurs à eau sous pression étaient alors achevés à environ 80 % et 55 % respectivement. La construction a repris à la tranche 2 de Watts Bar en 2007 et son réacteur de 1 180 MWe devrait entrer en service en 2013. En août 2011, la TVA a décidé de finir de construire le réacteur de 1 260 MWe de la tranche 1 de Bellefonte, dont la mise en service est prévue entre 2018 et 2020. Les travaux devraient commencer à Bellefonte lorsqu'ils seront terminés à Watts Bar.

Arrêts définitifs

Aucun réacteur de puissance n'a été définitivement arrêté en 2011. Cependant, Oyster Creek a annoncé que sa fermeture anticipée aurait lieu en 2019, en dépit du renouvellement de son autorisation d'exploitation jusqu'en 2029.

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

Au lendemain de l'accident de Fukushima Daiichi, le DOE, la NRC et les acteurs de l'industrie nucléaire ont 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.

Juste après l'accident, le DOE a activé son centre de crise et entrepris de prêter une assistance technique au Japon et de contrôler les rejets de radionucléides et les impacts de l'accident aux États-Unis et au Japon. Pour mesurer les retombées radioactives et fournir des données aux autorités américaines et japonaises, il a déployé son système aéroporté de surveillance et mobilisé ses équipes de surveillance radiologique (*Consequence Management Response Teams*). Il a également dépêché au Japon certains de ses représentants et du personnel de plusieurs laboratoires nationaux afin de grossir les effectifs de ses bureaux de Tokyo et d'offrir une assistance technique à l'Ambassadeur américain au Japon et aux autorités japonaises. Aux États-Unis, le DOE a affecté à son centre de crise du personnel de deux de ses services, l'*Office of Nuclear Energy* et la *National Nuclear Security Administration*. Dans les semaines qui ont suivi l'accident, le DOE et l'équipe d'experts qu'il avait constituée ont produit une série d'analyses importantes à l'appui de la gestion de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, parmi lesquelles une évaluation d'un refroidissement passif, l'étude de solutions permettant d'accélérer le refroidissement, l'analyse de scénarios de fuite des piscines de désactivation, un examen de la corrosion de l'acier des cuves sous pression des réacteurs et l'élaboration de concepts de collecte, de transport, d'entreposage et de traitement des eaux usées. Dans les mois qui ont suivi l'accident, le DOE a continué d'aider le gouvernement japonais en recueillant des données pour approfondir les enseignements de l'accident, en surveillant les conséquences possibles de la catastrophe et en réalisant des analyses et des examens par les pairs, à la demande. Enfin, il a également fourni des matériels, notamment des robots télécommandés, des caméras pour applications nucléaires et des détecteurs de rayonnements.

La NRC a mobilisé son centre de crise et déployé une équipe au Japon pour évaluer les conditions radiologiques et les niveaux de dose ainsi que pour élaborer des recommandations concernant les éventuelles mesures de protection des citoyens américains au Japon. Elle a offert une assistance technique à l'Ambassadeur américain au Japon et aux autorités japonaises. Elle a coordonné ses actions avec celles d'autres agences nationales et internationales et d'experts américains du nucléaire. Parallèlement à ces initiatives, la NRC a conduit un examen systématique et méthodique de ses propres processus et réglementations

au vu des conséquences de l'accident. Le 12 juillet 2011, la *Near-Term Task Force* de la NRC publiait son rapport intitulé *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century* (<http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1125/ML112510271.pdf>) dans lequel elle émet douze recommandations générales et des recommandations détaillées sur les mesures à prendre à court et à long terme. Le 5 octobre 2011, la NRC diffusait un document de suivi décrivant plusieurs autres mesures à envisager et classant les recommandations par ordre de priorité. Pour organiser la mise en œuvre des recommandations de la *Near-Term Task Force*, la NRC a établi une approche à trois niveaux présentée ci-après.

Les recommandations de niveau 1 sont celles qui devraient être mises en œuvre sans délai. Elles portent sur les points suivants :

- Stratégies de mitigation des conséquences d'accidents hors dimensionnement, en particulier protection des équipements contre les agressions externes de référence et moyens de protection supplémentaires contre les agressions susceptibles de toucher simultanément plusieurs tranches.
- Réévaluation des risques de séismes et d'inondations et inspections sur place.
- Perte totale des alimentations électriques.
- Systèmes robustes de ventilation des enceintes de confinement de type Mark I ou Mark II.
- Instrumentation des piscines de désactivation.
- Procédures accidentelles, consignes de gestion des accidents graves et consignes détaillées de maîtrise des dommages.
- Réglementation de la préparation aux situations d'urgence : effectifs à affecter et communications.

Les recommandations de niveau 2 dépendent généralement de celles de niveau 1 et pourraient nécessiter des analyses complémentaires avant leur mise en œuvre. Elles portent sur les points suivants :

- Capacité d'appoint des piscines de désactivation.
- Réglementation de la préparation aux situations d'urgence.

Enfin, les recommandations de niveau 3 sont celles dont l'application réglementaire ne peut être envisagée qu'après une analyse de longue haleine ou qui peuvent nécessiter la mise en œuvre préalable de recommandations des niveaux 1 et 2. Elles portent sur les points suivants :

- Confirmation décennale des risques de séisme et d'inondation.
- Améliorations envisageables des systèmes de prévention et de maîtrise des incendies ou inondations d'origine sismique.
- Systèmes robustes de ventilation des enceintes de confinement autres que Mark I ou Mark II.
- Maîtrise de l'accumulation d'hydrogène.
- Préparation aux situations d'urgence comportant une perte totale des alimentations électriques ou à un accident touchant plusieurs tranches.
- Préparation aux situations d'urgence : prise de décisions, contrôle radiologique, éducation du public.
- Modifications des dispositions concernant le contrôle par la NRC des exigences relatives à la défense en profondeur.
- Formation du personnel et des inspecteurs de la NRC aux directives concernant les accidents graves et la maîtrise de leurs effets.

Par ailleurs, la NRC examine quelles activités supplémentaires directement liées aux enseignements de Fukushima Daiichi pourraient nécessiter des mesures réglementaires. Elle s'est fixé pour objectif de mettre en œuvre les enseignements de Fukushima Daiichi d'ici 2016.

Après l'accident de Fukushima Daiichi, l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), l'*Institute of Nuclear Power Operations* (INPO) et le *Nuclear Energy Institute* (NEI) ont constitué un Comité de direction pour intégrer et coordonner les mesures prises par l'industrie. En juin 2011, ce comité publiait un rapport intitulé *The Way Forward/U.S. Industry Leadership in Response to Events at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant*, qui examine les moyens à mettre en œuvre pour intégrer et coordonner les interventions. Le 11 novembre 2011, l'INPO communiquait aux industriels américains, à la NRC et au Congrès un rapport détaillé sur les événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi après l'accident (consultable à l'adresse www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/safetyandsecurity/reports/special-report-on-the-nuclear-accident-at-

the-fukushima-daiichi-nuclear-power-station). Le secteur nucléaire, via le NEI, a conçu et met maintenant en œuvre sa stratégie FLEX, un plan intégré et exhaustif visant à limiter les effets des phénomènes naturels extrêmes et à renforcer rapidement la sûreté des installations.

Cycle du combustible

Les États-Unis prônent le cycle ouvert tout en menant un programme dynamique de recherche et développement sur d'autres cycles du combustible avancés. Toutes les autres étapes du cycle du combustible sont ouvertes à la concurrence et aux fournisseurs internationaux, lesquels jouent souvent un rôle dominant. À l'heure actuelle, l'approvisionnement des États-Unis en combustibles nucléaires 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 combustibles nucléaires, ce sont des entreprises nationales qui répondent à la quasi-totalité des besoins.

Besoins en uranium

Selon les projections pour la période 2011-2035, les besoins annuels des États-Unis qui étaient de 22 866 t d'U en 2011 devraient baisser pour atteindre 19 956 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario suppose que certaines tranches ne demanderont pas de prolongation de leur durée de vie jusqu'à 80 ans ou ne se verront pas accorder celle qu'elles auront demandée.

Production d'uranium

À la fin de 2011, les États-Unis comptaient quatre usines de traitement de l'uranium dont une en exploitation, deux en réserve et une en construction. Cinq installations de lixiviation *in situ* étaient en service, deux étaient en réserve (autorisations accordées) et deux autres en chantier (autorisations partiellement accordées). En 2011, l'usine de traitement et les installations de lixiviation *in situ* ont produit un total de 1 814 t d'U de concentrés d'uranium. La NRC instruit actuellement 8 demandes relatives à de nouvelles installations, des agrandissements ou des renouvellements et prévoit d'en recevoir 17 autres en 2012 et 2013.

Conversion de l'uranium

Il existe aux États-Unis une usine de conversion de l'uranium exploitée par ConverDyn, Inc., qui se trouve à Metropolis (Illinois). En 2010, sa capacité de production avoisinait 10 000 t par an d'hexafluorure d'uranium (UF₆).

Enrichissement de l'uranium

La société United States Enrichment Corporation (USEC) exploite, sous concession accordée par le DOE, l'usine américaine d'enrichissement par diffusion gazeuse située à Paducah (Kentucky). D'autres projets d'usines d'enrichissement par centrifugation ou technologie laser ont atteint diverses étapes d'avancement. Dans le Nouveau Mexique, l'usine d'enrichissement par centrifugation d'URENCO USA a doublé sa capacité en 2011. Les autres installations devraient pour la plupart entrer en production entre 2015 et 2018, mais aucune échéance n'est figée. Le 12 octobre 2011, la NRC accordait à AREVA une autorisation d'exploitation de l'usine d'Eagle Rock (Idaho). La construction devait débuter en 2012, et la production devait atteindre sa cadence nominale en 2018 mais, en décembre 2011, AREVA a annoncé avoir pris un retard de deux ans. Dans l'Ohio, le calendrier de réalisation de l'American Centrifuge Plant de l'USEC est encore incertain du fait de difficultés financières. Enfin, la NRC instruit actuellement la demande de GE-Hitachi relative à l'installation Global Laser Enrichment (Caroline du Nord) et devrait accorder l'autorisation d'exploitation correspondante en septembre 2012.

Par ailleurs, les États-Unis et la Fédération de Russie ont signé en février 1993 un accord intergouvernemental d'une durée de 20 ans, qui prévoit la conversion de 500 tonnes d'uranium hautement enrichi (UHE) russe provenant des ogives nucléaires en uranium faiblement enrichi (UFE). À ce jour, le programme *Megatons-to-Megawatts* a permis de transformer 442,5 t d'UHE en 12 789 t d'UFE, une quantité équivalant à la destruction de 17 698 ogives nucléaires. Au 31 décembre 2011, les États n'avaient toujours pas prorogé ce programme qui doit arriver à son terme en 2013. Toutefois, en mars 2011, l'USEC a signé avec TENEX un contrat, valide pendant 10 ans, donc jusqu'en 2022, d'approvisionnement en UFE russe d'origine commerciale.

Réenrichissement de l'uranium appauvri

Le DOE et la *Bonneville Power Administration* ont lancé un projet pilote en vue de réenrichir 8 500 t de stocks d'uranium appauvri du DOE. La production s'est élevée à environ 1 939 t d'équivalent uranium entre 2005 et 2006. Elle devait être utilisée dans la centrale Columbia entre 2007 et 2015.

Défluoration

Les usines de défluoration de Paducah et de Portsmouth, qui dépendent du DOE, ont été conçues pour transformer 740 000 t de stocks gouvernementaux d'hexafluorure d'uranium (UF_6) appauvri en dioxyde d'uranium (UO_2) appauvri, plus stable. Leurs capacités respectives sont de 18 000 t et 13 000 t. Mises en service le 30 septembre 2011, elles devraient atteindre leur production nominale à la fin de 2012. Portsmouth devrait traiter ses stocks d' UF_6 appauvri dans un délai de 18 ans environ, et Paducah devrait traiter les siens, qui sont plus importants, en 25 ans.

En 2009, la société *International Isotopes Fluorine Inc.* a déposé une demande d'autorisation auprès de la NRC en vue de construire au Nouveau-Mexique la première grande usine de défluoration d'uranium appauvri à l'échelle industrielle, dont la capacité annuelle de traitement devrait atteindre 6 500 t. La NRC devrait rendre sa décision à la mi-2012. Lorsqu'il aura obtenu cette autorisation, l'exploitant fournira, aux termes d'un contrat provisoire, des services de défluoration à l'usine d'enrichissement d'URENCO USA. L'usine de défluoration devrait entrer en service en 2013 et atteindre sa capacité nominale en 2016.

Fabrication du combustible

Trois entreprises fabriquent du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau ordinaire : *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). En mars 2011, *AREVA NP Inc.* a fermé son usine de Lynchburg (Virginie) à la suite du regroupement de ses activités à Richland. À partir de 2016, le site de Savannah River (Caroline du Sud), qui relève du DOE, recyclera du plutonium militaire excédentaire pour fabriquer du combustible à mélange d'oxydes (MOX) destiné aux réacteurs de puissance. En décembre 2011, la construction de cette usine était achevée à environ 60 %. En février 2011, la *Tennessee Valley Authority* et *AREVA* ont signé une lettre d'intention en vue de l'évaluation de l'utilisation de combustible MOX dans les centrales de Sequoyah et de Browns Ferry qui appartiennent à la TVA, mais aucune décision ne devrait être annoncée avant 2012.

Gestion des déchets radioactifs

Les centrales nucléaires entreposent la majeure partie de leur combustible usé directement sur leur site, même si elles en ont parfois expédié de petites quantités dans d'autres installations. L'*Energy Information Administration* (EIA) prévoyait qu'en 2011, 2 159 tML seraient déchargées des réacteurs américains. En décembre 2011, les stocks de combustible usé du pays atteignaient 67 359 tML.

En juin 2008, le ministère de l'Énergie a déposé une demande d'autorisation auprès de la NRC pour commencer à construire un centre de stockage à Yucca Mountain. La NRC l'a 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 spécialement constituée (la *Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future – BRC*) serait chargée d'étudier d'autres possibilités. Le 26 janvier 2012, cette commission a remis son rapport final dans lequel elle recommande d'adopter une nouvelle approche fondée sur le consentement pour choisir le site du stockage et de désigner au niveau fédéral un organisme chargé de gérer cette procédure d'implantation. Elle recommande également d'aménager une installation d'entreposage pour y conserver le combustible usé le temps de la construction du stockage. La Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia examine actuellement des recours concernant la décision d'interrompre le projet de stockage de Yucca Mountain.

Législation

L'Energy Policy Act (loi sur la politique énergétique) de 2005 proroge le Price-Anderson Act (loi sur la responsabilité civile en matière nucléaire) et prévoit des incitations à la construction des premiers réacteurs avancés, parmi lesquelles :

- *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. Le 20 mai 2010, le DOE a garanti un emprunt de 2 milliards USD souscrit par AREVA pour une usine d'enrichissement et pris un engagement conditionnel de garantie de l'emprunt de 8,33 milliards USD souscrit par Southern Nuclear Operating Company pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs AP1000 à Vogtle.
- *Crédits d'impôt en faveur de la production* – Les 6 000 premiers mégawatts électriques de puissance installée ouvriraient droit à un crédit d'impôt de 18 USD/MWh.
- *Assurance risque fédérale* – 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

En février 2005, l'entreprise privée finlandaise Teollisuuden Voima Oy (TVO) a obtenu l'autorisation de construire la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto (un réacteur EPR – *European Pressurised Water Reactor*) d'une puissance thermique de 4 300 MWe et électrique d'environ 1 600 MWe.

La construction a démarré au cours de l'été 2005 et, à la fin de 2011, les travaux de génie civil étaient pour ainsi dire terminés. Les gros composants du bâtiment réacteur comme la cuve, le pressuriseur et quatre générateurs de vapeur avaient été installés et le soudage des tuyauteries primaires était achevé. Les travaux se sont poursuivis avec l'installation des autres composants, le soudage d'autres tuyauteries et les essais de mise en pression dans le bâtiment réacteur. À l'heure actuelle, on procède aux essais de mise en service des armoires de contrôle-commande dans la salle des machines et à la planification du système d'automatisme du bâtiment réacteur.

Le consortium AREVA-Siemens chargé de la construction de l'installation clé en main à prix forfaitaire a annoncé à TVO en décembre 2011 que la production d'électricité pourrait commencer en août 2014. Le calendrier d'origine prévoyait un démarrage en 2009.

En juillet 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu de nouvelles autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans pour les tranches REP 1 et 2 de sa centrale de Loviisa. 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 entreprise, Fennovoima Oy, a entrepris de construire une centrale. Cette nouvelle compagnie d'électricité a été créée par un consortium de sociétés industrielles et énergétiques (l'allemand E.ON possède 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, une étude d'impact sur l'environnement doit être effectuée 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 ont pris fin en 2008 et celle de Fennovoima s'est achevée en 2009. Le ministère de l'Emploi et de l'Économie en assure la coordination.

TVO a déposé sa demande de décision de principe pour la tranche 4 d'Olkiluoto en avril 2008 et Fortum, pour la tranche 3 de Loviisa, en février 2009. Fennovoima, qui a déposé sa demande de décision de principe en janvier 2009, a proposé deux sites, à Simo et Pyhäjoki. À la demande du ministère de l'Emploi et de l'Économie, les deux municipalités ont fait savoir en 2009 qu'elles étaient volontaires pour accueillir la centrale de Fennovoima et STUK, l'autorité de radioprotection et de sûreté nucléaire, a jugé que ces deux sites naturels sont adaptés à la construction d'une centrale.

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

Le ministère de l'Emploi et de l'Économie a instruit les cinq demandes au cours de la période 2009-10, et le gouvernement a statué en mai 2010. Toutes les demandes satisfaisaient aux exigences relatives à la sûreté et à l'environnement. Conformément à la loi sur l'énergie nucléaire, ces décisions ont été prises en fonction de l'intérêt général, des prévisions des besoins énergétiques en 2020 et de la limitation à deux centrales nucléaires.

Le ministère a répondu favorablement aux demandes concernant les réacteurs de Posiva (Olkiluoto 4) et de Fennovoima de même que le projet de Posiva d'agrandir le stockage destiné au combustible usé d'Olkiluoto 4. Par contre, la construction de Loviisa 3 ainsi que la proposition de Posiva de développer le stockage d'ONKALO pour y installer le combustible usé de Loviisa 3 ont reçu une réponse négative. Les trois décisions de principe approuvées ont été ratifiées par le Parlement le 1^{er} juillet 2010.

Des décisions positives ont été transmises aux deux entreprises (TVO et Fennovoima) dont l'électricité sera achetée au prix de revient afin de répondre aux besoins des industries finlandaises qui financent ces projets de construction. Le gouvernement a également tenu compte de la participation de Fortum (25 % environ) à l'entreprise TVO.

Comme on l'a vu, les décisions de principe demandées par TVO, Fennovoima et Posiva ont été ratifiées par le Parlement le 1^{er} juillet 2010. En octobre 2011, Fennovoima a annoncé qu'elle avait choisi la municipalité de Pyhäjoki pour accueillir la centrale et que la tranche serait appelée Hanhikivi 1, du nom de la péninsule où elle sera située. En janvier 2012, Fennovoima a reçu les offres d'AREVA et Toshiba en réponse à l'appel d'offres qu'elle leur avait transmise en juillet 2011. Les principaux contrats devraient être établis ultérieurement (de ce fait, selon les critères de l'OCDE/AEN, on ne peut pas dire à l'heure actuelle qu'il existe une commande ferme pour les deux tranches approuvées).

En 2004, Posiva Oy a démarré le chantier du laboratoire souterrain (caractérisation de la roche), du nom d'ONKALO, qui est destiné au stockage du combustible nucléaire usé produit par TVO et Fortum dans leurs centrales d'Olkiluoto et de Loviisa. Le laboratoire d'ONKALO doit faire partie intégrante du centre de stockage. À la fin de l'année 2011, les travaux de creusement avaient atteint la profondeur finale de 420 m sur une longueur totale de plus de 4 km. Posiva envisage de déposer une demande d'autorisation de construction avant la fin de 2012. La construction du stockage devrait commencer en 2014, et la mise en place des déchets en 2020.

France

Au 31 décembre 2011, le parc électronucléaire français comprenait 58 réacteurs à eau pressurisée (34 de 900 MWe, 20 de 1 300 MWe et 4 de 1 450 MWe). L'EPR de Flamanville est en construction depuis décembre 2007.

Nucléaire et production d'électricité

La consommation électrique française a baissé de 6,5 % en 2011, à 478 TWh. La production a baissé de 1,5 % à 542 TWh. Le solde exportateur a doublé par rapport aux années précédentes.

La production nucléaire s'est élevée de 3,2 % à 421 TWh en raison d'une disponibilité améliorée du parc. Ceci représente 77 % de la production nationale. La production thermique fossile a baissé de 14 % à 51 TWh. La production hydraulique s'est établie à 50 TWh. La production éolienne s'est établie à 12 TWh (+23 %). La production à partir d'autres sources renouvelables est de 5,6 TWh. La production photovoltaïque a doublé en un an et totalise 1,8 TWh.

Des évaluations complémentaires de sûreté ont été menées suite à l'accident de Fukushima Daiichi. L'investissement complémentaire est évalué à 170 millions EUR par réacteur. Par ailleurs, une force d'action rapide nucléaire, centralisée et opérationnelle 24h/24, sera mise en place, en complément des moyens locaux déjà existants.

Réacteurs nucléaires

Réacteurs de recherche

La construction à Cadarache du réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH, 100 MWth) lancée en 2007 pour remplacer Osiris, se poursuit. La construction a débuté en 2009 et la dalle de béton, sur appui anti-sismique a été coulée en janvier 2011. Les trois premières levées du bâtiment réacteur ont été réalisées en 2011. Le génie civil de la piscine et des bâtiments annexes a également commencé. La mise en service du réacteur est prévue pour 2015. Il permettra également la production de radioisotopes à usage médical.

Génération IV

La France a donné la priorité à la technologie des réacteurs refroidis au sodium, sur lesquels elle dispose déjà d'une expérience et d'un savoir-faire importants.

Le démonstrateur industriel de réacteur rapide au sodium de 600 MWe, ASTRID, doit, selon le calendrier législatif français, être opérationnel fin 2020. Une étude d'avant projet sommaire (APS) a été lancée en 2011 avec une équipe de 450 personnes (CEA, AREVA, EDF, etc.). Le financement des premières phases du projet a été décidé en 2010, dans le cadre du grand emprunt national.

Les chercheurs du CEA ont défini une nouvelle architecture du cœur de ce réacteur, basée sur un concept de sûreté amélioré, par comparaison à un cœur standard de réacteur rapide au sodium.

Le réacteur rapide refroidi au gaz (RNR-G) constitue la filière alternative à long terme. L'objectif est d'en démontrer la faisabilité dans un contexte de collaboration européenne en vue d'un éventuel déploiement à l'horizon 2040-2080.

ITER

Le site de Cadarache a été officiellement choisi pour accueillir ITER à la réunion de Moscou du 28 juin 2005. Les travaux ont commencé en 2007.

En 2011, les fondations du bâtiment tokamak ont commencé. Tous les plots de béton constituant le dispositif anti-sismique étaient coulés fin décembre.

Le vaste bâtiment de bobinage des aimants de champ poloïdal a été terminé en février 2012.

EPR

En 2011 plusieurs étapes importantes ont été franchies sur le chantier de Flamanville :

- le génie civil de deux bâtiments (station de pompage et diesel sud) a été achevé ;
- la charpente du dôme est terminée ;
- le stator de l'alternateur (450 tonnes) a été livré en salle des machines.

Fin 2011 :

- le génie civil est achevé à 84 % ;
- les montages électromécaniques sont achevés à 21 % ;
- l'état d'avancement total du chantier est estimé à 56 %.

La production commerciale est prévue pour 2016.

ATMEA

Le réacteur ATMEA est un réacteur de génération III, de 1 100 MWe électrique conçu et développé conjointement par Mitsubishi Heavy Industries et AREVA NP, au sein de leur société commune ATMEA.

À l'issue d'un examen qui a duré 18 mois, l'autorité de sûreté nucléaire a émis un avis positif sur les options de sûreté du réacteur, le 31 janvier 2012.

L'ATMEA fait partie des trois réacteurs présélectionnés en 2010 par la Jordanie en perspective de la construction de sa première tranche électronucléaire.

Cycle du combustible

Enrichissement de l'uranium

AREVA a lancé en été 2006 sur le site du Tricastin la construction de l'usine d'enrichissement Georges Besse II destinée à remplacer l'actuelle usine Eurodif exploitée depuis 1978. En 2011 la nouvelle usine a atteint la capacité de 1,4 millions d'UTS. Georges Besse II doit atteindre en 2016 une capacité d'enrichissement de 7,5 millions d'UTS.

Le début de phase d'arrêt de l'usine actuelle est prévu à la fin du premier semestre 2012.

Recyclage des combustibles

Un accord cadre entre EDF et AREVA pour le recyclage de la totalité des combustibles (hors MOX) du parc nucléaire français a été signé en 2008, pour une période allant jusqu'à 2040. Depuis 2010, l'usine de La Hague traite désormais 1 050 tonnes de combustibles EDF usés par an (contre 850 tonnes auparavant) et l'usine MELOX produira 120 tonnes de combustible MOX pour le parc nucléaire français.

Gestion des déchets

À ce jour, 85 % du volume des déchets radioactifs produits par les exploitants français font l'objet d'une solution de gestion de long terme effective. Les autres sont conditionnés et entreposés de façon sûre dans l'attente d'un stockage pérenne (en surface ou en couche géologique profonde). Ainsi, l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (Andra) gère les centres de stockage déjà existants et pilote les recherches sur le stockage géologique profond des déchets de haute activité à vie longue (HAVL). Elle a publié en 2009 son dernier inventaire national des déchets radioactifs et des matières valorisables.

Les déchets de très faible activité (TFA) sont stockés sur le site de Morvilliers (Aube), dimensionné pour accueillir 650 000 m³ de déchets sur les 30 prochaines années, et qui a été ouvert durant l'été 2003.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés au centre de l'Aube, à Soullaines-Dhuys. Le centre de stockage de la Manche ne reçoit plus de colis de déchets depuis 1994. Il est entré en phase de surveillance active en 2003, avec une surveillance très active jusqu'en 2013.

Les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) doivent faire l'objet d'un stockage à faible profondeur. Le processus de recherche de sites favorables au stockage de ces déchets est en cours depuis 2008.

Les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) font l'objet d'une loi spécifique : la Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Cette loi fait suite à celle du 30 décembre 1991 (« Loi Bataille »). Elle organise, entre autres, les recherches sur la gestion à long terme des déchets HA-MAVL, en définissant trois axes principaux de recherches, détaillés ci-dessous.

La séparation poussée et la transmutation

Ces recherches sont menées par le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives. Les principales réalisations de 2009 concernent la consolidation du procédé Ganex d'extraction globale de l'ensemble des actinides ainsi que le développement d'un schéma de procédé visant à la récupération du seul américium, principal contributeur à la radiotoxicité à long terme et à la charge thermique des colis de stockage. Le procédé ExAm (pour extraction de l'américium) a ainsi été testé en 2009 avec succès dans le laboratoire L17 d'Atalante à Marcoule. L'américium a été récupéré quantitativement (>97 %), avec un facteur de décontamination notablement supérieur à 1 000.

Le stockage souterrain en couche géologique profonde

La recherche sur le stockage géologique des déchets de haute activité et à vie longue se déroule sous l'égide de l'Andra au laboratoire souterrain de Meuse/Haute-Marne (Bure). La zone expérimentale à -490 m est opérationnelle depuis avril 2005. À la fin 2009, le laboratoire compte environ 800 mètres de galeries souterraines, toutes instrumentées.

En 2009, une zone d'intérêt de 30 km² a été officiellement proposée. En 2011 a été choisi, par appel d'offre, le maître d'œuvre du projet chargé de préparer la construction. La demande de construction d'un stockage à l'intérieur de cette zone sera présentée par l'Andra pour une instruction à l'horizon 2015. La construction du stockage sera ensuite autorisée par décret du Premier ministre, en vue d'une mise en exploitation à l'horizon 2025, après l'accomplissement d'une procédure précisée par la loi comprenant : le recueil des avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, de la Commission nationale d'évaluation, du Parlement et des collectivités locales concernées, ainsi qu'un débat et une enquête publics. De plus, cette ouverture est conditionnée au vote d'une loi fixant les conditions de la réversibilité du stockage.

L'entreposage

Les études et recherches, menées par l'Andra, visent d'ici 2015 la création de nouvelles installations d'entreposage ou la modification des installations existantes pour répondre aux besoins recensés.

La loi programme de 2006 comporte également des dispositions sur le financement des trois axes de recherche précédemment exposés. Elle met notamment en place un système de taxes sur les installations nucléaires. En outre, la loi vient sécuriser le financement des charges nucléaires de long terme, en fixant le régime spécifique applicable à la sécurisation des réserves que doivent constituer les exploitants pour faire face à leurs charges de long terme.

Hongrie

En octobre 2011, le Parlement hongrois a adopté une stratégie énergétique nationale qui définit une feuille de route pour 2030 et l'inscrit dans une perspective à l'horizon 2050. Le pays a élaboré cette stratégie pour atteindre le point d'équilibre entre sécurité d'approvisionnement, compétitivité et développement durable. Dans cette optique, il entend diversifier ses ressources et/ou ses sources d'approvisionnement pour réduire ses importations d'énergie. Selon le gouvernement, la production d'énergie est un moyen de sortir de la crise. La stratégie comprend notamment les éléments suivants : recours accru aux énergies renouvelables, préservation du parc électronucléaire (prolongation de la durée de vie et construction éventuelle de centrales), développement des infrastructures énergétiques régionales, mise en place d'un nouveau système organisationnel et augmentation de l'efficacité et de l'efficience énergétiques. La stratégie énergétique nationale de la Hongrie est consultable sur le site web du ministère du Développement national (www.nfm.gov.hu – *Nemzeti Fejlesztési Minisztérium*).

La loi CXVI de 1996 sur l'énergie atomique a été très largement remaniée en 2011. Les principales modifications portent sur les prescriptions de sûreté et les attributions de l'*Országos Atomenergia Hivatal* (OAH – Autorité nationale de l'énergie nucléaire). Un autre changement concerne les codes de sûreté nucléaire, désormais alignés sur les niveaux de sûreté de référence de l'Association des responsables des autorités de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest (WENRA). Deux volumes sont venus compléter ces exigences, de sorte que les prescriptions couvrent désormais toutes les phases de la vie des installations nucléaires. Les nouvelles prescriptions sont entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2011. La loi modifiée et les nouveaux codes de sûreté sont consultables sur le site web de l'OAH (www.haea.gov.hu).

Après le grave accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi, tous les pays européens qui exploitent des réacteurs de puissance ont réalisé des évaluations complémentaires de sûreté, appelées « tests de résistance », à la demande du Conseil européen. L'évaluation de la centrale hongroise de Paks portait sur les trois domaines spécifiés par le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) : risques naturels extrêmes (notamment séismes et inondations), comportement de la centrale lors d'une perte de l'alimentation électrique et/ou de la source d'ultime secours, gestion des accidents graves. Elle visait à déterminer si, étant donné les facteurs de risque, la base de conception de la centrale est correctement établie et si les marges de sûreté calculées en fonction de cette base permettent d'éviter des dommages graves. La centrale de Paks a remis son rapport final pour contrôle réglementaire à l'OAH, à la suite de quoi l'OAH a autorisé les mesures proposées dans le rapport pour renforcer la sûreté de la centrale et identifié quelques solutions complémentaires. Avec l'examen détaillé des domaines spécifiés par l'ENSREG, l'OAH a aussi établi que les prescriptions légales de la Hongrie en matière de sûreté nucléaire sont en accord avec les normes et les bonnes pratiques internationales. À la fin de 2011, l'OAH transmettait

son rapport national sur les évaluations complémentaires à la Commission européenne et le mettait en ligne sur son site web (www.haea.gov.hu). Des résultats du contrôle réglementaire des tests de résistance, l'OAH conclut que la base de conception de la centrale de Paks est satisfaisante et conforme aux prescriptions légales et aux pratiques internationales et que les systèmes de sûreté et les fonctions de sûreté satisfont aux exigences de la base de conception. À la suite du dernier réexamen périodique de la sûreté de la centrale de Paks, l'exploitant avait mis en œuvre des mesures spécifiques de renforcement de la sûreté, principalement pour améliorer la capacité de la centrale à résister à un accident hors dimensionnement. Ces mesures sont parfaitement conformes à la finalité des tests de résistance. On peut en conclure que la centrale de Paks est sûre et ne présente aucune faille susceptible de remettre en cause l'adéquation de la base de conception et de nécessiter une intervention réglementaire urgente. Les mesures mises en œuvre après le dernier réexamen périodique de sûreté ont permis de doter la centrale de moyens robustes de gérer un accident grave. Outre leurs conclusions positives, les tests de résistance ont révélé des solutions et mesures à appliquer pour renforcer encore davantage la sûreté de la centrale. L'OAH a enjoint l'exploitant d'élaborer, d'ici la fin du premier semestre 2012, un programme détaillé pour la réalisation de ces solutions.

En 2011, la centrale nucléaire de Paks a produit 15 685 GWh, ce qui représente 43,25 % de la production brute d'électricité nationale. Cette production se répartit comme suit entre les quatre tranches ; tranche 1 : 3 700,3 GWh ; tranche 2 : 4 037,2 GWh ; tranche 3 : 3 888,8 GWh ; tranche 4 : 4 058,7 GWh. Au chapitre de la production d'énergie, l'année 2011 est considérée comme remarquable, car la production a atteint son deuxième plus haut niveau historique à Paks. Depuis la première connexion au réseau de la tranche 1 jusqu'à la fin de 2011, la centrale nucléaire de Paks a produit au total plus de 366,8 TWh.

À la fin de 2008, l'exploitant de la centrale de Paks a remis à l'OAH un programme de prolongation de la durée de vie de l'installation pour justifier que la centrale soit maintenue en état de fonctionner et cela en toute sécurité au-delà de sa durée de vie nominale. L'OAH a évalué le programme et ordonné à l'exploitant de le mettre en œuvre sous certaines conditions. Les travaux techniques préparatoires recouvraient la détermination des processus et des effets du vieillissement qui nécessitent un traitement, l'état des systèmes, structures et composants, l'évaluation des programmes de gestion du vieillissement existants et, si nécessaire, la modification ou l'élaboration de nouveaux programmes. L'OAH suit et évalue régulièrement les rapports sur ce projet de prolongation de la durée de vie. En décembre 2011, conformément aux prescriptions légales, l'exploitant a déposé une demande de renouvellement de l'autorisation d'exploitation, un an avant l'expiration de celle-ci, pour pouvoir exploiter la tranche 1 de Paks au-delà de sa durée de vie nominale. L'OAH doit étudier cette demande et certaines informations complémentaires et communiquer sa décision avant la fin de l'année 2012.

L'installation d'entreposage du combustible usé (conçue par GEC Alsthom, Royaume-Uni) située à Paks est un entreposage à sec en alvéoles de type modulaire où sont placés depuis 1997 les assemblages combustibles irradiés dans les réacteurs de Paks. L'installation est agrandie à mesure que les besoins de la centrale augmentent. Les 37 alvéoles prévues devraient pouvoir accueillir l'ensemble du combustible usé produit jusqu'à la fin de la durée de vie prolongée de la centrale. La construction de quatre alvéoles supplémentaires s'est achevée fin 2011, portant à 20 le nombre total d'alvéoles prêtes à l'usage. À partir de l'alvéole 17, les tubes d'entreposage sont disposés suivant une configuration carrée et non triangulaire comme dans les alvéoles 1 à 16. Cette disposition permet d'installer 527 tubes au lieu des 450 prévus à l'origine. Quand l'installation d'entreposage aura atteint sa capacité maximale, ses 37 alvéoles pourront recevoir 18 267 assemblages combustibles au total.

Les préparatifs en vue de la construction d'une ou plusieurs tranches sur le site de Paks ont lieu sous la direction de la société *Magyar Villamos Művek (MVM) Zrt.*, propriétaire majoritaire de la centrale nucléaire de Paks. Si le Parlement hongrois a donné son accord de principe à cet agrandissement le 30 mars 2009 et si MVM Zrt. effectue actuellement les travaux préparatoires (analyse de l'agrandissement de la centrale et préparation de l'appel d'offres), le gouvernement n'a cependant pas encore officiellement autorisé le projet d'agrandissement. Aucune décision n'a été prise concernant le type et le constructeur du ou des nouveaux réacteurs et aucun appel d'offres n'a été publié. C'est la raison pour laquelle les données du « Livre brun », à l'exception des projections de la production d'électricité et de la puissance installée, ne prennent pas en compte l'agrandissement de la centrale de Paks.

Italie

En 2008, le gouvernement italien engageait une procédure visant à autoriser la construction de quelques centrales nucléaires de troisième génération avec, pour objectif, une production électronucléaire nationale de 100 TWh en 2030.

En janvier 2011, la Cour constitutionnelle italienne décidait qu'un référendum pourrait avoir lieu les 12 et 13 juin 2011, sur la question de l'abrogation ou non des dispositions concernant la construction de centrales nucléaires en Italie.

Or, après l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi au Japon, le Parlement a adopté (le 25 mai 2011) une loi visant à suspendre le programme de construction de quatre centrales nucléaires, en conséquence de quoi les dispositions juridiques correspondantes ont été abrogées. Ce moratoire doit donner le temps « (...) de recueillir des preuves scientifiques supplémentaires de la sûreté nucléaire (...) compte tenu du développement technologique du secteur nucléaire et des décisions qui seront prises au niveau de l'Union européenne (...) » après l'évaluation de la sûreté des centrales nucléaires européennes (tests de résistance). Il est prévu qu'il dure deux ans.

Lors du référendum de juin 2011, la population italienne s'est prononcée en faveur de l'interruption de la construction des centrales que prévoyait la loi n° 99 du 23 juillet 2009 sur le développement et l'internationalisation des entreprises et de l'énergie (*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*) et le décret-loi n° 31/2010 du 15 février 2010.

Cependant, les articles abrogés ne concernent pas le parc technologique nucléaire destiné à l'entreposage du combustible usé et des déchets de haute activité ainsi qu'au stockage des déchets de faible et moyenne activité. Ce parc doit aussi accueillir des laboratoires et installations scientifiques et techniques, avec le soutien financier d'organismes de recherche et d'entreprises.

Mexique

La centrale nucléaire de Laguna Verde est la seule du Mexique. Elle est équipée de deux réacteurs à eau bouillante d'une puissance nominale de 650 MWe chacun et fournit entre 3 % et 4 % de l'électricité produite dans le pays. Les tranches I et II sont entrées en service en 1990 et 1995 respectivement. Le propriétaire et exploitant de la centrale, la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE – Commission fédérale d'électricité), a récemment achevé des travaux d'augmentation de la puissance, la portant ainsi à 810 MWe bruts par réacteur. Cependant, la *Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias* (CNSNS – autorité de sûreté nucléaire) n'a pas encore autorisé la CFE à exploiter ses tranches à 100 % de leur nouvelle puissance nominale.

La CFE a poursuivi les essais de qualification des tranches I et II de la centrale pour obtenir les autorisations d'exploiter les deux réacteurs à leur nouvelle puissance nominale nette de 786 MWe. L'autorité de sûreté devrait délivrer ces autorisations en 2012.

Les tranches de Laguna Verde fonctionnent avec des campagnes de combustible de 18 mois planifiées de manière à éviter l'arrêt simultané des deux réacteurs. Selon ce calendrier, la CFE procède une année sur deux à un seul rechargement et, les années intermédiaires, à deux rechargements, ce qui sera le cas en 2012. Les besoins en uranium étaient de 154 t d'U en 2009 (année avec un seul rechargement) et de 403 t d'U en 2010 (année avec deux rechargements). En 2011, la CFE a signé des contrats couvrant l'ensemble des besoins en assemblages combustibles avec les services associés pour la période 2013-2015.

En coopération avec l'*Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares* (ININ – Institut national de recherche nucléaire), la CFE effectue des travaux pour prolonger la durée de vie des deux réacteurs jusqu'à 60 ans environ. Ces travaux étant toujours en cours, l'autorité de sûreté n'a bien sûr pas encore renouvelé les autorisations d'exploitation des réacteurs.

Le ministère de l'Énergie et la CFE étudient actuellement la possibilité de mettre en service d'autres centrales nucléaires au Mexique.

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 à usage médical Maria implanté à Swierk (*Narodowe Centrum Badań Jądrowych* – Centre national de recherche nucléaire). Plus de 90 % de l'électricité du pays est produite avec du charbon. Le reste provient majoritairement de centrales au fioul ou au gaz, les énergies renouvelables ne représentant que 3 % du total. En 2008, la Pologne a rejeté 298,69 Mt de CO₂ dans l'atmosphère.

Le Conseil des ministres a adopté le document intitulé « *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* » (Politique énergétique de la Pologne jusqu'en 2030) dans lequel l'électronucléaire est considéré comme un moyen d'assurer la sécurité énergétique du pays. Conformément aux plans de développement du parc électrique, la première centrale nucléaire devrait entrer en service aux alentours de 2020. Nommé en 2009, le Commissaire du Gouvernement à l'énergie nucléaire a pour mission de coordonner et de superviser l'adaptation de l'environnement réglementaire et institutionnel que nécessite la mise en service de réacteurs de puissance. Le groupe PGE Polska Grupa Energetyczna SA, premier fournisseur d'électricité du pays, est responsable de la construction de la centrale. Le Commissaire a élaboré un projet de programme nucléaire et l'a remis au Conseil des ministres au début de l'année 2011. Ce programme doit établir le nombre de tranches, leur puissance et les sites d'implantation envisageables.

Le Conseil des ministres a demandé au ministre de l'Économie de préparer (en coopération avec le ministre du Trésor) une nouvelle stratégie nationale de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé. La description de cette stratégie devrait être prête en 2012. Conformément au programme cadre de création d'un parc électronucléaire en Pologne, préparé en juillet 2009 par le Commissaire du Gouvernement à l'énergie nucléaire, la sélection de trois sites susceptibles d'accueillir le stockage des déchets de faible et moyenne activité se terminera fin 2013 et la conception du stockage suivra en 2013-2014 pour une mise en service d'ici 2020.

République de Corée

Politique générale

Après l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi en mars 2011, le gouvernement coréen a décidé de poursuivre sa politique nucléaire dans le respect des principes de développement durable en tenant compte des leçons de l'accident de Fukushima Daiichi et en faisant de la sûreté nucléaire la priorité absolue. Cette politique prévoit notamment de porter à 59 % la part du nucléaire dans la production totale d'électricité d'ici 2030 et de commercialiser un réacteur avancé modulaire intégré (SMART) et des technologies du cycle du combustible fermé avec retraitement par voie pyrochimique et réacteurs rapides à caloporteur sodium. En novembre 2011, la République de Corée a établi son quatrième plan global en faveur de l'énergie nucléaire (*Comprehensive Nuclear Energy Promotion Plan* – CNEPP) qui définit l'ambition du pays de devenir un « leader mondial des technologies et de l'industrie nucléaires » et six axes de promotion de l'énergie nucléaire. La Corée investira 2 083 milliards KRW pour atteindre ces objectifs à l'échéance prévue.

Création de la Commission de sûreté et de sécurité nucléaires

En juillet 2011, le Service intégré d'examen de la réglementation (IRRS) de l'AIEA a procédé à l'examen du régime de sûreté nucléaire de la République de Corée, sa première mission depuis l'accident de Fukushima Daiichi. L'équipe de l'IRRS a identifié des bonnes pratiques et émis un avis concernant les points à améliorer. De plus, en octobre 2011, le gouvernement a créé la Commission de sûreté et de sécurité nucléaires (*Nuclear Safety and Security Commission* – NSSC), placée sous la tutelle du Cabinet du Président, pour renforcer l'indépendance des autorités de sûreté ainsi que les moyens de réglementation de la sûreté nucléaire dans le pays.

Accord bilatéral

Le 15 novembre 2011, la République de Corée et l'Arabie saoudite ont signé un accord établissant un cadre juridique de coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire. Aux termes de cet accord, les deux pays doivent travailler ensemble à des projets de R-D, de conception, de construction, d'exploitation et de maintenance de centrales nucléaires et à toutes les activités connexes. Puisque l'Arabie saoudite cherche à satisfaire des besoins énergétiques croissants en diversifiant ses sources d'énergie, la République de Corée partagera des bonnes pratiques avec elle et l'assistera dans son projet de déploiement de l'énergie nucléaire dans le respect des exigences de non-prolifération.

Réexamen de sûreté des centrales nucléaires

Juste après l'accident de Fukushima Daiichi, la République de Corée a réalisé sans tarder des réexamens de la sûreté de ses 21 tranches en service, y compris un réexamen approfondi de la sûreté de la tranche 1 de la centrale de Kori, qui venait d'être évaluée en vue de la prolongation de sa durée de vie. Les résultats de tous ces examens (y compris celui de Kori) montrent que les centrales nucléaires du pays peuvent résister au séisme ou tsunami maximal vraisemblable. De plus, la République de Corée a élaboré 50 plans d'amélioration à court et à long terme prévoyant notamment d'installer des portes étanches sur les bâtiments des diesels de secours et de rehausser la digue du site de Kori pour assurer la sûreté même dans les scénarios les plus graves. Ces plans seront mis en œuvre entre mai 2011 et décembre 2015.

État des centrales nucléaires

À la centrale de Shin-Kori, la tranche 1 équipée du premier réacteur OPR 1000 construit en République de Corée a été mise en service industriel en février 2011. Le chargement du premier cœur de la tranche 2 a eu lieu en décembre 2011, après réception de l'autorisation d'exploitation, et sa mise en service industriel est prévue pour juin 2012. Les autorisations d'exploitation de la tranche 1 de Wolsong et de la tranche 2 de Shin-Kori et les autorisations de construction des tranches 1 et 2 de Shin-Ulchin ont été accordées en 2011. La cuve du réacteur de la tranche 3 de Shin-Kori, première de type APR 1400 dans le pays, a été installée en juillet 2011. La construction de quatre APR 1400 doit commencer en 2013 et 2014.

En juillet 2011, l'exploitant Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) a terminé le remplacement des tubes de force de la tranche 1 de Wolsong, le premier réacteur CANDU du pays. D'un total de 840 jours environ, ce 21^e arrêt, programmé pour prolonger la durée de vie de l'installation et notamment remplacer les tubes de force, durait depuis avril 2009. La durée de vie initiale de 30 ans de la tranche 1 de Wolsong devant arriver à son terme en novembre 2012, KHNP a déposé une demande de renouvellement d'autorisation auprès du gouvernement coréen en décembre 2009. L'AIEA procèdera à un examen par les pairs en mai 2012. La prolongation de dix ans de la durée de vie de la tranche 1 de Wolsong devrait être approuvée en novembre 2012.

Coopération avec les Émirats arabes unis

En décembre 2009, le consortium coréen a signé avec les Émirats arabes unis son premier contrat d'exportation de réacteurs de conception coréenne. Le projet, qui permet à la République de Corée d'exporter pour la première fois une centrale nucléaire, progresse comme prévu, l'objectif étant d'achever la construction de la tranche 1 en mai 2017. Dans ce but, les premiers travaux de coffrage devraient se terminer en novembre 2012. Pour faciliter l'avancement des travaux, les partenaires se sont concertés afin d'établir, d'ici la fin de 2011, une infrastructure comprenant notamment des lieux d'habitation, de restauration et de culte sur le site de la future centrale.

République slovaque

Politique énergétique

La politique énergétique slovaque a pour objectif de réduire la demande d'énergie et de renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique tout en veillant à optimiser la sûreté, la fiabilité, la qualité et l'efficacité économique.

En 2011, la production brute d'électricité s'est élevée à 28 135 GWh, soit 415 GWh de plus qu'en 2010. Cette légère progression est principalement due à l'exploitation de toutes les tranches à une puissance supérieure (107 % de la puissance nominale) pendant l'année entière.

Au début du mois de mars 2011, l'Autorité de sûreté nucléaire de la République slovaque (*Úrad Jadrového Dozoru Slovenskej Republiky*) a autorisé les tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce à rester en service jusqu'en 2021. Ce renouvellement de l'autorisation d'exploitation de la centrale fait suite à un réexamen périodique, systématique et complet, de la sûreté nucléaire. La procédure d'examen de la sûreté des tranches de Mochovce a duré plus de deux ans.

En janvier 2012, l'Autorité de sûreté nucléaire de la République slovaque a publié le rapport définitif sur les résultats des tests de résistance effectués dans les installations nucléaires du pays. Leur exploitant, Slovenské elektrárne, avait mené ces tests sur une base volontaire de mars à décembre 2011. L'objectif était notamment d'examiner des agressions externes extrêmes, comme les séismes et les inondations, et les conséquences d'autres événements susceptibles d'entraîner la perte de plusieurs fonctions de sûreté. Le rapport conclut principalement que les centrales nucléaires slovaques sont sûres et qu'elles ne présentent aucun défaut nécessitant des mesures immédiates de renforcement de la fiabilité de fonctionnement.

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 1 et 2 de la centrale de Mochovce sont aujourd'hui achevés, et l'exploitant a rechargé les deux réacteurs en combustible frais à taux d'enrichissement moyen en ²³⁵U de 4,87 %. Un projet analogue est en cours à Bohunice. **Le premier chargement de combustible à taux d'enrichissement plus élevé** dans les tranches 3 et 4 de cette centrale devrait avoir lieu en 2012.

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

En 2011, notamment en décembre, la construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce a franchi des étapes décisives. La plus importante est l'installation de la cuve sous pression du réacteur de la tranche 4, placée dans le puits de cuve le 3 décembre 2011. Dans la tranche 3, on a posé les tuyauteries du circuit primaire (soudage des boucles primaires) et installé la turbine à vapeur.

République tchèque

En 2011, les discussions concernant la mise à jour de la politique énergétique de la République tchèque se sont poursuivies. Cette même année, le pays a extrait 202,3 t d'U de la mine de Dolni Rozinka et récupéré 26,5 t d'U lors du réaménagement d'anciens sites de lixiviation *in situ*. La mine de Dolni Rozinka est encore exploitée en 2012.

La procédure d'appel d'offres pour la construction de deux tranches sur le site de Temelin suit son cours. Trois constructeurs potentiels ont reçu les documents relatifs à l'appel et doivent soumettre leur offre avant le 2 juillet 2012.

Le remplacement de l'intégralité des cœurs des tranches 1 et 2 de la centrale de Temelin a entraîné une hausse des besoins de conversion, d'enrichissement et de fabrication d'uranium en 2010 et 2011, respectivement. Les assemblages combustibles neufs ont été fournis par un nouveau fabricant, la société russe TVEL.

La rénovation des centrales de Dukovany et Temelin a commencé : la puissance installée de la première devrait être portée à 2 000 MWe bruts en 2012 puis à 2 040 MWe après 2015, celle de la seconde devrait atteindre 2 050 MWe en 2015.

Depuis le rapport de 2011, trois évolutions ont modifié les projections à long terme de la puissance installée : i) la centrale de Dukovany devrait fonctionner pendant 40 ans au lieu des 50 ans précédemment envisagés dans l'hypothèse haute pour 2035, ce qui se traduit par une baisse des prévisions de la puissance installée et des besoins en uranium du parc nucléaire ; ii) le site de Temelin devrait accueillir deux nouvelles tranches qui entreront en service aux alentours de 2023 et 2025 ; iii) à la centrale de Dukovany une tranche

supplémentaire devrait être mise en service vers 2030-2031. Ces évolutions ont également un impact sur la vitesse à laquelle les stocks de combustible usé devraient s'accumuler entre 2025 et 2030 et au-delà.

Note : la quantité totale de combustible usé entreposé s'est fortement accrue du fait, principalement, du remplacement des cœurs des tranches 1 et 2 de la centrale de Temelin en 2010 et 2011, comme évoqué ci-dessus. Fin 2011, 1 557 tonnes de métal lourd (tML) étaient entreposées sur les sites de Dukovany et Temelin, soit 844 tML à sec et 713 tML en piscine.

Turquie

La Turquie n'a pas modifié sa politique nucléaire après l'accident de Fukushima Daiichi.

- Le site d'Akkuyu a été affecté à la société anonyme de production électronucléaire Akkuyu NGS A.Ş. (Akkuyu Nükleer Güç Santrali Anonim Şirketi) en vue de la construction de la centrale.
- Akkuyu NGS A.Ş. a obtenu une autorisation d'utilisation du site.
- Akkuyu NGS A.Ş. a déposé une demande d'autorisation de production d'électricité.
- Akkuyu NGS A.Ş. a lancé la procédure d'étude d'impact sur l'environnement.

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, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, New Zealand, Norway, Poland, Portugal, the Republic of Korea, 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 30 OECD member countries: Australia, Austria, Belgium, Canada, the Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Poland, Portugal, the Republic of Korea, 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, as well as
- 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 2012

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 oxide powder and fuel pellets, Canada (Cameco); Shin-Kori nuclear power plant, units 3 and 4 under construction, Republic of Korea (KHNP).

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, 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 de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Slovénie, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission européenne participe aux travaux de l'OCDE.

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

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

L'AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958. Elle réunit actuellement 30 pays membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, 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 de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, 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 ; et
- 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 2012

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 : Poudre d'oxyde d'uranium et pastilles de combustible, Canada (Cameco) ; centrale nucléaire de Shin-Kori, tranches 3 et 4 en cours de construction, République de Corée (KHNP).

NEA publications and information

Printed material

The NEA produces a large selection of printed material, part of which is on sale, and part of which is distributed free of charge. The full catalogue of publications is available online at www.oecd-nea.org/pub.

Internet and electronic products

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 à l'AEN

Ouvrages imprimés

L'AEN publie une large sélection de rapports sur support papier, gratuits et payants. Le catalogue des publications est disponible en ligne à www.oecd-nea.org/pub.

Site internet et produits électroniques de l'AEN

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 – 2012

Nuclear Energy Data is the OECD Nuclear Energy Agency's annual compilation of statistics and country reports documenting the status of nuclear power 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, fuel cycle developments, and projected generating capacity and electricity production to 2035, where available. Following the accident at the Fukushima Daiichi nuclear power plant in March 2011, total nuclear generating capacity and electricity generation declined, principally because of the permanent shutdown of 12 reactors (8 in Germany and 4 in Japan) and the prolonged shutdown of reactors in Japan. The Fukushima Daiichi accident also prompted safety reviews of existing nuclear facilities and led some governments to adopt nuclear phase-out plans. Other governments remained committed to maintaining nuclear power in the energy mix, in some cases pursuing plans to either increase nuclear generating capacity or, as in the cases of Poland and Turkey, to add nuclear generating capacity for the first time. 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 – 2012

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, la compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, présentent des informations communiquées par les gouvernements des pays membres de l'OCDE sur la puissance nucléaire installée, la production d'électricité totale et nucléaire, les politiques nucléaires, les évolutions du cycle du combustible ainsi que, quand elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2035 de la puissance nucléaire et de la production d'électricité. Au lendemain de l'accident survenu dans la centrale de Fukushima Daiichi en mars 2011, la puissance installée et la production du parc nucléaire global ont décliné, principalement du fait de la mise hors service de 12 réacteurs (8 en Allemagne et 4 au Japon) et de l'arrêt prolongé d'autres réacteurs au Japon. Cet accident a conduit à réaliser des évaluations de la sûreté des installations et incité certains pays à adopter des plans de sortie du nucléaire. D'autres, en revanche, restent déterminés à conserver le nucléaire dans leur bouquet énergétique, voire à s'équiper de tranches supplémentaires ou, comme la Pologne et la Turquie, de leur premier réacteur de puissance. 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.