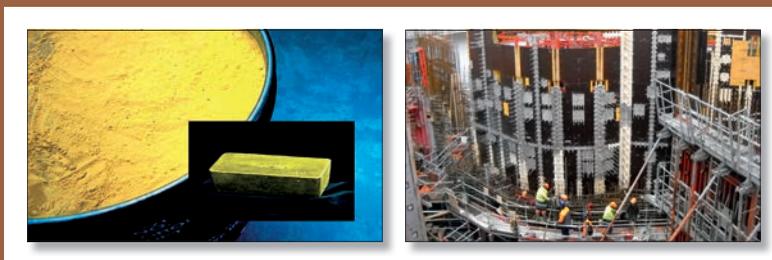


Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2013



Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2013

© OECD 2013
NEA No. 7162

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 of national nuclear energy programmes. Nuclear safety was further strengthened in 2012 following safety reviews prompted by the Fukushima Daiichi nuclear power plant accident. Nuclear projects also advanced, with the exception of Japan where the role of nuclear power remains uncertain.

Total electricity generation and nuclear-generated electricity in the OECD area declined between 2011 and 2012 by 0.1% and 5.2% respectively. The share of electricity production from nuclear power plants also decreased from 19.9% in 2011 to 18.9% in 2012. This decline reflects the permanent shutdown of three reactors that had reached the end of their operational lifetime (two in the United Kingdom and one in Canada), operational issues at some facilities and suspended operation at all but two reactors in Japan. Record electricity production at nuclear power plants in the Czech Republic and Hungary, combined with increased production in Canada, France, Spain and Sweden balanced, to some extent, declining production in Belgium, Germany, the United Kingdom and the United States.

In terms of capacity at the end of 31 December 2012, a total of 331 operational reactors were connected to the grid in the OECD area as two new reactors began commercial operation in the Republic of Korea and three reactors in Canada were brought back into service after refurbishment. As a result, nuclear power generating capacity increased by 0.7% from 300.7 GWe (net) in 2011 to 302.9 GWe (net) in 2012. A total of 19 reactors were under construction in 2012 (6 in the OECD American region, 4 in OECD Europe and 9 in the OECD Pacific region, although the construction of 4 of these reactors in Japan has at least been temporarily halted). In addition, 23 reactors were considered firmly committed to construction, including the first 4 in Turkey for commercial electricity production to be built at the Akkuyu site on the Mediterranean coast. Should all the units under construction and committed to construction be completed, a total of 51.6 GWe of nuclear generating capacity would be added to electricity grids in the OECD area. On the other hand, by 2018 a total of 9 reactors are expected to be retired from service in the OECD area, reducing capacity by a total of 7.1 GWe.

In Belgium, the government decided to limit the lifetime of all reactors to 40 years (with the exception of Tihange 1), but this decision has not yet been enacted into law. During routine inspections of Doel 3 and Tihange 2, faults were discovered in the pressure vessels that led to the temporary shutdown of these reactors for further investigation. In Japan, the establishment of a new, independent regulatory agency and rules governing the safe operation of reactors (expected in 2013) will set the stage for reactor restarts. However, in addition to meeting strict regulatory requirements, restarts may need to be approved by local government officials. Germany continued with its plan to phase out nuclear power by the end of 2022, and the government of Switzerland is planning a progressive transformation of the energy system that would see the gradual phase-out of nuclear power. Plans for construction of a new reactor in the Netherlands were postponed due to weak electricity demand. Construction of reactors in Finland, France, the Republic of Korea, the Slovak Republic and the United States continued, although all fell behind schedule except those in the Republic of Korea. Preparations for the construction of new reactors in the Czech Republic, Finland, Hungary, Poland and Turkey (at the Sinop-Inceburun site on the Black Sea coast) advanced, although E.ON's sale of its 34% interest in the Fennovoima project in Finland triggered restructuring of the project.

Declining uranium market prices through 2012 reduced exploration activities and led to the postponement of mine development projects. Nonetheless, preliminary, unofficial data suggest that global uranium production increased by about 6% to 58 000 tU in 2012 from 54 670 tU in 2011, led by production increases in Kazakhstan and Australia. Uranium production in the OECD area increased by about 3% over the

year, accounting for 38% of 2012 OECD uranium requirements. As a result, imports and secondary sources of uranium from stockpiles, spent fuel reprocessing, dismantling nuclear weapons and re-enrichment of uranium tails were needed to meet total OECD 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. The only conversion plant in the United States, the Metropolis facility operated by ConverDyn Inc., was taken offline in mid-2012 to implement upgrades required by the nuclear regulator. It is expected to resume operations in 2013. As in past years, fuel fabrication capacities were sufficient to meet requirements throughout the OECD area, although few data were made available for facilities in North America.

In France, AREVA's Georges Besse II centrifuge enrichment plant reached a capacity of 2.5 million SWU and is expected to further expand to 7.5 million SWU by 2016, replacing the capacity of the Eurodif gas diffusion plant that was permanently closed in June 2012. In the United States, URENCO USA submitted a licence amendment request to increase the capacity of its centrifuge enrichment plant from 2 million SWU to 10 million SWU by 2020. In the Netherlands, URENCO is in the process of expanding its centrifuge enrichment capacity to 6.2 million SWU.

The storage capacity for irradiated fuel in OECD countries is sufficient to meet requirements and is expected to expand as required to meet operational needs until permanent repositories are established. Several governments reported progress in the 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 les programmes électronucléaires nationaux. Les examens de sûreté réalisés au lendemain de l'accident survenu à la centrale de Fukushima Daiichi ont donné lieu, en 2012, à de nouveaux renforcements de la sûreté nucléaire. Les projets nucléaires suivent leur cours, sauf au Japon où la place de l'énergie nucléaire demeure incertaine.

La production totale d'électricité et la production d'électricité nucléaire de la zone OCDE ont toutes deux baissé, de 0.1 % et de 5.2 % respectivement, entre 2011 et 2012. La contribution des centrales nucléaires à la production totale d'électricité a également reculé, passant de 19.9 % en 2011 à 18.9 % en 2012. Ce déclin reflète la mise hors service de trois réacteurs en fin de vie (deux au Royaume-Uni et un au Canada), les problèmes d'exploitation qu'ont connus certaines installations et la mise à l'arrêt au Japon de la totalité sauf deux de ses réacteurs. Les records de production atteints dans les centrales nucléaires de la Hongrie et de la République tchèque, auxquels il faut ajouter une production plus forte au Canada, en Espagne, en France et en Suède, ont quelque peu compensé la baisse de production en Allemagne, en Belgique, aux États-Unis et au Royaume-Uni.

En ce qui concerne la puissance installée, au 31 décembre 2012, après la mise en service de deux réacteurs en République de Corée et le redémarrage de trois réacteurs rénovés au Canada, il y avait 331 réacteurs en service connectés au réseau dans les pays de l'OCDE. De ce fait, la puissance électrique installée a progressé de 0.7 %, passant de 300.7 GWe (nets) en 2011 à 302.9 GWe (nets) en 2012. Toujours au 31 décembre 2012, dix-neuf réacteurs étaient en chantier (six en Amérique du Nord, quatre en Europe et neuf dans la région Pacifique, mais la construction de quatre d'entre eux a été interrompue, du moins temporairement, au Japon). En outre, vingt-trois réacteurs avaient fait l'objet d'une commande ferme, dont les quatre premiers réacteurs de puissance de la Turquie qui seront implantés à Akkuyu, sur la côte méditerranéenne. Si toutes ces tranches en chantier et commandées sont achevées, les réseaux électriques de la zone de l'OCDE pourront disposer de 51.6 GWe supplémentaires. Par contre, neuf réacteurs au total devraient être mis hors service d'ici 2018, ce qui réduira la puissance installée de 7.1 GWe.

En Belgique, le gouvernement a décidé de limiter à 40 ans la durée de vie de tous les réacteurs (à l'exception de Tihange 1), mais cette décision n'est pas encore inscrite dans la loi. Des inspections de routine de Doel 3 et de Tihange 2 ont révélé des fissures au niveau des cuves, conduisant à arrêter temporairement ces deux réacteurs le temps d'une enquête complémentaire. Au Japon, la création d'une nouvelle autorité de sûreté indépendante et l'établissement de règles régissant la sûreté d'exploitation des réacteurs (mesures prévues en 2013) fixeront un cadre en vue du redémarrage des réacteurs. Cependant, ces redémarrages devront respecter des exigences réglementaires très strictes et peuvent être sujets à approbation par les autorités locales. L'Allemagne continue de préparer sa sortie progressivement du nucléaire d'ici à la fin de 2022 et la Suisse prévoit de transformer graduellement son système énergétique en abandonnant peu à peu l'énergie nucléaire. Compte tenu de la faible demande d'électricité, les Pays-Bas ont décidé de reporter la construction d'un réacteur. Au contraire, la construction de réacteurs se poursuit aux États-Unis, en Finlande, en France, en République de Corée et en République slovaque même si tous les projets sauf celui de la Corée ont pris du retard. De même, les préparatifs en vue de la construction de réacteurs se poursuivent en Finlande, en Hongrie, en Pologne, en République tchèque et en Turquie (sur le site de Sinop-Inceburun au bord de la mer noire). Toutefois, s'agissant du projet finlandais, E.ON a annoncé son intention de céder sa participation de 34 % dans la société Fennovoima, ce qui a entraîné une restructuration du capital.

La baisse des prix de l'uranium sur les marchés en 2012 a limité les activités d'exploration et entraîné le report de certains projets de développement minier. Néanmoins, des données préliminaires non

officielles montrent que la production mondiale d'uranium a augmenté d'environ 6 %, de 54 670 t d'U en 2011 à 58 000 t d'U en 2012, grâce à des accroissements de production au Kazakhstan et en Australie. La production d'uranium dans la zone de l'OCDE a progressé de quelque 3 % en un an, assurant 38 % des besoins en uranium des pays de l'OCDE en 2012. Pour alimenter les réacteurs dans les pays 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. La seule usine de conversion des États-Unis, exploitée à Metropolis par ConverDyn Inc., a été arrêtée à la mi-2012 car des améliorations exigées par l'autorité de sûreté doivent y être apportées ; elle devrait redémarrer en 2013. 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.

En France, l'usine d'enrichissement par centrifugation Georges Besse II d'AREVA est parvenue à une capacité de 2.5 millions d'UTS et doit atteindre 7.5 millions d'UTS en 2016 pour prendre le relais de l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse Eurodif définitivement fermée en juin 2012. Aux États-Unis, l'entreprise URENCO USA a transmis une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter de 2 millions d'UTS à 10 millions d'UTS d'ici à 2020 la capacité de son usine d'enrichissement par centrifugation. Aux Pays-Bas, URENCO procède actuellement aux agrandissements nécessaires pour porter à 6.2 millions d'UTS la capacité de son usine d'enrichissement par centrifugation.

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
Belgium	37
Canada	38
Czech Republic	41
Finland	41
France	43
Germany	45
Hungary	46
Mexico	47
Netherlands	47
Poland	47
Republic of Korea	48
Slovak Republic	49
Spain	50
Switzerland	51
Turkey	53
United Kingdom	54
United States	55

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 2012)	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 (2012)	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 (2012)	19
1.5	Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2012)	19
1.6	The nuclear fuel cycle	20
2.1	Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2012)	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	62
Allemagne	62
Belgique	62
Canada	63
Espagne	67
États-Unis	68
Finlande	74
France	76
Hongrie	79
Mexique	79
Pays-Bas	80
Pologne	80
République de Corée	81
République slovaque	82
République tchèque	83
Royaume-Uni	84
Suisse	85
Turquie	88

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 2012)	17
1.4 Centrales nucléaires connectées au réseau	18
2.1 Ressources en uranium	23
2.2 Production d'uranium	23
2.3 Besoins en uranium	24
2.4 Capacités de conversion	25
2.5 Besoins de conversion	26
2.6 Capacités d'enrichissement	27
2.7 Besoins d'enrichissement	28
2.8 Capacités de fabrication du combustible	29

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

Figures

1.1	Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2012)	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 (2012)	19
1.5	Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2012)	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 (2012)	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 (2012)

Figure 1.1 : Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'OCDE (2012)

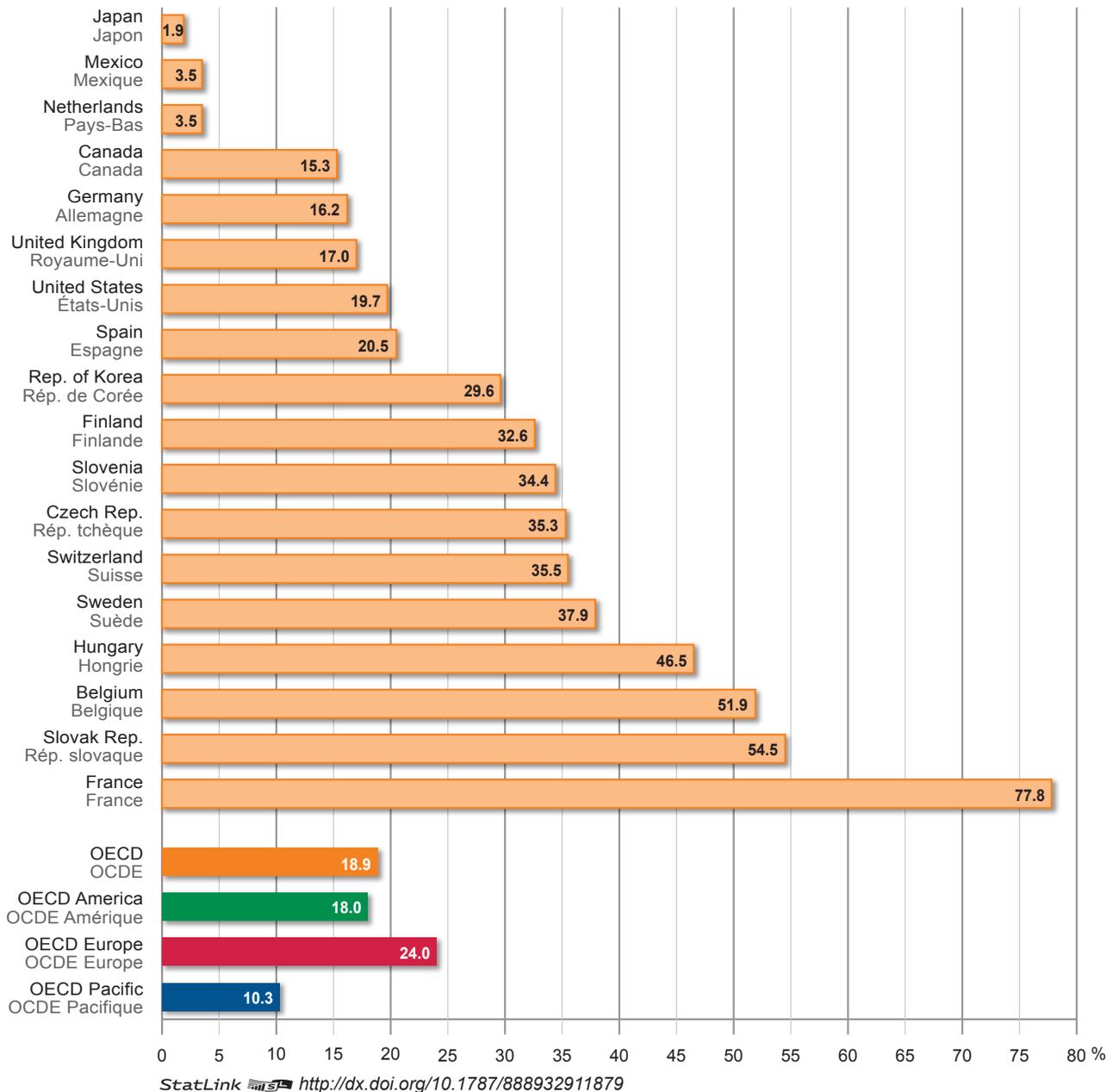


Table 1.1: Total and nuclear electricity generation (net TWh) (a)

Country	Pays	2011 (actual/réelles)			2012			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	4 823.1	888.0	18.4	4 818.1	869.3	18.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	4 765.1	888.0	18.6	4 756.3	869.3	18.3				
Canada	Canada	617.9	88.3	14.3	594.9 (b)	91.0 (b)	15.3	641.6-N/A	86.4-N/A	13.5-N/A	680.4-N/A
Mexico	Mexique	198.2	9.7	4.9	262.4	9.3	3.5	N/A-280.0 (b)	N/A-11.2	N/A-4.0	N/A-325.0
United States	États-Unis	3 949.0	790.0	20.0	3 899.0 (b)	769.0 (b)	19.7	3 975	796.0-820.0	20.0-20.6	4 174.0-4 182.0
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	58.0	0.0	0.0	61.8	0.0	0.0	77.1	0.0	0.0	100.7
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	3 518.9	848.7	24.1	3 540.2	849.0	24.0				
Nuclear countries	Pays nucléaires	2 410.3	848.7	35.2	2 409.4	849.0	35.2				
Belgium	Belgique (c)	86.7	45.9	52.9	77.0	40.0 (d)	51.9	89.5-93.6	42.0	46.9-44.9	92.0-96.1
Czech Republic	Rép. tchèque	81.0	26.7	33.0	81.1	28.6 +	35.3	79.0-83.2	29.0-29.5	36.7-35.5	73.5-78.5
Finland	Finlande	70.4	22.3	31.7	67.7 (b)	22.1	32.6	84.0	34.2-35.2	40.7-41.9	94.0
France	France	543.0	404.9	74.6	541.4	421.1	77.8	580.0-600.0	430.0-435.0	74.1-72.5	580.0-600.0
Germany	Allemagne	579.0	102.0	17.6	587.0	95.0	16.2	N/A-570.0	N/A-95.0	N/A-16.7	N/A-505.0
Hungary	Hongrie (e)	33.5	14.7	43.9	31.8	14.8 +	46.5	32.0	14.7	45.9	32.7-41.0
Netherlands	Pays-Bas	113.0	3.9	3.5	113.0	3.9	3.5	135-145	3.5-4.0	2.6-2.8	135-150
Slovak Republic	Rép. slovaque	25.4	14.3	56.3	26.4	14.4	54.5	33.7-33.8	17.8	52.8-52.7	37.5-43.6
Slovenia	Slovénie	15.0	5.9	39.3	15.1 (b)	5.2	34.4	17.1-17.6	5.3-5.4	31.0-30.7	18.2-19.0
Spain	Espagne	282.5	55.1	19.5	286.0 (b)	58.6 (b)	20.5	294.1	53.6	18.2	294.1
Sweden	Suède	146.8	58.0	39.5	161.6 +	61.2	37.9	N/A	N/A	N/A	174.3-N/A
Switzerland	Suisse	66.0	26.0	39.4	67.8 *	24.1 *	35.5	66.0-N/A	26.0-N/A	39.4-N/A	70.0-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	368.0	69.0	18.8	353.5 *	60.0 (b)	17.0	N/A	N/A	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	1 108.6	0.0	0.0	1 130.8	0.0	0.0				
Austria	Autriche	63.6	0.0	0.0	70.2 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Denmark	Danemark	33.4	0.0	0.0	29.0	0.0	0.0	30.4-N/A	0.0	0.0	35.9-N/A
Estonia	Estonie *	12.2	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	50.4	0.0	0.0	53.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	17.2	0.0	0.0	17.5	0.0	0.0	18.7-N/A	0.0	0.0	19.3-N/A
Ireland	Irlande	26.1	0.0	0.0	25.7	0.0	0.0	26.8-27.4	0.0	0.0	28.8-30.3
Israel	Israël (f)	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	291.4	0.0	0.0	284.8 (b)	0.0	0.0	310.7-315.1	0.0	0.0	319.2-350.6
Luxembourg	Luxembourg	3.7	0.0	0.0	2.9 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Norway	Norvège	128.1	0.0	0.0	147.8 +	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	147.2	0.0	0.0	145.8	0.0	0.0	152.2	0.0	0.0	162.9
Portugal	Portugal	51.0	0.0	0.0	44.0	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	229.3 +	0.0	0.0	244.0 (b)+	0.0	0.0	291.8-303.1	0.0	0.0	398.2-433.9
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 624.7	251.4	15.5	1 601.4	165.7	10.3				
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 328.6	251.4	18.9	1 305.6	165.7	12.7				
Japan	Japon (g)	831.7	96.7	11.6	797.3	15.1	1.9	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	496.9 +	154.7 +	31.1	508.3 (b)+	150.6 (b)	29.6	N/A-541.2	N/A-201.1	N/A-37.2	N/A-588.9
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	296.1	0.0	0.0	295.8	0.0	0.0	N/A-308.8	0.0	0.0	N/A-327.7
Australia	Australie	253.0	0.0	0.0	253.0	0.0	0.0	N/A-261.0	0.0	0.0	N/A-276.0
New Zealand	Nouvelle-Zélande	43.1	0.0	0.0	42.8	0.0	0.0	45.8-47.8	0.0	0.0	47.3-51.7
Total		9 966.7	1 988.1	19.9	9 959.7	1 884.0	18.9				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932911993>**Notes**

- (a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
(b) Provisional data.
(c) Assumes Doel 1 and 2 will be shut down in 2015 according to draft legislation that amends the nuclear phase-out legislation of 2003.
(d) Low nuclear production in 2012 due to pressure vessel problems at Doel 3 and Tihange 2.
(e) Based on the expectation that 2.0 GWe of nuclear generating capacity will be added by 2030, 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) Gross data converted to net by Secretariat.

+ Generation record; * Secretariat estimate; N/A Not available.

Non-nuclear countries are:

- In OECD America: Chile.
- In OECD Europe: Austria, Denmark, Estonia, Greece, Iceland, Ireland, Israel, Italy, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
- In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

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	%
79.7-N/A	11.7-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
11.5-22.0	N/A-6.8	N/A-373.0	N/A-22.0	N/A-5.9	N/A-430.0	22.0-30.0	N/A-7.0	N/A-490	N/A-30.0	N/A-6.1
841.0-885.0	20.1-21.2	4 338.0-4 364.0	841.0-974.0	19.4-22.3	4 488.0-4 517.0	824.0-974.0	18.3-21.6	4 603.0-4 676.0	604.0-978.0	13.1-20.9
0.0	0.0	128.3	0.0	0.0	164.6	0.0	0.0	208.5	0.0	0.0
39.0	42.4-40.6	97.5	6.0	6.2	100.00	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A
29.5-30.5	40.1-38.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
34.9-37.4	37.1-39.8	98.0	44.4-63.8	45.3-65.1	102.0	40.7-59.7	39.9-58.5	106.0	36.9-55.7	34.8-52.5
430.0-435.0	74.1-72.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
N/A-65.0	N/A-12.9	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
14.7	45.0-35.9	35.1-50.4	14.7-22.1	40.5-43.7	46.2-69.1	14.7-34.4	31.8-49.8	N/A	7.3-14.7	N/A
3.5-4.0	2.6-2.7	135-170	3.5-4.0	2.6-2.4	135-180	3.5-4.0	2.6-2.2	135-197	0.0	0.0
21.4-23.0	57.1-52.8	39.0-46.1	21.8-24.3	55.9-52.7	38.8-47.1	21.8-24.3	56.2-51.6	38.4-46.7	21.8-24.3	56.8-52.0
5.7-5.8	31.3-30.5	19.0-27.7	5.8-13.4	30.5-48.4	19.0-28.3	5.8-13.4	30.5-47.3	N/A	5.8-13.4	N/A
53.6	18.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
72.6-N/A	41.7-N/A	N/A	N/A	N/A	174.9-N/A	72.6-N/A	41.5-N/A	N/A	N/A	N/A
26.0-N/A	37.1-N/A	70.0-N/A	26.0-N/A	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	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	37.0-N/A	0.00	0.00	39.4-N/A	0.0	0.0	40.3-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	19.8-N/A	0.0	0.0	20.2-N/A	0.0	0.0	20.6-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	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
12.6	3.2-2.9	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-259.4	N/A-44.0	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	N/A-348.3	0.0	0.0	N/A- 369.2	0.0	0.0	N/A-391.6	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A-292.0	0.0	0.0	N/A-308.0	0.0	0.0	N/A-325.0	0.0	0.0
0.0	0.0	48.4-56.3	0.0	0.0	50.1-61.2	0.0	0.0	51.3-66.6	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Dans l'hypothèse où les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015 comme le prévoit le projet de texte modifiant la loi de sortie du nucléaire de 2003.
 (d) Production nucléaire en baisse en 2012 à cause des problèmes de cuve des réacteurs Doel 3 et Tihange 2.
 (e) Ces données supposent l'installation d'une puissance supplémentaire de 2.0 GWe

d'ici 2030, 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 brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.

+ Production record ; * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

- Dans la zone OCDE Amérique : Chili.
- Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Estonie, Grèce, Islande, Irlande, Israël, Italie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
- Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle Zélande.

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

Country	Pays	2011 (actual/réelles)			2012			2015			2020 ...
		Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total
OECD America	OCDE Amérique	1 224.6	114.8	9.4	1 242.5	116.3	9.4		119.1-N/A		
Nuclear countries	Pays nucléaires	1 208.6	114.8	9.5	1 225.1	116.3	9.5		119.1-N/A		
Canada	Canada	126.4 (b)	12.0	9.5	127.7 (b)	13.5	10.6	135.8-N/A	13.5-N/A	9.9-N/A	144.6-N/A
Mexico	Mexique	61.6	1.4	2.3	64.6 (b)	1.4	2.2	N/A-71.1	1.4-1.6	N/A-2.3	N/A-85.0
United States	États-Unis	1 020.6	101.4	9.9	1 032.8 (b)	101.4 (b)	9.8	1 032.8-1 037.4	104.2-104.9	10.1-10.1	1 014.9-1 021.3
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires										
Chile	Chili	16.0	0.0	0.0	17.4	0.0	0.0	18.7	0.0	0.0	22.0
OECD Europe and Middle East	OCDE Europe et Moyen-Orient	969.3	123.0	12.7	995.3	121.7	12.2				
Nuclear countries	Pays nucléaires	633.0	123.0	19.4	649.9	121.7	18.7				
Belgium	Belgique (c)	20.1	5.9	29.4	20.0	5.9	29.5	21.2-21.4	5.9	27.8-27.6	23.2-23.8
Czech Republic	Rép. tchèque	20.3	3.8	18.7	20.5	3.8	18.5	21.0-21.8	3.8-3.9	18.1-17.6	21.0-22.2
Finland	Finlande	13.4	2.7	20.1	13.4 (b)	2.7	20.1	13.0	2.7-4.4	20.8-33.8	15.0
France	France	126.5	63.1	49.9	128.7	63.1	49.0	126.5-130.0	63.1	49.9-48.6	130-140
Germany	Allemagne	165.0	12.0	7.3	175.0	12.0	6.9	N/A-166.0	N/A-12.0	N/A-7.2	N/A-170.0
Hungary	Hongrie (d)	9.0	1.9	21.1	9.7	1.9	19.6	9.5	1.9	20.0	9.9
Netherlands	Pays-Bas	26.6	0.5	1.9	27.4	0.5	1.8	30.0-36.0	0.4-0.5	1.3-1.4	31.0-42.0
Slovak Republic	Rép. slovaque	8.2	1.8	22.0	8.2	1.8	22.0	9.4-9.5	2.7	28.7-28.4	8.8-10.0
Slovenia	Slovénie	3.5	0.7	20.0	3.7 (b)	0.7	18.9	3.9-4.0	0.7	17.9-17.5	4.3-4.6
Spain	Espagne	98.9	7.4	7.5	101.2 (b)	7.5 (b)	7.4	105.5	7.1	6.7	108.9
Sweden	Suède	36.4	9.4	25.8	36.8 *	9.4	25.5	N/A	N/A	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	17.1	3.2	18.7	17.3 *	3.2 *	18.5	17.5-N/A	3.2-N/A	18.3-N/A	18.0-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni (e)	88.0 *	10.6	12.0	88.0 *	9.2	10.5	N/A	8.7	N/A	N/A
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	336.3	0.0	0.0	345.4	0.0	0.0				
Austria	Autriche	22.0	0.0	0.0	22.4 (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	11.5-N/A	0.0	0.0	13.2-N/A
Estonia	Estonie *	2.5	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Greece	Grèce *	15.1	0.0	0.0	15.1	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Iceland	Islande	2.7	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Ireland	Irlande	8.6	0.0	0.0	8.6	0.0	0.0	10.1	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	118.4	0.0	0.0	123.2 (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	31.7	0.0	0.0	32.5 (b)	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Poland	Pologne	33.8	0.0	0.0	34.3	0.0	0.0	34.5	0.0	0.0	37.9
Portugal	Portugal	19.9	0.0	0.0	20.3	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A
Turkey	Turquie	53.2	0.0	0.0	57.1 (b)	0.0	0.0	67.3-72.0	0.0	0.0	80.9-81.4
OECD Pacific	OCDE Pacifique	367.1	62.9	17.1	370.7	64.9	17.5				
Nuclear countries	Pays nucléaires	302.3	62.9	20.8	306.1	64.9	21.2				
Japan	Japon (g)	223.0	44.2	19.8	224.3	44.2	19.7	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	79.3	18.7	23.6	81.8	20.7	25.3	N/A-96.3	N/A-24.5	N/A-25.4	N/A-107.3
Non-nuclear countries	Pays non nucléaires	64.8	0.0	0.0	64.6	0.0	0.0				
Australia	Australie	55.0	0.0	0.0	55.0	0.0	0.0	N/A-59.0	0.0	0.0	N/A-60.0
New Zealand	Nouvelle-Zélande	9.8	0.0	0.0	9.6	0.0	0.0	10.1-10.2	0.0	0.0	10.7-12.5
Total		2 561.0	300.7	11.7	2 608.5	302.9	11.6				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912012>

Notes

- (a) Includes electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
 (b) Provisional data.
 (c) Assumes Doel 1 and 2 will be shut down in 2015 according to draft legislation that amends the nuclear phase-out legislation of 2003 (2015 and 2025 capacities only valid at the beginning of the year).
 (d) Based on the expectation that 2.0 GWe of nuclear generating capacity will be added by 2030, even though the Hungarian government has not yet given formal consent to the planned expansion.
 (e) Data from 2015 on do not include possible new build.

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

(g) Gross data converted to net by Secretariat.

* Secretariat estimate; N/A Not available.

Non-nuclear countries are:

- In OECD Europe: Austria, Denmark, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Norway, Poland, Portugal and Turkey.
- In OECD Pacific: Australia and New Zealand.

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

... 2020		2025			2030			2035		
Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
10.1-N/A	7.0-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-1.9	N/A-93.0	N/A-1.6	N/A-1.7	N/A-107.0	N/A-2.6	N/A-2.4	N/A-123.0	N/A-2.6	N/A-2.1
104.9-110.6	10.3-10.8	1 038.4-1 048.7	104.9-121.9	10.1-11.6	1 077.6-1 088.6	102.8-121.9	9.5-11.2	1 128.1-1 140.5	74.9-122.5	6.6-10.7
0.0	0.0	27.4	0.0	0.0	31.7	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0
5.0	21.6-21.0	24.9-26.6	3.0	12.0-11.3	26.0	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A
3.9	18.6-17.6	N/A	5.9-6.1	N/A	N/A	5.9-6.1	N/A	N/A	7.1-7.2	N/A
4.4-4.5	29.3-30.0	15.0-17.0	5.6-7.8	37.3-45.9	15.0-16.0	5.1-7.3	34.0-45.6	16.0	5.6-6.8	35.0-42.5
62.9	48.4-44.9	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
2.0	22.2	11.3	2.0-3.0	17.7-26.5	12.7-12.8	2.0-4.0	15.7-31.3	13.9-14.1	1.0-3.0	7.2-21.3
0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	32.0-42.0	0.4-0.5	1.3-1.2	33.0-45.0	0.0	0.0
2.7-2.9	30.7-29.0	9.3-10.5	2.7-2.9	29.0-27.6	9.3-11.0	2.7-2.9	29.0-26.4	9.2-11.0	2.7-2.9	29.3-26.4
0.7	16.3-15.2	4.6-5.3	0.7	15.2-13.2	4.5-6.7	0.7-1.8	15.6-26.9	N/A	0.7-1.8	N/A
7.1	6.5	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-N/A	17.8-N/A	18.0-N/A	3.2-N/A	17.8-N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7.7	N/A	N/A	3.6	N/A	N/A	1.2	N/A	N/A	1.2	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	14.1-N/A	0.0	0.0	14.9-N/A	0.0	0.0	15.5-N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	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	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0	N/A	0.0	0.0
0.0	0.0	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
1.2-2.4	1.5-2.9	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	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	N/A-62.0	0.0	0.0	N/A-65.0	0.0	0.0	N/A-68.0	0.0	0.0
0.0	0.0	10.9-12.5	0.0	0.0	11.7-14.3	0.0	0.0	12.0-16.2	0.0	0.0

Notes

- (a) Y compris, sauf indication contraire, l'électricité produite par le consommateur (auto-production).
 (b) Données provisoires.
 (c) Dans l'hypothèse où les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015 comme le prévoit le projet de texte modifiant la loi de sortie du nucléaire de 2003. (les puissances installées indiquées pour 2015 et 2025 ne sont valables que pour le début de l'année en question).
 (d) Ces données supposent l'installation d'une puissance supplémentaire de 2.0 GWe d'ici 2030, même si le gouvernement hongrois n'a pas encore officiellement autorisé l'agrandissement prévu.

(e) Les données pour 2015 et après ne prennent pas en compte d'éventuels projets de construction de nouvelles tranches.

(f) Données provenant de l'édition 2011 des *Données sur l'énergie nucléaire*.

(g) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.

* Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

- Dans la zone OCDE Europe : Autriche, Danemark, Grèce, Islande, Irlande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pologne, Portugal et Turquie.
- Dans la zone OCDE Pacifique : Australie et Nouvelle Zélande.

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

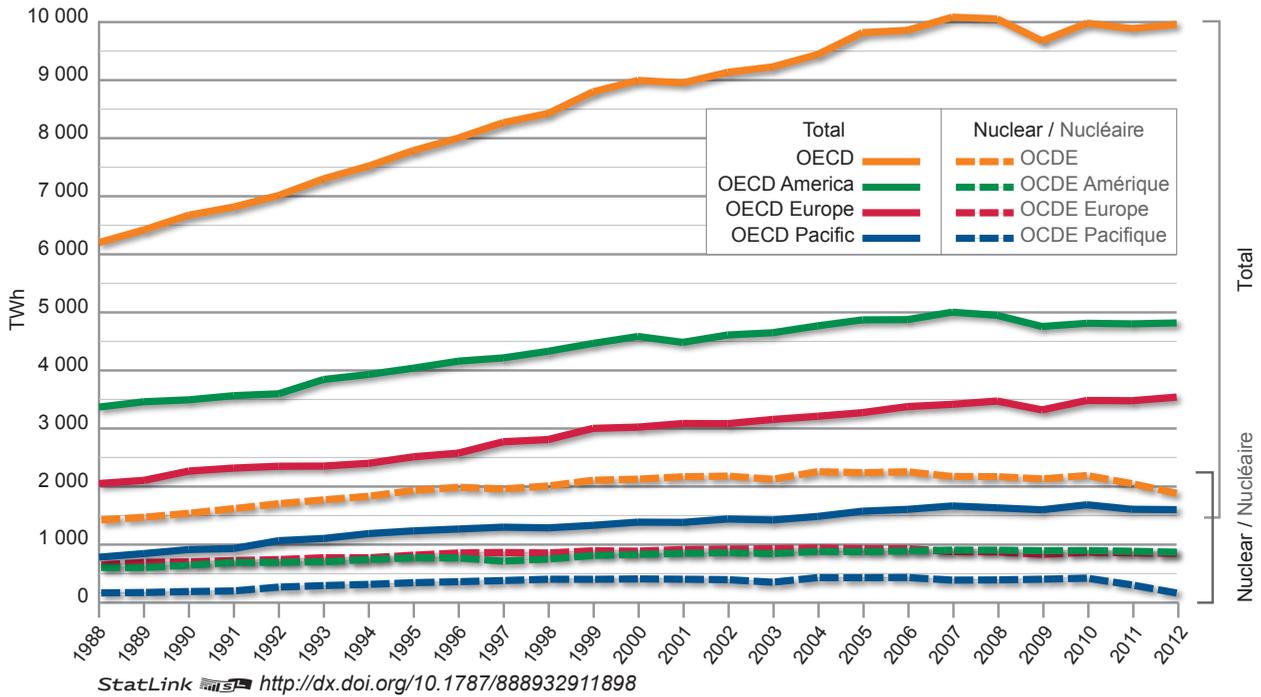


Figure 1.3: Trends in total and nuclear electricity capacity
 Figure 1.3 : Évolution de la puissance installée totale et nucléaire

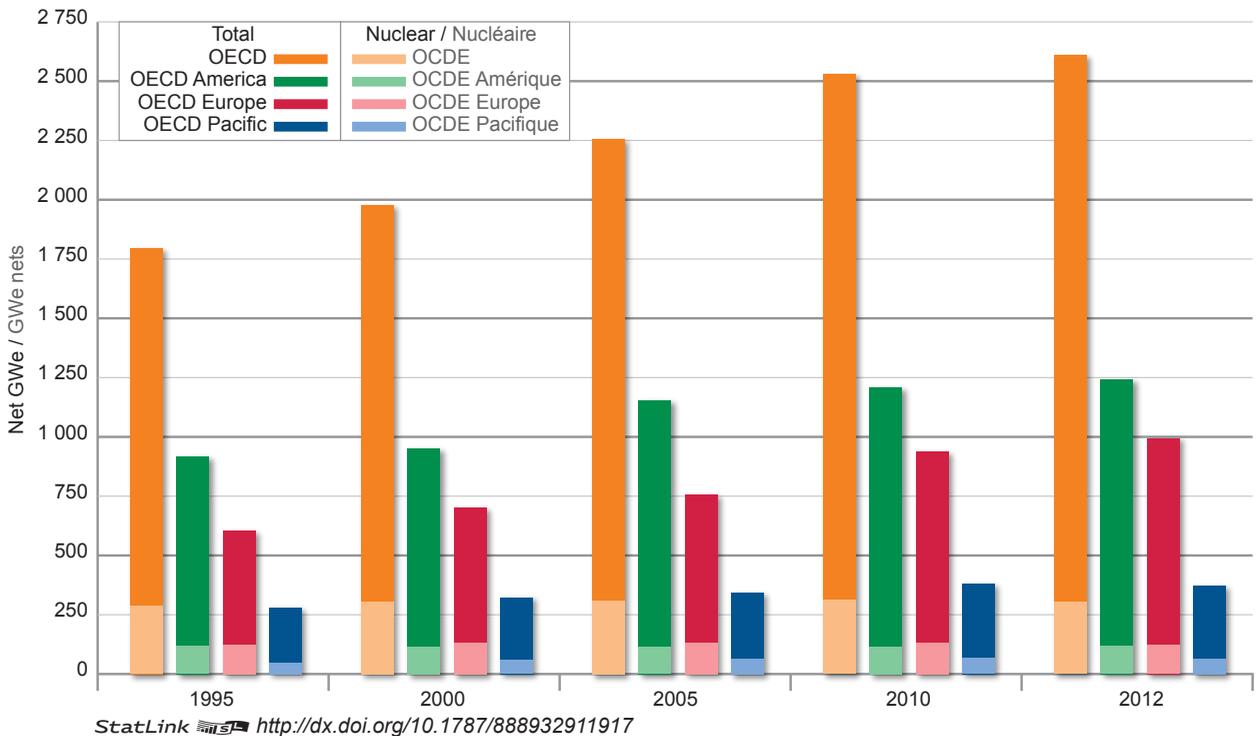


Table 1.3: Nuclear power plants by development stage (net GWe) (as of 31 December 2012)
Tableau 1.3 : Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet (en GWe nets) (au 31 décembre 2012)

Country	Pays	Connected to the grid		Under construction		Firmly committed*		Planned to be retired from service**		Units using MOX	
		Raccordées au réseau		En construction		En commande ferme*		Projet de mise hors service**		Tranches utilisant du MOX	
		Units	Capacity	Units	Capacity	Units	Capacity	Units	Capacity	Units	Capacity
		Tranches	Puissance	Tranches	Puissance	Tranches	Puissance	Tranches	Puissance	Tranches	Puissance
OECD America	OCDE Amérique	125	116.3	6	6.9	6	7.8	3	2.0	-	-
Canada	Canada	19	13.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Mexique	2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	États-Unis	104	101.4	6 (a)	6.9	6 (b)	7.8	3	2.0	-	-
OECD Europe	OCDE Europe	133	121.7	4	4.0	4	4.8	6	5.1	29	27.8
Belgium	Belgique (c)	7	5.9	-	-	-	-	2	0.9 (d)	-	-
Czech Republic	Rép. tchèque	6	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland	Finlande	4	2.7	1	1.6	-	-	-	-	-	-
France	France	58	63.1	1	1.6	-	-	-	-	20	18.1
Germany	Allemagne	9	12.0	-	-	-	-	2 (d)	2.6	6 (e)	8.0
Hungary	Hongrie	4	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	1	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovak Republic	Rép. slovaque	4	1.8	2 (f)	0.8	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Slovénie	1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Spain	Espagne	8 (g)	7.5	-	-	-	-	1	0.4	-	-
Sweden	Suède	10	9.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Switzerland	Suisse	5	3.2	-	-	-	-	-	-	3	1.7
Turkey	Turquie	-	-	-	-	4	4.8	-	-	-	-
United Kingdom	Royaume-Uni	16	9.2	-	-	-	-	1	1.2	-	-
OECD Pacific	OCDE Pacifique	73	64.9	9	10.7	13	17.4	-	-	-	-
Japan	Japon (h)	50	44.2	4	4.1	9	11.8	-	-	-	-
Republic of Korea	Rép. de Corée	23	20.7	5	6.6	4	5.6	-	-	-	-
Total		331	302.9	19	21.6	23	30.0	9.0	7.1	29	27.8

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912031>

Notes

- (a) 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.
- (b) 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.
- (c) Assumes Doel 1, 2 will be shut down in 2015 according to draft law that amends the nuclear phase out legislation of 2003.
- (d) Grafenrheinfeld to be shut down by the end of 2015; Gundremmingen B by the end of 2017.
- (e) All 9 operating reactors (12.0 GWe net) licensed to use MOX.
- (f) Resumed Mochovce 3 and 4 construction, completion expected in 2014 and 2015.
- (g) Includes one reactor (Santa Maria de Garoña) disconnected from the grid on 16 December 2012 with an operating licence valid until 6 July 2013.
- (h) Gross data converted to net by Secretariat.
- * Plants for which sites have been secured and main contracts placed.
- ** Plants expected to be retired from service by the end of 2017.

Notes

- (a) 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.
- (b) 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.
- (c) **Dans l'hypothèse où les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015 comme le prévoit le projet de texte modifiant la loi de sortie du nucléaire de 2003.**
- (d) Mise hors service de Grafenrheinfeld prévue en 2015; Gundremmingen B prévue en 2017.
- (e) Sur 9 tranches (12.0 GWe net) autorisées à brûler du MOX.
- (f) La construction des tranches 3 et 4 de Mochovce a repris, réalisation est prévue pour 2014 et 2015.
- (g) Inclut un réacteur déconnecté du réseau le 16 décembre 2012 (Santa Maria de Garoña) dont l'autorisation d'exploitation expire le 6 juillet 2013.
- (h) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
- * Centrales pour lesquelles des sites ont été retenus et des contrats obtenus.
- ** La mise hors-service de ces centrales est prévue d'ici à la fin 2017.

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										
OECD America	OCDE Amérique	37	35.4	69	67.4	-	-	19	13.5	-	-	125	116.3
Canada	Canada	-	-	-	-	-	-	19	13.5	-	-	19	13.5
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	13.8	103	99.9	15	8.0	-	-	-	-	133	121.7
Belgium	Belgique	-	-	7	5.9	-	-	-	-	-	-	7	5.9
Czech Republic	Rép. tchèque	-	-	6	3.8	-	-	-	-	-	-	6	3.8
Finland	Finlande	2	1.7	2	1.0	-	-	-	-	-	-	4	2.7
France	France	-	-	58	63.1	-	-	-	-	-	-	58	63.1
Germany	Allemagne	2	2.5	7	9.5	-	-	-	-	-	-	9	12.0
Hungary	Hongrie	-	-	4	1.9	-	-	-	-	-	-	4	1.9
Netherlands	Pays-Bas	-	-	1	0.5	-	-	-	-	-	-	1	0.5
Slovak Republic	Rép. slovaque	-	-	4	1.8	-	-	-	-	-	-	4	1.8
Slovenia	Slovénie	-	-	1	0.7	-	-	-	-	-	-	1	0.7
Spain	Espagne	2	1.5	6	6.0	-	-	-	-	-	-	8	7.5
Sweden	Suède	7	6.6	3	2.8	-	-	-	-	-	-	10	9.4
Switzerland	Suisse	2	1.5	3	1.7	-	-	-	-	-	-	5	3.2
United Kingdom	Royaume-Uni	-	-	1	1.2	15	8.0	-	-	-	-	16	9.2
OECD Pacific	OCDE Pacifique	26	24.9	43	37.2	-	-	4	2.8	-	-	73	64.9
Japan	Japon (b)	26	24.9	24	19.3	-	-	-	-	-	-	50	44.2
Republic of Korea	Rép. de Corée	-	-	19	17.9	-	-	4	2.8	-	-	23	20.7
Total		78	74.1	215	204.5	15	8.0	23	16.3	-	-	331	302.9

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912050>

Notes

- (a) Including Magnox reactors and AGRs.
 (b) Gross data converted to net by Secretariat.

(BWR) boiling water reactor; (PWR) pressurised water reactor; (GCR) gas-cooled reactor;
 (HWR) heavy water reactor; (FBR) fast breeder reactor.

Notes

- (a) Y compris les réacteurs Magnox et AGR.
 (b) Données brutes converties en chiffres nets par le Secretariat.

(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 (2012)
 Figure 1.4 : Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'OCDE (2012)

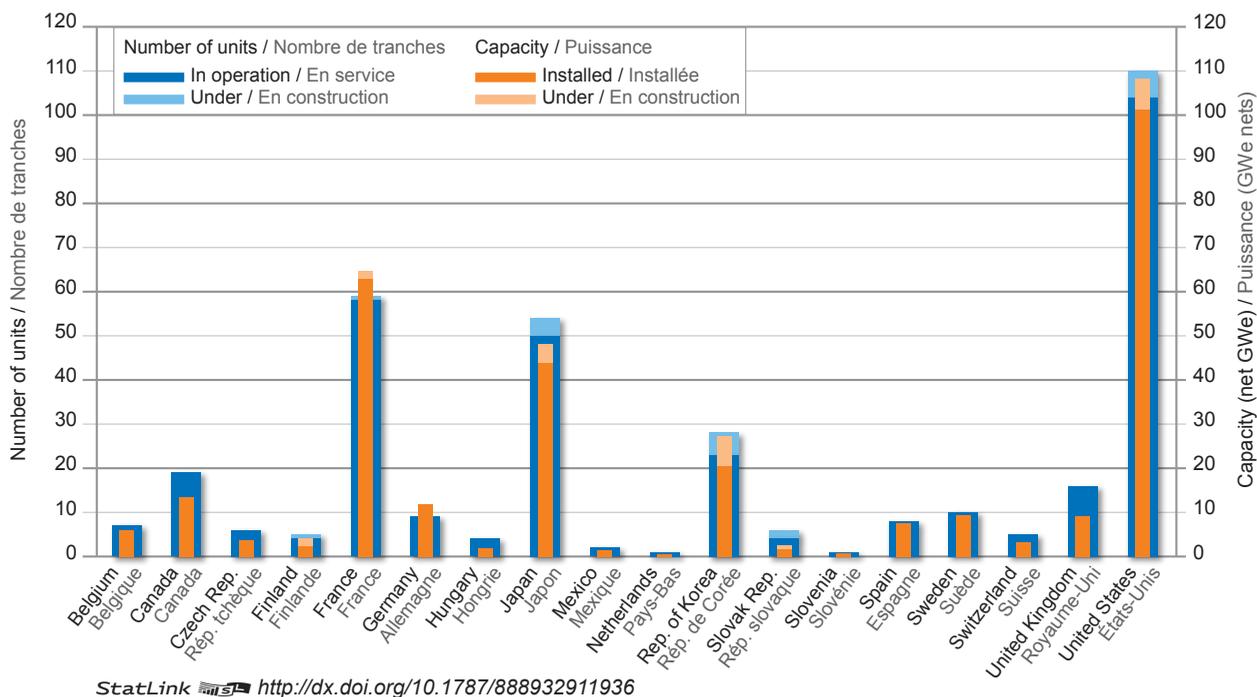


Figure 1.5: Number of units and capacity connected to the grid by type of reactor (2012)
 Figure 1.5 : Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2012)

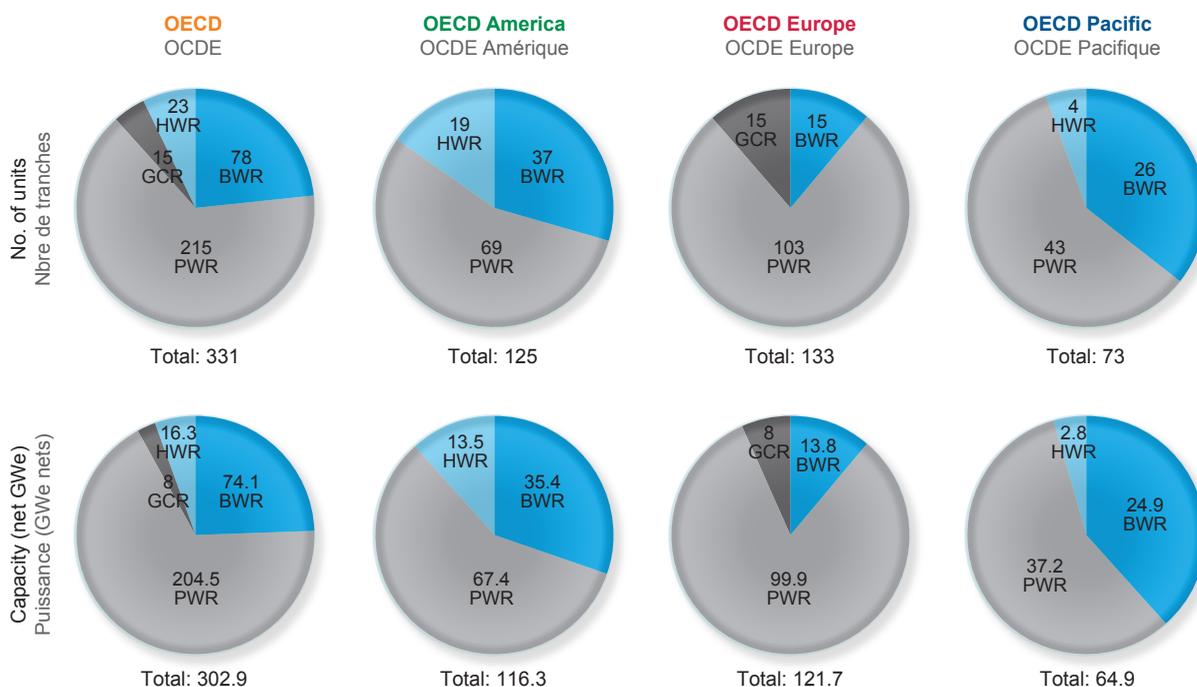
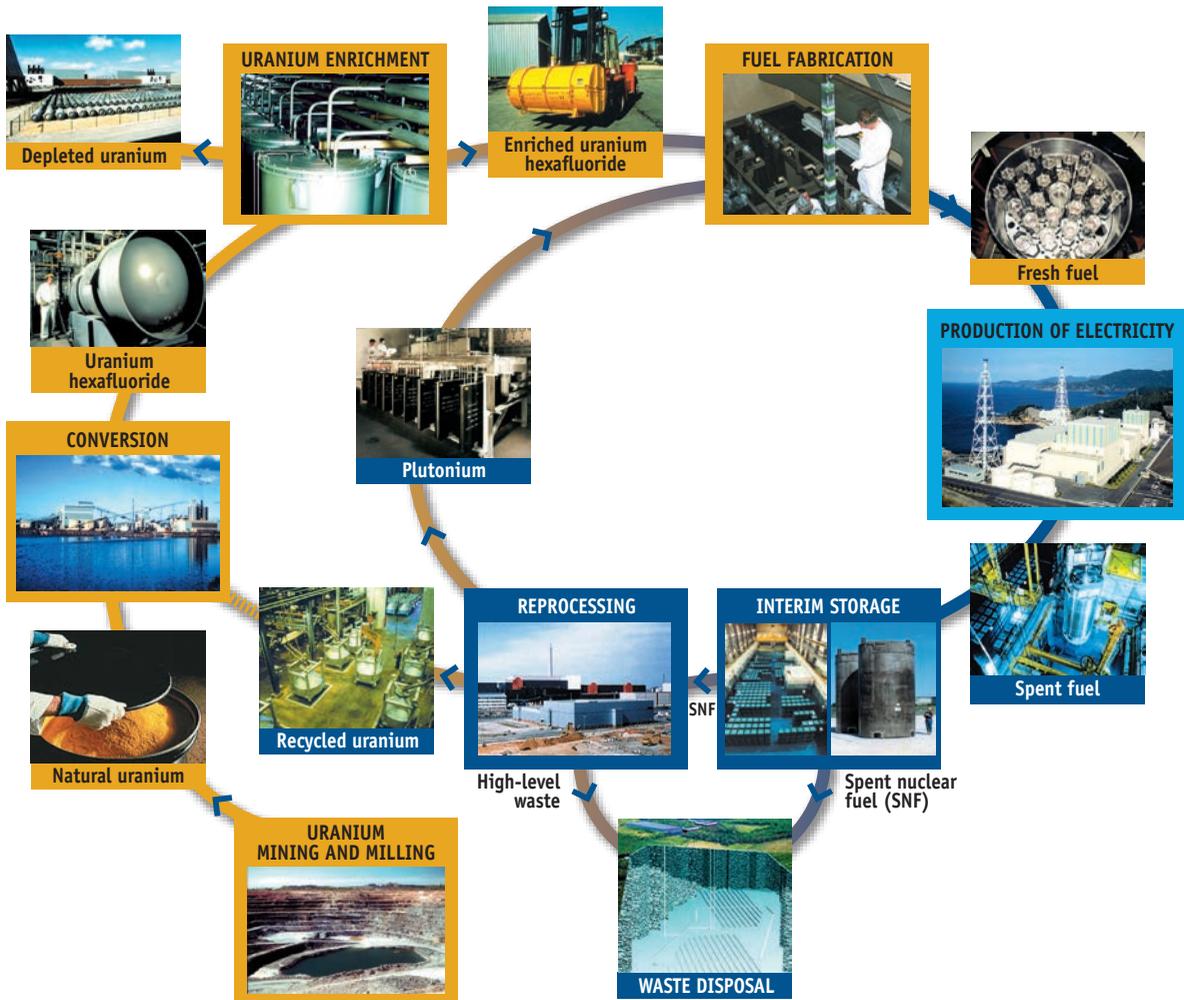
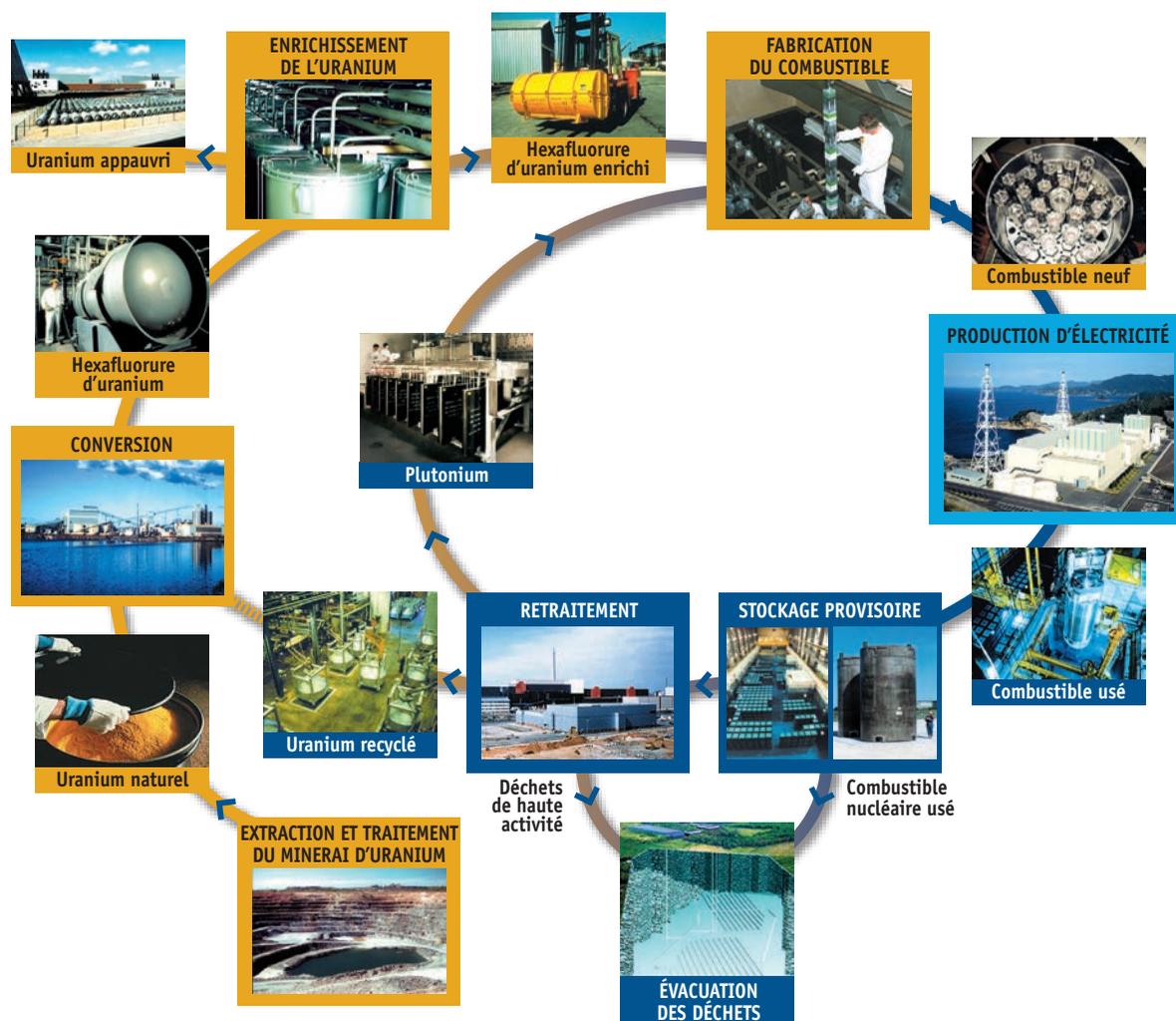


Figure 1.6: The nuclear fuel cycle



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 “front end”, from mining of uranium ore to the delivery of fabricated fuel assemblies to the reactor; the fuel use in the reactor; and the “back end”, from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel or radioactive waste from reprocessing.

Figure 1.6 : Cycle du combustible nucléaire



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

2. Nuclear fuel cycle requirements

2. Besoins du cycle du combustible nucléaire

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

Region	Région	RAR* RRA*	Inferred** Présumées**	Total Totales
OECD 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/10.1787/888932912069>

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/IAEA).
* 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	2010	2011	2012	2015**	2020**	2025**	2030**	2035**
OECD America	OCDE Amérique	11 768	11 405	10 652	21 130	21 530	21 430	20 830	20 830
Canada	Canada	10 174	9 775	8 998	17 730	17 730	17 730	17 730	17 730
United States	États-Unis	1 594	1 630	1 654	3 400	3 800	3 700	3 100	3 100
OECD Europe	OCDE Europe	267	277	278	400	400	400	380	370
Czech Republic	Rép. tchèque	258	254	221	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	50 *	0	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	1	6	2 *	0	0	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	7 934	5 918	7 115 *	10 100	10 100	10 100	9 800	9 800
Australia	Australie	7 934	5 918	7 115	10 100	10 100	10 100	9 800	9 800
OECD total	OCDE total	19 969	17 600	18 045	31 630	32 030	31 930	31 010	31 000
Rest of the world	Reste du monde	31 557	37 070	39 955	55 858	63 421	52 045	38 016	33 831
World total	Total monde	51 526	54 670	58 000 *	87 488	95 451	83 975	69 026	64 831

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912088>

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/IAEA).
(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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	23 707	24 965	21 955-N/A	21 570-N/A			
Canada	Canada	1 650	1 700 (a)	1 600-N/A	1 500-N/A	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	158	182 (a)	385-N/A	192-N/A	408-N/A	396-N/A	396-N/A
United States	États-Unis	21 899	23 083 (a)	19 970	19 878	21 262-24 649	20 833-24 649	15 269-24 733
OECD Europe	OCDE Europe	18 483	16 897					
Belgium	Belgique (b)	810	1 030	950	950	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	867	670	650-655	955-970	885-890	1 090-1 100	1 100-1 500
Finland	Finlande (c)	560	371 (a)	700-760	700-1 360	870-1 250	690-1 050	690-1 050
France	France	8 000	8 000	8 000-9 000	8 000-9 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	2 900	2 000	N/A-2 000	N/A-1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (d)	411	428	435	392	392	392	196
Netherlands	Pays-Bas	60	60	60	60	60	60	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	391	377	659	506-553	514-553	514-553	514-553
Slovenia	Slovénie	149	149 (a)	119-179	119-179	119-179	119-179	119-179
Spain	Espagne	1 324	939	1 250-1 350	1 250-1 350	1 250-1 350	N/A	N/A
Sweden	Suède	1 468	1 468	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900	N/A-1 900
Switzerland	Suisse	118	185 *	289-N/A	449-N/A	449-N/A	392-N/A	340-N/A
United Kingdom	Royaume-Uni	1 425	1 220	1 350-1 650	580-700	305-355	305-355	0-0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	8 290	6 160					
Japan	Japon (e)	4 490	1 960	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	3 800	4 200	4 600-4 700	6 000-6 200	7 200-7 700	8 600-9 100	10 000-10 700
Total		50 480	48 022					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912107>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Assumes Doel 1 and 2 will be shut down in 2015 according to draft legislation that amends the nuclear phase-out legislation of 2003
 (c) First core requirements for Olkiluoto 4 included in 2020 figures.
 (d) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (e) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Dans l'hypothèse où les tranches 1 et 2 de la centrale de Doel seront mises hors service en 2015 comme le prévoit le projet de texte modifiant la loi de sortie du nucléaire de 2003.
 (c) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4.
 (d) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (e) Exercice.
 * 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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		24 700	24 200	35 300	40 300	40 300		
Canada	Canada	UF ₆	9 700	9 200 (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
United States	États-Unis	UF ₆	15 000	15 000 (a)	18 000	23 000	23 000	23 000	23 000
OECD Europe	OCDE Europe		20 000	20 000	21 000	27 000	27 000	27 000	27 000
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	6 000	6 000	6 000	6 000
Total			44 700	44 200	56 300	67 300	67 300		

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912126>

Notes

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

Notes

(a) Données provisoires.
N/A Non disponible.

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

Country	Pays	From U ₃ O ₈ to De U ₃ O ₈ en	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		23 707	25 635	22 005	21 570			
Canada	Canada	UO ₂	1 650	1 650 (a)	1 650	1 500	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	UF ₆	158	182	385 (a)	192	408	396	396
United States	États-Unis	UF ₆	21 899	23 803 (a)	19 970	19 878	21 262-24 649	20 833-24 649	15 269-24 733
OECD Europe	OCDE Europe		17 593	17 531	18 893-18 953				
Belgium	Belgique	UF ₆	805	1 025	945	945	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	UF ₆	858	666	650	955	880	1 085	1 495
Finland	Finlande (b)	UF ₆	560	371 (a)	700-760	700-1 360	891-1 230	710-1 031	710-1 031
France	France	UF ₆	8 600	8 600	8 600	8 600	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	UF ₆	1 420	2 000	2 000	1 200	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	UO ₂	422	446	451	390	390	390	195
Netherlands	Pays-Bas *	UF ₆	90	90 *	90	N/A	N/A	N/A	N/A
Slovak Republic	Rép. slovaque	UF ₆	389	375	656	550	550	550	550
Slovenia	Slovénie	UF ₆	174	174 (a)	174	174	174	174	174
Spain	Espagne	UF ₆	1 324	939	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	176	275 *	357	522	522	464	360
United Kingdom	Royaume-Uni	UF ₆	1 425	1 220 (a)	1 500	650	350	350	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		10 879	7 032					
Japan	Japon (d)	UF ₆	6 549	2 772	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	UF ₆	3 940	3 870	3 670	5 170	6 570	7 970	9 470
		UO ₂	390	390	430	430	430	430	430
Total			52 179	50 198					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912145>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) First core requirements for Olkiluoto 4 included in 2020 figures.
 (c) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (d) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4.
 (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (d) Exercice.
 * 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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique		8 000	7 000	8 000	23 000	30 000	30 000	30 000
United States	États-Unis	Diffusion	8 000	5 000	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	0	2 000 (b)	7 000	17 000	24 000	24 000	24 000
		Laser	0	0	1 000	6 000	6 000	6 000	6 000
OECD Europe	OCDE Europe		26 400	14 700	22 300	22 900	22 900	22 900	
France	France	Diffusion	10 800	0	0	0	0	0	0
		Centrifuge/Centrifugation	1 400	2 500	6 900	7 500	7 500	7 500	7 500
Germany	Allemagne	Centrifuge/Centrifugation	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Netherlands	Pays-Bas (a)	Centrifuge/Centrifugation	5 000	5 500	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200
United Kingdom	Royaume-Uni	Centrifuge/Centrifugation	5 000	5 000 (b)	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
OECD Pacific	OCDE Pacifique		1 150	1 150					
Japan	Japon (c)	Centrifuge/Centrifugation	1 150	1 150	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total			35 550	22 850					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912164>

Notes

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

Notes

- (a) Une demande d'autorisation a été déposée afin de porter la capacité de l'usine à 6 200 tonnes d'UTS par an.
 (b) Données provisoires.
 (c) Exercice.
 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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique	14 912	15 729	13 769	13 570	14 658-16 947	14 360-16 939	10 600-16 996
Mexico	Mexique	112	129 (a)	273	136	289	281	281
United States	États-Unis	14 800	15 600 (a)	13 496	13 434	14 369-16 658	14 079-16 658	10 319-16 715
OECD Europe	OCDE Europe	12 429	12 408	13 475-13 525	12 555-13 055			
Belgium	Belgique	650	672	685	685	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	498	474	474	673	792	812	1 110
Finland	Finlande (b)	448	312 (a)	575-625	575-1 075	700-990	575-845	575-845
France	France	6 000	6 000	6 000	6 000	N/A	N/A	N/A
Germany	Allemagne	1 050	1 500	1 500	850	0	0	0
Hungary	Hongrie (c)	246	266	334	294	294	294	147
Netherlands	Pays-Bas	55	55	55	55	55	55	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	248	259	427	393	383	383	383
Slovenia	Slovénie	106	106 (a)	106	106	106	106	106
Spain	Espagne	976	697	945	945	945	N/A	N/A
Sweden	Suède	970	996	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
Switzerland	Suisse	130	185 *	204	459	419	373	283
United Kingdom	Royaume-Uni	1 052	886 (a)	1 120	470	260	260	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique	6 806	4 708					
Japan	Japon (d)	4 306	1 778	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	2 500	2 930	3 000	4 000	5 000	6 100	7 100
Total		34 147	32 845					

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912183>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) First core requirements for Olkiluoto 4 included in 2020 figures.
 (c) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (d) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Les chiffres de 2020 incluent le premier cœur d'Olkiluoto 4.
 (c) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (d) 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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 650	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	0 (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	650	650	650	650	650
Spain	Espagne	BWR	150	100	100	100	100	100	100
		PWR	250	300	300	300	300	300	300
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	0	200	200	200	400	400	400
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon	PWR (e)	724	724	724	724	724	724	724
		BWR (e)	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
		P+B MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	4.5	4.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	550	550 (a)	700	1 050	1 050	1 050	1 050
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912202>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Expected, but no contracts in place.
 (c) FBFC Dessel closed in 2012.
 (d) Capacity for conversion of UF₆ to UO₂ powder of 800 tonnes HM/yr.
 (e) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Prévues, mais aucun contrat n'a encore été conclu.
 (c) FBFC Dessel a fermé en 2012.
 (d) La capacité de conversion de l'UF₆ en poudre d'UO₂ est de 800 tonnes de ML/an.
 (e) 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	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	1 650	1 650 (a)	1 650	1 500	N/A	N/A	N/A
Mexico	Mexique	BWR	20	23 (a)	49	24	52	50	50
United States	États-Unis (b)	LWR	2 387	2 438 (a)	2 407	2 572	2 706	2 681	2 364
OECD Europe		OCDE Europe							
Belgium	Belgique	PWR	129	83	105	105	0	0	0
Czech Republic	Rép. tchèque	PWR	131	77	70	71	94	117	139
Finland	Finlande (c)	BWR	39	37 (a)	38	38	38	38	38
		PWR	32	11 (a)	52-55	52-55	52-55	32	32
France	France	PWR	1 050	1 050	1 050	1 050	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	190	180	180	120	0	0	0
		LWR MOX	12	12	12	0	0	0	0
Hungary	Hongrie (d)	PWR	47	46	49	42	42	42	21
Netherlands	Pays-Bas	PWR	8	8	8	8	8	8	0
Slovak Republic	Rép. slovaque	PWR	39	36	87	53	52	52	52
Slovenia	Slovénie	PWR	15	15 (a)	15	15	15	15	15
Spain	Espagne	BWR	46	0 (a)	46	0	0	N/A	N/A
		PWR	94	113 (a)	110	110	110	N/A	N/A
Sweden	Suède	BWR	140	132	152	155	155	155	155
		PWR	80	80	80	80	80	80	80
Switzerland	Suisse	BWR	29	29 *	29	28	29	21	22
		PWR	30	30 *	29	30	29	29	16
United Kingdom	Royaume-Uni	GCR	175	189 (a)	180	80	0	0	0
		PWR	37	0 (a)	37	0	37	37	0
OECD Pacific		OCDE Pacifique							
Japan	Japon (e)	PWR	219	133	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		BWR	123	54	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		PWR+BWR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR MOX	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	PWR	470	490 (a)	550	680	810	950	1 080
		HWR	400	400	400	400	400	400	400

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912221>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Data are projected and aggregated.
 (c) Does not include first core requirements for Olkiluoto 4 in 2020 figures since the type of unit to be built is not yet decided.
 (d) Not including the possible expansion of the Paks nuclear power plant.
 (e) Fiscal year.
 * Secretariat estimate; N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Projections cumulées.
 (c) Les chiffres de 2020 excluent le premier cœur d'Olkiluoto 4 puisqu'on ignore encore à quelle filière appartiendront ce nouveau réacteur.
 (d) Exclut l'agrandissement possible de la centrale nucléaire de Paks.
 (e) Exercice.
 * Estimation du Secrétariat ; N/A Non disponible.

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

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America		OCDE Amérique							
Canada	Canada	HWR	66 903	74 491	77 597	81 283	94 536	98 223	105 595
Mexico	Mexique	LWR	984	984	984	1 000	1 200	1 300	1 400
United States	États-Unis	LWR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres (c)	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
OECD Europe		OCDE Europe							
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	2 330	2 330	3 130 (d)	3 230 (e)	3 230	3 230	3 130
France	France	LWR	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Germany	Allemagne	LWR	27 648	27 648	27 362	25 648	25 921	23 580	22 320
Hungary	Hongrie (f)	LWR	1 412	1 412	1 412	1 661	1 910	2 158	2 407
Italy	Italie	LWR	45	44	2 (g)	- (h)	-	-	-
Netherlands	Pays-Bas	LWR	73	73	73	73	73	73	73
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	907	907	907	907
Spain	Espagne	LWR	5 260	5 270 (b)	5 490	7 743	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 (i)	189	189	189	189	189	189	189
		Others Autres (i)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific		OCDE Pacifique	37 810	38 880					
Japan	Japon	LWR (j)	20 630	20 630	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		HWR	110	110	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Others Autres	143	143	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée	LWR	7 486	8 556	11 160	15 700	23 300	23 870	23 870
		HWR	9 441	9 441	9 441	12 700	12 700	12 700	12 700
Total									

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912240>

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) "Others" Includes spent fuel from defence related activities including naval reactors, research and test reactors (both domestic and foreign) and a high-temperature gas reactor. Approximately 2 100 tHM are from Hanford's N reactor. The 2 400 tHM represents a projected quantity, most of which already exists.
 (d) 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 are not included due to current uncertainties about available capacity
 (e) 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. Repository commissioning will affect quantities listed in subsequent years.
 (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 t HM post-irradiation.
 (h) 1.68 tHM to be transported to LLW national repository for temporary storage awaiting geological disposal.
 (i) Data from 2012 edition of *Nuclear Energy Data*.
 (j) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Comprend le combustible usé 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.
 (d) La capacité d'entreposage d'Olkiluoto sera augmentée en 2014. Ce chiffre ne tient compte que des piscines d'entreposage du combustible usé 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.
 (e) Le centre de stockage du combustible usé, qui devrait ouvrir en 2020, aura un impact sur les besoins d'entreposage de TVO et Fortum. La mise en service des sites de stockage va avoir un impact sur les quantités inventoriées.
 (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 stockage en formation géologique.
 (i) Données provenant de l'édition 2012 des *Données sur l'énergie nucléaire*.
 (j) Exercice.
 N/A Non disponible.

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

Country	Pays	2011		2012		2015	
		Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**	Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**
OECD America	OCDE Amérique	3 710	114 987	3 701	118 693	4 112	130 981
Canada	Canada	1 446	44 556	1 430	45 986	1 753	51 245
Mexico	Mexique	20	583	23 (b)	606	49	705
United States	États-Unis (c)	2 244	69 848	2 248 (b)	72 101 (b)	2 310	79 031
OECD Europe	OCDE Europe		43 258		43 343		
Belgium	Belgique	129	3 056	278	3 334	N/A	N/A
Czech Republic	Rép. tchèque (d)	266	1 557	77	1 634	70	1 845
Finland	Finlande (e)	62	1 826	56	1 882	94	2 092
France	France	300	14 204	300	14 504	N/A	15 404
Germany	Allemagne	190	3 790	180	3 970	180	4 510
Hungary	Hongrie (f)	46	1 031	44	1 075	44	1 206
Italy	Italie	0	45	0	44	0	2 (g)
Netherlands	Pays-Bas	8	521	8	529	8	553
Slovak Republic	Rép. slovaque	39	1 404	36	1 440	43	1 551
Slovenia	Slovénie	15	425	15 (b)	439 (b)	15	497
Spain	Espagne	161	4 226	208 (b)	4 434 (b)	188	4 888
Sweden	Suède	N/A	5 404	N/A	5 577	N/A	N/A
Switzerland	Suisse	59	1 223	N/A	N/A	56	1 451
United Kingdom	Royaume-Uni	1 062	4 546	890	4 481	994	3 000
OECD Pacific	OCDE Pacifique	1 091	26 390				
Japan	Japon (i)	450	14 380	80	14 460	N/A	N/A
Republic of Korea	Rép. de Corée (j)	641	12 010	619	12 629	800	13 429
Total			184 635				

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912259>

Notes

- (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
 (b) Provisional data.
 (c) Final data are not available and are projected.
 (d) Increase in 2011 due to replacement of entire Temelin 1 and 2 cores.
 (e) 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. Repository commissioning will affect quantities listed in subsequent years.
 (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) Fiscal year. (j) Including LWR fuel and HWR fuel.
 * tHM/a; ** tHM cumulative; N/A Not available.

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

2020		2025		2030		2035	
Arisings Quantité déchargée*	In storage Quantité entreposée**						
4 007	151 066	4 212	172 042	4 199	192 963	4 103	213 404
1 531	58 901	1 630	67 050	1 630	75 200	1 630	83 349
24	874	52	1 053	50	1 231	50	1 407
2 452	91 291	2 530	103 939	2 519	116 532	2 423	128 648
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
71	2 200	94	2 580	117	3 140	139	3 769
90	2 540	115	2 962	133	3 456	94	3 822
N/A	16 904	N/A	15 004	N/A	N/A	N/A	N/A
120	5 230	0	5 410	0	5 410	N/A	N/A
39	1 399	39	1 591	39	1 784	43	1 978
0	0 (h)	0	0	0	0	0	0
8	593	8	633	8	673	0	700
53	1 814	52	2 078	52	2 340	52	2 602
15	570	15	642	15	715	15	787
112	5 564	192	6 413	0	6 710	0	6 710
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
477	2 500	324	4 000	24	4 500	24	4 500
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
900	14 329	1 000	15 329	1 000	16 329	1 000	17 329

Notes

- (a) Comprend l'entreposage sur site et hors site.
 (b) Données provisoires.
 (c) Les données définitives n'étant pas disponibles, il s'agit de projections.
 (d) Augmentation en 2011 du fait du remplacement de l'intégralité des cœurs de Temelin 1 et 2.
 (e) Avec la mise en service en 2020 du centre de stockage du combustible usé, les besoins de TVO et de Fortum en termes de capacité d'entreposage du combustible usé changeront. Cette mise en service se répercutera sur les quantités indiquées les années suivantes.
 (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) Exercice.
 (j) Comprend les combustibles des réacteurs à eau ordinaire et des réacteurs à eau lourde.
 * tonnes de ML par an ; ** tonnes de ML cumulées ; N/A Non disponible.

Table 2.12: Reprocessing capacities (tonnes HM/year)
Tableau 2.12 : Capacités de retraitement (en tonnes de ML par an)

Country	Pays	Fuel type Type de combustible	2011 (actual/réelles)	2012	2015	2020	2025	2030	2035
OECD America	OCDE Amérique								
United States	États-Unis	LWR	0	0	0	0	0	0	0
OECD Europe	OCDE Europe		3 800	3 800	3 800	3 200	1 700	1 700	1 700
France	France	LWR	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	Royaume-Uni	LWR	600	600	600	0	0	0	0
		Magnox	1 500	1 500	1 500	1 500	0	0	0
OECD Pacific	OCDE Pacifique		40	40					
Japan	Japon	LWR (b)	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		MOX	40	40	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total									

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912278>

Notes

- (a) Provisional data.
 (b) Fiscal year.
 N/A Not available.

Notes

- (a) Données provisoires.
 (b) Exercice.
 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	2011 (actual/réelles)	2012	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	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	Pays-Bas	LWR	N/A	N/A	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Switzerland	Suisse (c)	LWR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OECD Pacific	OCDE Pacifique								
Japan	Japon	LWR (d)	0.6	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		FBR	0.0	0.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912297>

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) No new MOX assemblies supplied. Contracts are fulfilled and terminated.
 (d) 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) Pas de nouveaux assemblages MOX ne sont fournis. Les contrats ont été remplis et ont pris fin.
 (d) 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 2010 Total à la fin de l'année 2010	2011	2012	Total to end of 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013 (expected) 2013 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 939.8			1 939.8	0
United States	États-Unis (a)	1 939.8	0	0	1 939.8	0
Total		1 939.8			1 939.8	0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912316>

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 2010 Total à la fin de l'année 2010	2011	2012	Total to end of 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013 (expected) 2013 (prévisions)
OECD America	OCDE Amérique	1 376	191	0	1 567	373
United States	États-Unis (a)	1 376	191	0	1 567	373
OECD Europe	OCDE Europe	2 885	0	0	2 885	0
Belgium	Belgique (b)	345	0	0	345	0
Finland	Finlande	843	0	0	843	0
Sweden	Suède	1 697	0	0	1 697	0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912335>

Notes

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

(b) Purchased for subsequent re-enrichment.

Notes

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

(b) Acheté pour réenrichissement ultérieur.

Table 2.16: Reprocessed uranium production (tonnes natural U equivalent)
Tableau 2.16 : Production d'uranium de retraitement (en équivalent de tonnes d'uranium naturel)

Country	Pays	Total to end of 2010 Total à la fin de l'année 2010	2011	2012	Total to end of 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013 (expected) 2013 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe	68 719				
France	France (a)	14 900 (b)	1 000	1 000	16 900	N/A
United Kingdom	Royaume-Uni (c)	53 819	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	645	0	0	645	0
Japan	Japon (d)	645	0	0	645	0

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912354>

Notes

(a) Cumulative in storage.

(b) Data from the 2012 edition of *Nuclear Energy Data*.

(c) Data from the 2010 edition of *Nuclear Energy Data*.

(d) Fiscal year.

N/A Not available.

Notes

(a) Quantité entreposée.

(b) Données provenant de l'édition 2012 des *Données sur l'énergie nucléaire*.

(c) Données provenant de l'édition 2010 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 2010 Total à la fin de l'année 2010	2011	2012	Total to end of 2012 Total à la fin de l'année 2012	2013 (expected) 2013 (prévisions)
OECD Europe	OCDE Europe					
Belgium	Belgique	508	0	0	508	0
France	France	4 100	600	600	5 300	600
Germany	Allemagne	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Sweden	Suède	139	0	0	139	0
Switzerland	Suisse	2 569	291	309	3 169	291
United Kingdom	Royaume-Uni	15 000	N/A	N/A	N/A	N/A
OECD Pacific	OCDE Pacifique	215	0	0	215	
Japan	Japon (a)	215	0	0	215	N/A

StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932912373>

Notes

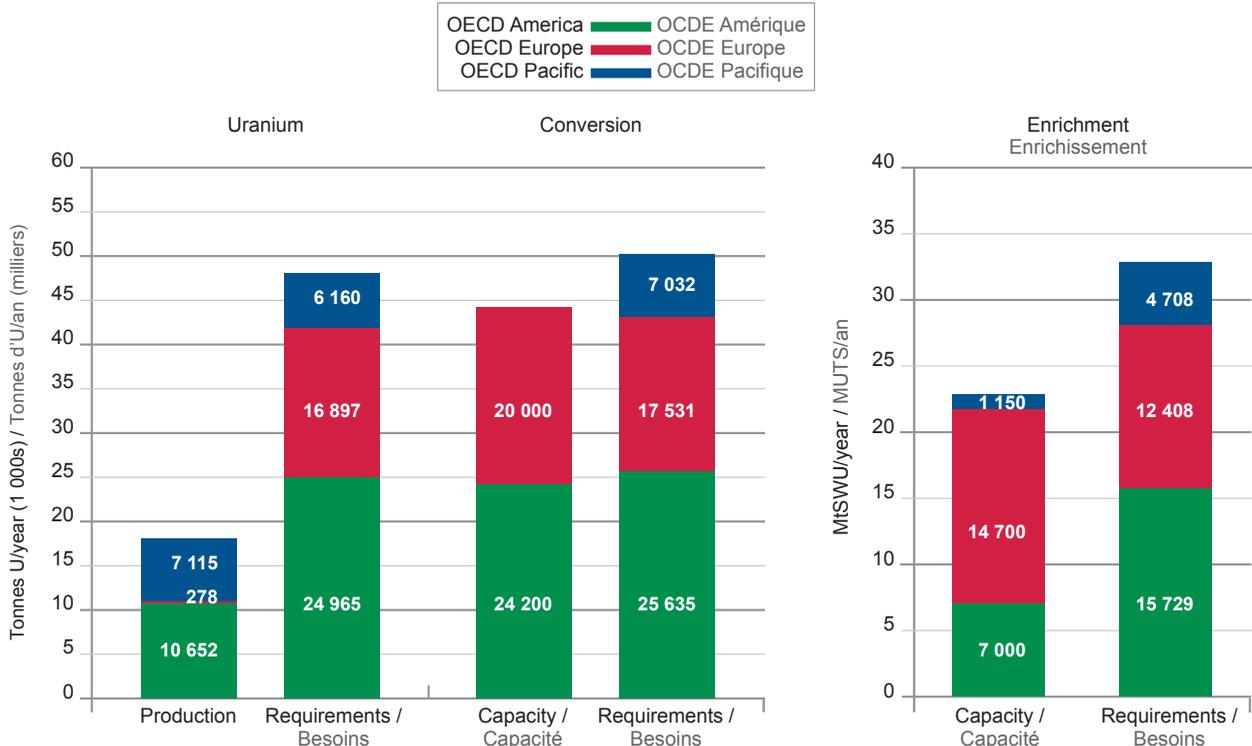
(a) Fiscal year.
N/A Not available.

Notes

(a) Exercice.
N/A Non disponible.

Figure 2.1: Fuel cycle supply and demand comparisons in OECD countries (2012)

Figure 2.1 : Comparaisons entre l'offre et la demande du cycle du combustible dans les pays de l'OCDE (2012)



StatLink  <http://dx.doi.org/10.1787/888932911974>

3. Country reports

Belgium

The year 2012 was a rather difficult year. After the elaboration of an electricity production plan to guarantee the security of national electricity supply for the short, medium and long term, the government approved a new calendar for the closure of nuclear reactors. The previous decision to phase out all reactors after 40 years of operation was maintained, except for the Tihange 1 reactor that was granted an extension of 10 years (moving the scheduled closing date to 2025). This decision has still to be confirmed by law in order to modify the phase-out law of 2003. A draft text containing several other legal arrangements has been prepared.

In the course of 2012, during a routine investigation of the pressure vessels of the reactors Doel 3 and Tihange 2 with a new type of ultrasonic equipment, a number of fault indications were discovered, leading to a temporary shutdown of the two reactors. A thorough evaluation programme was started in order to establish a justification file for the restart of the reactors. This file had to demonstrate that the discovered fault indications do not constitute a danger for the structural integrity of the reactor pressure vessels. At the end of 2012, the evaluation was still ongoing. In May 2013, the Belgian safety authorities published a report on the issue, concluding that the cracks did not negatively affect the safety status of the pressure vessels and the two reactors were allowed to restart.

As mentioned in previous reports, the Belgian government approved the near surface disposal facility for low- and intermediate-level short-lived waste at the municipality of Dessel. The Belgian waste management organisation NIRAS/ONDRAF has prepared a safety case in order to obtain a construction and operation licence for the facility from the safety authorities. In 2011, Belgium requested that the Nuclear Energy Agency (NEA) organise a peer review of key aspects of the safety case. The review was completed in September 2012 and the key findings were presented to Belgian stakeholders. The main conclusion was that the long-term safety strategy and the safety assessment methodology are, in general, credible and robust. A number of recommendations were formulated with respect to future R&D activities, design improvements and the presentation of the safety results. The safety case was adapted taking into account the recommendations and submitted to the safety authorities at the beginning of 2013.

In the previous years, the Belgian waste management organisation NIRAS/ONDRAF submitted to the government a file on the long-term management of medium-, high-level and long-lived wastes after a long period of preparation that included several hearings, consultation in a citizen forum, a strategic environmental impact assessment and broad public consultation. The purpose of the file is to obtain a decision-in-principle on the deep geological disposal of those waste types in non-indurated clay (Boom or Ypresian clay). At the end of 2013, the government was reviewing the file.

During 2012, Belgium continued to actively support the High-level Group on the Security of Supply of Medical Radioisotopes (HLG-MR) of the NEA. Belgium has continued to do the necessary efforts to implement the policy principles approved by the HLG-MR and the NEA Steering Committee, in order to improve the security of supply of medical isotopes. The BR2-reactor of SCK•CEN (Belgian Nuclear Research Centre) at Mol and the target processing facility of the National Institute for Radioelements (IRE) at Fleurus have continued to operate normally, contributing to maintaining a reliable supply.

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

- the necessary research and development work in order to reduce the financial risks and the technical uncertainties;
- a large number of detailed design activities;
- the preparation of the necessary files to introduce the safety case to the safety authorities in order to obtain the construction and operation licence;

- the necessary contacts with potential partners in view of the creation of the international consortium which is envisaged for the MYRRHA-project.

Canada

Uranium

Canadian uranium production totalled 8 998 tU in 2012; about 16% of 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 7 520 tU in 2012.

The Rabbit Lake mine and mill, which are wholly owned and operated by Cameco, produced 1 479 tU in 2012. 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., was suspended in July 2010, when the ore stockpile from the open-pit phase of mining was depleted. Production from the mill is expected to resume in the last half of 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 will have an annual production capacity of 6 900 tU.

Nuclear energy

Nuclear energy represents an important component of Canada's electricity sources. In 2012, nuclear energy provided an estimated 15% of Canada's total electricity needs (over 50% 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 Canadian government 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 Inc. will be well positioned to compete, partner, and deliver new projects in the nuclear power sector.

In 2012, the government launched the second phase of the restructuring of AECL, focusing on the future of AECL's Nuclear Laboratories. A Request for Expression of Interest on the future of the laboratories received 46 responses from various interested stakeholders, including private sector organisations, academics, local governments and industry associations. Based on stakeholder input, financial modelling, governance and other analyses, the government is restructuring the Nuclear Laboratories to strengthen accountability and bring private sector rigour and efficiencies to the management and operations of the organisation, and with a view to focus the Nuclear Laboratories on:

- meeting the government's waste and decommissioning responsibilities;
- ensuring that Canada's nuclear science and technology capabilities continue to support the federal government in its nuclear roles and responsibilities – from health protection and public safety to security and environmental protection;
- ensuring ongoing industry access, at commercial rates, to the labs' in-depth nuclear science expertise.

Prospects for new build

The proposed construction of a new nuclear power plant in Ontario (Darlington New Nuclear Project) continues to progress well. In 2012, the project's environmental assessment was approved by the Canadian

government, and the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) issued a site preparation licence, which is the first of three licences required to build and operate a new nuclear facility in Canada. Ontario Power Generation (OPG) also signed agreements with two companies to prepare detailed construction plans, schedules and cost estimates. The reports, which are expected to be ready by summer 2013, will help inform the government of Ontario's decision on whether or not to move forward with the proposed new nuclear reactors.

Refurbishment

The refurbishments of Ontario's Bruce A units 1 and 2 and New Brunswick's Point Lepreau nuclear station have all been completed and the units returned to service in fall 2012. Bruce Power is examining the life extension of other units at its Lake Huron site, and invested over CAD 500 million to extend the life of Bruce A units 3 and 4 to approximately 2020.

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 construction 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 CAD 200 million to ensure the continued safe and reliable performance of its Pickering station up until 2020 when it will reach the end of its operating life. Then, OPG will begin the long-term decommissioning process of the Pickering station.

Decommissioning

On 28 December 2012, the Gentilly-2 generating station ceased operations, and a long-term decommissioning plan is in the works.

Responsible Resource Development

In 2012, the Canadian government launched Responsible Resource Development, a plan to streamline the review process for major resource projects. Under this plan, the CNSC has committed to firm, end-to-end timelines for its reviews of new nuclear development. A 24-month timeline will apply to the CNSC portion of reviews and decisions for site preparation licences for new class I nuclear facilities. This timeline will also apply to the CNSC portion of reviews and decisions for licences for site preparation and construction of new uranium mines or mills.

International developments

CANDU reactors abroad

Currently, there are nine CANDU-6 reactors in operation outside of Canada. There are four CANDU reactors in operation in the Republic of Korea, two in the People's Republic of China and Romania and one in Argentina.

Generation IV International Forum

On 28 February 2005, Canada signed an international commitment as part of the Generation IV International Forum (GIF), an initiative to collaboratively develop the next generation of nuclear energy systems that will provide competitively priced and reliable energy in a safe and sustainable way. Canada is one of the members of GIF, and has been active in developing the GIF policy framework and providing technical expertise.

Of the six reactor systems endorsed by GIF, Canada is focused on the development of the supercritical water-cooled reactor (SCWR) system. The system was viewed as the most natural evolution of existing CANada's Deuterium Uranium (CANDU) technology and best enables Canada to contribute to the R&D initiative by mobilising existing Canadian CANDU expertise and research facilities.

Bilateral agreements and initiatives

In July 2012, Canada and the People's Republic of China signed a Protocol to Supplement, the 1994 Canada-China Nuclear Cooperation Agreement, to facilitate exports of uranium concentrates from Canada to the People's Republic of China. The protocol is in full accordance with Canada's longstanding nuclear non-proliferation policies and obligations, and ensures that Canadian supplied uranium will be used in the People's Republic of China's nuclear programme strictly for peaceful, civilian purposes.

Progress was also made toward implementation of the Canada-India Nuclear Cooperation Agreement, as negotiations on an Appropriate Arrangement concluded in November 2012.

Modernisation of the Nuclear Liability Act

The Canadian government is committed to bringing in legislation that will update and enhance Canada's nuclear liability regime. 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 brought Canada's nuclear civil liability regime up to 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 16 April 2010. However, as a result of prorogation or dissolution of parliament, these bills all died on the Order Paper. There is expectation that a new bill could be introduced in 2013, subject to the considerations of the government.

Nuclear fuel waste

Long-term management of nuclear fuel waste

Adaptive phased management (APM) is Canada's approach for the long-term management of nuclear fuel waste. APM involves the containment and isolation of nuclear fuel waste in a deep geological repository (DGR). 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. APM is implemented by the Nuclear Waste Management Organization (NWMO), using funds provided by the owners of nuclear fuel waste.

Following the Canadian government's selection of the APM approach in 2007, the NWMO developed a siting process to identify an informed willing host community with a safe, secure and suitable site for a DGR. This nine-step siting process was collaboratively designed, refined and finalised through an iterative two-year public engagement and consultation process.

In May 2010, the NWMO initiated the siting process with an invitation to communities to learn more about the APM project and the plan to safely manage Canada's nuclear fuel waste over the long term. The expression of interest phase of the siting process was suspended as of 30 September 2012. As of 31 December 2012, 21 communities are actively engaged with the NWMO to learn about the APM project as they consider their potential interest.

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.

Deep geological repository for low- and intermediate-level radioactive waste (L&ILW)

OPG is proposing to build a DGR at the Bruce nuclear site in Kincardine, Ontario for the safe, long-term management of OPG's L&ILW waste. On 24 January 2012, the Federal Minister of the Environment and the President of the CNSC announced the establishment of a three-member joint review panel to review the environmental effects of OPG's proposed project. It is anticipated that the joint review panel will hold public hearings in fall 2013. Following those hearings, the joint panel will submit a report to the Minister of Environment for consideration. Should the proposed project's environmental effects be found acceptable, a site preparation/construction licence would be issued and construction would likely begin in 2014-15, with the facility first accepting waste in 2020.

Czech Republic

An update of the State Energy Concept was discussed by the Czech government at the end of 2012. The government asked, before final approval, for the implementation of a strategic impact assessment of the State Energy Concept.

The Czech uranium mine Dolni Rozinka continued operation in 2012. Total uranium production in the Czech Republic (including uranium recovered during remediation activities) amounted to 220.6 tU in 2012.

The tender for the construction of two nuclear units at the Temelin site continues. Three potential suppliers delivered bids to ČEZ on 2 July 2012. The bid from AREVA was excluded from further participation in the tender and an evaluation process into ČEZ's decision to exclude this bid is being conducted by the Czech Anti-monopoly Office.

Owing to the good operational performance by both nuclear power plants in 2012, a record amount of electricity was generated; 15 022 GWh (gross) at Dukovany and 15 302 GWh (gross) at Temelin.

The scheduled upgrade of Dukovany unit 4 to 510 MWe (gross) was completed in May 2012. This final step in the upgrade programme to all four units raised the total capacity of the Dukovany nuclear power plant to 2 040 MWe (gross).

A transitional period to the new fuel supplier (TVEL) is in its final stage with respect to designs of reloaded fuel after the complete replacement of fuel in Temelin units 1 and 2 in 2010 and 2011, respectively. Further fuel reloads have been designed to uprate power generation by 4%.

The following changes in projections of long-term nuclear generation capacities and fuel cycle requirements were incorporated in this report:

- A 50-year lifetime for the Dukovany reactors was assumed instead of the previously assumed 40-year lifetime.
- New lead-times and increased requirements are incorporated with respect to uranium, conversion and enrichment supplies for the new Temelin units (3 and 4) in 2020, reflecting first core requirements.
- For 2025, it is assumed that only the first new Temelin unit (3) will be generating at full power and generation from unit 4, assumed to begin that year, is not considered to have a significant impact on fuel cycle requirements.
- The possibility of adding an additional reactor at the Dukovany site was delayed from 2030 until about 2032.
- Improved fuel with a higher content of enriched uranium product is expected to be deployed at the Dukovany nuclear power plant beginning in 2016, increasing uranium requirements from 126.3 kg to 135.5 kg per fuel assembly.

Finland

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

Construction of the plant unit started in the summer of 2005 and by the end of 2012 civil construction works were completed to a large extent. Major components of the reactor, such as the reactor pressure vessel, pressuriser and four steam generators, have been installed and primary coolant circuit pipeline welding works completed, as was installation of the fuel handling equipment and other components. Pressure tests continued and commissioning of the power distribution and process systems in the reactor turbine plant was initiated. However, documentation and licensing of the reactor's automation system has not yet been completed.

In June 2012, TVO estimated that the Olkiluoto 3 reactor will not be ready for regular electricity production in 2014, based on the information submitted by the Areva-Siemens consortium. The supplier is constructing the reactor under the terms of a fixed-price, turn-key contract and is responsible for the time schedule. Originally, commercial electricity production at the unit was scheduled to start in 2009.

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

In July 2007, Fortum Power and Heat Oy (Fortum) received 20-year operating licences for the two Loviisa PWRs in operation since 1977 and 1980. Fortum is expecting that both units will have at least a 50-year operational lifetime, extending their service life until the 2030 timeframe.

According to the climate and energy strategy adopted by Finland, nuclear power is an option, but the initiatives must come from industry. As stipulated in the Nuclear Energy Act, an environmental impact assessment (EIA) process must be completed before an application for a decision-in-principle (DIP) can be submitted to the government. The TVO and Fortum EIA processes (co-ordinated by the Ministry of Employment and the Economy, or MEE) were completed in 2008 and the Fennovoima process in 2009.

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

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

The MEE processed all five DIP applications during 2009-2010 and the government made its decisions in May 2010. All applications fulfilled all safety and environmental requirements. As specified by the Nuclear Energy Act, 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 nuclear power plants at this time.

The Olkiluoto 4 and Fennovoima new build projects received positive DIPs, as did Posiva for its repository enlargement project for spent fuel from Olkiluoto 4. Loviisa 3 was issued a negative DIP, as was Posiva's proposal to further expand ONKALO to accommodate spent fuel from Loviisa 3.

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

The positive DIPs for TVO's Olkiluoto 4 and for Fennovoima were ratified by parliament on 1 July 2010, as was Posiva's application for Olkiluoto 4 spent fuel. Fennovoima chose the municipality of Pyhäjoki as the preferred site in October 2011, announcing that the unit will be named Hanhikivi 1 (also FH-1), referring to the name of the peninsula where the unit is to be located. In July 2011, Fennovoima invited bids for the power plant from Areva and Toshiba and the bids were received 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 October 2012, E.ON announced that it intended to sell its 34% stake in Fennovoima, prompting a restructuring of the partnership. The stake was sold in February 2013 to the Finnish majority owner Voimaosaakeyhtiö SF. In March 2013, Fennovoima announced that it will go on direct negotiations with Toshiba and Rosatom and it will choose the plant supplier from these alternatives.

In 2004, Posiva Oy started construction of the ONKALO underground laboratory (rock characterisation facility) for the final disposal of spent nuclear fuel generated by the owners (TVO and Fortum) of the Olkiluoto and Loviisa plants. The ONKALO laboratory is also intended to be a part of the final repository. By the end of 2012, excavations at ONKALO had reached the final depth of 420 meters and the length of more than four kilometres. Posiva applied for a construction licence in December 2012. The construction of the final disposal facility is expected to commence in 2014 with disposal operations planned to start soon after 2020.

France

As of 31 December 2012, 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).

Nuclear power and electricity generation

Electricity consumption in France rose by 2.1% in 2012 to 489 TWh. Generation dropped by 0.3% to 541 TWh. The export balance was positive at 45 TWh. The share of electricity generated by nuclear power fell by 3.8% to 405 TWh as a result of prolonged maintenance work, particularly on N4 series units at Chooz and Civaux. This figure represents 75% of domestic production. Generation from fossil-fired thermal plants fell by 7% to 48 TWh. Coal use increased significantly (+35%), leading to a rise in CO₂ emissions. Hydropower production rose substantially to 64 TWh (+27%), thanks to a return to more seasonal rainfall patterns than those seen in 2011, which proved to be an especially dry year. Wind power generation totalled 15 TWh (+23%) and solar power production 4 TWh (+67%). Power generated from other renewable sources amounted to 5.9 TWh.

Nuclear reactors

Following the accident at Fukushima Daiichi, a nuclear rapid response force (FARN) was brought into service at the end of 2012, operating out of regional bases at the Civaux, Paluel, Dampierre and Bugey plants.

Research reactors

Work on the new Jules Horowitz reactor (RJH, 100 MWth) to replace the Osiris reactor at the Cadarache site, which began in 2007, is still in progress. Construction started in 2009 and the civil engineering work is still underway. Around 300 people were working at the site at the end of 2012. The reactor is due to enter service in 2016. 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 industrial demonstrator of the 600 MWe advanced sodium technology reactor (ASTRID) must be operational in the 2020s. A team of 500 people (CEA, AREVA, EDF, etc.) have been working on the project since 2011. The funding for the initial phases of the project was earmarked in 2010 under the major national loan.

In 2012, the French Atomic Energy Commission signed a collaboration agreement with Bouygues Construction to design the reactor. The gas-cooled fast reactor 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.

In accordance with the provisions of the Law of 28 June 2006, the French Atomic Energy Commission submitted a report to the government on 21 December 2012 setting out the results of research and the industrial outlook for new-generation nuclear systems. This work aims to allow the best options to be chosen with a view to bringing a technological demonstrator into service by the 2020s.

International thermonuclear experimental reactor (ITER)

Work began at the Cadarache site in 2007. The 493 concrete bearing pads that make up the anti-seismic system are in place. The civil engineering contract for the Tokamak building was signed at the end of 2012 and the ground support structure will be poured in 2013. The Coils Winding Facility for the poloidal field magnets was completed in February 2012. On 9 November 2012, the Prime Minister signed the decree authorising the ITER Organisation to create a basic nuclear installation.

Flamanville European pressurised reactor (EPR)

In 2012, several important milestones were reached:

- the inlet channel for the pumping station, essential for supplying seawater to the cooling systems, was primed;
- the turbine generator system was completed with the installation of the alternator rotor in the turbine hall;
- the supports for the reactor coolant pumps and steam generators were installed in the reactor building;
- concreting of the roofs of the four backup buildings was completed.

Following the replacement of the consoles, work on concreting the containment walls resumed at the beginning of 2013. At the end of 2012, 94% of the civil engineering work had been completed and 39% of the electromechanical assembly work. The reactor is due to enter into service in 2016.

ATMEA

The ATMEA is a 1 100 MW third generation reactor which is 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 by Jordan for construction of its first nuclear unit. It was also one of the models selected by Turkey in 2012 for the future power plant at Sinop.

Other developments

On 19 October 2012, EDF, AREVA and CGNPC signed a co-operation agreement with a view to the development of a new intermediate-sized third generation reactor (1 000-1 100 MW).

Fuel cycle

Uranium enrichment

In 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 2012, the new plant reached a capacity of 2.5 million SWU. Georges Besse II is expected to reach an enrichment capacity of 7.5 million SWU in 2016. The Eurodif plant was decommissioned 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 nuclear power plants was signed in 2008 for a period extending until 2040. Since 2010, the La Hague reprocessing plant now handles 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 nuclear power plants.

Waste management

To date, 85% by volume of the radioactive waste generated by French operators is covered by effective long-term management solutions. The remaining 15% 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 2012, Andra published its latest national survey 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 has been in operation since the summer of 2003.

Short-lived low- and intermediate-level waste (LILW-SL) is stored at the Soulaines-Dhuys site (Aube) following closure of the Manche site after final waste package placement in 1994. The Manche site entered a very active surveillance phase in 2003, with active surveillance until 2013.

Long-lived low-level waste (LLW-LL) must be disposed of in shallow repositories. A search for suitable sites for shallow-depth storage facilities is currently underway.

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. 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 the following three main lines of research.

Advanced separation and transmutation

These research projects are conducted by the French Atomic and Alternative Energies Commission. The main achievements in 2012 concerned the consolidation of the Gnaex 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 again successfully tested in 2011 in the Atalante laboratory in Marcoule. A large quantity of americium was recovered (> 99%).

A new solvent was also tested in the laboratory in 2011. It is designed to improve the current PUREX process used at La Hague.

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 2012, the laboratory had over 1 000 m of underground galleries.

A 30 km² area of interest was officially proposed in 2009 for the future Industrial Geological Repository (CIGEO). The application for construction of a storage facility within this area will be submitted for approval by Andra by 2015. A permit for construction of the facility will then be granted by the Prime Minister, with a view to the facility entering into service by 2025. The public enquiry for the CIGEO project will be held between 15 May and 15 October 2013.

Temporary storage

The studies and research conducted by Andra are aimed at creating, between now and 2015, new 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 principal decision to phase out nuclear power for the commercial production of electricity was laid down by law in April 2002. The legislation set out rules for the remaining amount of power that each nuclear power plant 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 a new Energy Strategy that set the course for Germany's transition to the age of renewable energy. Nuclear power was thought of as having a bridging function until renewables were reliable and economical and the necessary infrastructure was in place.

The 11th Act amending the Atomic Energy Act, which took effect in December 2010 and is based on the new Energy Strategy, raised the limit of the remaining amount of electricity that nuclear power plants would be permitted to produce thereby extending the lifespans of Germany's 17 nuclear power plants by an average of 12 years.

In the aftermath of the accident at Fukushima Daiichi in March 2011, the role of nuclear power was reconsidered and its risks were reassessed. As a consequence, the federal government decided on 15 March 2011 to subject all German nuclear power plants to a comprehensive safety review. Eight of the 17 nuclear power plants at that time were taken offline. The Reactor Safety Commission submitted its report in May 2011. In parallel, a newly assembled independent commission, the Ethics Commission for a Safe Energy Supply, issued its opinion on the future of Germany's energy supply. The findings of these commissions served as guidelines for the energy policy decisions that were made in summer 2011.

On 30 June 2011, the German Bundestag decided, with a vast majority, that by the end of 2022, Germany will terminate the generation of power by German nuclear power plants. This 13th Act amending the Atomic Energy Act took effect on 6 August 2011. For the eight nuclear power plants taken offline during the nuclear safety review the authorisation to generate power expired with the 13th Act.

The remaining nine nuclear power plants will be taken offline in a stepwise manner in the following order: the Grafenrheinfeld plant by the end of 2015; Gundremmingen B by the end of 2017; Philippsburg 2 by the end of 2019; and Grohnde, Gundremmingen C and Brokdorf by the end of 2021. The three newest facilities – Isar 2, Emsland and Neckarwestheim – are to be taken offline by the end of 2022.

Hungary

The National Energy Strategy of Hungary identifies five crucial areas of effort, including the maintenance of the existing nuclear capacity for power generation. In accordance with the energy strategy, nuclear energy will continue to have a central role in Hungary's energy system throughout the coming decades. The energy strategy can be found on the website of the Ministry of National Development (www.nfm.gov.hu).

In 2012, 15 793.0 GWh of electricity was generated by Paks nuclear power plant; equivalent to 45.89% of the gross domestic electricity production in Hungary. With this amount produced, 2012 was an outstanding year, as this was the largest production ever achieved in the history of the power plant.

The Hungarian Atomic Energy Authority (HAEA) has evaluated the beyond designed lifetime licence application for Paks unit 1 submitted by the operator. The licence for the extension of the operating lifetime of unit 1 for an additional 20-year period has been granted. Lifetime extensions for the other operating units of Paks nuclear power plant are also expected in 2014, 2016 and 2017.

Also in 2012, a new project company under the name of MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Company was formed to deal with the preparation for the construction of new power plant unit(s) at Paks.

Important steps were made towards a sustainable nuclear industry on 5 December 2012, as the first underground chamber of the final repository for low- and intermediate-level radioactive waste in Bábaapáti was inaugurated. This facility is operated by the Public Agency for Radioactive Waste Management (www.rhk.hu).

The HAEA submitted the "National Report of Hungary on the Targeted Safety Reassessment of the Paks Nuclear Power Plant" to the European Commission by the end of 2011. The report identified a number of options and measures to enhance plant safety even further. On 25 April 2012, the European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) and the European Commission approved the report. In line with a joint declaration issued by the commission, an action plan was agreed to in July, which aims to ensure that the recommendations from the peer review process are implemented in a consistent and transparent manner.

A WANO (World Association of Nuclear Operators) peer review was held at Paks nuclear power plant in the spring of 2012. The power plant proved to be well prepared in this regard on the WANO review as well as on the stress test.

Evaluations show that Paks nuclear power plant is being operated in a safe and sustainable manner, which continues to be the primary objective of the operator and the regulator, as well as the government.

Mexico

A new administration took office on 1 December 2012, for a six-year period, until 30 November 2018.

Before the end of 2012, Mexico had become a full member of the Nuclear Suppliers Group and had ratified the Amendment to the Convention on the Physical Protection of Nuclear Material.

In October 2012, the International Atomic Energy Agency (IAEA) carried out an OSART Mission (Operational Safety Assessment Review Team) in the Laguna Verde nuclear power plant.

Also in 2012, the Laguna Verde nuclear power plant performed the 14th fuel reload of unit-I and the 12th fuel reload of unit-II.

Netherlands

In 2012, plans to build a second nuclear power plant in the Netherlands were postponed for an indefinite period due to weak electricity demand. In autumn 2012, the newly elected government did not express strong positive or negative feelings towards nuclear energy.

The Urenco enrichment facility in the Netherlands is in the process of gradually expanding its capacity after a licence was granted in 2011 for 6 200 tonnes SW/year.

In the Netherlands there are no uranium mining activities or fuel fabrication facilities present.

In 2011, a licence was granted to the Borssele nuclear power plant for the use of MOX (mixed-oxide) fuel. It is expected that the first MOX fuel will be loaded into the core in 2014.

In 2013, the Borssele nuclear power plant received a licence for long-term operation to extend its operating life from 2014 to the end of 2033.

In the Netherlands, spent fuel from the Borssele nuclear power plant is sent to La Hague, France for reprocessing. The resulting vitrified waste and metal residues are sent back and stored at the central waste organisation COVRA in Vlissingen, not far from the Borssele nuclear power plant.

Poland

There is no commercial utilisation of nuclear power in Poland yet. The research reactor Maria, also used for production of medical radioisotopes and operated in Swierk (National Centre for Nuclear Research), is the only operating nuclear facility in the country. 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 2025. 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 nuclear power plant commissioning. Responsibility for the plant’s construction rests with PGE Polish Energy Group SA, the largest power supplier in Poland.

On 7 February 2013, PGE EJ 1 sp. z o.o. concluded the contract with the consortium composed of WorleyParsons Nuclear Services JSC, WorleyParsons International Inc. and WorleyParsons Group Inc. The contract signed pertains to the performance of site characterisation works and licensing support required in order to complete the first Polish nuclear power plant build project led by PGE EJ1. The first Polish nuclear power plant is to generate approximately 3 000 MWe.

The legal framework for development of nuclear power in Poland was established in:

- Law of 13 May 2011 amending the atomic law and other laws that entered into force on 1 July 2011;

- Law of 29 June 2011 on the preparation and realisation of investments in nuclear facilities and accompanying investments that entered into force on 1 July 2011.

The draft of the nuclear power programme was developed that shall determine the nuclear power plants' number, size and possible sites. The Polish Nuclear Power Programme (PNPP) will be approved in the second quarter of 2013 by the Council of Ministers (after accomplishing transborder consultations on the PNPP and developing the strategic environmental impact assessment).

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 2013. The selection of the three potential sites for a low- and medium-level radioactive waste repository will be completed by the end of 2015, the design of the repository in 2016-2017 and by 2022 the repository will be put into operation.

Republic of Korea

General energy policy

The Korean government is placing the first priority on securing nuclear safety in the utilisation and development of nuclear energy and appropriate measures have been taken to improve the emergency response of operating nuclear power plants against unexpected natural disasters following safety reviews in 2011.

At the moment, the government is preparing for its second National Energy Master Plan, aiming for release in 2013. According to the plan, nuclear power is expected to play a continuously vital role in the future national energy mix along with the expansion of renewable energy.

Nuclear energy

As of December 2012, 23 nuclear power plants were in operation including Shin-Kori unit 2 and Shin-Wolsong unit 1, each with an installed capacity of 1 000 MWe, that were recently connected to the grid (July 2012). Five more units under construction are planned to be completed by 2016. Nuclear power plants are producing 20 716 MWe nationwide, accounting for 34.8% of total electricity generation (gross).

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

In addition to the 23 reactors in operation, the Republic of Korea has five units under construction, four units in the stage of construction preparation, and two units being planned. The plants under construction are Shin-Wolsong unit 2 (OPR 1000), Shin-Kori unit 3 and 4 (APR 1400), and Shin-Ulchin unit 1 and 2 (APR 1400). Shin-Kori units 5 and 6 (APR 1400), and Shin-Ulchin units 3 and 4 (APR 400) are in the preparation phase. Construction of Shin-Kori units 7 and 8 is planned.

According to the national energy plan established in 2008, government policy has been set to increase the share of nuclear power generation in the national grid to as much as 41% by 2030. Despite the aftermath of the Fukushima Daiichi accident, there has been no change in nuclear energy policy. Since two or three sites are additionally needed to meet policy requirements, the government has decided to bring this issue to the public domain and select sites in a transparent fashion.

National research and development (R&D)

The government is carrying out mid- and long-term R&D plans focused on the future nuclear energy system as well as nuclear safety and applications of radiation technology together with the development of advanced nuclear power reactors.

The Nuclear Safety and Security Commission (NSSC) granted a standard design approval (SDA) to the SMART (system-integrated modular advanced reactor) in July 2012, which will greatly contribute to the diverse applications of nuclear power using SMRs (small modular reactors) for human welfare.

Safety review on nuclear power plants

After the Fukushima Daiichi accident, the Korean government conducted a safety vulnerability assessment of nuclear power plants by reviewing the safety and emergency preparedness of its nuclear power plants in operation and has continuously implemented the identified short- and long-term measures for improving their safety.

Furthermore, as the need to enhance the field of focused inspection was identified, the NSSC and Korea Institute of Nuclear Safety (KINS) established a resident inspection team for each nuclear power plant site in April 2012. Each team consists of six to eight residential inspectors that conduct the field inspection in a more in-depth way by giving priority to strengthening verification of safety on a real time basis. Additionally, the inspectors from each field such as nuclear, site safety, I&C, material and radiation have performed ordinary and periodic inspections in co-operation.

Radioactive waste management

The Atomic Energy Promotion Commission deliberated and announced plans for “key technology development for decommissioning of nuclear installations” and “safe management of spent nuclear fuel” in November 2012. Under these plans, the government and public sector are currently discussing the national policy on nuclear facilities and spent fuels with a long-term perspective.

After a 20-year effort to find a site for a radioactive waste disposal facility, Wolsong was designated as the final candidate site for disposal of the low- and intermediate-level radioactive waste (LILW) in November 2005. The Wolsong LILW Disposal Centre (WLDC) is under construction, with the first stage of construction to be completed by June 2014 with an initial capacity of 100 000 drums (35 200 m³). After a stepwise expansion, the final disposal capacity will be increased to hold 800 000 drums. The basic plan for the second stage of construction of the disposal centre was established in 2011. The WLDC started operation of surface facilities in December 2010 and 2 536 drums of LILW had been moved to the WLDC for permanent disposal by the end of December 2012.

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 2012, gross electricity production in the Slovak Republic was 28 393 GWh, an increase of 258 GWh compared to 2011.

On 31 December, the Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic sent the National Action Plan of the Slovak Republic to the European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG). The plan contains actions based on lessons learned from the Fukushima Daiichi nuclear power station accident that will be implemented in the Bohunice and Mochovce nuclear power plants. The document contains a summary of all recommendations and requirements and a plan to implement proposals for enhancing the safety of nuclear power plants. To ensure transparency, it also contains a list of actions already implemented and those in progress.

Fuel cycle developments

Design and development work for the use of nuclear fuel with higher enrichment on units 3 and 4 of the Bohunice nuclear power plant was successfully completed and fresh nuclear fuel with average enrichment of 4.87% ²³⁵U was loaded in both reactors in 2012. Units 1 and 2 of the Mochovce nuclear power plant have used this fuel since 2011.

Status of project to complete Mochovce units 3 and 4

Based on the updated schedule, the construction of Mochovce units 3 and 4 will be completed in 2014 and 2015, respectively.

During 2012, important construction milestones were completed on these units – the concrete base mat of unit 3 reactor was poured and an external 400 kV electric switchyard and all four steam turbines were installed. The turbines are now connected to condensers and all rotors are ready to be connected to the rotor generator.

Spain

Spanish policy

The Spanish government 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 energy supply sources and to the reduction of greenhouse emissions, nuclear power plants, which today comprise a relevant generation capacity for the country, could not be disregarded whenever they comply with the conditions on nuclear safety and radiological protection imposed by the Nuclear Safety Council.

Nuclear generation

In 2012, nuclear energy provided around 20.5% of Spanish total net electricity production, with an increase of 6.4% in the nuclear energy generated compared to the previous year, due to fewer refuelling outages. The average load factor of the Spanish nuclear park was 88.8%.

The definitive shutdown of the Santa María de Garoña nuclear power plant is envisaged on 6 July 2013.

Front end of the fuel cycle

In 2012, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 918 fuel assemblies containing 357.4 tU. Of that total, 690 fuel assemblies containing 252.1 tU were exported to Belgium, France, Germany and Sweden, representing 75% of the total production. Uranium concentrates were acquired from the Russian Federation (34.4%), Namibia (25.5%), Niger (15.0%), South Africa (4.4%) and the HEU (highly enriched uranium) agreement (20.7%).

Back end of the fuel cycle

Main activities affecting the back end of the fuel cycle in 2012 continued to be focused on launching the licensing process for the centralised interim storage facility (CISF) for spent fuel and high-level waste. The hosting municipality, Villar de Cañas (Cuenca province), was officially nominated by the government on 30 December 2011. Villar de Cañas was among the 14 municipalities that, voluntarily, had presented their candidature, following a resolution by which a public call for this selection was launched in late 2009.

In 2012, once the land where the facility will be built was acquired, a more specific characterisation of the site (study of the geographical and geotechnical characteristics, seismicity, geology, hydrogeology, etc.) and all activities oriented to contracting the main engineering of the project began.

Next steps will be the licensing of the facility which, according to the Regulation on Nuclear and Radioactive Facilities, starts with the preliminary and construction authorisation. Tentatively, the CISF is expected to start operation in 2017.

As for individual interim storage facilities (IISFs) at nuclear power plants, there are two in operation and one in the process of licensing.

Concerning low- and intermediate-level waste (LILW), the El Cabril facility has continued managing this type of waste generated at radioactive and nuclear facilities. The inventory of disposed radioactive wastes in the facility, as of 31 December 2012, reached 28 780 m³.

With respect to very low-level waste (VLLW), the El Cabril facility has a specific VLLW disposal area, consisting of a cell with a disposal capacity of some 30 000 m³. As of 31 December 2012, 6 500 m³ have been disposed of. The aim in the future is to construct a further three cells until the authorised capacity of 130 000 m³ is attained.

Legal framework

By the end of 2012, Law 15/2012 of 27 December on fiscal measures for energy sustainability introduced new taxes applicable to energy. This law established two new taxes applicable to nuclear installations or activities: a tax on the production of spent fuel and radioactive waste as a consequence of the nuclear energy generation and a tax on spent fuel and radioactive waste storage in centralised installations.

Switzerland

Consequences of the accident at Fukushima Daiichi

In 2011, the Swiss government declared that it would apply itself to learning lessons from the accident at Fukushima Daiichi and introduce the necessary measures.

Accordingly, after establishing an emergency equipment centre at a site separate from existing nuclear sites, the safety authority launched an in-depth reassessment of the ability of Swiss power plants to withstand earthquakes, flooding and extreme weather conditions.

The safety authority has recently come to the conclusion that since the cooling of the core and fuel rod storage pools would remain operational in the event of an earthquake followed by flooding, the power plants could therefore remain in service. It nonetheless issued a series of new requests in order to complete its analysis.

The five operating nuclear power plants must also demonstrate, by the end of 2013, that they are sufficiently protected against incidents caused by extreme weather conditions.

To conduct its analysis the safety authority added to its own tests, the stress tests designed by the European Union.

Nuclear waste storage

In the nuclear waste sector, the implementation of the “sectoral plan for deep geological disposal” which should allow a site to be chosen for a deep geological repository is ongoing.

Six potential sites for a repository have been chosen and 20 sites were declared technically suitable for waste disposal. Reactions in the regions concerned and the national media were extremely negative once the locations of the planned waste disposal sites were announced. At present, conferences are being held in the regions concerned. Experience shows that this consultation process takes time. The current timetable has the last of these conferences being held at the end of 2013.

Moreover, the initial results of the study on the socioeconomic and ecological impacts of deep geological disposal in each of the six regions concerned have been released. They indicate that the economic impact is relatively low in all six regions. The full study will be ready in the autumn of 2013.

Within a few years, this process should make it possible to select a site for low- and medium-level radioactive wastes and another site for highly radioactive wastes. A combined repository could also be feasible.

Energy Strategy 2050 and ecological fiscal reform

The Swiss Federal Council and Parliament have decided to gradually phase out the use of nuclear power in the wake of the nuclear accident that occurred at the Fukushima Daiichi nuclear power plant on 11 March 2011. To ensure that Switzerland has a competitive and safe supply of power, the Federal Council is planning a phased transformation of the Swiss energy system. It recently established the legal basis related to an initial package of measures.

Quantitative objectives

The Federal Council wishes to reduce energy and electricity consumption. Average per capital annual energy consumption must be reduced by 35% compared with the 2000 level by 2035. Energy consumption must also be stabilised from 2020 onwards. It is planned to increase annual hydropower generation to at least 37 400 GWh and to increase the share of other renewable energies to 11 940 GWh between now and 2035.

Increased efficiency

The main measures concern the building sector. Specifications regarding the energy consumption of appliances and lighting will be made more stringent.

Increase in the share of renewable energy sources

- **Promotion:** The rates paid for electricity will be adjusted. The cap on costs must be removed to make sufficient funding available. Only the development of solar power will continue to be subject to annual quotas. Furthermore, the Federal Council wants to regulate auto consumption. Accordingly, decentralised facilities will be allowed to consume the electricity they generate and will only be obliged to inject surplus production into the grid. Small solar power units (up to 10 kW) will be kept out of the supply payment and will receive in lieu a single investment grant (30% of investment costs).
- **Procedure:** The cantons must delimit land areas that are suitable for generating renewable energy. Provisions must be made for licensing procedures that are as short as possible for the construction of facilities designed to produce renewable energies. New energy legislation will specify that the use of renewable energy sources and their development in general represents a national interest which must be considered to be equivalent to or greater than the interests of the environment or landscape conservation.

Electricity grids

In tandem with the development of renewable energies and integration into the European electricity grid, it is necessary to modernise and enlarge the electricity grid and make use of smart technologies. Modernisation and development would have become essential even without the phasing-out of nuclear power. In the Law on Electricity Supply, the Federal Council provides the legal basis for the introduction of smart electricity meters. To speed up the development of the grid, the Federal Council proposes that only appeals concerning legal principles be allowed to be brought before the Federal Tribunal with regard to the approval of high-voltage and low-voltage facilities. The authorities will be granted a maximum period of two years to complete sectoral planning and planning approval procedures. The electricity grid strategy which the Federal Council will debate in the autumn contains other measures relating to the grid.

Electricity generation from fossil fuels and electricity imports

Energy and electricity imports will continue to be essential in order to safeguard the security of supply. It will be necessary to temporarily develop electricity generation from fossil fuels through the use of combined heat and power (CHP) plants, and probably gas-fired combined-cycle plants too, until energy needs can be fully covered by renewable energy sources.

Second stage in the Energy Strategy 2050 and ecological fiscal reform

For the post-2020 period, the Federal Council envisages a new stage in which new lines of directions will be drawn up jointly for climate policy and energy policy.

Energy prices

Switzerland currently spends around CHF 31 billion (Swiss francs) a year on energy, including about CHF 9 billion on electricity. Prices of imported fuels and fuel oil have increased dramatically in recent years. The measures proposed will make it possible to reduce consumption and expenditure and at the same time reduce imports and dependency on foreign suppliers.

An opposite trend is starting to emerge with regard to electricity. The prices paid by end-users have remained stable, or in some cases fallen, because power plants and the grid have already been largely depreciated. In addition, prices range by almost 40% inside Switzerland. Current electricity prices, which amount to an average of CHF 890 a year for the average household, will increase as a result of the currently higher generating costs of electricity from renewable sources, investments in the grid and the slight increase in public taxes. To avoid overburdening the economy and industry, the Federal Council plans to introduce tax breaks for major consumers.

Possible lines of direction for an ecological fiscal reform

With respect to the legislative programme for the years 2011 to 2015, the Federal Council has made it known that it wants to submit to parliament a message on ecological fiscal reform. Including an ecological fiscal reform in the second stage of the Energy Strategy 2050, which would create incentives aimed at securing a substantial improvement in energy efficiency and reducing energy demand.

Turkey

As a consequence of bilateral negotiations, an intergovernmental agreement (IGA) between the Russian Federation and the Republic of Turkey on the construction and operation of a nuclear power plant at the Akkuyu site in Turkey was signed on 12 May 2010. The IGA was ratified in Turkey and the Russian Federation on 21 July 2010 and 13 December 2010 respectively.

The IGA on the construction and operation of a nuclear power plant foresees the construction of four nuclear power plant units based on the Russian VVER (water-moderated water-cooled power reactor) design with a capacity of 1 200 MWe each at the Akkuyu site on the basis of the BOO (build, own and operate) model. The IGA also includes the establishment of an on-site full-scope simulator for the training of nuclear power plant operating personnel.

The transfer of the Akkuyu site, with its current licence and existing infrastructure, to the project company began in May 2011. Full-scale site survey activities at the Akkuyu site were initiated by the project company on 26 May 2011. Results will be used to prepare a package of licensing documents and for making preliminary engineering decisions.

The project company submitted the application document for an environmental impact assessment to the Ministry of Environment and Urbanism on 24 November 2011 and applied to the Energy Market Regulatory Authority for an electricity generation licence on 2 December 2011. The Russian company is likely to start building the Akkuyu nuclear power plant in 2014 and commissioning of the four units is planned for 2019, 2020, 2021 and 2022.

The second site at Sinop-Inceburun, where nuclear power plants are also to be built and operated in Turkey, is located on the Black Sea coast. There are still ongoing discussions about the reactor technologies involved in the various offers.

United Kingdom

Future development of nuclear power

As at the end of December 2012, there were 16 licensed reactors with a combined capacity of 9.2 GW operating in the United Kingdom (UK). The UK reactor fleet is comparatively old and operators have stated that they expected up to 7.4 GW of existing nuclear capacity to close by 2019. The government has taken a series of facilitative actions to encourage nuclear new build, and industry has announced ambitions for construction of up to 16 GW by 2025. The first reactor is scheduled to go online in 2019. New nuclear investments will be part of the total GBP 75 billion estimated for new power generation capacity needed by 2020. Three consortia are currently preparing for the construction of new nuclear power plants:

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

Among the consortia, NNBGenco has made most progress having received regulatory approval (site licence, environmental permits and Generic Design Assessment of its EPR reactor design) in late 2012.

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

For new nuclear build, Section 45 of the Energy Act 2008 requires prospective nuclear operators to submit a Funded Decommissioning Programme (FDP) for approval by the Secretary of State for Energy and Climate Change (DECC). DECC published final FDP statutory guidance in December 2011 to assist operators to develop their programmes.

The government received an FDP submission from NNBG in March 2012. Discussions with NNBGenco are continuing and are expected to be concluded later in 2013.

Regulating new build

The process for licensing of nuclear installations for new nuclear power reactors in the UK is outlined in ONR document "Licensing nuclear installations" published in June 2012. The document addresses:

- the law and the regulatory regime;
- the nuclear licensing process; and
- delicensing.

It provides basic regulatory information and links to other reference documents that potential licensees need to be aware of.

Waste management policy

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

communities to express an interest in entering discussions about the siting process to host such a facility. At the appropriate time the stored waste in England and Wales will be transported to, and disposed of in, a geological disposal facility (GDF).

Government received three “expressions of interest” (Copeland and Allerdale Borough Councils and Cumbria County Council) for the areas of Allerdale and Copeland. These three local authorities brought together a wide range of representative local bodies to form the West Cumbria MRWS Partnership, funded by the UK government, which ran an extensive programme of local engagement in order to inform the local authorities’ decisions on whether or not to participate in the next stage of the MRWS process. The UK government, Nuclear Decommissioning Authority (NDA) and the regulators (the Environment Agency and the ONR) supported the partnership by providing papers, presentations and advice, commenting on matters within their remits, and participating in public events.

The partnership produced its final report in July 2012. The Councils were due to make decisions about entering the next stage of the siting process in October 2012, but delayed their decisions until 2013 in order to obtain more information from government.

The organisation to deliver the GDF in the UK is now part of the NDA and is known as the Radioactive Waste Management Directorate (RWMD). The RWMD are continuing to do work on standards for the conditioning and packaging of radioactive waste for long-term management.

The Scottish government’s policy is for the long-term management of higher activity radioactive waste in near-surface facilities. Waste managers and site operators in Scotland will need to comply with this policy and reflect it in their forward planning assumptions.

Management of solid low-level radioactive waste (LLW)

UK policy for the long-term management of solid LLW (published in 2007) covers all aspects of the generation, management and regulation of solid LLW and applies to waste producers and managers, NDA, regulatory bodies, Food Standards Agency, waste disposal facility operators, regional planning bodies and planning authorities.

The NDA is responsible for maintaining and implementing the UK’s national strategy dealing with solid LLW from the nuclear industry (published in 2010). The strategy targets the better application of the waste hierarchy to reduce the amount of solid LLW generated and hence reduce the reliance on disposal.

United States

The nuclear power industry in the United States (US) is the largest in the world. There are 104 operating commercial nuclear reactors in the US. 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 2012, installed capacity in the United States totalled 101.4 GWe (net).

Nuclear power generation

In 2012, total electricity generation in the US amounted to 3 899 net TWh (terawatt hours), with nuclear power plants generating 769 net TWh, according to the US Energy Information Administration’s (EIA) data. Total electricity generation from all sources in 2012 did not set a record. Nuclear generation still comprises approximately 20% of total generation in the United States. The percent share has remained relatively constant because performance has increased over the years.

Status of the nuclear power programme

The following sections describe progress made during 2012 in the US nuclear power programme.

Early site permit (ESP)

Through the early site permit (ESP) process, the Nuclear Regulatory Commission (NRC) approves one or more sites for a nuclear power plant. Once issued the ESP is valid for 10 to 20 years and can be renewed for an additional 10 to 20 years. The issuance of an ESP is independent of an application for a construction permit (CP) or a combined operating licence (COL). To date, the NRC issued ESPs for four sites. No new ESPs were issued in 2012, and no new ESP applications were received. During 2012, one ESP application was withdrawn, and one ESP application was under review.

Combined operating licence (COL)

Under current licensing regulations, the NRC may issue a combined construction and operating licence (in the past, separate construction permits and operating licences were issued). When the applicant uses an NRC-certified design, safety issues related to the design have been resolved, and the focus of the licensing review is the quality of reactor construction. A total of 18 COL applications were filed between 2007 and 2009; no applications for COLs have been filed since 2009. As of 31 December 2012: one COL was withdrawn, one COL was deferred, four COLs were suspended, ten COLs are under active review, and two COLs were issued. 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. On 30 March 2012, the NRC voted to approve South Carolina Electric & Gas Company's COL to build two new Westinghouse AP1000 reactors, Virgil C. Summer units 2 and 3, near Columbia, South Carolina. The Vogtle and Virgil C. Summer units are the first to be constructed in the US in over 30 years, and completion of the nuclear island basemats for Vogtle unit 3 and Virgil C. Summer unit 2 is expected in early 2013. Although under review, the NRC may not approve further COLs pending the resolution of the Waste Confidence issue in 2014; the Waste Confidence issue is described in more detail in a subsequent section of this country report.

New reactor design certification

Under current licensing regulations, 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 by the NRC is independent of applications to construct or operate a new nuclear power plant. A design certification is valid for 15 years and can be renewed for 10 to 15 years. As of 31 December 2012, the NRC issued design certifications for four designs, including the Westinghouse AP1000. In addition to several amendments to the four previously certified designs, the NRC is reviewing the applications for three design certifications, including the US advanced pressurised water reactor (APWR), the US evolutionary power reactor (EPR) and the economic simplified boiling water reactor (ESBWR).

Small modular reactors (SMR)

Small modular reactor (SMR) technology differs from traditional, large-scale light water reactor (LWR) technology in both reactor size and plant scalability. SMRs are typically less than 300 megawatts and can be built in modular arrangements. Traditional reactors are generally 1 000 megawatts or larger, while the initial estimates for scalable SMRs range from 45 to 225 megawatts. SMRs are small enough to be fabricated in factories and can be shipped to sites via barge, rail, or truck. These factors may reduce both capital costs and construction times, potentially reducing the financial risk associated with larger nuclear investments. The smaller capacity of SMRs may make them suitable for small electric grids and sites that cannot support large reactors, offering utilities the flexibility to scale production as demand changes. The actual construction of a large nuclear power plant can take up to five years or more. SMRs have a projected construction period of three years.

In March 2012, the US Department of Energy (DOE) announced its intention to provide USD 450 million in funding to assist in the initial development of SMR technology. Through cost-sharing agreements with private industry, DOE solicited proposals for promising SMR projects that have the potential to be licensed by the NRC and achieve commercial operation by 2022. In November 2012, DOE announced the selection of Babcock & Wilcox, in partnership with the Tennessee Valley Authority (TVA) and Bechtel International, to cost share the work to prepare a licence application for up to four SMRs at TVA's Clinch River site in Oak Ridge, Tennessee.

While SMRs may offer several potential advantages, there are several issues identified by the NRC that will need to be reviewed before it issues a design certification. In August 2012, the NRC provided Congress with a report addressing the licensing of reactors, including SMRs. The ultimate path to commercialisation and competitiveness for SMRs is to develop the infrastructure to manufacture the modules in factories, standardise the assembly process, and then ship the completed units to the plant site.

Licence renewal

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. Operating licences are renewed by the NRC for a period of 20 years. As of 31 December 2012, the NRC has granted licence renewals to 73 of the 104 operating reactors in the US. In 2012, the NRC approved licence renewals for Columbia Generating Station (Washington) and Pilgrim unit 1 (Massachusetts); no new applications for licence renewals were received in 2012. NRC is currently reviewing licence renewal applications for 15 reactors to operate for 60 years and expects to receive applications from 13 more reactors between 2013 and 2017. Although under review, the NRC may not approve further licence renewals pending the resolution of the Waste Confidence issue in 2014; the Waste Confidence issue is described in more detail in a subsequent section of this country report.

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 2015.

Power uprates

Power uprates are implemented as a means of increasing reactor capacity by increasing the maximum power level at which a nuclear reactor may operate. During 2012, the NRC approved power uprates for Shearon Harris unit 1 (North Carolina), Turkey Point units 1 and 2 (Florida), St. Lucie units 1 and 2 (Florida) and Grand Gulf unit 1 (Mississippi). As of 31 December 2012, the NRC had approved 146 power uprates, which could add about 6 823 MWe to the generating capacity in the US, once implemented. Not all approved uprates have been implemented at US reactors. Uprates are under review for 16 reactors, totalling nearly 1 039 MWe. In addition to those already under review, the NRC expects to receive an additional nine requests for power uprates between 2013 and 2017, totalling nearly 545 MWe. Approval of uprates by the NRC is not affected by the pending resolution of the Waste Confidence issue.

Resumed construction

In 1988, TVA halted construction on Watts Bar unit 2 in Tennessee and Bellefonte unit 1 in Alabama; 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 late 2015. In August 2011, TVA decided to complete construction of the 1 260 MWe Bellefonte unit 1; construction at Bellefonte will follow the conclusion of work at Watts Bar 2.

Retirements

In 2011, Exelon Corporation announced the 2019 early retirement of the 614 MWe Oyster Creek plant (New Jersey); in 2012, Dominion announced the 2013 early retirement of the 556 MWe Kewaunee plant (Wisconsin). Both Oyster Creek and Kewaunee were issued licence renewals that would have permitted continued operation until 2029 and 2033, respectively. On 5 February 2013, Progress Energy Florida, a subsidiary of Duke Energy, announced the retirement of Crystal River unit 3 (Florida); the plant has been shut down since 2009 to address containment structural issues. No commercial nuclear power plants were retired in 2012.

US response to the accident at Fukushima Daiichi

In response to the accident at Fukushima Daiichi in March 2011, the US NRC and the US nuclear industry initiated an immediate co-ordinated response to the accident as well as long-term actions to assure the safety of operating and planned US reactors. The NRC conducted a systematic and methodical review of its own processes and regulations in light of the accident at Fukushima Daiichi, and on 12 July 2011, the NRC's Near-Term Task Force released its report, *Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century*. The report contains 12 overarching recommendations, with detailed recommendations for both short- and long-term actions for consideration, and prioritised the implementation of the recommendations.

In order to address the short-term recommendations, on 12 March 2012, the NRC issued three Orders that require nuclear power plants to implement requirements related to lessons learned from the Fukushima Daiichi accident. In all cases, the NRC stated that it remains safe for the existing fleet of reactors to continue operating while implementing the Orders. All Orders were effective immediately and will remain so unless superseded by another Order or rule. All Orders contain time tables for responses and actions.

- All Mark I and II boiling water reactors (BWRs) must have reliable hardened containment venting capability. This may require improving or replacing existing containment ventilation systems.
- Reactors will need to install enhanced spent fuel pool water level monitoring instrumentation to replace the currently installed, narrow-range instrumentation that is generally incapable of measuring events that deviate considerably from normal.
- Reactors will need to be capable of responding to a simultaneous, multi-unit event to ensure that the reactors and spent fuel pools remain cooled. The NRC Order specifies a three-phase approach involving: 1) use of installed on-site resources, 2) use of portable on-site equipment, and 3) indefinite use of off-site resources.

Operating reactors must complete modifications within two refuelling cycles after submitting an integrated plan or by 31 December 2016, whichever comes first. The integrated plan must be submitted by 28 February 2013. Initial status reports were due in 60 days. Any reactor with a construction permit issued under 10 CFR Part 50 will be required to comply with the above Orders prior to receiving an operating licence. Any reactor issued a COL under 10 CFR Part 52 must implement all requirements in the Orders prior to initial fuel load. Compliance assessments are underway at nuclear power plants. The requirements of the Orders will remain in place until superseded by rulemaking.

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 to the accident. 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, the detailed report was provided to US industry, the NRC, and Congress. The nuclear industry, through NEI, developed 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 that it began implementing in 2012. The FLEX approach was informed by the industry's response to the 11 September 2011 terrorist attacks in the US. Two regional response centres have been established near Memphis, Tennessee and Phoenix, Arizona. From these regional response centres, critical emergency equipment can be delivered to nuclear power plants within 24 hours. The regional response centres are expected to be fully operational by August 2014.

Fuel cycle

The once-through fuel cycle is the present US policy regarding the disposition of spent nuclear fuel. 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 United States for the period 2012 to 2035 are projected to increase from 23 083 tU in 2012 to 24 733 tU in 2035 (high nuclear case). This increase is based on the possibility that some new nuclear power plants may apply for or receive licence renewals to operate for an 80-year extended life cycle as well as the advent of new deployed nuclear technology.

Uranium production

As of the end of 2012, one US uranium mill was operating, two mills were in standby status and one planned mill was under development. During this same period, five in situ leaching (ISL) plants were operating, two were on standby (permitted and licensed), two were under development (partially permitted and licensed), and seven ISL plants were planned. Total shipments of uranium concentrate from US mill and ISL plants were 4 154 tU in 2012, 2% less than in 2011. The NRC is currently reviewing 9 applications for new facilities, expansions, or renewals, and anticipates receiving 18 additional applications between 2013 and 2014.

Uranium conversion

The US has one uranium conversion plant operated by ConverDyn, Inc., located at Metropolis, Illinois. During a mid-2012 annual maintenance outage, the NRC conducted a post-Fukushima safety inspection of this facility. Necessary upgrades are being made to address such issues as seismic hardening and emergency planning. The facility, expected to restart in mid-2013, has a nameplate production capacity of approximately 15 000 metric tons per year of uranium hexafluoride (UF₆).

Uranium enrichment

Currently, USEC Inc. operates the U. S. gaseous diffusion enrichment facility (leased from the US Department of Energy [DOE]) at Paducah, Kentucky. Gas centrifuge and laser enrichment projects are in varying stages of completion. In November 2012, URENCO USA submitted a licence amendment request to the NRC to increase its enrichment capacity at its gas centrifuge facility in New Mexico to 10 million SWU (separative work units) by 2020. The plant commenced operations in June 2010 and is operating at a capacity of 2 million SWU. On 12 October 2011, AREVA's Eagle Rock Enrichment Facility in Idaho received its 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; however, construction of its commercial demonstration cascade is expected to be completed in early 2013. The operating licence application for GE-Hitachi Nuclear Energy's Global Laser Enrichment facility in North Carolina was issued by the NRC in September 2012; a commercialisation decision must still be made by the GE-Hitachi Nuclear Energy. Most of these planned facilities are targeting to be fully operational in the 2015 to 2018 timeframe, though schedules remain flexible.

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). The HEU is blended down to LEU in Russia, and then shipped to the United States. The contract between the United States and the Russian Federation provides that Russia receives the SWU value of the LEU at the time of delivery. So far, the Megatons-to-Megawatts programme has converted 472.5 metric tons of HEU into 13 603 metric tons of LEU, equivalent to eliminating 18 899 warheads. As of 31 December 2012, the programme, which will expire in 2013, had not been extended. Even though the Megatons-to-Megawatts programme will expire in 2013, USEC signed a ten-year contract with TENEX in March 2011 to supply commercial origin Russian LEU, commencing in 2011 and continuing through 2022.

Re-enriched tails

The DOE and the Bonneville Power Administration initiated 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 Energy Northwest's 1 190 MWe Columbia Generating Station between 2007 and 2015. In mid-2012, Energy Northwest and USEC in conjunction with the DOE developed a new plan

to re-enrich a portion of DOE's high-assay tails. The resulting LEU will be used to fuel Energy Northwest's Columbia Generating Station through 2028; Energy Northwest will provide some LEU to TVA starting in 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 (DUF₆) to a more stable form (depleted uranium dioxide – DUO₂) by removing fluoride. The Paducah and Portsmouth facilities were fully operational on 30 September 2011 and have annual deconversion capacities of 18 000 t and 13 500 t, respectively. Both facilities are operating at steady state capacities.

In 2009, International Isotopes Fluorine Inc. submitted a licence application to the NRC to build the first large, commercial deconversion facility in New Mexico. In October 2012, the NRC issued a forty-year licence for the construction and operation of the fluorine extraction process and depleted uranium deconversion plant. Operations are expected to commence in 2014 with an initial processing capacity of about 3 600 t that is expected to increase to about 6 500 t by 2016. The plant has a provisional contract to provide deconversion services to LES's URENCO USA enrichment facility in New Mexico.

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 Department of Energy's Savannah River site in South Carolina, beginning in 2019, using surplus military plutonium to fabricate fuel for commercial reactors. 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; no decision has been made.

Nuclear waste management

Commercial nuclear power reactors currently store most of their spent nuclear fuel (SNF) on-site at the nuclear plant, although a small amount has been shipped to off-site facilities. EIA projected that in 2012 US reactors discharged ~2 248 tHM, and the spent fuel inventory in the US was ~67 448 tHM as of December 2012.

In June 2008, the DOE submitted a licence application to the NRC to receive authorisation to begin construction of a repository at Yucca Mountain, and in September 2008, the NRC formally docketed the application. President Obama announced in March 2009 that the proposed permanent repository at Yucca Mountain "was no longer an option", and that 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 publicly supported 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.

Waste Confidence Rule

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

In December 2010, with the termination of the repository programme at Yucca Mountain, the Waste Confidence Rule was amended to state that spent nuclear fuel could be stored safely at reactor sites for 60 years following reactor shutdown. On 8 June 2012, the US Court of Appeals for the District of Columbia Circuit struck down the NRC's 2010 amendment of the Waste Confidence Rule and stated that NRC should have analysed the environmental consequences of never building a permanent waste repository, and that the discussion of potential spent fuel pool leaks or fires was inadequate.

The NRC issued an order on 7 August 2012 that suspended actions related to issuing operating licences and licence renewals. The NRC is currently analysing the potential impacts on licensing reviews and developing a proposed path forward to meet the Court's requirements. Until the NRC revises the Waste Confidence Rule, reactor operating licences and operating licence renewals will not be issued by the NRC. Licensing reviews and proceedings will continue; however, Atomic Safety and Licensing Boards hearings are suspended pending further NRC guidance. NRC expects to issue a revised Waste Confidence Rule in 2014.

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. 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 4 billion for the “front end” of the nuclear fuel cycle on 30 June 2008. On 20 May 2010, the DOE reached a conditional agreement for USD 2 billion in loan guarantees with AREVA for the Eagle Rock Enrichment Facility in Idaho, 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 the two Vogtle AP1000 reactors in Georgia.
- *Production tax credits* – The first 6 000 MWe of deployed nuclear power will be eligible for an USD 18/MWh tax credit for the first eight years of their operations. To receive the production tax credit, plants must be operational on or before 31 December 2020. The production tax credit will be applied on a pro rata basis to those qualifying for the 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

La décision allemande de cesser d'utiliser l'énergie nucléaire pour la production industrielle d'électricité a été inscrite dans une loi, votée en avril 2002, qui fixe les quantités d'électricité résiduelle que les centrales nucléaires sont autorisées à produire avant leur fermeture. Ces quantités ont été calculées en fonction de la production totale de chaque centrale sur une durée de vie moyenne de 32 ans, le principe étant d'arrêter les centrales lorsqu'elles auront fourni les quantités prévues par la loi.

À l'automne 2010, le gouvernement fédéral a adopté une nouvelle stratégie énergétique qui trace la voie de la transition du pays vers l'ère de l'énergie renouvelable. L'électronucléaire y est considéré comme une « technologie de transition », utilisable le temps que les énergies renouvelables soient suffisamment fiables et rentables 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 de la nouvelle stratégie énergétique, 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.

Au lendemain de l'accident survenu à la centrale de Fukushima en mars 2011, il importait de repenser le rôle et de réévaluer les risques de l'électronucléaire. C'est dans cette optique que le gouvernement fédéral a décidé, le 15 mars 2011, de lancer un réexamen exhaustif de la sûreté de toutes les centrales nucléaires allemandes. À cette époque, huit tranches ont été déconnectées du réseau. La *Reaktorsicherheitskommission* (RSK – Commission de la sûreté des réacteurs) a rendu son rapport en mai 2011. Parallèlement, une nouvelle commission indépendante, l'*Ethikkommission für eine sichere Energieversorgung* (Commission d'éthique pour un approvisionnement énergétique sûr), émettait un avis 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 prises à l'été 2011.

Le 30 juin 2011, le *Bundestag* a décidé, à une très large majorité, que la production électronucléaire allemande cesserait au plus tard à la fin de 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 neuf autres tranches seront progressivement arrêtées dans l'ordre suivant : Grafenrheinfeld d'ici fin 2015, Gundremmingen B d'ici fin 2017, Philippsburg 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.

Belgique

L'année 2012 fut assez difficile. Après l'élaboration d'un plan de production électrique destiné à garantir la sécurité de la fourniture d'électricité du pays à court, à moyen et à long terme, le gouvernement a approuvé un nouveau calendrier de fermeture des réacteurs nucléaires. La précédente décision de fermer tous les réacteurs de plus de 40 ans d'exploitation a été maintenue. Toutefois, une exception a été faite pour le réacteur de tranche 1 de Tihange qui a bénéficié d'une prolongation de dix ans de son exploitation (ce qui reporte sa fermeture programmée à 2025). Cette décision doit encore être confirmée par le Parlement qui doit pour cela modifier la loi de sortie du nucléaire de 2003. Un projet de texte contenant quelques autres adaptations de la loi a été établi.

Une inspection de routine des cuves des réacteurs 3 de Doel et 2 de Tihange a été effectuée en 2012 à l'aide d'un nouvel équipement de contrôle par ultrasons. Plusieurs signes de fissures ont été découverts, conduisant à arrêter provisoirement ces deux réacteurs. Un programme complet d'évaluation a alors été lancé afin d'établir un dossier de justification du redémarrage des réacteurs. Ce dossier devait démontrer que les indices de fissures ne présentent pas un danger pour l'intégrité structurelle des cuves des réacteurs.

Fin 2012, cette évaluation n'est pas terminée. En mai 2013, les autorités de sûreté belges ont publié un rapport sur le sujet concluant que la sûreté des cuves des réacteurs n'était pas compromise par la présence de ces fissures et ont rendu un avis positif concernant le redémarrage de ces deux réacteurs.

Comme mentionné dans de précédents rapports, le gouvernement belge a approuvé l'installation à Dessel d'un centre de stockage en surface pour les déchets de faible et moyenne activité à vie courte. L'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF/NIRAS) a établi le dossier de sûreté indispensable pour obtenir des autorités de sûreté une autorisation de construction et d'exploitation. En 2011, la Belgique a demandé à l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) d'organiser une expertise des principaux aspects de ce dossier de sûreté. L'expertise s'est achevée au mois de septembre 2012. Ses principales conclusions ont été communiquées aux parties prenantes belges. En substance, la stratégie de la Belgique pour garantir la sûreté à long terme de l'installation et la méthodologie employée pour évaluer cette sûreté sont globalement crédibles et robustes. Le rapport contient également des recommandations concernant les futures activités de RD, les améliorations de la conception et la présentation des résultats. Le dossier de sûreté a donc été adapté pour tenir compte de ces recommandations puis soumis aux autorités de sûreté au début de l'année 2013.

Les années précédentes ONDRAF/NIRAS avait présenté aux pouvoirs publics un dossier sur la gestion à long terme des déchets de moyenne et de haute activité à vie longue. Cette présentation était l'aboutissement d'une longue période préparatoire qui avait vu l'organisation de plusieurs enquêtes et de consultations dans le cadre d'un forum citoyen, la réalisation d'une étude stratégique d'impact sur l'environnement et une vaste consultation publique. L'objectif du dossier est d'obtenir une décision de principe sur le stockage de ces types de déchets en profondeur dans de l'argile peu indurée (argile de Boom ou argiles yprésiennes). A la fin de l'année 2012, le gouvernement examinait le dossier.

En 2012, la Belgique a continué de soutenir l'action du Groupe à haut niveau sur la sécurité d'approvisionnement en radioisotopes médicaux (HLG-MR) de l'AEN. Elle a poursuivi ses efforts pour mettre en œuvre les principes stratégiques approuvés par le HLG-MR et le Comité de direction de l'AEN afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en isotopes médicaux. Le réacteur BR2 de SCK•CEN (Centre d'étude de l'énergie nucléaire) à Mol et l'installation de traitement des cibles de l'Institut national des radioéléments (IRE) à Fleurus n'ont cessé de fonctionner normalement, contribuant ainsi la fiabilité de l'approvisionnement.

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

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

Canada

Uranium

En 2012, le Canada a produit 8 998 tonnes d'uranium (t d'U) soit environ 16 % de la production mondiale. L'uranium canadien provient exclusivement de mines situées dans le nord de la Saskatchewan.

La mine de McArthur River et l'usine de Key Lake, toutes deux exploitées par Cameco Corporation, sont respectivement la plus grande mine d'uranium à forte teneur et la plus importante usine de traitement du monde. Toujours en tête des centres de production, le site de Key Lake a produit 7 520 t d'U en 2012.

La mine et l'usine de Rabbit Lake, détenues à 100 % et exploitées par Cameco Corporation, ont produit 1 479 tU en 2012. Des forages de prospection entrepris la même année ont permis de délimiter des ressources supplémentaires, prolongeant la durée de vie de la mine jusqu'en 2017 au moins.

La mine et l'usine de McClean Lake sont exploitées par AREVA Resources Canada Inc. La production a été suspendue en juillet 2010 lorsque les stocks de minerai constitués pendant la phase d'exploitation à ciel ouvert se sont épuisés. La production de l'usine devrait reprendre au deuxième semestre de 2013, avec l'arrivée de l'uranium à forte teneur de la mine de Cigar Lake.

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

Le nucléaire représente un pan important du parc électrique du pays. En 2012, il a permis de satisfaire 15 % de la demande totale d'électricité du Canada selon les estimations (plus de 50 % en Ontario) et 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. Candu Énergie est en effet jugée en bonne position pour soutenir la concurrence, établir des partenariats et mener à bien de nouveaux projets dans le secteur de l'électronucléaire.

En 2012, le gouvernement a lancé la deuxième étape de la restructuration d'EACL qui doit principalement décider du sort des Laboratoires nucléaires de cette entreprise. Il a reçu 46 réponses à sa demande d'expression d'intérêt, qui proviennent du secteur privé, de milieux universitaires, de collectivités locales et d'associations professionnelles. La restructuration des laboratoires s'appuie sur les contributions des diverses parties prenantes, des modèles financiers, des analyses de la gouvernance, entre autres, pour instiller dans la gestion et le fonctionnement de l'organisation plus de transparence et de sens des responsabilités ainsi que la rigueur et l'efficacité du secteur privé. Il s'agit de centrer les activités de ces laboratoires sur :

- les responsabilités de l'État fédéral concernant la gestion des déchets et le démantèlement ;
- la préservation des moyens en sciences et technologies nucléaires dont a besoin le gouvernement fédéral pour assumer son rôle et ses responsabilités nucléaires – depuis la protection de la santé et la sécurité du public jusqu'à la sécurité et la protection de l'environnement ;
- la possibilité pour l'industrie d'accéder, aux tarifs pratiqués sur les marchés, à l'expertise scientifique des laboratoires en sciences nucléaires.

Perspectives de construction

Le projet de construction d'une centrale nucléaire en Ontario (projet de construction de Darlington) progresse toujours de manière satisfaisante. En 2012, le gouvernement canadien a approuvé l'évaluation environnementale, et la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a délivré un permis de préparation de l'emplacement, c'est à dire le premier des trois permis nécessaires pour pouvoir construire et exploiter une nouvelle installation nucléaire au Canada. Par ailleurs, Ontario Power Generation (OPG) a conclu deux contrats avec des entreprises pour l'établissement des plans détaillés de la construction, des calendriers de réalisation et des estimations des coûts. Le gouvernement de l'Ontario s'appuiera sur leurs rapports, qui devraient être disponibles au cours de l'été 2013, pour décider de donner ou non son feu vert à la construction de ces réacteurs.

Rénovation

Les travaux de réfection des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce A, en Ontario, ainsi que de la centrale de Point Lepreau, dans le New Brunswick, sont terminés. Ces tranches ont été remises en service à l'automne

2012. L'entreprise Bruce Power étudie les possibilités de prolonger la durée de vie des autres tranches qu'elle exploite sur le lac Huron et a investi plus de 500 millions CAD dans la prolongation de la durée de vie des tranches 3 et 4 de Bruce A jusqu'en 2020 environ.

L'entreprise OPG applique la stratégie d'investissement en deux phases qu'elle a annoncée en 2010 pour ses centrales de Pickering et Darlington. Premièrement, elle a engagé 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 200 millions CAD dans des travaux afin de garantir la sûreté et la fiabilité de fonctionnement de la centrale de Pickering jusqu'en 2020, date à laquelle la centrale aura atteint la fin de sa vie. OPG procèdera alors au démantèlement de cette centrale.

Démantèlement

Le 28 décembre 2012, la centrale de Gentilly-2 a cessé de fonctionner. Un plan de démantèlement à long terme est à l'étude.

Développement responsable des ressources

En 2012, le gouvernement canadien a lancé le plan Développement responsable des ressources dont l'objectif est de rationaliser le processus d'examen des grands projets d'exploitation des ressources du pays. La CCSN s'est engagée dans ce plan à respecter des échéanciers stricts complets pour l'instruction des projets de développement nucléaire. La CCSN disposera ainsi d'un délai de 24 mois pour instruire les dossiers et prendre les décisions qui lui reviennent avant la délivrance des permis de préparation de l'emplacement des futures installations nucléaires de catégorie 1. Cet échéancier sera également applicable à la partie qui lui revient des instructions et des décisions prévus dans le cadre des permis de préparation de l'emplacement et de construction de nouvelles mines et usines de traitement de l'uranium.

Actualité internationale

Réacteurs CANDU à l'étranger

À l'heure actuelle, il existe neuf réacteurs CANDU 6 en exploitation hors du Canada : quatre en République de Corée, deux en République populaire de Chine, deux 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 créée afin de mettre au point en collaboration la prochaine génération de systèmes nucléaires qui produiront de l'énergie dans des conditions sûres, durables et fiables et à des prix concurrentiels. 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 travaille surtout à la mise au point de l'un des six systèmes sélectionnés par le GIF : le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC). Ce système est pour lui l'évolution la plus naturelle de la technologie CANDU (CANada's Deuterium Uranium), le système sur lequel il peut mobiliser l'expertise acquise avec les CANDU et les installations de recherches qui y sont consacrées et qui lui permet ainsi de contribuer le plus efficacement à ces études et recherches.

Initiatives et accords bilatéraux

Au mois de juillet 2012, le Canada et la Chine ont signé un Protocole complétant l'Accord de coopération entre le Canada et le gouvernement de la République de Chine en matière d'utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire, qui date de 1994, afin de faciliter les exportations en Chine de concentrats d'uranium canadiens. Ce protocole est parfaitement conforme aux politiques et obligations de longue date du Canada en matière de non-prolifération nucléaire et garantit que l'uranium canadien sera utilisé à des fins exclusivement civiles et pacifiques dans le programme nucléaire chinois.

La conclusion, en novembre 2012, d'une Entente adaptée marque une avancée vers la mise en œuvre de l'Accord de coopération nucléaire entre le Canada et l'Inde.

Modernisation de la loi sur la responsabilité civile

Le gouvernement canadien s'est engagé à adopter la législation nécessaire à la mise à jour et au renforcement de son régime de responsabilité civile nucléaire. 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. Il y a lieu d'espérer qu'un nouveau projet de loi sera déposé en 2013, en fonction des préoccupations du gouvernement.

Déchets de combustible nucléaire

Gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire

Pour gérer sur le long terme son combustible irradié, le Canada a adopté la démarche du nom de « gestion adaptative progressive » (GAP), qui consiste à confiner et à isoler ces déchets dans des formations géologiques. 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. La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) est chargée de la mise en œuvre de cette solution avec les fonds des propriétaires des déchets de combustible nucléaire.

Après la décision du gouvernement de retenir la solution de la GAP en 2007, la SGDN a mis au point un processus afin de trouver une commune bien informée et consentante possédant un site sûr adapté à la construction d'un stockage en formation géologique. Ce processus en neuf étapes a été élaboré, affiné et finalisé dans le cadre d'une démarche de concertation publique de deux ans.

En mai 2010, la SGDN a donc lancé le processus de choix du site en invitant les communes à s'informer sur le projet de GAP et sur les plans du pays pour gérer en toute sécurité son combustible nucléaire irradié à long terme. La phase d'appel à manifestation d'intérêt a été close le 30 septembre 2012. Au 31 décembre 2012, 21 communes avaient engagé un dialogue avec la SGDN afin de se renseigner sur le projet qu'elles jugent susceptible de les intéresser.

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.

Stockage en formation géologique des déchets de faible et moyenne activité

OPG propose de construire sur le site nucléaire de Bruce à Kincardine, en Ontario, un stockage géologique qui sera destiné à la gestion sûre et à long terme de ses déchets de faible et moyenne activité. Le 24 janvier 2012, le ministre fédéral de l'Environnement et le Président de la CCSN ont annoncé la constitution d'une commission d'examen mixte constituée de trois personnes afin d'examiner les effets du projet d'OPG sur l'environnement. Cette commission devrait organiser des auditions publiques à l'automne 2013. Ensuite, elle remettra son rapport pour examen au ministre de l'Environnement. Si les conclusions de l'examen sont satisfaisantes, un permis de préparation de l'emplacement/construction sera accordé, et la construction pourra commencer en 2014-15, auquel cas l'installation pourra commencer à recevoir des déchets en 2020.

Espagne

Politique de l'Espagne

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

Production nucléaire

En 2012, les centrales nucléaires ont assuré environ 20,5 % de la production totale nette d'électricité du pays, soit 6,4 % de plus que l'année précédente, ce qui s'explique par le nombre plus réduit d'arrêts pour rechargement des réacteurs. Le facteur de charge moyen du parc de centrales nucléaires a atteint 88,8 %.

L'arrêt définitif de la centrale de Santa María de Garoña devrait avoir lieu le 6 juillet 2013.

Amont du cycle du combustible

En 2012, l'usine de combustible nucléaire de Juzbado a produit 918 assemblages combustibles contenant 357,4 t d'U. Soixante-quinze pour cent de cette production (690 assemblages contenant 252,1 t d'U) ont été exportés à destination de l'Allemagne, de la Belgique, de la France et de la Suède. Les concentrés d'uranium provenaient de la Fédération de Russie (34,4 %), de la Namibie (25,5 %), du Niger (15,0 %), de l'Afrique du Sud (4,4 %) et de la revente d'UFE (20,7 %) dans le contexte de l'accord américano-russe d'achat d'UHE.

Aval du cycle du combustible

En aval du cycle du combustible, la principale avancée de 2012 a été le démarrage de la procédure d'autorisation de l'*Almacén Temporal Centralizado* (ATC), le centre national d'entreposage du combustible usé et des déchets de haute activité. Le 30 décembre 2011, le gouvernement avait officiellement sélectionné la municipalité de Villar de Cañas (province de Cuenca) pour l'implantation du centre. Villar de Cañas est l'une des 14 communes ayant volontairement choisi de répondre favorablement à l'appel public à candidatures de fin 2009.

Toujours en 2012, après l'acquisition des terrains où sera implanté le centre, la caractérisation précise du site (étude des caractéristiques géographiques, géotechniques, sismiques, géologiques, hydrogéologiques, etc.) ainsi que toutes les activités nécessaires à la passation des principaux contrats d'ingénierie ont débuté.

Par la suite, le centre devra recevoir son autorisation d'exploitation. Conformément à la réglementation sur les installations nucléaires et radioactives, la procédure commence par une évaluation préliminaire du site et la délivrance d'une autorisation de construction. Selon les prévisions actuelles, la mise en service du centre aurait lieu en 2017.

S'agissant des installations d'entreposage implantées sur les sites des centrales nucléaires, il en existe deux en service et une troisième en cours d'autorisation.

L'installation d'El Cabril reçoit les déchets de faible et moyenne activité produits dans les installations nucléaires et radioactives. Au 31 décembre 2012, 28 780 m³ de déchets y étaient stockés.

Cette installation possède également 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 2012, 6 500 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

La loi n° 15/2012 du 27 décembre sur les mesures fiscales relatives à la durabilité de l'énergie prévoit de soumettre la production d'énergie à de nouvelles taxes. En particulier, deux taxes concernent spécifiquement les installations ou activités nucléaires : la première s'applique à la production de combustible usé et de déchets radioactifs à des fins de production d'électricité ; la seconde est liée à l'entreposage de combustible usé et de déchets radioactifs dans des installations centralisées.

États-Unis

Avec 104 réacteurs de puissance en service, le secteur nucléaire des États-Unis est le plus important du monde. Il recouvre la plupart des étapes du cycle du combustible – de l'exploration et de l'extraction de l'uranium jusqu'au stockage des déchets radioactifs à l'exception du retraitement – et importe de nombreux biens et services. Au 31 décembre 2012, la puissance installée totale du pays s'élevait à 101,4 GWe (nets).

Production électronucléaire

D'après les statistiques de l'*Energy Information Administration* (EIA), les États-Unis ont en 2012 produit 3 899 TWh nets, dont 769 TWh nets dans des centrales nucléaires. Cette année-là, la production totale d'électricité, toutes sources confondues, est restée inférieure au niveau record national. Les centrales nucléaires produisent toujours environ 20 % de l'électricité du pays, un pourcentage relativement constant du fait de l'augmentation régulière de leurs performances au fil des ans.

Point sur le programme nucléaire

Les sections ci-après décrivent les avancées du programme nucléaire américain en 2012.

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. Une fois accordée, l'autorisation est valable pendant 10 à 20 ans et peut être renouvelée pour 10 à 20 années supplémentaires. Sa délivrance est indépendante de la demande d'une autorisation de construction ou d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation. À ce jour, quatre sites bénéficient d'une telle autorisation. En 2012, La NRC n'en a accordé aucune nouvelle et n'a reçu aucune nouvelle demande de ce genre ; l'une des demandes qui avait été déposée a été retirée et une autre demande a été examinée.

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 (autrefois, les autorisations de construction et d'exploitation étaient accordées séparément). Lorsque le demandeur utilise une conception homologuée par la NRC, les questions relatives à la sûreté de la filière ont déjà été traitées donc la procédure d'autorisation porte principalement sur la qualité de la construction du réacteur. La NRC a reçu 18 demandes d'autorisation combinée entre 2007 et 2009 mais aucune nouvelle demande après cette date. Au 31 décembre 2012, une autorisation combinée avait été retirée, une autre avait été reportée, quatre avaient été suspendues, dix étaient en cours d'examen et deux avaient été accordées. En effet, 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), puis, le 30 mars 2012, elle faisait de même pour la *South Carolina Electric & Gas Company* en vue de la construction de deux autres réacteurs Westinghouse AP1000, les futures tranches 2 et 3 de la centrale Virgil C. Summer, près de Columbia (Caroline du Sud). Ces quatre réacteurs seront les premiers construits dans le pays depuis plus de 30 ans. Le bétonnage des radiers de la tranche 3 de Vogtle et de la tranche 2 de Virgil C. Summer devait s'achever

au début de 2013. Bien que les procédures d'examen se poursuivent, la NRC pourrait ne pas accorder d'autre autorisation combinée avant 2014, c'est-à-dire tant que la question de la *Waste Confidence Rule* ne sera pas résolue. Cette question est présentée en détail plus loin dans le présent rapport national.

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 par la NRC d'une conception de réacteur est indépendante des demandes d'autorisations de construction ou d'exploitation. Une homologation de conception est valable pendant 15 ans et peut être renouvelée pour 10 à 15 années supplémentaires. Au 31 décembre 2012, la NRC avait homologué quatre conceptions, dont celle du réacteur Westinghouse AP1000. Outre plusieurs modifications des quatre conceptions homologuées, la NRC instruit actuellement les demandes d'homologation de trois nouvelles conceptions, à savoir l'*Advanced Pressurised Water Reactor (APWR)*, l'*Evolutionary Power Reactor (EPR)* et l'*Economic Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR)*.

Réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP)

Les réacteurs de petite et moyenne puissance (RPMP) diffèrent des réacteurs à eau ordinaire classique par leur taille qui, de surcroît, peut être adaptée. Alors que la puissance des réacteurs traditionnels peut dépasser 1 000 MW, celle des RPMP serait, d'après les premières estimations, comprise entre 45 et 225 MW et reste généralement en deçà de 300 MW. De plus, la structure des RPMP peut être modulaire. Les RPMP sont suffisamment compacts pour être fabriqués en usine puis acheminés jusqu'aux sites par la mer, le rail ou la route, ce qui a pour effet de réduire à la fois leurs coûts en capital et leurs délais de construction. Par conséquent, les risques financiers sont potentiellement plus faibles que ceux des gros projets nucléaires. Du fait de leur puissance réduite, les RPMP peuvent être raccordés à des réseaux électriques de taille réduite ou être installés sur des sites qui ne peuvent pas accueillir de centrale classique. En outre, leur flexibilité permet aux exploitants d'adapter la production aux variations de la demande. Alors que la construction d'une grande centrale peut nécessiter au moins cinq ans de travaux, celle d'un RPMP ne devrait pas dépasser trois ans.

En mars 2012, le *Department of Energy (DOE – ministère de l'Énergie)* a annoncé qu'il consacrerait un fonds de 450 millions USD au soutien des premières étapes du développement des technologies de RPMP. Dans le cadre d'un partenariat prévoyant un partage des coûts avec le secteur privé, il a sollicité des propositions de projets de RPMP prometteurs susceptibles d'être autorisés par la NRC puis mis en service industriel dès 2022. En novembre 2012, il a annoncé avoir sélectionné le projet de Babcock & Wilcox, partenaire de la *Tennessee Valley Authority* et de Bechtel International. Le DOE financera ainsi une partie des coûts des travaux de préparation de la demande d'autorisation d'au plus quatre RPMP destinés au site de Clinch River, à Oak Ridge (Tennessee).

Si les RPMP offrent de multiples avantages, ils soulèvent aussi des questions que la NRC devra examiner avant d'homologuer leur conception. En août 2012, la NRC a communiqué au Congrès un rapport sur l'autorisation des réacteurs, RPMP compris. Enfin, pour assurer la commercialisation et la compétitivité des RPMP sur le marché, il faudra développer l'infrastructure nécessaire à la fabrication des modules en usines, normaliser le processus d'assemblage et acheminer les réacteurs jusque sur le site de la centrale.

Renouvellement des autorisations

Les autorisations d'exploitation de réacteurs de puissance neufs que la NRC est habilitée à accorder sont valables 40 ans. En fonction de critères économiques et de sa capacité à satisfaire aux exigences de la NRC, l'exploitant peut décider de déposer une demande de renouvellement de l'autorisation initiale. Si ce renouvellement est accordé, la nouvelle autorisation est valable pendant 20 ans. Au 31 décembre 2012, la NRC avait approuvé le renouvellement des autorisations d'exploitation de 73 des 104 réacteurs en service du pays. En particulier, en 2012, elle a autorisé la poursuite de l'exploitation de la centrale de Columbia (Washington) et de la tranche 1 de la centrale de Pilgrim (Massachusetts) mais n'a reçu aucune nouvelle demande de renouvellement. Elle instruit actuellement les demandes visant à prolonger jusqu'à 60 ans la durée de vie de 15 réacteurs et devrait recevoir des demandes analogues concernant 13 réacteurs entre 2013 et 2017. Bien que les procédures d'examen se poursuivent, la NRC pourrait ne pas autoriser d'autre

renouvellement avant 2014, c'est-à-dire tant que la question de la *Waste Confidence Rule* ne sera pas résolue. Cette question est présentée en détail plus loin dans le présent rapport national.

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 2015.

Augmentation de puissance

Pour accroître la production des réacteurs, on relève la puissance maximale à laquelle ils peuvent fonctionner. En 2012, la NRC a approuvé les augmentations de puissance de la tranche 1 de Shearon Harris (Caroline du Nord), des tranches 1 et 2 de Turkey Point (Floride), des tranches 1 et 2 de St Lucie (Floride) et de la tranche 1 de Grand Gulf (Mississippi), portant ainsi à 146 le total des augmentations autorisées qui, lorsqu'elles seront effectives (toutes n'ont pas encore été mises en pratique), auront permis d'ajouter environ 6 823 MWe à la puissance installée aux États-Unis. Le relèvement de la puissance de 16 autres réacteurs est à l'étude, ce qui correspondrait à une hausse supplémentaire de près de 1 039 MWe. La NRC s'attend en outre à recevoir, entre 2013 et 2017, neuf nouvelles demandes d'augmentation de puissance dont le total avoisinera 545 MWe. La procédure actuelle de révision de la *Waste Confidence Rule* n'a pas d'incidence sur l'approbation de ces demandes d'augmentation de puissance.

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 à la fin de 2015. En août 2011, la *Tennessee Valley Authority* a également décidé de finir de construire le réacteur de 1 260 MWe de la tranche 1 de Bellefonte. Les travaux devraient commencer à Bellefonte lorsqu'ils seront terminés à Watts Bar.

Arrêts définitifs

En 2011, Exelon Corporation a annoncé que la fermeture anticipée de la centrale d'Oyster Creek (New Jersey) de 614 MWe aurait lieu en 2019. En 2012, Dominion a fait savoir que celle de la centrale de Kewaunee (Wisconsin) de 556 MWe aurait lieu en 2013. Ces deux centrales avaient pourtant obtenu le renouvellement de leur autorisation d'exploitation jusqu'en 2029 et 2033, respectivement. Le 5 février 2013, Progress Energy Florida, une filiale de Duke Energy, a annoncé la fermeture de la tranche 3 de la centrale de Crystal River (Floride), qui était déjà arrêtée depuis 2009 à cause de problèmes de structure au niveau de l'enceinte du confinement. Aucun réacteur de puissance n'a été définitivement arrêté en 2012.

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

Au lendemain de l'accident de Fukushima Daiichi en mars 2011, 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. La NRC a conduit un examen systématique et méthodique de ses propres processus et réglementations au vu des conséquences de l'accident et, 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*, dans lequel sont présentées douze recommandations générales et des recommandations détaillées sur les mesures à prendre à court et à long terme. Ces recommandations ont ensuite été classées par ordre de priorité.

La NRC a décidé de la mise en œuvre des recommandations à court terme. À cet effet, le 12 mars 2012, elle a publié trois décisions qui imposent aux exploitants de centrales nucléaires de respecter certaines exigences liées aux enseignements tirés de l'accident de Fukushima. Dans les trois cas, elle a jugé que les réacteurs en service pouvaient continuer à fonctionner sans risque dans l'intervalle, le temps que les exploitants prennent les mesures nécessaires pour satisfaire à ces exigences. Les trois décisions de la NRC sont d'application immédiate et resteront en vigueur tant qu'elles ne seront pas abrogées par une autre décision ou règle. Elles sont assorties de calendriers de gestion et de mise en œuvre.

- Les enceintes de type Mark I ou Mark II de tous les réacteurs à eau bouillante doivent être équipées de systèmes robustes d'éventage, ce qui peut nécessiter l'amélioration ou le remplacement des systèmes d'éventage existants.
- Les piscines de désactivation doivent être équipées d'une instrumentation avancée de surveillance du niveau d'eau, destinée à remplacer les appareils actuels qui, en raison de leur plage limitée de fonctionnement, ne permettent généralement pas de mesurer des écarts importants avec la normale.
- Le refroidissement des réacteurs et des piscines de désactivation doit pouvoir être assuré, y compris en cas d'agression susceptible de toucher simultanément plusieurs tranches d'une même centrale. La décision de la NRC spécifie une approche en trois phases : 1) utilisation des moyens fixes installés sur le site, 2) utilisation d'équipements portables disponibles sur le site, 3) utilisation pendant une durée indéterminée de moyens acheminés depuis d'autres sites.

Les exploitants de centrales en service doivent avoir apporté toutes ces modifications au plus tard deux campagnes de combustible après la soumission du plan intégré ou le 31 décembre 2016, la première des deux échéances prévalant. La date limite de communication des plans intégrés a été fixée au 28 février 2013. Les premiers rapports d'étape devaient suivre 60 jours plus tard. Les futurs exploitants de réacteurs dont la construction a été autorisée en application de la partie 50 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* (CFR) ne pourront recevoir une autorisation d'exploitation que si leur installation satisfait à toutes les exigences énoncées dans les trois décisions de la NRC. Enfin, les exploitants titulaires d'une autorisation combinée de construction et d'exploitation aux termes de la partie 52 du titre 10 du CFR doivent avoir effectué toutes les modifications imposées par les trois décisions de la NRC avant le chargement du premier cœur. Des évaluations de conformité sont en cours dans les centrales.

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/US 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. Le secteur nucléaire, via le NEI, a conçu 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. La mise en œuvre de ce plan a démarré en 2012. La stratégie FLEX met aussi à profit les leçons tirées de la réaction de l'industrie nucléaire après les attaques terroristes du 11 septembre 2001. Deux centres régionaux de gestion de crise ont été établis à proximité de Memphis (Tennessee) et de Phoenix (Arizona). Ils devraient être totalement opérationnels d'ici août 2014. En cas de crise, ils pourront dispatcher des équipements critiques vers les centrales nucléaires en moins de 24 heures.

Cycle du combustible

S'agissant de la gestion du combustible usé, les États-Unis prônent actuellement le cycle ouvert. Toutes les autres étapes du cycle du combustible sont ouvertes à la concurrence et aux fournisseurs internationaux, lesquels jouent souvent un rôle dominant. A 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 2012-2035, les besoins annuels des États-Unis qui étaient de 23 083 t d'U en 2012 devraient augmenter pour atteindre 24 733 t d'U en 2035 (hypothèse haute). Ce scénario suppose que certaines tranches pourront demander et se voir accorder la prolongation de leur durée de vie jusqu'à 80 ans et que de nouvelles technologies nucléaires seront déployées.

Production d'uranium

À la fin de 2012, les États-Unis comptaient quatre usines de traitement de l'uranium dont une en exploitation, deux en réserve et une en construction. À cette même date, cinq installations de lixiviation *in situ* étaient en service, deux étaient en réserve (autorisations accordés), deux autres en chantier (autorisations partiellement accordées) et la construction de sept nouvelles était prévue. En 2012, l'usine de traitement et les installations de lixiviation *in situ* ont produit un total de 4 154 t d'U de concentrés d'uranium, soit 2 % de moins qu'en 2011. La NRC instruit actuellement 9 demandes relatives à de nouvelles installations, des agrandissements ou des renouvellements et prévoit d'en recevoir 18 autres en 2013 et 2014.

Conversion de l'uranium

Les États-Unis possèdent une usine de conversion de l'uranium exploitée par ConverDyn, Inc. à Metropolis (Illinois). Au cours d'un arrêt programmé pour maintenance à la mi-2012, la NRC y a réalisé une inspection de sûreté post-Fukushima. Les améliorations nécessaires, concernant notamment le renforcement parasismique et les plans d'urgence, ont été apportées. L'usine devrait redémarrer à la mi-2013. Sa capacité de production nominale est d'environ 15 000 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 gazeuse ou technologie laser ont atteint diverses étapes d'avancement. En novembre 2012, URENCO USA a transmis à la NRC une demande de modification de son autorisation d'exploitation pour porter à 10 millions d'unités de travail de séparation (UTS) d'ici à 2020 la capacité de son usine d'enrichissement par centrifugation gazeuse implantée dans le Nouveau Mexique. En service depuis juin 2010, cette usine possède actuellement une capacité de 2 millions UTS. Par ailleurs, le 12 octobre 2011, la NRC a accordé à AREVA une autorisation d'exploitation de l'usine d'enrichissement 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 ; cependant, la construction de la cascade de démonstration commerciale devrait s'achever au début de 2013. Enfin, en septembre 2012, le groupe GE-Hitachi Nuclear Energy a reçu de la NRC l'autorisation d'exploiter son installation *Global Laser Enrichment*, implantée en Caroline du Nord ; toutefois, il n'a pas encore pris de décision concernant la commercialisation. Ces installations américaines devraient pour la plupart entrer en production entre 2015 et 2018, mais aucune échéance n'est figée.

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). L'UHE est transformé par mélange en UFE en Russie puis expédié aux États-Unis. Le contrat conclu entre les deux pays stipule que la Russie doit recevoir l'équivalent en UTS de l'UFE au moment de la livraison. À ce jour, le programme *Megatons-to-Megawatts* a permis de transformer 472,5 t d'UHE en 13 603 tonnes d'UFE, une quantité équivalant à la destruction de 18 899 ogives nucléaires. Au 31 décembre 2012, les États n'avaient toujours pas prorogé ce programme qui doit arriver à son terme en 2013. Malgré cette échéance, l'USEC a signé avec TENEX en mars 2011 un contrat d'approvisionnement en UFE russe d'origine commerciale. Ce contrat est valide pendant 10 ans, donc jusqu'en 2022.

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 de Columbia de 1 190 MWe d'Energy Northwest entre 2007 et 2015. À la mi-2012, Energy Northwest et USEC, en collaboration avec le DOE, ont élaboré un nouveau programme de réenrichissement d'une partie des stocks d'uranium à forte teneur du DOE. L'UFE ainsi produit alimentera la centrale de Columbia jusqu'en 2028 ; Energy Northwest fournira une partie de l'UFE à la *Tennessee Valley Authority* à partir de 2015.

Défluoration

Les usines de défluoration de Paducah et de Portsmouth, qui dépendent du DOE, ont été conçues pour transformer 740 000 tonnes 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, ces usines fonctionnent aujourd'hui à leur capacité nominale.

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. En octobre 2012, la NRC lui accordait une autorisation combinée de construction et d'exploitation valable pendant 40 ans. L'usine devrait entrer en service en 2014 avec une capacité de traitement d'environ 3 600 t puis la production devrait monter en cadence pour avoisiner 6 500 t d'ici 2016. L'exploitant fournira, aux termes d'un contrat provisionnel, des services de défluoration à l'usine d'enrichissement d'URENCO USA dans le Nouveau Mexique.

Fabrication du combustible

Trois entreprises fabriquent du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau ordinaire américains : Westinghouse Electric Co. à Columbia (Caroline du Sud), Global Nuclear Fuels – Americas Ltd. à Wilmington (Caroline du Nord) et AREVA NP Inc. à Richland (Washington). 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 2019, 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 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 n'a encore été prise.

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'EIA a prévu qu'en 2012, 2 248 tML seraient déchargées des réacteurs américains. En décembre 2012, les stocks de combustible usé du pays atteignaient 67 448 tML.

En juin 2008, le DOE a déposé auprès de la NRC une demande d'autorisation de construction d'un centre de stockage à Yucca Mountain. La NRC a officiellement enregistré cette demande 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 remettait son rapport final dans lequel elle recommande d'adopter une nouvelle approche bénéficiant du soutien du public 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.

Waste Confidence Rule

En octobre 1979, la NRC instaurait un nouveau processus réglementaire connu sous le nom de *Waste Confidence Rule*. Auparavant, elle avait annoncé qu'elle adopterait pour politique « de ne pas continuer à autoriser des réacteurs sans l'assurance raisonnable que les déchets pourraient être et seraient stockés en toute sécurité ». Publiée le 31 août 1984, la *Waste Confidence Rule* est définie par la NRC comme la conclusion que le combustible usé peut être entreposé en toute sécurité pendant plusieurs décennies après la fin de la vie d'un réacteur sans risque important pour l'environnement. Cette règle permet à la NRC d'accorder aux exploitants des autorisations ou des renouvellements d'autorisation sans avoir à étudier pour chaque site spécifique les effets de l'entreposage de longue durée avant le stockage des déchets.

En décembre 2010, avec l'arrêt du programme de construction d'un stockage à Yucca Mountain, la NRC a modifié la *Waste Confidence Rule* pour y préciser que le combustible usé pouvait être entreposé en toute sécurité sur les sites des centrales pendant 60 ans après la fermeture du réacteur. Cependant, le 8 juin 2012, la Cour fédérale d'appel du circuit du District of Columbia a annulé cette modification au motif que la NRC aurait dû analyser les conséquences environnementales de la décision de ne jamais construire de centre de stockage et que l'examen des risques d'incendie ou de fuite des piscines de désactivation était insuffisant.

Le 7 août 2012, la NRC a pris une décision qui suspend la délivrance d'autorisations d'exploitation ou les renouvellements de ces autorisations. Elle procède actuellement à l'analyse des répercussions possibles sur le processus réglementaire et à la définition de la voie à suivre pour satisfaire aux exigences de la Cour fédérale d'appel. Tant que la NRC n'aura pas révisé la *Waste Confidence Rule*, elle poursuivra l'examen des demandes mais n'accordera aucune autorisation ni aucun renouvellement d'autorisation. De plus, les auditions de l'*Atomic Safety and Licensing Board* sont temporairement suspendues. La NRC devrait publier une version révisée de la *Waste Confidence Rule* en 2014.

Législation

L'*Energy Policy Act* (loi sur la politique énergétique) de 2005 proroge la *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 4 milliards USD pour l'amont du cycle du combustible. Le 20 mai 2010, le DOE a pris deux engagements conditionnels, l'un concernant la garantie de l'emprunt de 2 milliards USD souscrit par AREVA pour son usine d'enrichissement d'Eagle Rock (Idaho) et l'autre concernant la garantie de l'emprunt de 8,33 milliards USD souscrit par la *Southern Nuclear Operating Company* pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs AP1000 à Vogtle (Géorgie).
- *Crédits d'impôt en faveur de la production* – Les 6 000 premiers mégawatts électriques de puissance nucléaire installée ouvrent droit à un crédit d'impôt de 18 USD/MWh pendant les 8 premières années d'exploitation, sous réserve que l'installation soit entrée au service le 31 décembre 2020 au plus tard. Ce crédit d'impôt sera appliqué au pro rata aux installations satisfaisant les conditions requises.
- *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 MW et électrique d'environ 1 600 MW.

La construction a démarré au cours de l'été 2005 et, à la fin de 2012, 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. Le soudage des tuyauteries primaires et l'installation des équipements de manutention du combustible ainsi que d'autres composants étaient achevés. Les essais en pression se sont poursuivis et la mise en service des systèmes de distribution électrique et des circuits dans la salle des machines a commencé. Cependant, la préparation de la documentation relative au contrôle-commande du réacteur et le processus d'autorisation de ce système sont encore en cours.

En juin 2012, compte tenu des informations communiquées par le consortium Areva-Siemens, TVO a estimé que la tranche 3 de la centrale d'Olkiluoto ne pourrait pas produire de l'électricité normalement en 2014. Le consortium, qui construit l'installation clé en main à prix forfaitaire, est responsable du calendrier. Au départ, il avait été prévu que la production d'électricité démarrerait en 2009.

En juin 2007, une nouvelle société, Fennovoima Oy, a entrepris de construire une centrale. Cette compagnie 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.

En juillet 2007, la société Fortum Power and Heat Oy (Fortum) a obtenu des autorisations d'exploitation d'une durée de 20 ans pour les deux tranches de la centrale de Loviisa en service depuis 1977 et 1980. Fortum prévoit une durée de vie d'au moins 50 ans pour ces deux tranches, ce qui signifie qu'elles seront mises hors service aux alentours de 2030.

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 (coordonnées par le ministère de l'Emploi et de l'Économie) ont pris fin en 2008 et celle de Fennovoima s'est achevée en 2009.

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 TVO (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.

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.

Les décisions de principe demandées par TVO et Fennovoima et celle de Posiva concernant le combustible d'Olkiluoto 4 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 (FH 1), du nom de la péninsule où elle sera située. En janvier 2012, Fennovoima a reçu les offres d'AREVA et de Toshiba en réponse à l'appel d'offres qu'elle avait lancé 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 octobre 2012, E.ON a annoncé son intention de céder sa participation de 34 % dans la société Fennovoima, ce qui a entraîné une restructuration du capital. Cette participation a été vendue en février 2013 à l'actionnaire majoritaire finlandais Voimaosakeyhtiö SF. En mars 2013, Fennovoima a déclaré qu'elle entamerait des négociations directement avec Toshiba et Rosatom. Elle choisira son constructeur sur la base des conclusions de ces négociations.

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 2012, les travaux de creusement avaient atteint la profondeur finale de 420 m sur une longueur totale de plus de 4 km. Posiva a déposé une demande d'autorisation de construction en décembre 2012. La construction du stockage devrait commencer en 2014, et la mise en place des déchets peu après 2020.

France

Au 31 décembre 2012, 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).

Nucléaire et production d'électricité

La consommation électrique française a augmenté de 2,1 % en 2012, à 489 TWh. La production a baissé de 0,3 % à 541 TWh. Le solde exportateur a été positif, à 45 TWh. La production nucléaire a baissé de 3,8 % à 405 TWh en raison d'arrêts pour maintenance allongés notamment sur les tranches du palier N4 à Chooz et Civaux. Ceci représente 75 % de la production nationale. La production thermique fossile a baissé de 7 % à 48 TWh. L'utilisation du charbon a fortement augmenté (+35 %) entraînant une augmentation des émissions de CO₂. La production hydraulique a fortement augmenté, à 64 TWh (+27 %) en raison des conditions de pluie plus conforme que l'année 2011, particulièrement sèche. La production éolienne s'est établie à 15 TWh (+23 %) et le photovoltaïque à 4 TWh (+67 %). La production à partir d'autres sources renouvelables est de 5,9 TWh.

Réacteurs nucléaires

Suite à l'accident de Fukushima Daiichi une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), est opérationnelle depuis fin 2012 à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey.

Réacteurs de recherche

La construction à Cadarache du réacteur de recherches Jules Horowitz (RJH, 100 MWth) lancée en 2007 pour remplacer Osiris, se poursuit. La construction a débuté en 2009 et les opérations de génie civil sont toujours en cours. Environ 300 personnes participaient au chantier fin 2012. Sa mise en service est prévue à l'horizon 2016. Il permettra également la production de radioisotopes à usages médicaux.

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 important.

Le démonstrateur industriel de réacteur rapide au sodium de 600 MWe, ASTRID, doit, selon le calendrier législatif français, être opérationnel dans les années 2020. Une équipe de 500 personnes (CEA, AREVA, EDF...) est mobilisée depuis 2011. Le financement des premières phases du projet a été décidé en 2010, dans le cadre du grand emprunt national.

En 2012, le CEA et Bouygues Construction ont signé un accord de collaboration pour la conception du réacteur. 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

Les travaux ont commencé sur le site de Cadarache en 2007. Les 493 plots de béton constituant le dispositif antisismique sont en place. Le contrat de génie civil, pour le bâtiment Tokamak, a été passé fin 2012 et le coulage du radier sera réalisé en 2013. Le bâtiment de bobinage des aimants de champ poloidal a été

terminé en février 2012. Le 9 novembre 2012, le Premier ministre a signé le décret autorisant l'Organisation internationale ITER à créer une installation nucléaire de base.

EPR

Au cours de l'année 2012, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- mise en eau du canal d'amenée de la station de pompage, nécessaire à l'alimentation en eau de mer des circuits de refroidissement ;
- finalisation du montage du groupe turbo-alternateur avec la mise en place du rotor de l'alternateur en salle des machines ;
- installation des supports des pompes primaires et des générateurs de vapeur dans le bâtiment réacteur ;
- finalisation du bétonnage des toitures des quatre bâtiments de sauvegarde.

A la suite du remplacement des consoles, le bétonnage de l'enceinte a repris en début d'année 2013. En fin d'année 2012, l'avancement du génie civil est de 94 % et celui des montages électromécaniques, de 39 %. La production commerciale est prévue pour 2016.

ATMEA

Le réacteur ATMEA est un réacteur de génération III, de 1 100 MW électrique conçu et développé conjointement par Mitsubishi Heavy Industries et AREVA NP, au sein de leur société commune ATMEA. A 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. Il fait également partie des modèles sélectionnés en 2012 par la Turquie pour la future centrale de Sinop.

Autres développements

Le 19 octobre 2012, EDF, AREVA et CGNPC ont signé un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000 à 1 100 MW)

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 2012 la nouvelle usine a atteint la capacité de 2,5 millions d'UTS. Georges-Besse II doit atteindre en 2016 une capacité d'enrichissement de 7,5 millions d'UTS. L'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse a été définitivement arrêtée mi 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

A 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 HAVL. Elle a publié en 2012 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 très active en 2003, avec une surveillance 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.

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 :

Le CEA a remis le 21 décembre 2012 au gouvernement, conformément aux termes de la loi du 28 juin 2006 un rapport présentant les résultats des recherches et les perspectives industrielles pour les nouvelles générations de systèmes nucléaires. L'objectif de ces travaux est de permettre d'opérer les « choix » d'options, afin de mettre en exploitation un démonstrateur technologique à l'horizon des années 2020.

La séparation poussée et la transmutation

Ces recherches sont menées par le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives. Les principales réalisations concernent la consolidation du procédé GANEX d'extraction globale de l'ensemble des actinides ainsi que le développement d'un 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 fait l'objet de nouveaux tests en 2011 avec succès dans le laboratoire d'Atalante à Marcoule. L'américium a été récupéré avec un taux > 99 %.

Un nouveau solvant a également été testé en laboratoire en 2011. Il a pour objectif d'améliorer le procédé PUREX actuel, utilisé à La Hague.

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. A fin 2012, le laboratoire compte plus de 1 000 m de galeries souterraines.

En 2009, une zone d'intérêt de 30 km² a été officiellement proposée, pour le futur Centre industriel de stockage géologique (CIGEO). 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. Le débat public relatif au projet CIGEO aura lieu du 15 mai au 15 octobre 2013.

L'entreposage

Les études et recherches, menées par l'Andra, visent d'ici 2015 à la création de nouvelles installations d'entreposage ou à 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

La stratégie énergétique nationale de la Hongrie identifie cinq domaines d'action prioritaires, parmi lesquels la préservation du parc électronucléaire existant. Conformément à cette stratégie, le pays continuera d'accorder une place importante au nucléaire dans les prochaines décennies. La stratégie énergétique nationale de la Hongrie est consultable sur le site web du *Nemzeti Fejlesztési Minisztérium* (ministère du Développement national – www.nfm.gov.hu)

En 2012, la centrale nucléaire de Paks a produit 15 793,0 GWh, ce qui représente 45,89 % de la production brute d'électricité nationale. Il s'agit du plus haut niveau de production jamais atteint à Paks. L'année 2012 a donc été particulièrement remarquable.

L'*Országos Atomenergia Hivatal* (OAH – Autorité nationale de l'énergie nucléaire) a instruit la demande de prolongation de la durée de vie de la tranche 1 de la centrale de Paks. À l'issue de la procédure, elle a décidé de renouveler l'autorisation d'exploitation de la tranche 1 pour une durée de 20 ans. Les autres tranches de la centrale de Paks devraient elles aussi bénéficier d'une prolongation de leur durée de vie en 2014, 2016 et 2017.

Toujours en 2012, une nouvelle société du nom de *MVM Paks II. Atomerőmű Fejlesztő Zártkörűen Működő Részvénytársaság* a été constituée. Elle supervisera les préparatifs en vue de la construction d'une ou de plusieurs nouvelles tranches sur le site de Paks.

Le 5 décembre 2012, une étape importante était franchie pour assurer la durabilité du secteur nucléaire hongrois : la première chambre souterraine du centre de stockage de déchets de faible et de moyenne activité était inaugurée. Cette installation, implantée à Bataapáti, sera exploitée par la *Radioaktív Hulladékokat Kezelő Közhasznú Nonprofit Kft* (Agence publique de gestion des déchets radioactifs – www.rhk.hu).

L'OAH a transmis le rapport national de la Hongrie sur les évaluations complémentaires de sûreté (« tests de résistance ») de la centrale de Paks à la Commission européenne à la fin de 2011. Ce rapport identifie des solutions et mesures à appliquer pour renforcer encore davantage la sûreté de la centrale. Le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) et la Commission européenne l'ont approuvé le 25 avril 2012. En accord avec une déclaration commune publiée par la Commission, un plan d'action a été fixé en juillet afin d'assurer la mise en œuvre transparente et cohérente des recommandations issues du processus d'évaluation.

La *World Association of Nuclear Operators* (WANO) a conduit une expertise à la centrale de Paks au printemps de 2012. Cet examen, comme les tests de résistance de l'UE, permet de conclure que la centrale est bien préparée.

Les différentes évaluations montrent que le fonctionnement de la centrale de Paks est sûr et durable, deux objectifs jugés prioritaires par l'exploitant, l'autorité de sûreté et aussi le gouvernement.

Mexique

Une nouvelle administration est entrée en fonction le 1^{er} décembre 2012 pour un mandat de six ans, soit jusqu'au 30 novembre 2019.

En 2012, le Mexique est devenu membre de plein droit du Groupe des fournisseurs nucléaires (NSG) et a ratifié l'amendement à la Convention sur la protection physique des matières nucléaires.

En octobre 2012, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a conduit une mission d'examen de la sûreté d'exploitation (OSART) à la centrale de Laguna Verde.

Toujours en 2012, l'exploitant de la centrale de Laguna Verde a procédé au 14^e rechargement du cœur de la tranche I et au 12^e rechargement du cœur de la tranche II.

Pays-Bas

Compte tenu de la faible demande d'électricité, les Pays-Bas ont décidé, en 2012, de reporter pour une durée indéterminée leur projet de construction d'une deuxième centrale nucléaire. À l'automne de cette même année, le gouvernement constitué après les dernières élections n'a exprimé aucun avis tranché (favorable ou défavorable) sur la question nucléaire.

Ayant obtenu en 2011 l'autorisation de porter sa capacité à 6 200 tonnes par an d'UTS, l'usine d'enrichissement d'Urenco a entrepris d'augmenter progressivement sa production.

Les Pays-Bas n'ont aucune activité minière et ne possèdent pas d'usine de fabrication du combustible.

En 2011, l'exploitant de la centrale de Borssele a reçu l'autorisation d'utiliser du combustible à mélange d'oxydes (MOX). Le premier chargement en combustible MOX est prévu en 2014.

En 2013, l'exploitant de la centrale de Borssele a également été autorisé à prolonger la durée de vie de l'installation de 2014 jusqu'à la fin de 2033.

Le combustible utilisé de la centrale de Borssele est retraité à La Hague, en France. Les déchets vitrifiés et les résidus métalliques issus de l'opération sont réacheminés jusqu'aux Pays-Bas et entreposés sur le site de la *Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval* (COVRA – Organisation de gestion des déchets radioactifs) à Vlissingen, non loin de la centrale de Borssele.

Pologne

La Pologne ne possède pas encore de réacteur de puissance. Sa seule installation nucléaire en fonctionnement est le réacteur de recherche et de production de radioisotopes médicaux Maria implanté à Swierk (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 2025. 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 7 février 2013, l'entreprise PGE EJ1 a signé avec le consortium composé de WorleyParsons Nuclear Services JSC, de WorleyParsons International Inc. et de WorleyParsons Group Inc. un contrat relatif à la réalisation de travaux (caractérisation du site et études en vue de la demande d'autorisation) nécessaires en vue de la construction de la première centrale nucléaire polonaise, un projet dont PGE EJ1 aura la direction. Cette première centrale aura une puissance d'environ 3 000 MWe.

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

- la loi du 13 mai 2011 portant modification de la loi sur l'énergie atomique et d'autres lois, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 ;
- la loi du 29 juin 2011 sur la préparation et la réalisation d'investissements dans des installations nucléaires et d'investissements connexes, également entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011.

Le pays s'est doté d'un projet de programme électronucléaire qui établit le nombre de tranches, leur puissance et les sites d'implantation envisageables. Ce programme doit être approuvé au deuxième trimestre de 2013 par le Conseil des ministres (après consultations avec les pays voisins et élaboration de l'étude stratégique d'impact sur l'environnement).

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 2013. La sélection de trois sites susceptibles d'accueillir le stockage des déchets de faible et moyenne activité se terminera fin 2015, et la conception du stockage suivra en 2016-2017 pour une mise en service d'ici 2022.

République de Corée

Politique énergétique

Le gouvernement accorde la priorité absolue à la sûreté de l'exploitation et du développement de l'énergie nucléaire. Aussi, à l'issue des réexamens de sûreté effectués en 2011 a-t-il pris des mesures pour améliorer, dans les centrales en service, la gestion de crise en cas de catastrophe naturelle imprévue.

A l'heure actuelle, il travaille à son Deuxième schéma directeur pour l'énergie qui prévoit que nucléaire continuera de jouer un rôle vital dans le futur paysage énergétique du pays avec les énergies renouvelables. Ce schéma directeur doit paraître en 2013.

Énergie nucléaire

En décembre 2012, le pays comptait 23 tranches nucléaires en service si l'on compte la tranche 2 de Shin-Kori et la tranche 1 de Shin-Wolsong, d'une puissance installée unitaire de 1 000 MWe, qui viennent d'être raccordées au réseau (juillet 2012). Cinq tranches supplémentaires, en chantier aujourd'hui, devraient être achevées d'ici 2016. Les centrales nucléaires totalisent une puissance installée de 20 716 MWe et assurent 34,8 % de la production totale d'électricité (brute).

La tranche 1 de la centrale de Kori, équipée du plus vieux réacteur de la République de Corée, reste exploitée car elle en a obtenu l'autorisation en 2008. En décembre 2009, l'exploitant de la tranche 1 de Wolsong, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), a déposé une demande de renouvellement d'autorisation, les trente années de durée de vie initiale du réacteur devant expirer en novembre 2012. Cette demande est toujours en cours d'instruction.

Outre ses 23 réacteurs en service, la République de Corée compte cinq tranches en construction, quatre dont on prépare la construction et deux à l'état de projet. Les tranches en chantier sont la tranche 2 de Shin-Wolsong (OPR 1000, réacteur de puissance optimisé), les tranches 3 et 4 de Shin-Kori (APR 1400) et les tranches 1 et 2 de Shin-Ulchin (APR 1400). Les tranches 5 et 6 de Shin-Kori (APR 1400) et 3 et 4 de Shin-Ulchin (APR 400) en sont au stade préparatoire. A la centrale de Shin-Kori, on prévoit de construire les tranches 7 et 8.

Dans plan national pour l'énergie de 2008 il était prévu d'augmenter de 41 % d'ici 2030 la part de la production nucléaire sur le réseau électrique national. Malgré l'accident de Fukushima Daiichi, la politique du pays concernant l'énergie nucléaire n'a pas varié. Or, comme cette politique exige de trouver deux ou trois sites supplémentaires, le gouvernement a décidé de porter la question sur la place publique et de sélectionner ces sites en toute transparence.

Recherches et développement

Les pouvoirs publics ont mis en place des programmes d'études et recherches à moyen et à long terme portant principalement sur les systèmes nucléaires du futur ainsi que sur la sûreté nucléaire, les applications des rayonnements ionisants et la mise au point de réacteurs de puissance avancés.

La Commission de sûreté et de sécurité nucléaires a approuvé en juillet 2012 la conception standardisée du réacteur avancé modulaire SMART qui devrait largement contribuer, avec d'autres réacteurs modulaires, à la diversification des applications de l'énergie nucléaire pour le bien de l'humanité.

Réexamens de sûreté des centrales nucléaires

Après l'accident de Fukushima Daiichi, le gouvernement coréen lancé une étude de la vulnérabilité des centrales nucléaires qui a consisté à revoir la sûreté et l'état de préparation aux situations de crise des centrales nucléaires en exploitation. Il a, de surcroît, systématiquement mis en œuvre les mesures à court et à long terme identifiées pour améliorer la sûreté de ces centrales.

Qui plus est, comme il est apparu nécessaire de renforcer les inspections ciblées, la Commission de sûreté et de sécurité nucléaires ainsi que l'Institut coréen de sûreté nucléaire (KINS) ont, créé, en avril 2012, des équipes d'inspection internes sur chacun des sites. Une équipe compte de six à huit inspecteurs qui procèdent aux inspections sur site de manière plus approfondie en accordant la priorité à la vérification de la sûreté en temps réel. Par ailleurs, des inspecteurs spécialistes de chaque domaine – sûreté nucléaire, sûreté du site, contrôle-commande, matériaux, radioprotection ont effectué en coopération des inspections courantes et périodiques.

Gestion des déchets radioactifs

Après délibération, la Commission de la promotion de l'énergie atomique a annoncé, en novembre 2012, son programme pour réaliser les avancées technologiques capitales au démantèlement des installations nucléaires et à la gestion sûre du combustible nucléaire usé. C'est dans ce cadre que le gouvernement et le secteur public ont entrepris d'étudier dans une perspective à long terme la politique nationale concernant les installations nucléaires et le combustible usé.

Les vingt années consacrées à la recherche d'un site où construire un stockage de déchets radioactifs ont abouti en novembre 2005 au choix de Wolsong pour y stocker des déchets de faible et moyenne activité. Le centre de stockage de Wolsong est en construction. La première tranche des travaux devrait s'achever en juin 2014, date à laquelle le site pourra accueillir 100 000 fûts (35 200 m³ de déchets). Agrandie progressivement, cette installation pourra finalement contenir 800 000 fûts de déchets. Le plan de base de la deuxième tranche de travaux a été établi en 2011. Les installations de surface ont été mises en service en décembre 2010. De plus, 2 536 fûts de déchets de faible et moyenne activité avaient été acheminés sur le site en vue de leur stockage définitif à la fin décembre 2012.

République slovaque

Politique énergétique

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

En 2012, la production brute d'électricité s'est élevée à 28 393 GWh, soit 258 GWh de plus qu'en 2011.

Le 31 décembre, l'*Úrad Jadrového Dozoru Slovenskej Republiky* (Autorité de sûreté nucléaire) a transmis au Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) le Plan national d'action de la République slovaque, dans lequel figurent les mesures fondées sur les enseignements de l'accident de Fukushima qui seront prises dans les centrales de Bohunice et de Mochovce. Ce document récapitule l'ensemble des recommandations et des exigences et présente un plan de mise en œuvre des propositions d'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires du pays. À des fins de transparence, il contient également la liste des actions déjà menées ou en cours.

Cycle du combustible

Les travaux d'étude et de développement visant à permettre l'utilisation d'un combustible à taux d'enrichissement plus élevé dans les tranches 3 et 4 de la centrale de Bohunice sont aujourd'hui achevés et, en 2012, l'exploitant a rechargé les deux réacteurs en combustible frais à taux d'enrichissement moyen en

^{235}U de 4,87 %. Les tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce fonctionnent déjà avec ce type de combustible depuis 2011.

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

Selon le calendrier révisé, la construction des tranches 3 et 4 de la centrale de Mochovce s'achèvera en 2014 et en 2015, respectivement.

En 2012, la construction de ces tranches a franchi des étapes décisives : la coulée du radier du réacteur 3 et l'installation d'un poste de commutation électrique externe de 400 kV et de l'ensemble des quatre turbines à vapeur sont terminées. Les turbines sont maintenant raccordées aux condensateurs et tous les rotors sont prêts à être connectés au rotor de l'alternateur.

République tchèque

À la fin de 2012, le gouvernement tchèque a débattu de la mise à jour de la politique énergétique nationale. Avant de donner son approbation finale, il a demandé la réalisation d'une étude d'impact stratégique de cette politique énergétique.

En 2012, l'exploitation de la mine d'uranium de Dolni Rozinka s'est poursuivie : le pays a produit 220,6 t d'U (y compris l'uranium récupéré lors du réaménagement d'anciens sites).

La procédure d'appel d'offres pour la construction de deux tranches sur le site de Temelin suit son cours. Le 2 juillet 2012, trois constructeurs potentiels ont communiqué leur offre à ČEZ. Par la suite, ČEZ a décidé d'exclure la proposition d'AREVA. L'autorité tchèque de la concurrence examine actuellement cette décision de ČEZ.

Du fait des bonnes performances de fonctionnement des deux centrales, la production d'électricité a atteint un niveau record en 2012 : elle s'est élevée à 15 022 GWh (bruts) à la centrale de Dukovany et à 15 302 GWh (bruts) à la centrale de Temelin.

La rénovation de la tranche 4 de 510 MWe (bruts) de la centrale de Dukovany s'est achevée en mai 2012. Cette dernière étape du programme de rénovation de l'ensemble des quatre réacteurs du site a permis de porter la puissance installée totale de la centrale à 2 040 MWe (bruts).

Depuis le remplacement de l'intégralité des cœurs des tranches 1 et 2 de la centrale de Temelin en 2010 et 2011, la période de transition correspondant au passage au nouveau fournisseur de combustible, TVEL, et à du combustible de conception nouvelle est pratiquement achevée. Les prochains rechargements ont été conçus pour augmenter la production d'électricité de 4 %.

Le présent rapport tient compte de plusieurs modifications apportées aux projections à long terme de la puissance installée et des besoins en combustible :

- La durée de vie des réacteurs de Dukovany est estimée à 50 ans au lieu de 40 ans précédemment.
- Les besoins en uranium, les besoins de conversion et les besoins d'enrichissement ont été revus à la hausse du fait des nouveaux délais et besoins dus au chargement des premiers cœurs des nouvelles tranches (3 et 4) de la centrale de Temelin en 2020.
- En 2025, seule la tranche 3 de la centrale de Temelin devrait fonctionner à sa puissance nominale ; la tranche 4 sera aussi mise en service cette année-là mais sa production ne devrait pas avoir d'impact sur les besoins du cycle du combustible nucléaire.
- La mise en service éventuelle d'une tranche supplémentaire à la centrale de Dukovany a été reportée de 2030 à 2032.
- A compter de 2016, la centrale de Dukovany devrait utiliser du combustible avancé à plus forte teneur en uranium enrichi, ce qui portera les besoins en uranium de 126,3 kg à 135,5 kg par assemblage combustible.

Royaume-Uni

Développement de l'énergie nucléaire

Au 31 décembre 2012, le Royaume-Uni exploitait 16 réacteurs d'une puissance installée cumulée de 9,2 GW. Mais le parc électronucléaire britannique est relativement âgé : selon les exploitants, jusqu'à 7,4 GW pourraient être mis hors service d'ici 2019. Le gouvernement a donc pris des mesures pour favoriser la construction de nouvelles tranches et le secteur a annoncé son ambition d'implanter jusqu'à 16 GW supplémentaires d'ici 2025. Le premier de ces nouveaux réacteurs devrait être raccordé au réseau en 2019. Ces investissements dans le nucléaire constituent une partie du montant, estimé à 75 milliards GBP, de l'agrandissement du parc électrique nécessaire d'ici 2020. Trois consortiums préparent actuellement la construction de centrales :

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

Le projet le plus avancé est celui de NNBGenco à qui les autorités de contrôle ont transmis les autorisations nécessaires (autorisation d'implantation, autorisation environnementale et homologation du réacteur EPR) à la fin de 2012.

La procédure d'homologation, appelée *Generic Design Assessment*, est l'une des mesures de facilitation décrites dans le *Nuclear White Paper* (livre blanc sur le nucléaire) de 2008. Il s'agit d'une procédure à caractère volontaire conformément à laquelle les deux autorités de contrôle responsables, à savoir l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) et l'*Environment Agency* (EA), réalisent une évaluation globale de la sûreté, de la sécurité et des aspects environnementaux d'une filière de réacteurs en amont du dépôt de la demande d'autorisation de construction ou d'exploitation sur un site spécifique.

Par ailleurs, l'article 45 de la loi sur l'énergie de 2008 exige des exploitants qui envisagent de construire une centrale nucléaire qu'ils soumettent un *Funded Decommissioning Programme* (programme de démantèlement assorti de son plan de financement) au ministre de l'Énergie et du Changement climatique. Conformément à la loi, le ministère de l'Énergie et du Changement climatique a publié la version finale des lignes directrices applicables au FDP en décembre 2011 afin d'aider les exploitants à développer leur programme.

En mars 2012, le gouvernement a reçu la proposition de FDP de NNBGenco. Ses échanges avec NNBGenco, toujours en cours, devraient s'achever à la fin de 2013.

Réglementation des nouvelles centrales

En juin 2012, l'ONR a publié un document intitulé *Licensing Nuclear Installations* dans lequel elle décrit le processus d'autorisation des nouveaux réacteurs de puissance implantés au Royaume-Uni. Trois thèmes y sont abordés :

- droit et réglementation ;
- autorisation des centrales nucléaires ;
- déclassement.

Le document fournit des informations de fond sur la réglementation et renvoie vers d'autres documents de référence dont les demandeurs d'une autorisation doivent avoir pris connaissance.

Gestion des déchets radioactifs

Le livre blanc *Managing Radioactive Waste Safely* (MRWS) paru en 2008 définit un cadre pour la mise en œuvre d'un stockage géologique des déchets radioactifs de haute activité. Ce cadre prévoit notamment une collaboration active avec les collectivités susceptibles d'accueillir l'installation. Parallèlement à cette publication, l'État a invité les collectivités à indiquer si elles souhaitaient participer aux discussions concernant la sélection du site d'implantation. Au moment voulu, les déchets entreposés en Angleterre et au Pays de Galles seront acheminés vers une installation souterraine pour y être stockés.

Le gouvernement a reçu des « manifestations d'intérêt » de la part des *Borough Councils* de Copeland et d'Allerdale et du *County Council* de Cumbria pour les territoires d'Allerdale et de Copeland. Ces trois autorités locales ont convié un large éventail des structures locales représentatives à former le *West Cumbria MRWS Partnership*. Financé par le gouvernement britannique, ce Partenariat a mis en œuvre un vaste programme participatif afin de fournir aux autorités locales les informations dont elles avaient besoin pour décider de participer ou non à l'étape suivante du processus MRWS. Les autorités gouvernementales, la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA – autorité chargée du démantèlement) et les autorités de contrôle (ONR et EA) ont soutenu l'action du Partenariat en fournissant de la documentation, en réalisant des exposés, en émettant des avis, en commentant les questions de leur ressort et en participant à des événements publics.

Le Partenariat a rendu son rapport final en juillet 2012. Les *Councils*, qui devaient communiquer en octobre 2012 leur décision concernant l'étape suivante du processus, ont finalement reporté leur décision à 2013 car ils souhaitent davantage d'informations de la part du gouvernement.

L'organisme qui doit mettre en place l'installation de stockage est le *Radioactive Waste Management Directorate* (RWMD – agence de gestion des déchets radioactifs), désormais rattaché à la NDA. Le RWMD poursuit ses travaux sur les normes de conditionnement et d'emballage applicables à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

En Écosse, les autorités ont opté pour une politique de gestion à long terme des déchets de haute activité dans des installations de subsurface. Les gestionnaires de déchets et les exploitants implantés dans cette région devront se conformer à cette politique et en tenir compte dans leurs prochains projets d'aménagement.

Gestion des déchets solides de faible activité

La politique britannique de gestion à long terme des déchets solides de faible activité (annoncée en 2007) recouvre tous les aspects de la production, de la gestion et de la réglementation des déchets solides de faible activité et s'applique aux producteurs de déchets et aux gestionnaires d'installations de traitement des déchets, à la NDA, aux autorités de contrôle, à la *Food Standards Agency*, aux exploitants d'installations de stockage des déchets et aux autorités régionales ou nationales chargées de l'aménagement du territoire.

La NDA est responsable de l'actualisation et de la mise en œuvre de la stratégie nationale du Royaume-Uni concernant les déchets solides de faible activité de l'industrie nucléaire (parue en 2010). Cette stratégie a pour objectif d'optimiser la gestion tout au long de la chaîne de traitement des déchets en vue de réduire la production de déchets solides de faible activité et donc les volumes de stockage à prévoir.

Suisse

Conséquences de l'accident de Fukushima Daiichi

En 2011 le gouvernement Suisse a déclaré qu'il s'emploierait à tirer les enseignements de l'accident de Fukushima Daiichi et à prendre les mesures nécessaires.

Ainsi après avoir établi un centre de matériel de secours, situé hors des sites nucléaires, l'autorité de sûreté a lancé une réévaluation approfondie de la tenue de nos centrales au séisme, à l'inondation et aux conditions météorologiques extrêmes.

Récemment, l'autorité de sûreté est arrivée à la conclusion que le refroidissement du cœur et des piscines de stockage des éléments de combustible restait garantis en cas de tremblement de terre suivi d'une inondation, et donc que les centrales pouvaient actuellement rester en exploitation. Néanmoins elle a émis une série de nouvelles requêtes afin de compléter son analyse.

Enfin, les cinq centrales devront encore démontrer d'ici à la fin 2013 qu'elles sont suffisamment protégées contre les incidents dus à des conditions météorologiques extrêmes.

Pour mener son analyse, l'autorité de sûreté a joint, à ses propres tests, les tests de résistance de l'Union européenne.

Stockage des déchets nucléaires

Dans le domaine des déchets nucléaires, la mise en œuvre du « Plan sectoriel pour le dépôt en couches géologiques profondes » qui doit permettre de choisir un site de dépôt géologique profond pour déchets nucléaires se poursuit.

Six régions d'implantation potentielles d'un dépôt ont été sélectionnées et 20 sites ont été déclarés techniquement appropriés pour accueillir les déchets. Les réactions dans les régions concernées et dans les médias nationaux ont été très vives lorsque les sites prévus pour recevoir les installations de surface ont été connus. Actuellement des conférences sont tenues dans les régions concernées ; par expérience ce procédé consultatif prend du temps. L'échéancier en vigueur prévoit que celles-ci devraient se terminer à la fin de l'hiver 2013.

Par ailleurs les premiers résultats de l'étude sur les impacts socioéconomiques et écologiques d'un stockage géologique dans chacune des six régions sélectionnées ont été communiqués. Ils indiquent que l'impact économique est relativement faible pour les six régions. L'étude complète sera disponible en automne 2013.

D'ici quelques années, ce processus permettra de déterminer un site pour les déchets faiblement et moyennement radioactifs et un autre pour ceux qui sont hautement radioactifs. Un dépôt combiné sera également envisageable.

Stratégie énergétique 2050 et réforme fiscale écologique

Le Conseil fédéral et le Parlement de la Suisse ont décidé la sortie progressive de l'énergie nucléaire après la catastrophe nucléaire survenue à Fukushima Daiichi le 11 mars 2011. Afin d'assurer un approvisionnement énergétique sûr et économiquement optimal de la Suisse, le Conseil fédéral mise sur une transformation par étapes du système énergétique. Récemment, il s'est prononcé sur les bases légales relatives au premier paquet de mesures.

Objectifs quantitatifs

Le Conseil fédéral veut diminuer la consommation d'énergie et d'électricité. La consommation moyenne d'énergie par personne et par an doit être réduite de 35 % par rapport à l'an 2000 à l'horizon 2035. La consommation d'électricité doit être stabilisée après 2020. Il est prévu de développer la production annuelle de la force hydraulique pour atteindre au moins 37 400 GWh et de faire progresser la part des autres énergies renouvelables à 11 940 GWh d'ici à 2035.

Augmentation de l'efficacité

Les principales mesures concernent le domaine du bâtiment. Les prescriptions de consommation d'énergie pour les appareils électriques et pour l'éclairage seront plus strictes.

Progression de la part des énergies renouvelables

- **Promotion** : Les taux de rétribution seront adaptés. Le plafonnement des coûts doit être supprimé pour que des fonds soient disponibles en suffisance. Seul le développement du photovoltaïque continuera à être soumis à des contingents annuels. Par ailleurs, le Conseil fédéral souhaite réglementer la consommation propre. Ainsi, des installations décentralisées pourront consommer l'électricité qu'elles produisent et devront seulement injecter l'excédent dans le réseau. Les petites installations photovoltaïques (jusqu'à une puissance de 10 kW) seront soutenues en dehors du modèle de rétribution de l'injection et recevront en lieu et place une aide à l'investissement unique (30 % des coûts d'investissement).
- **Procédure** : Les cantons doivent délimiter des territoires se prêtant à l'exploitation des énergies renouvelables. Des procédures d'autorisation aussi rapides que possible doivent être prévues pour la construction d'installations destinées à l'exploitation des énergies renouvelables. Une nouvelle disposition de la loi sur l'énergie précisera que l'exploitation des énergies renouvelables et leur développement revêtent de manière générale un intérêt national qui doit être considéré équivalent ou supérieur aux intérêts de l'environnement et de la protection du paysage.

Réseaux électriques

Parallèlement au développement des énergies renouvelables et à l'intégration dans le réseau électrique européen, il est nécessaire de moderniser et d'élargir le réseau électrique et de recourir à des techniques intelligentes (« *smart technologies* »). La modernisation et le développement seraient aussi devenus indispensables sans la sortie du nucléaire. Le Conseil fédéral crée dans la loi sur l'approvisionnement en électricité les bases légales requises pour l'introduction de compteurs d'électricité intelligents (« *smart meters* »). Afin d'accélérer le développement du réseau, le Conseil fédéral propose qu'il ne soit possible de recourir devant le Tribunal fédéral en ce qui concerne les approbations de plans des installations à courant fort et des installations à courant faible que pour des questions juridiques de principe. Un délai d'au maximum deux ans sera imparti aux autorités pour qu'elles mènent à bien les procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans. La stratégie Réseaux électriques, dont le Conseil fédéral délibérera cet automne, contient d'autres mesures relatives au domaine du réseau.

Production d'électricité fossile et importations d'électricité

Les importations d'énergie et d'électricité continueront à être essentielles pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Il sera nécessaire de développer temporairement la production d'électricité fossile avec le couplage chaleur-force (CCF) et probablement avec des centrales à gaz à cycles combinés jusqu'à ce que les besoins énergétiques puissent être intégralement couverts par les énergies renouvelables.

Deuxième étape de la Stratégie énergétique 2050 et réforme fiscale écologique

Pour l'après 2020, le Conseil fédéral vise une nouvelle étape au cours de laquelle la politique climatique et la politique énergétique feront l'objet d'une réorientation conjointe.

Prix de l'énergie

La Suisse dépense aujourd'hui de l'ordre de CHF 31 milliards (franc Suisse) par an pour l'énergie, dont près de CHF 9 milliards pour l'électricité. Les prix des carburants importés et du mazout se sont envolés ces dernières années. Les mesures proposées permettront de diminuer la consommation et les dépenses tout en réduisant les importations et la dépendance à l'égard de l'étranger.

Une évolution inverse se dessine pour l'électricité. Les prix payés par les clients finaux sont restés stables, voire ont baissé, car les installations de production et le réseau sont déjà amortis en grande partie. En outre, les prix varient de presque 40 % à l'intérieur de la Suisse. Les prix actuels de l'électricité, en moyenne CHF 890 par an pour un ménage moyen, augmenteront avec les coûts de production pour l'instant encore plus élevés de l'électricité d'origine renouvelable, les investissements dans le réseau et la légère hausse des redevances publiques. Pour ne pas trop peser sur l'économie et sur l'industrie, le Conseil fédéral prévoit des exonérations de taxes pour les grands consommateurs.

Orientation possible d'une réforme fiscale écologique

Dans le programme de la législature portant sur les années 2011 à 2015, le Conseil fédéral a fait savoir qu'il souhaite soumettre au Parlement un message sur la réforme fiscale écologique. Inclure une réforme fiscale écologique dans la deuxième étape de la Stratégie énergétique 2050 créerait des incitations visant à améliorer de manière substantielle l'efficacité énergétique et à réduire la consommation d'énergie.

Turquie

À l'issue de négociations bilatérales, la République de Turquie et la Fédération de Russie ont signé le 12 mai 2010 un accord intergouvernemental relatif à la construction et à l'exploitation d'une centrale nucléaire sur le site d'Akkuyu en Turquie. La Turquie et la Russie ont ratifié cet accord le 21 juillet 2010 et le 13 décembre 2010, respectivement.

Cet accord prévoit la construction à Akkuyu de quatre réacteurs à eau sous pression de conception russe VVER d'une capacité de 1 200 MWe chacun, selon le modèle de la construction-propriété-exploitation. Un simulateur pleine échelle doit aussi être implanté sur le site pour la formation du personnel de la centrale.

Le transfert du site d'Akkuyu, autorisation et infrastructure comprises, à la société responsable du projet a commencé en mai 2011. La société a démarré l'étude de caractérisation complète du site le 26 mai 2011. Les résultats de cette étude lui serviront à préparer la documentation nécessaire à la demande d'autorisation et à prendre les premières décisions techniques concernant la construction de l'installation.

La société a transmis sa demande d'étude d'impact sur l'environnement au ministère de l'Environnement et de l'Urbanisme le 24 novembre 2011 et déposé une demande de production d'électricité auprès de l'*Enerji piyasasi Düzenleme Kurumu* (Autorité de régulation du marché de l'énergie) le 2 décembre 2011. Le fournisseur russe devrait débiter la construction de la centrale en 2014 et les quatre tranches devraient entrer en service en 2019, 2020, 2021 et 2022 respectivement.

La Turquie envisage également de construire et d'exploiter des réacteurs nucléaires sur le site de Sinop-Inceburun, au bord de la Mer noire. Les technologies proposées dans les différentes offres font encore l'objet de discussions.

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 31 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 Russian Federation, 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 2013

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 concentrate in a steel drum, together with a block of yellow cake, Canada (Cameco); EPR Flamanville-3 pool formwork under construction, France (EDF).

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 31 pays : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Fédération de Russie, 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 2013

Vous êtes autorisés à copier, télécharger ou imprimer du contenu OCDE pour votre utilisation personnelle. Vous pouvez inclure des extraits des publications, des bases de données et produits multimédia de l'OCDE dans vos documents, présentations, blogs, sites Internet et matériel d'enseignement, sous réserve de faire mention de la source OCDE et du copyright. Les demandes pour usage public ou commercial ou de traduction devront être adressées à rights@oecd.org. Les demandes d'autorisation de photocopier une partie de ce contenu à des fins publiques ou commerciales peuvent être obtenues auprès du Copyright Clearance Center (CCC) info@copyright.com ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC) contact@cfcopies.com.

Photos de couverture : Concentré d'uranium dans un fût en acier, ainsi qu'un bloc de yellow cake, Canada (Cameco) ; EPR Flamanville-3 coffrage de piscine en construction, France (EDF).

NEA publications and information

The full **catalogue of publications** is available online at www.oecd-nea.org/pub.

In addition to basic information on the Agency and its work programme, the **NEA website** offers free downloads of hundreds of technical and policy-oriented reports.

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

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

Publications et informations à l'AEN

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

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

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

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

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



Nuclear Energy Data – 2013

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 and fuel cycle developments, as well as projected generating capacity and electricity production to 2035, where available. Total electricity generation at nuclear power plants and the share of electricity production from nuclear power plants declined in 2012 as a result of operational issues at some facilities and suspended operation at all but two reactors in Japan. Nuclear safety was further strengthened in 2012 following safety reviews prompted by the Fukushima Daiichi nuclear power plant accident. Governments committed to maintaining nuclear power in the energy mix pursued initiatives to increase nuclear generating capacity. In Turkey, plans were finalised for the construction of the first four reactors for commercial electricity production. 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 – 2013

Les *Données sur l'énergie nucléaire*, compilation annuelle de statistiques et de rapports nationaux de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, présente la situation de l'énergie nucléaire dans les pays de l'OCDE. Les informations communiquées par les pouvoirs publics des pays membres de l'OCDE comprennent des statistiques sur la puissance nucléaire installée, la production d'électricité totale et nucléaire, les politiques nucléaires, les évolutions du cycle du combustible ainsi que, lorsqu'elles sont disponibles, des projections jusqu'en 2035 de la puissance nucléaire et de la production d'électricité. En 2012, la production totale d'électricité des centrales nucléaires mais aussi la part du nucléaire dans la production d'électricité ont diminué en raison de problèmes d'exploitation rencontrés par certaines installations et de la mise à l'arrêt de tous les réacteurs japonais sauf deux. À l'issue des réexamens de la sûreté entrepris après l'accident de Fukushima Daiichi, la sûreté nucléaire s'est renforcée en 2012. Les pays décidés à conserver le nucléaire dans leur mix énergétique ont avancé dans leurs projets d'augmentation de la puissance nucléaire installée. La Turquie a mis la dernière main au projet de construction de ses quatre premiers réacteurs destinés à la production d'électricité. 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.