

Nuclear Development
Développement de l'énergie nucléaire

Nuclear Energy Data

Données sur l'énergie nucléaire

2003

© OECD 2003

NUCLEAR ENERGY AGENCY
ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT

Pursuant to Article 1 of the Convention signed in Paris on 14th December 1960, and which came into force on 30th September 1961, the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) shall promote policies designed:

- to achieve the highest sustainable economic growth and employment and a rising standard of living in Member countries, while maintaining financial stability, and thus to contribute to the development of the world economy;
- to contribute to sound economic expansion in Member as well as non-member countries in the process of economic development; and
- to contribute to the expansion of world trade on a multilateral, non-discriminatory basis in accordance with international obligations.

The original Member countries of the OECD are Austria, Belgium, Canada, Denmark, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, the Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The following countries became Members subsequently through accession at the dates indicated hereafter: Japan (28th April 1964), Finland (28th January 1969), Australia (7th June 1971), New Zealand (29th May 1973), Mexico (18th May 1994), the Czech Republic (21st December 1995), Hungary (7th May 1996), Poland (22nd November 1996); Korea (12th December 1996) and the Slovak Republic (14th December 2000). The Commission of the European Communities takes part in the work of the OECD (Article 13 of the OECD Convention).

NUCLEAR ENERGY AGENCY

The OECD Nuclear Energy Agency (NEA) was established on 1st February 1958 under the name of the OEEC European Nuclear Energy Agency. It received its present designation on 20th April 1972, when Japan became its first non-European full Member. NEA membership today consists of 28 OECD Member countries: Australia, Austria, Belgium, Canada, Czech Republic, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Japan, Luxembourg, Mexico, the Netherlands, Norway, Portugal, Republic of Korea, Slovak Republic, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, the United Kingdom and the United States. The Commission of the European Communities 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 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.

© OECD 2003

Permission to reproduce a portion of this work for non-commercial purposes or classroom use should be obtained through the Centre français d'exploitation du droit de copie (CCF), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, Tel. (33-1) 44 07 47 70, Fax (33-1) 46 34 67 19, for every country except the United States. In the United States permission should be obtained through the Copyright Clearance Center, Customer Service, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA, or CCC Online: <http://www.copyright.com/>. All other applications for permission to reproduce or translate all or part of this book should be made to OECD Publications, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays Membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus Membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996), la Corée (12 décembre 1996) et la République slovaque (14 décembre 2000). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

L'AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958 sous le nom d'Agence européenne pour l'énergie nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays Membre de plein exercice non européen. L'Agence compte actuellement 28 pays Membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la République de Corée, la République slovaque, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes 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.

© OCDE 2003

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France. Tél. (33-1) 44 07 47 70. Fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, ou CCC Online : <http://www.copyright.com/>. Toute autre demande d'autorisation ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

OVERVIEW

This edition of the *Brown Book* contains information provided officially by OECD governments, including short reports on nuclear energy status, trends and issues in their respective countries. This year, for the first time, projections are given up to 2020.

Nuclear electricity generation in the OECD area remained at the same level in 2002 as in 2001. Nuclear power plants provided 23.8% of total electricity, a slight decrease as compared with 24.2% the previous year. Nuclear power plant generating capacity increased by 1.2% from 2001, but the proportion of the total generating capacity that nuclear energy represented fell from 14.8% to 14.4%. Nuclear electricity generation is projected to increase by some 5% between now and 2005 and approximately 8% by 2010. The nuclear share in total electricity generation is projected to decrease slightly in the years to come, amounting to roughly 23.5% in 2005 and 22% in 2010.

At the end of 2002, there were 362 nuclear units in operation in OECD countries and seven units under construction, five of which in the OECD Pacific region where, in addition, there are eight units firmly committed and sixteen units planned. Nuclear generating capacity is projected to increase by about 3.5% by 2005 and by up to 5.9% by 2010.

The front-end of the fuel cycle is characterised by requirements exceeding production capacities except for fuel fabrication. Natural uranium production in OECD countries was around 30 000 tU lower than the requirements of those countries in 2002. The remaining requirements were provided by secondary and other sources including imports, civilian and military stockpiles, spent fuel reprocessing and re-enrichment of depleted uranium. For conversion and enrichment, imports and stockpiles continue to complement supply from OECD production facilities in operation. Total fuel fabrication capacity in service is more than 50% higher than requirements.

The capacity for storage of irradiated fuel in OECD countries will be expanded to meet operational needs over the next twenty years, reaching 330 000 tonnes of heavy metal in 2020 as a consequence of there being no substantive disposal route available during that period.

This book is published under the responsibility of the Secretary-General of the OECD.

INTRODUCTION

Cette édition du Livre brun contient des informations fournies officiellement par les gouvernements des pays de l'OCDE ainsi que des brefs rapports sur la situation, les tendances et les questions importantes relatives à l'énergie nucléaire dans leurs pays respectifs. Cette année, pour la première fois, des projections sont données jusqu'en 2020.

La production d'électricité nucléaire dans la zone OCDE a été en 2002 sensiblement égale à celle de 2001. Les centrales nucléaires ont fourni 23,8 % de la production électrique totale, en léger recul par rapport à une contribution de 24,2 % en 2001. La capacité nucléaire installée a augmenté de 1,2 % par rapport à 2001 mais la part du nucléaire dans la capacité électrique totale a baissé, passant de 14,8 % en 2001 à 14,4 % en 2002. La production d'électricité nucléaire devrait croître d'environ 5 % d'ici 2005 et 8 % d'ici 2010. La part du nucléaire dans l'électricité devrait baisser légèrement entre 2002 et 2010, passant à environ 22,5 % en 2005 et 22 % en 2010.

À la fin 2002, il y avait 362 unités nucléaires en service dans les pays de l'OCDE et sept unités en construction dont cinq dans la région Pacifique de l'OCDE où, en outre, huit unités étaient en commande ferme et seize unités projetées. La capacité nucléaire installée devrait croître d'environ 3,5 % d'ici 2005 et 5,9 % à l'horizon 2010.

L'amont du cycle du combustible est caractérisé par des besoins plus élevés que les capacités de production correspondantes à l'exception de la fabrication du combustible. La production d'uranium des pays de l'OCDE était inférieure de quelque 30 000 tonnes aux besoins de ces pays en 2002. La demande non couverte a été satisfaite grâce à des sources secondaires ou autres, notamment des importations, des stocks civils et militaires, le retraitement de combustible usé et le réenrichissement d'uranium appauvri. Pour la conversion et l'enrichissement, les importations et les stocks continuent à fournir un complément à la production des usines en service dans la zone OCDE. La capacité de fabrication de combustible en service est supérieure de plus de 50 % aux besoins.

La capacité d'entreposage du combustible irradié dans les pays de l'OCDE sera accrue afin de satisfaire les besoins au cours des vingt prochaines années, atteignant 330 000 tonnes de métal lourd en 2020 en raison de l'absence d'installation de stockage définitif à cet horizon.

Ce livre est publié sous la responsabilité du Secrétaire général de l'OCDE.

TABLE OF CONTENTS

NUCLEAR CAPACITY AND ELECTRICITY GENERATION	10
<hr/>	
Table 1. Total and Nuclear Electricity Generation.....	12
Table 2. Total and Nuclear Electricity Capacity	18
Table 3.1 Nuclear Power Plants by Developing Stage.....	26
Table 3.2 Nuclear Power Plants Connected to the Grid.....	28
Schematic Diagram of the Nuclear Fuel Cycle	32
Figures	
Nuclear Power Share of Total Electricity Production in NEA Countries	11
Trends in Total and Nuclear Electricity Generation	17
Trends in Total and Nuclear Electricity Capacity	23
Age Distribution of Nuclear Units by OECD Regions	24
Number of Units and Nuclear Capacity by NEA Countries	30
Number and Capacity of NPPs Connected to the Grid per Type of Reactor	31
NUCLEAR FUEL CYCLE REQUIREMENTS.....	34
<hr/>	
Table 4.1 Uranium Resources.....	36
Table 4.2 Uranium Production.....	36
Table 4.3 Uranium Requirements.....	37
Table 5.1 Conversion Capacities	40
Table 5.2 Conversion Requirements.....	40
Table 6.1 Enrichment Capacities	42
Table 6.2 Enrichment Requirements	42
Table 7.1 Fuel Fabrication Capacities	44
Table 7.2 Fuel Fabrication Requirements.....	46
Table 8.1 Spent Fuel Storage Capacities	48
Table 8.2 Spent Fuel Arisings.....	50
Table 9. Reprocessing Capacities	52
Table 10. Plutonium Usage.....	52

TABLE DES MATIÈRES

PUISSANCE ET PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRES 10

Tableau 1. Production d'électricité totale et d'origine nucléaire 12

Tableau 2. Puissance installée totale et nucléaire..... 18

Tableau 3.1 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet 26

Tableau 3.2 Centrales nucléaires connectées au réseau 28

Cycle du combustible nucléaire 32

Figures

Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité
dans les pays de l'AEN..... 11

Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire 17

Évolution de la puissance installée totale et nucléaire 23

Répartition des tranches nucléaires par âge dans les régions OCDE 24

Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'AEN 30

Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur. 31

BESOINS DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE 34

Tableau 4.1 Ressources en uranium..... 36

Tableau 4.2 Production d'uranium 36

Tableau 4.3 Besoins en uranium 37

Tableau 5.1 Capacités de conversion..... 40

Tableau 5.2 Besoins en matière de conversion 40

Tableau 6.1 Capacités d'enrichissement..... 42

Tableau 6.2 Besoins en matière d'enrichissement..... 42

Tableau 7.1 Capacités de fabrication du combustible 44

Tableau 7.2 Besoins en matière de fabrication du combustible 46

Tableau 8.1 Capacités de stockage du combustible irradié 48

Tableau 8.2 Quantités de combustible irradié produites..... 50

Tableau 9. Capacités de retraitement..... 52

Tableau 10. Utilisation du plutonium..... 52

Figures

Enrichment: Capacities and Requirements..... 35

COUNTRY REPORTS..... 54

OECD America 55

- Canada..... 55
- Mexico 56
- United States 57

OECD Europe 59

- Belgium..... 59
- Czech Republic 60
- Finland..... 61
- France..... 61
- Germany..... 62
- Hungary..... 63
- The Netherlands 64
- Spain..... 65
- Slovak Republic..... 66
- Sweden 69
- Switzerland..... 71
- Turkey 71
- United Kingdom 73

OECD Pacific 74

- Japan..... 74
- Republic of Korea..... 75

Figures

Enrichissement : capacités et besoins 35

RAPPORTS PAR PAYS 77

OCDE Amérique 78

Canada 78

États-Unis 80

Mexique 82

OCDE Europe 83

Allemagne 83

Belgique 84

Espagne 85

Finlande 86

France 87

Hongrie 87

Pays-Bas 88

République tchèque 89

République slovaque 90

Royaume-Uni 94

Suède 95

Suisse 97

Turquie 98

OCDE Pacifique 99

Japon 99

République de Corée 101

**NUCLEAR CAPACITY
AND ELECTRICITY GENERATION**

**PUISSANCE ET PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRES**

Nuclear Power Share of Total Electricity Production in NEA Countries (2002)
Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dans les pays de l'AEN (2002)

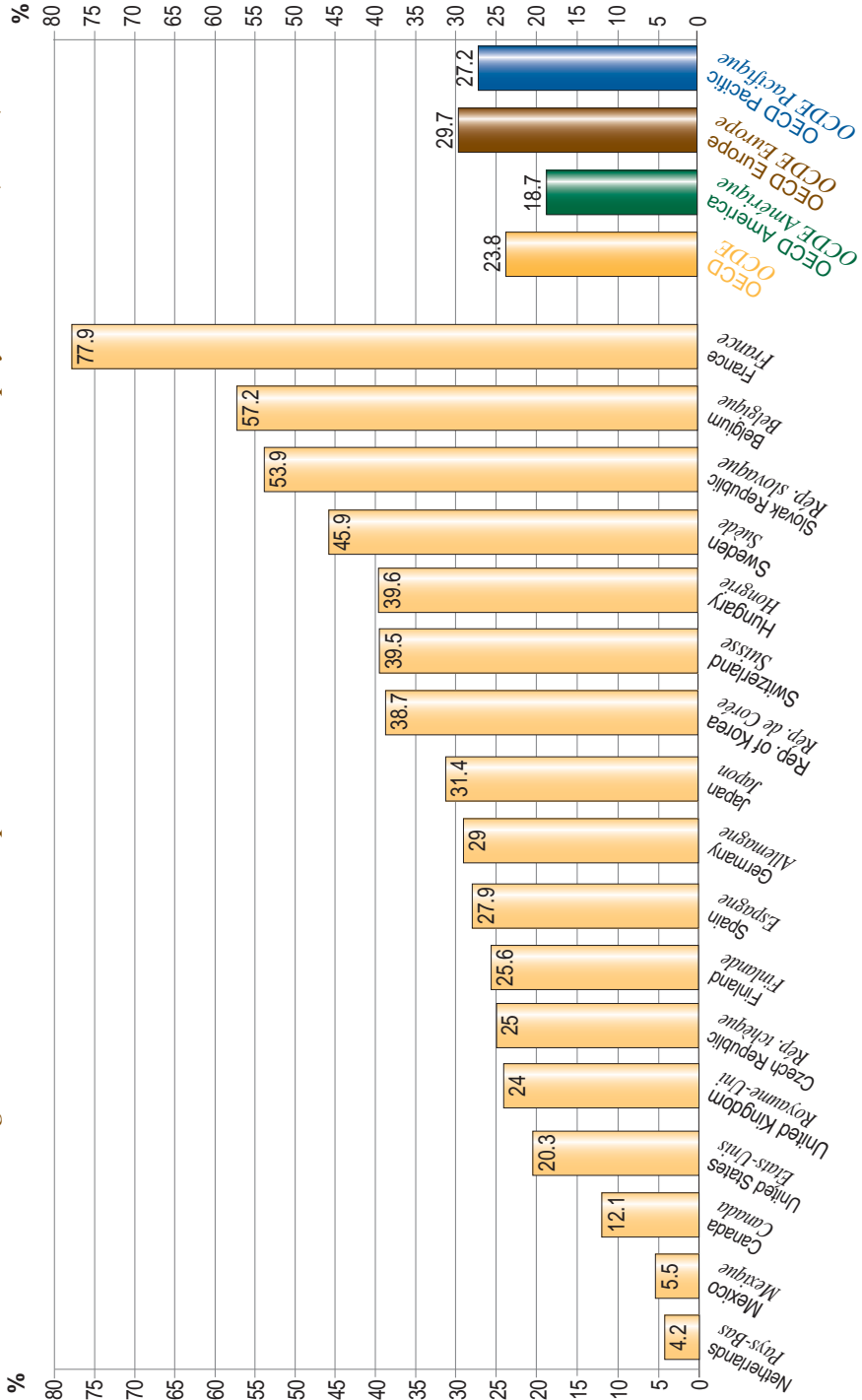


Table 1. Total and Nuclear Electricity Generation (a)

(Net TWh)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)			2002		
	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
OECD America	4 483.7	849.9	19.0	4 589.8	859.9	18.7
Canada	564.7	72.3	12.8	577.8	70.2	12.1
Mexico	199.0	8.6	4.3	177.0 (b)	9.7 (b)	5.5
United States	3 720.0	769.0	20.7	3 835.0 (b)	780.0 (b)	20.3
OECD Europe	3 086.0	914.3	29.6	3 102.6	921.9	29.7
Nuclear countries	2 338.9	914.3	39.1	2 345.3	921.9	39.3
Belgium	76.1	44.0	57.8	78.1	44.7	57.2
Czech Republic	68.8	13.8	20.1	70.4	17.6	25.0
Finland	81.8	21.7	26.5	83.3	21.3	25.6
France	525.6	401.3	76.4	534.6	416.5	77.9
Germany	534.2	162.3	30.4	536.9 (b)	155.8	29.0
Hungary	33.7	13.3	39.4	33.1	13.1	39.6
Netherlands	87.4 (c)	3.7	4.2	87.4 (c)	3.7	4.2
Slovak Republic	29.8	15.7	52.7	30.6	16.5	53.9
Spain	213.8	61.0	28.5	216.3	60.3	27.9
Sweden	157.8	69.2	43.9	143.0 (b)	65.6 (b)	45.9
Switzerland	70.2	25.3	36.0	65.0 (b)	25.7 (b)	39.5
Turkey	122.7	0.0	0.0	129.1	0.0	0.0
United Kingdom	337.0	83.0	24.6	337.5 (b)	81.1 (b)	24.0
Non nuclear countries	747.0	0.0	0.0	757.2 (c)	0.0	0.0
OECD Pacific	1 382.4	403.5	29.2	1 415.9	385.3	27.2
Nuclear countries	1 131.8	403.5	35.7	1 161.5	385.3	33.2
Japan (d,e,f)	873.2	302.2	34.6	883.5	277.8	31.4
Korea (e)	258.6	101.3	39.2	278.0	107.4	38.7
Non nuclear countries	250.6	0.0	0.0	254.4 (c)	0.0	0.0
TOTAL	8 952.1	2 167.7	24.2	9 108.3	2 167.1	23.8

Notes

- Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
- Provisional data.
- Secretariat estimate.
- For fiscal year.
- Gross data converted to net by Secretariat.
- Excluding electricity generated by the user (autoproduction).

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. Production d'électricité totale et d'origine nucléaire (a)

(en TWh nets)

2005			PAYS
Total	Nuclear Nucléaire	%	
4 897.6 - 4 897.6	900.5 - 912.4	18.4 - 18.4	OCDE Amérique
620.9	97.4 - 109.3	15.7 - 17.6	Canada
178.7	10.1	5.7	Mexique
4 098.0	793.0	19.4	États-Unis
3 286.2 - 3 301.3	923.3 - 943.7	28.1 - 28.6	OCDE Europe
2 461.6 - 2 476.7	923.3 - 943.7	37.5 - 38.1	Pays nucléaires
79.9 (c)	45.0	56.3	Belgique
70.9 - 74.4	23.7 - 24.6	33.4 - 33.1	République tchèque
85.7 - 87.7	20.3 - 21.8	23.7 - 24.9	Finlande
556.1 (c)	412.9 (c)	74.3	France
545.0	155.0 - 165.0	28.4 - 30.3	Allemagne
34.1 - 35.9	13.3	39.0	Hongrie
97.2 (c)	3.5 (c)	3.6	Pays-Bas
30.8 - 31.9	15.5 - 16.8	50.3 - 52.7	République slovaque
256.0	60.4	23.6	Espagne
140.9 - 147.6	62.7 - 69.4	44.5 - 47.0	Suède
65.0	25.0	38.5	Suisse
166.0	0.0	0.0	Turquie
334.0 - 350.0	86.0	25.7 - 24.6	Royaume-Uni
824.5 (c)	0.0	0.0	Pays non nucléaires
1 514.4	449.4	29.7	OCDE Pacifique
1 239.1	449.4	36.3	Pays nucléaires
911.2 (c)	322.0 (c)	35.3	(d,e,f) Japon
327.9	127.4	38.8	(e) Corée
275.3 (c)	0.0	0.0	Pays non nucléaires
9 698.1 - 9 713.2	2 273.2 - 2 293.6	23.4 - 23.6	TOTAL

Notes :

- Y compris l'électricité produite par les autoproducteurs sauf indication contraire.
- Données provisoires.
- Estimation du Secrétariat.
- Pour l'exercice financier.
- Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
- Excluant l'électricité produite par des autoproducteurs.

Les pays non nucléaires sont :

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

Table 1. Total and Nuclear Electricity Generation (a)

(Net TWh)

COUNTRY	2010		
	Total	Nuclear <i>Nucléaire</i>	%
OECD America	5 407.6	907.1 - 919.0	16.8 - 17.0
Canada	672.7	97.4 - 109.3	14.5 - 16.2
Mexico	190.9	9.7	5.1
United States	4 544.0	800.0	17.6
OECD Europe	3 575.3 - 3 590.9	876.7 - 886.9	24.5 - 24.7
Nuclear countries	2 664.6 - 2 680.1	876.7 - 886.9	32.9 - 33.1
Belgium	80.0 (c)	45.0	56.3
Czech Republic	78.1 - 80.9	23.7 - 24.6	30.3 - 30.4
Finland	91.4 - 93.4	30.3 - 32.8	33.2 - 35.1
France	592.0 (c)	407.0 (c)	68.8
Germany	555.0 - 560.0	135.0	24.3 - 24.1
Hungary	35.9 - 39.8	13.3	37.1 - 33.4
Netherlands	106.8 (c)	3.5	3.3
Slovak Republic	31.3 - 33.1	10.0 - 16.8	31.9 - 50.8
Spain	298.3	60.3	20.2
Sweden	147.8	63.6	43.0
Switzerland	65.0	25.0	38.5
Turkey	255.0	0.0	0.0
United Kingdom	328.0 - 371.0	60.0	18.3 - 16.2
Non nuclear countries	910.8 (c)	0.0	0.0
OECD Pacific	1 617.7 - 1 648.1	553.9	34.2 - 33.6
Nuclear countries	1 318.2 - 1 348.6	553.9	42.0 - 41.1
Japan (d,e,f)	942.2 - 972.6	395.6	42.0 - 40.7
Korea (e)	376.0	158.4	42.1
Non nuclear countries	299.5 (c)	0.0	0.0
TOTAL	10 600.6 - 10 646.6	2 337.8 - 2 359.9	22.1 - 22.2

Notes

- a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
c) Secretariat estimate.
d) For fiscal year.
e) Gross data converted to net by Secretariat.
f) Excluding electricity generated by the user (autoproduction).
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. Production d'électricité totale et d'origine nucléaire (a)

(en TWh nets)

2015			PAYS
Total	Nuclear Nucléaire	%	
5 855.8	912.5 - 924.4	15.6 - 15.8	OCDE Amérique
717.9	97.4 - 109.3	13.6 - 15.2	Canada
193.9	10.1	5.2	Mexique
4 944.0	805.0	16.3	États-Unis
3 479.4 - 3 499.2	718.4 - 768.6	20.6 - 22.0	OCDE Europe
2 504.7 - 2 524.5	718.4 - 768.6	28.7 - 30.4	<i>Pays nucléaires</i>
80.0 (c)	39.8 - 45.0	49.8 - 56.3	Belgique
77.8 - 79.1	23.7 - 24.6	30.5 - 31.1	République tchèque
95.8 - 97.8	30.3 - 32.8	31.6 - 33.5	Finlande
627.5 (c)	420.0 - 427.0	(c) 66.9 - 68.0	France
565.0 - 570.0	80.0 - 90.0	14.2 - 15.8	Allemagne
37.6 - 43.7	6.7 - 13.3	17.7 - 30.4	Hongrie
107.0 (c)	3.5	(c) 3.3	Pays-Bas
31.8 - 37.2	10.0 - 16.8	31.4 - 45.2	République slovaque
0.0	0.0	0.0	Espagne
148.2 (c)	52.5 - 63.6	(c) 35.4 - 42.9	Suède
65.0	25.0	38.5	Suisse
360.0	0.0	0.0	Turquie
309.0 - 353.0	27.0	8.7 - 7.6	Royaume-Uni
974.7 (c)	0.0	0.0	<i>Pays non nucléaires</i>
			OCDE Pacifique
			<i>Pays nucléaires</i>
N/A	N/A		(d,e,f) Japon
415.1	191.2	46.1	(e) Corée
338.7 (c)	0.0	0.0	<i>Pays non nucléaires</i>
			TOTAL

Notes :

- a) Y compris l'électricité produite par les autoproducteurs sauf indication contraire.
 - c) Estimation du Secrétariat.
 - d) Pour l'exercice financier.
 - e) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
 - f) Excluant l'électricité produite par des autoproducteurs.
- N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

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

Table 1. Total and Nuclear Electricity Generation (a)

Tableau 1. Production d'électricité totale et d'origine nucléaire (a)

(Net TWh)

(en TWh nets)

COUNTRY	2020			PAYS
	Total	Nuclear Nucléaire	%	
OECD America	6 307 - 6 306	915 - 937	14 - 15	OCDE Amérique
Canada	756	97 - 109	12.9 - 14	Canada
Mexico	197	10	5	Mexique
United States	5 355 - 5 354	807 - 818	15.1 - 15.3	États-Unis
OECD Europe	3 745 - 2 760	584 - 656	16 - 24	OCDE Europe
Nuclear countries	2 689.5 - 2 760.1	584 - 656	22 - 24	Pays nucléaires
Belgium	80 (c)	31 - 45	39 - 56	Belgique
Czech Republic	80	12 - 25	15 - 31	République tchèque
Finland	100 - 102	30 - 33	30 - 32	Finlande
France	663 (c)	364 (c)	55	France
Germany	575 - 580	30	5 - 5	Allemagne
Hungary	40 - 48	0 - 13	0 - 28	Hongrie
Netherlands	107 (c)	0	0	Pays-Bas
Slovak Republic	33 - 43	10 - 17	31 - 39	République slovaque
Spain	0	0	0	Espagne
Sweden	150 (c)	41 - 64 (c)	28 - 43	Suède
Switzerland	65	25	38	Suisse
Turkey	508	14	3	Turquie
United Kingdom	290 - 335	27	9 - 8	Royaume-Uni
Non nuclear countries	1 055	0	0	Pays non nucléaires
OECD Pacific				OCDE Pacifique
Nuclear countries				Pays nucléaires
Japan	N/A	N/A		Japon
Korea	N/A	N/A		Corée
Non nuclear countries	N/A			Pays non nucléaires
TOTAL				TOTAL

Notes:

- a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
c) Secretariat estimate.
N/A Not available.

Notes :

- a) Y compris l'électricité produite par les autoproducteurs sauf indication contraire.
c) Estimation du Secrétariat.
N/A Non disponible.

Trends in Total and Nuclear Electricity Generation Évolution de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire

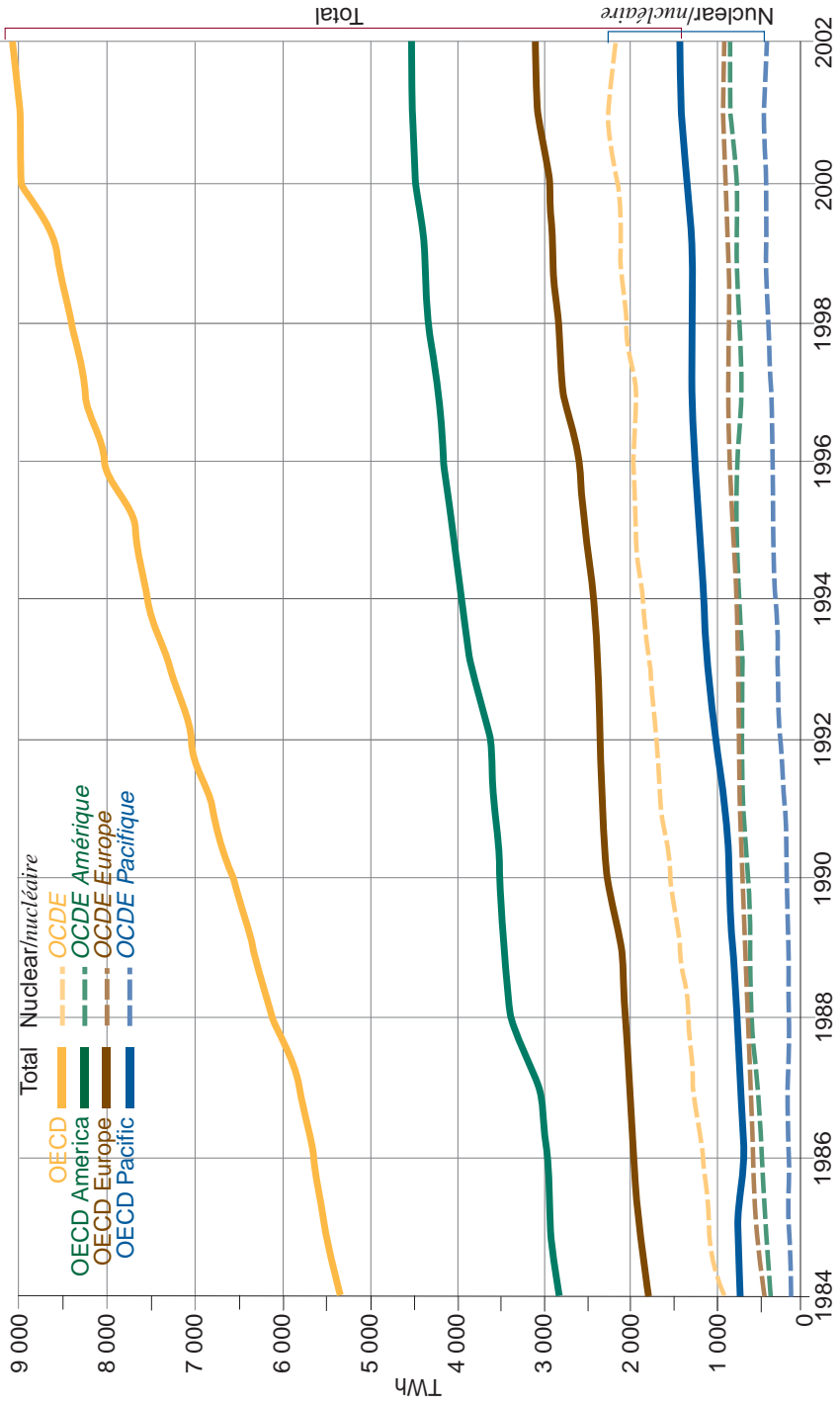


Table 2. Total and Nuclear Electricity Capacity (a)

(Net GWe)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)			2002		
	Total	Nuclear Nucléaire	%	Total	Nuclear Nucléaire	%
OECD America	1 012.8	109.8	10.8	1 075.1	110.4	10.3
Canada	121.9	10.3	8.4	123.7	10.3	8.3
Mexico	36.2	1.4	3.8	36.7 (b)	1.4 (b)	3.7
United States	854.7	98.1	11.5	914.7 (b)	98.7 (b)	10.8
OECD Europe	686.8	132.9	19.3	702.2	134.1	19.1
Nuclear countries	489.4	132.9	27.1	502.4	134.1	26.7
Belgium	15.7	5.7	36.3	15.7 (c)	5.8	36.9
Czech Republic	16.3	2.8	17.2	17.3	3.8	22.0
Finland	17.2	2.7	15.5	17.4	2.7	15.3
France	90.6	63.2	69.8	90.4	63.3	70.0
Germany	111.0	21.3	19.2	113.4	21.3 (b)	18.8
Hungary	7.5	1.8	23.4	7.5	1.8	23.5
Netherlands	19.2 (c)	0.5 (c)	2.3	19.2 (c)	0.5 (c)	2.6
Slovak Republic	7.7	2.5	31.9	7.7	2.5	31.9
Spain	55.1	7.5	13.6	59.2	7.5	12.7
Sweden	31.7	9.3	29.3	31.7 (b)	9.3	29.3
Switzerland	17.1	3.2	18.7	17.9 (b)	3.2 (b)	17.9
Turkey	28.3	0.0	0.0	31.8	0.0	0.0
United Kingdom	72.0	12.5	17.4	73.2 (b)	12.5 (b)	17.1
Non nuclear countries	197.4 (c)	0.0	0.0	199.7 (c)	0.0	0.0
OECD Pacific	330.1	57.3	17.4	336.2	59.2	17.6
Nuclear countries	274.7	57.3	20.9	280.6	59.2	21.1
Japan (d,e,f)	226.4	44.3	19.6	229.5	44.3	19.3
Korea (e)	48.4	13.0	26.9	51.1	14.9	29.2
Non nuclear countries	55.3 (c)	0.0	0.0	55.5 (c)	0.0	0.0
TOTAL	2 029.8	299.9	14.8	2 113.5	303.6	14.4

Notes:

- Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
- Provisional data.
- Secretariat estimate.
- For fiscal year.
- Gross data converted to net by Secretariat.
- Excluding electricity generated by the user (autoproduction).

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 2. Puissance installée totale et nucléaire (a)

(en GWe nets)

2005			PAYS
Total	Nuclear Nucléaire	%	
1 108.3 - 1 108.3	115.5 - 117.2	10.4 - 10.6	OCDE Amérique
129.1	13.9 - 15.6	10.8 - 12.1	Canada
37.0	1.4	3.7	Mexique
942.2	100.2	10.6	États-Unis
736.3 - 523.3	131.4 - 132.0	17.8 - 25.1	OCDE Europe
516.6 - 523.3	131.4 - 132.0	25.4 - 25.1	<i>Pays nucléaires</i>
15.6 (c)	5.8	37.2	Belgique
17.3 - 17.4	3.8	22.0 - 21.8	République tchèque
17.6 - 18.0	2.5 - 2.7	14.1 - 14.9	Finlande
90.0 (c)	63.0	(c) 70.0	France
110.0 - 115.0	20.3	18.5 - 17.7	Allemagne
7.3 - 7.6	1.8	24.1 - 23.2	Hongrie
21.8 (c)	0.5	(c) 2.3	Pays-Bas
7.7 - 8.0	2.5	31.9 - 30.8	République slovaque
67.5	7.5	11.1	Espagne
31.2 - 31.8	8.7 - 9.3	27.9 - 29.2	Suède
17.9	3.2	17.9	Suisse
40.7	0.0	0.0	Turquie
72.0 - 74.0	11.9	16.5 - 16.1	Royaume-Uni
219.8 (c)	0.0	0.0	<i>Pays non nucléaires</i>
355.2	66.3	18.7	OCDE Pacifique
298.9	66.3	22.2	<i>Pays nucléaires</i>
240.2 (c)	49.4	(c) 20.6	(d,e,f) Japon
58.7	16.9	28.8	(e) Corée
56.3 (c)	0.0	0.0	<i>Pays non nucléaires</i>
2 199.8 - 1 986.7	313.1 - 315.4	14.2 - 15.9	TOTAL

Notes :

- Y compris l'électricité produite par les autoproducteurs sauf indication contraire.
- Données provisoires.
- Estimation du Secrétariat.
- Pour l'exercice financier.
- Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
- Excluant l'électricité produite par des autoproducteurs.

Les pays non nucléaires sont :

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

Table 2. Total and Nuclear Electricity Capacity (a)
(Net GWe)

COUNTRY	2010		
	Total	Nuclear <i>Nucléaire</i>	%
OECD America	1 136.4 - 1 136.2	114.8 - 116.5	10.1 - 10.3
Canada	139.6	13.9 - 15.6	10.0 - 11.2
Mexico	37.5	1.6	4.4
United States	959.3 - 959.1	99.3	10.4 - 10.4
OECD Europe	786.5 - 548.6	125.3 - 126.9	15.9 - 23.1
Nuclear countries	540.9 - 548.6	125.3 - 126.9	23.2 - 23.1
Belgium	15.7 (c)	5.8	36.9
Czech Republic	16.0 - 16.7	3.8	23.8 - 22.8
Finland	18.9 - 19.3	3.5 - 4.2	18.4 - 21.7
France	89.2 (c)	63.0 (c)	70.6
Germany	110.0 - 115.0	17.5	15.9 - 15.2
Hungary	7.9 - 8.3	1.8	22.4 - 21.2
Netherlands (c)	23.2	0.5	2.2
Slovak Republic	7.1 - 8.3	1.6 - 2.5	23.1 - 29.6
Spain	78.5	7.5	9.6
Sweden	31.5 (c)	8.7	27.6
Switzerland	17.9	3.2	17.9
Turkey	52.0	0.0	0.0
United Kingdom	73.0 - 75.0	8.5	11.6 - 11.3
Non nuclear countries	245.7 (c)	0.0	0.0
OECD Pacific	386.5 - 405.5	77.7 - 81.9	20.1 - 20.2
Nuclear countries	323.7 - 342.7	77.7 - 81.9	24.0 - 23.9
Japan (d,e,f)	248.6 - 267.7	55.8 - 59.9	22.4 - 22.4
Korea (e)	75.1	21.9	29.2
Non nuclear countries	62.8 (c)	0.0	0.0
TOTAL	2 309.4 - 2 090.3	317.9 - 325.2	13.8 - 15.6

Notes:

- a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
- c) Secretariat estimate.
- d) For fiscal year.
- e) Gross data converted to net by Secretariat.
- f) Excluding electricity generated by the user (autoproduction).

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 2. Puissance installée totale et nucléaire (a)
(en GWe nets)

2015			PAYS
Total	Nuclear Nucléaire	%	
1 228.1 - 1 228.2	114.8 - 116.5	9.3 - 9.5	OCDE Amérique
146.2	13.9 - 15.6	9.5 - 10.7	Canada
38.0	1.4	3.6	Mexique
1 043.9 - 1 044.0	99.5	9.5 - 9.5	États-Unis
760.4 - 504.0	103.8 - 107.3	13.7 - 21.3	OCDE Europe
496.1 - 504.0	103.8 - 107.3	20.9 - 21.3	Pays nucléaires
16.0 (c)	5.8	36.3	Belgique
16.0 - 16.7	3.8	23.8 - 22.8	République tchèque
19.1 - 19.5	3.5 - 4.2	18.2 - 21.4	Finlande
93.3 (c)	63.0	(c) 67.5	France
115.0 - 120.0	10.5 - 11.8	9.1 - 9.8	Allemagne
8.4 - 9.0	0.9 - 1.8	10.5 - 19.6	Hongrie
23.2	0.5	2.2	(c) Pays-Bas
7.7 - 8.9	1.6 - 2.5	21.3 - 27.6	République slovaque
0.0	0.0	0.0	Espagne
31.5 (c)	7.4 - 8.7	(c) 23.3 - 27.6	Suède
17.9	3.2	17.9	Suisse
75.0	0.0	0.0	Turquie
73.0 - 76.0	3.7	5.1 - 4.9	Royaume-Uni
264.3 (c)	0.0	0.0	Pays non nucléaires
			OCDE Pacifique
			Pays nucléaires
N/A	N/A		(d,e,f) Japon
73.2	25.3	34.5	(e) Corée
62.8 (c)	0.0	0.0	Pays non nucléaires
			TOTAL

Notes :

- a) Y compris l'électricité produite par les autoproducteurs sauf indication contraire.
 - c) Estimation du Secrétariat.
 - d) Pour l'exercice financier.
 - e) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.
 - f) Excluant l'électricité produite par des autoproducteurs.
- N/A Non disponible.

Les pays non nucléaires sont :

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

Table 2. Total and Nuclear Electricity Capacity (a)

Tableau 2. Puissance installée totale et nucléaire (a)

(Net GWe)

(en GWe nets)

COUNTRY	2020			PAYS
	Total	Nuclear Nucléaire	%	
OECD America	1 310 - 1 309	115 - 118	9 - 9	OCDE Amérique
Canada	153	14 - 16	9 - 10	Canada
Mexico	39	1	4	Mexique
United States	1 118 - 1 117	100 - 101	9 - 9	États-Unis
OECD Europe	814 - 436	88 - 96	11 - 22	OCDE Europe
Nuclear countries	529 - 436	88 - 96	17 - 22	Pays nucléaires
Belgium	16 (c)	4 - 6	25 - 36	Belgique
Czech Republic	15 - 17	2 - 4	13 - 23	République tchèque
Finland	20 - 20	3 - 4	18 - 21	Finlande
France	97 (c)	58 (c)	59	France
Germany	115 - 120	4	3 - 3	Allemagne
Hungary	8 - 10	0 - 2	0 - 18	Hongrie
Netherlands	23 (c)	1 (c)	2	Pays-Bas
Slovak Republic	8 - 10	2 - 2	20 - 26	République slovaque
Spain	0	0	0	Espagne
Sweden	32 (c)	6 - 9 (c)	19 - 28	Suède
Switzerland	18	3	18	Suisse
Turkey	103	2	2	Turquie
United Kingdom	74 - 78	4	5 - 5	Royaume-Uni
Non nuclear countries	286 (c)	0	0	Pays non nucléaires
OECD Pacific				OCDE Pacifique
Nuclear countries				Pays nucléaires
Japan	N/A	N/A		Japon
Korea	N/A	N/A		Corée
Non nuclear countries	N/A	N/A		Pays non nucléaires
TOTAL				TOTAL

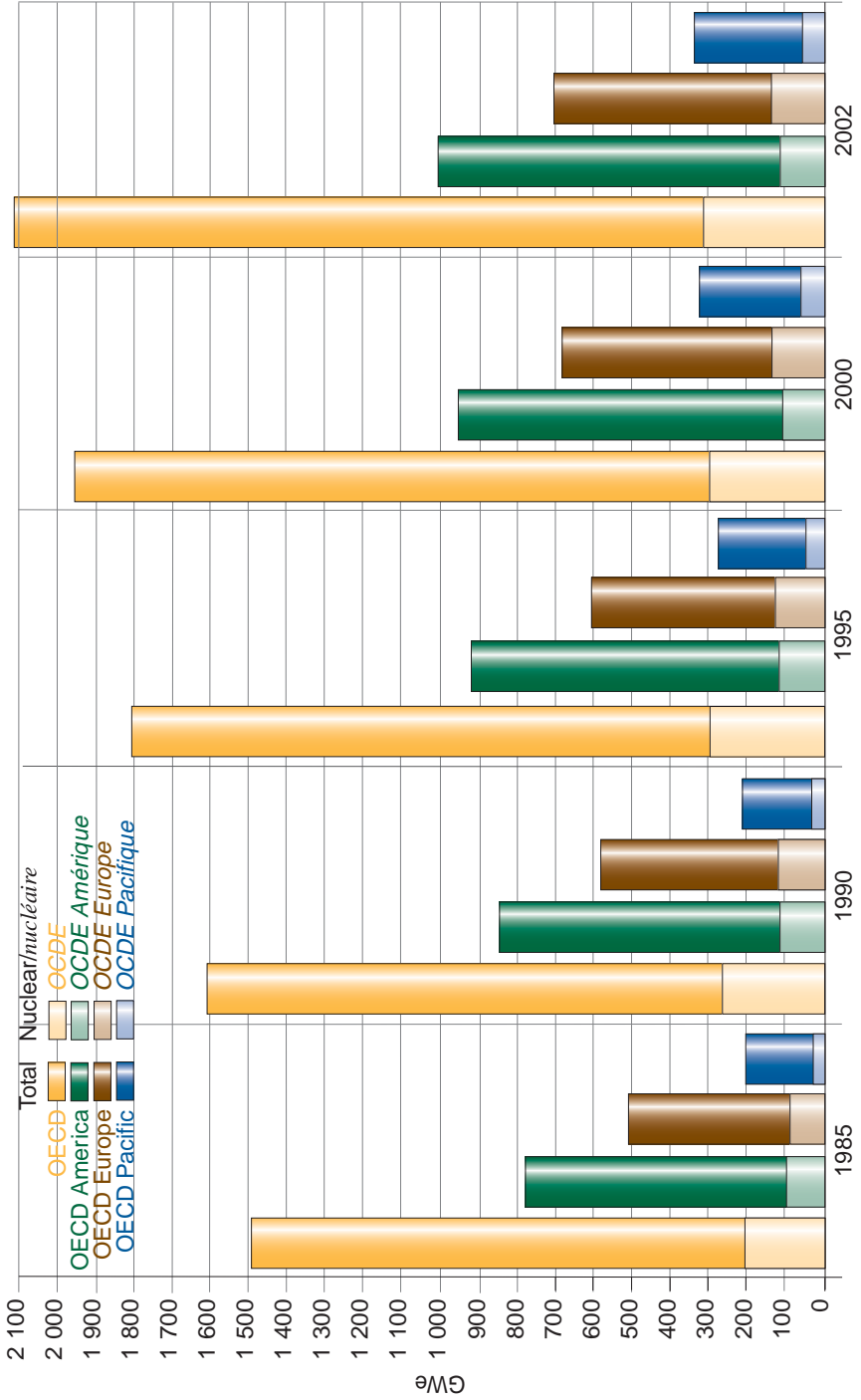
Notes:

- a) Including electricity generated by the user (autoproduction) unless stated otherwise.
c) Secretariat estimate.
N/A Not available.

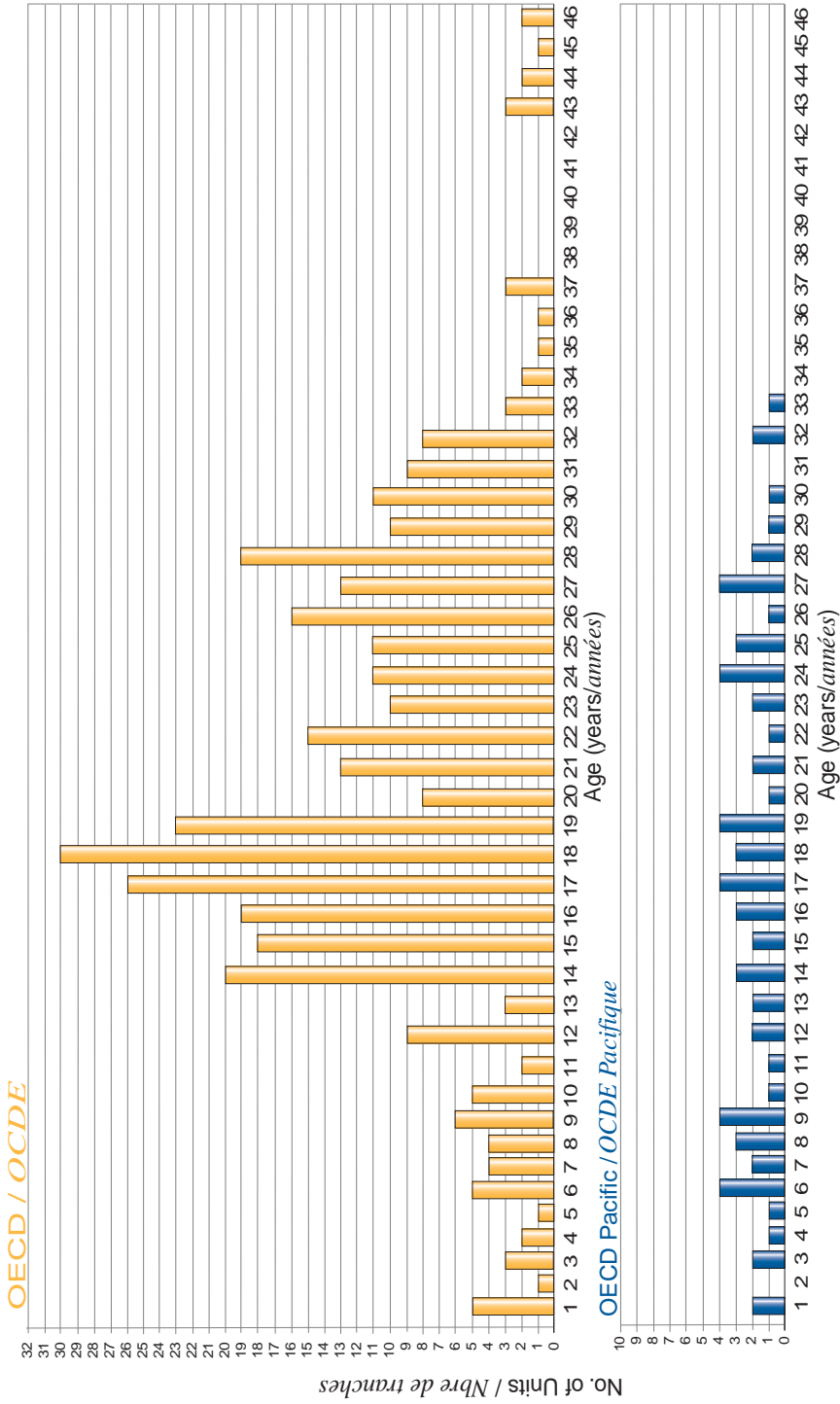
Notes :

- a) Y compris l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduit) sauf indication contraire.
c) Estimation du Secrétariat.
N/A Non disponible.

Trends in Total and Nuclear Electricity Capacity
 Évolution de la puissance installée totale et nucléaire



Age Distribution of Nuclear Units by OECD Regions
Répartition des tranches nucléaires par âge et par régions OCDE



Age Distribution of Nuclear Units by OECD Regions Répartition des tranches nucléaires par âge et par régions OCDE

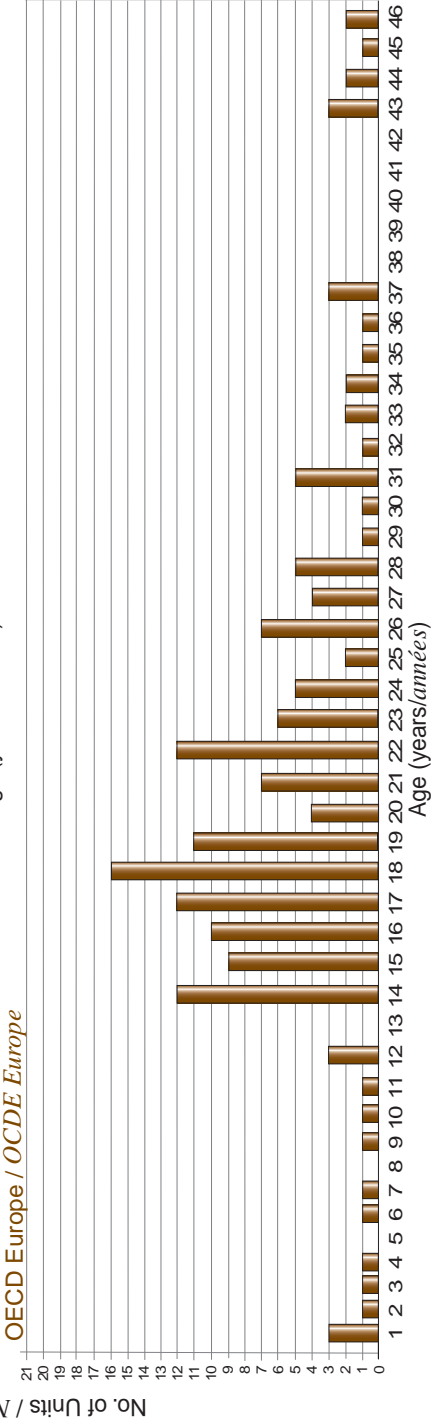
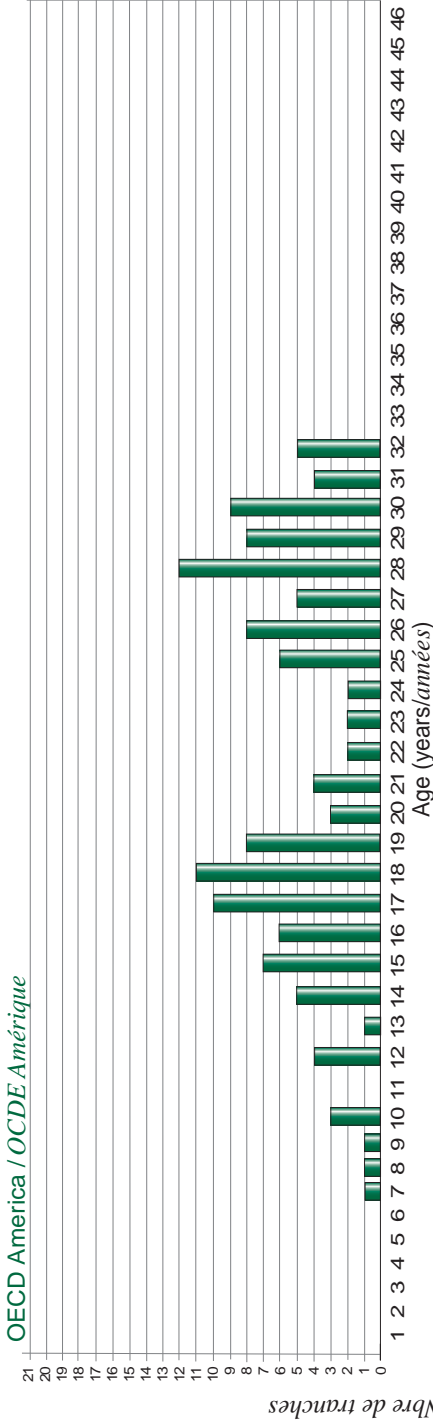


Table 3.1 Nuclear Power Plants by Developing Stage

(Net GWe)

COUNTRY	Connected to the grid <i>Raccordées au réseau</i>		Under construction <i>En construction</i>	
	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>
OECD America	128	116.1	-	-
Canada	22	16.0	-	-
Mexico	2	1.4	-	-
United States	104	98.7	-	-
OECD Europe	162	133.7	2	0.9
Belgium	7	5.8	-	-
Czech Republic	6	3.8	-	-
Finland	4	2.7	-	-
France	59	63.2	-	-
Germany	19	21.3	-	-
Hungary	4	1.8	-	-
Netherlands	1	0.5	-	-
Slovak Republic	6	2.5	2	0.9
Spain	9	7.5	-	-
Sweden	11	9.3	-	-
Switzerland	5	3.2	-	-
Turkey	-	-	-	-
United Kingdom	31	12.3	-	-
OECD Pacific	72	59.2	5	5.6
Japan (a)	54	44.3	3	3.7
Korea (a)	18	14.9	2	1.9
TOTAL	362	309.0	7	6.5

Notes: (a) Gross data converted to net by the Secretariat.

Tableau 3.1 Centrales nucléaires selon l'état d'avancement du projet

(en GWe nets)

Firmly committed <i>En commande ferme</i>		Planned <i>Projetées</i>		PAYS
Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>	
-	-	-	-	OCDE Amérique
-	-	-	-	Canada
-	-	-	-	Mexique
-	-	-	-	États-Unis
-	-	3	3.3	OCDE Europe
-	-	-	-	Belgique
-	-	-	-	République tchèque
-	-	1	1.3	Finlande
-	-	-	-	France
-	-	-	-	Allemagne
-	-	-	-	Hongrie
-	-	-	-	Pays-Bas
-	-	-	-	République slovaque
-	-	-	-	Espagne
-	-	-	-	Suède
-	-	-	-	Suisse
-	-	2	2.0	Turquie
-	-	-	-	Royaume-Uni
8	10.0	16	19.2	OCDE Pacifique
8	10.0	8	10.1	(a) Japon
-	-	8	9.1	(a) Corée
8	10.0	19	22.5	TOTAL

Notes : (a) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.

Table 3.2 Nuclear Power Plants Connected to the Grid

(Net GWe)

Country	BWR		PWR		GCR (a)	
	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>	Units <i>Tranches</i>	Capacity <i>Puissance</i>
OECD America	37	34.4	69	65.7	-	-
Canada	-	-	-	-	-	-
Mexico	2	1.4	-	-	-	-
United States	35	33.0	69	65.7	-	-
OECD Europe	20	17.6	111	104.8	30	11.1
Belgium	-	-	7	5.8	-	-
Czech Republic	-	-	6	3.8	-	-
Finland	2	1.7	2	1.0	-	-
France	-	-	58	63.0	-	-
Germany	6	6.4	13	14.9	-	-
Hungary	-	-	4	1.8	-	-
Netherlands	-	-	1	0.5	-	-
Slovak Republic	-	-	6	2.5	-	-
Spain	2	1.4	7	6.1	-	-
Sweden	8	6.6	3	2.7	-	-
Switzerland	2	1.5	3	1.7	-	-
United Kingdom	-	-	1	1.2	30	11.1
OECD Pacific	29	25.5	37	30.7	-	-
Japan (b)	29	25.5	23	18.4	-	-
Korea (b)	-	-	14	12.3	-	-
TOTAL	86	77.4	217	201.3	30	11.1

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

Tableau 3.2 Centrales nucléaires opérationnelles

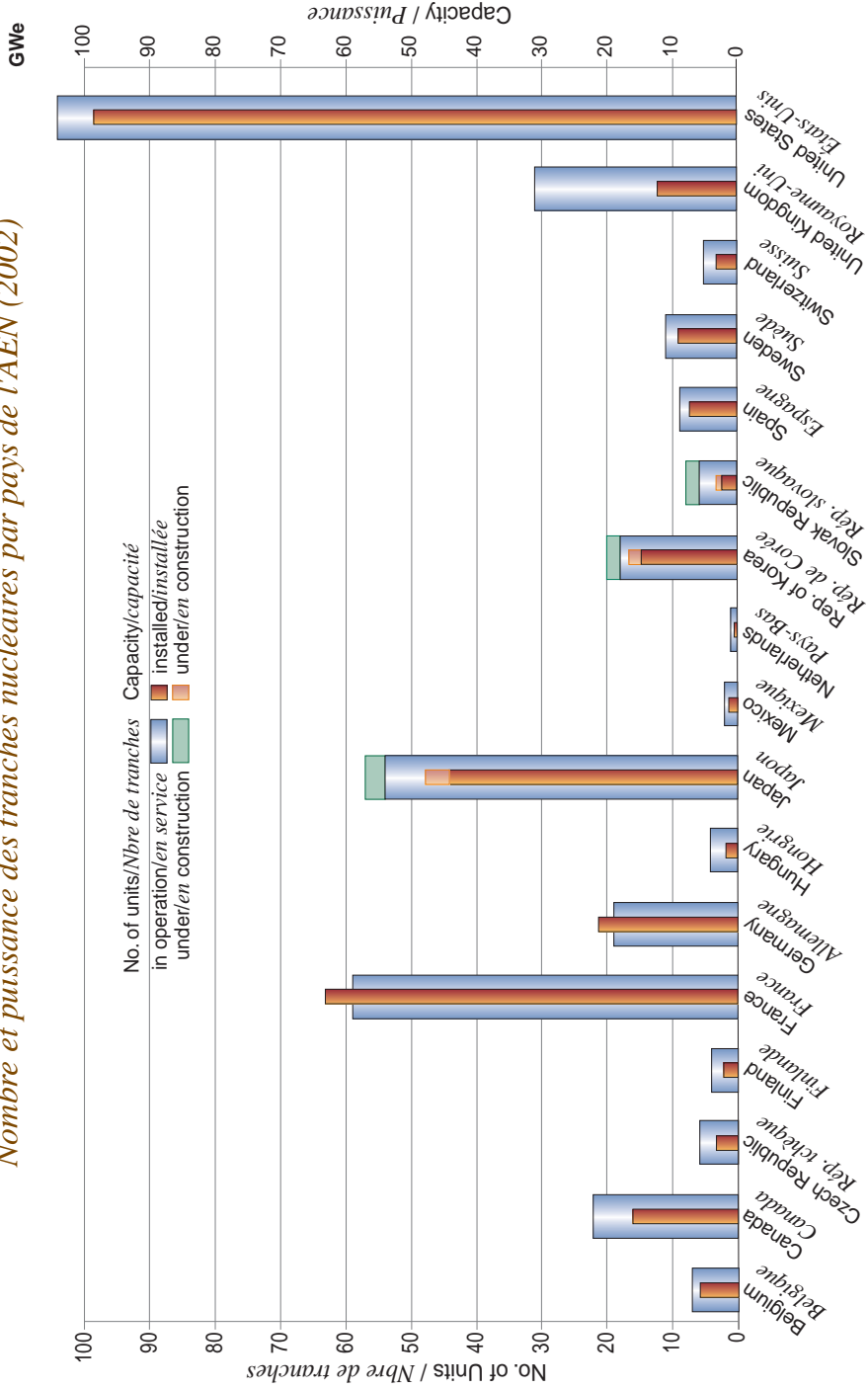
(en GWe nets)

HWR		FBR		Total		Pays
Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	Units Tranches	Capacity Puissance	
22	16.0	-	-	128	116.1	OCDE Amérique
22	16.0	-	-	22	16.0	Canada
-	-	-	-	2	1.4	Mexique
-	-	-	-	104	98.7	États-Unis
-	-	1	0.2	162	133.7	OCDE Europe
-	-	-	-	7	5.8	Belgique
-	-	-	-	6	3.8	Rép. tchèque
-	-	-	-	4	2.7	Finlande
-	-	1	0.2	59	63.2	France
-	-	-	-	19	21.3	Allemagne
-	-	-	-	4	1.8	Hongrie
-	-	-	-	1	0.5	Pays-Bas
-	-	-	-	6	2.5	Rép. slovaque
-	-	-	-	9	7.5	Espagne
-	-	-	-	11	9.3	Suède
-	-	-	-	5	3.2	Suisse
-	-	-	-	31	12.3	Royaume-Uni
5	2.7	1	0.2	72	59.2	OCDE Pacific
1	0.1	1	0.2	54	44.3	(b) Japon
4	2.6	-	-	18	14.9	(b) Corée
27	18.7	2	0.4	362	309.0	TOTAL

Notes : (a) Y compris les réacteurs Magnox et AGR.

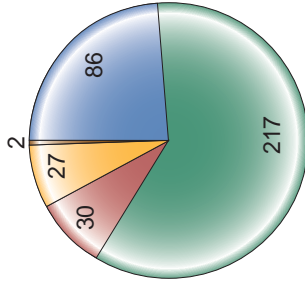
(b) Données brutes converties en chiffres nets par le Secrétariat.

Number of Units and Nuclear Capacity by NEA Countries (2002)
Nombre et puissance des tranches nucléaires par pays de l'AEN (2002)

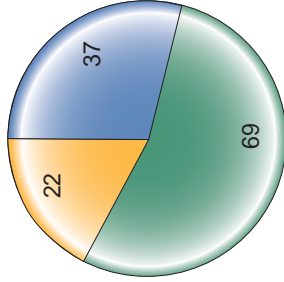


Number and Capacity of NPPs Connected to the Grid per Type of Reactor (2002)
Nombre et puissance des tranches nucléaires en service par type de réacteur (2002)

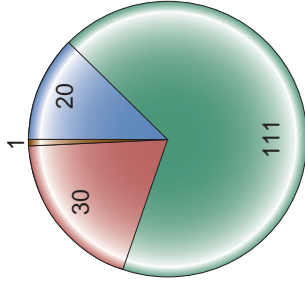
**OECD
OCDE**



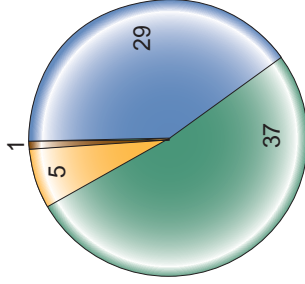
**OECD America
OCDE Amérique**



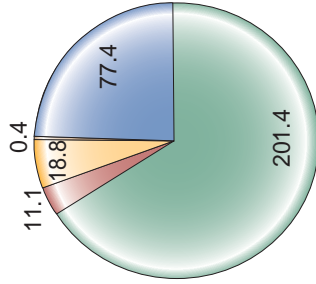
**OECD Europe
OCDE Europe**



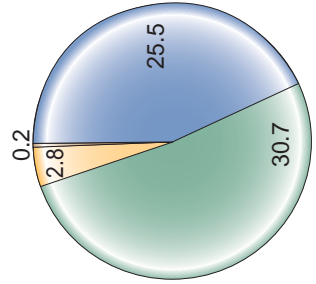
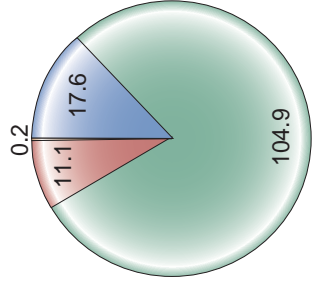
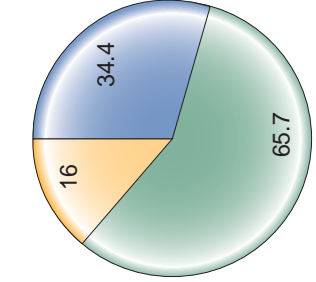
**OECD Pacific
OCDE Pacifique**



No. of Units / Nbre de tranches



Capacity / Puissance



SCHEMATIC DIAGRAM OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE*

The following diagram summarises the main steps of the fuel cycle for a light water reactor. It illustrates the number of activities that constitute the nuclear energy sector. The details of fuel cycle steps and levels vary from reactor type to reactor type but the main elements remain similar for current nuclear power plants. The fuel cycle of a nuclear power plant can be divided into three main stages: the so-called front-end, from mining of uranium ore to the delivery of fabricated fuel assemblies to the reactor; the fuel use in the reactor; and the so-called back-end, from the unloading of fuel assemblies from the reactor to final disposal of spent fuel or radioactive waste from reprocessing.



* PWR, BWR and AGR.

CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE*

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



* PWR, BWR et AGR.

NUCLEAR FUEL CYCLE REQUIREMENTS

BESOINS DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Enrichment: Capacities and Requirements
Enrichissement : capacités et besoins

Capacity/capacité
 OECD
 OECD America
 OECD Europe
 OECD Pacific

Requirements/besoins
 OCDE
 OCDE Amérique
 OCDE Europe
 OCDE Pacifique

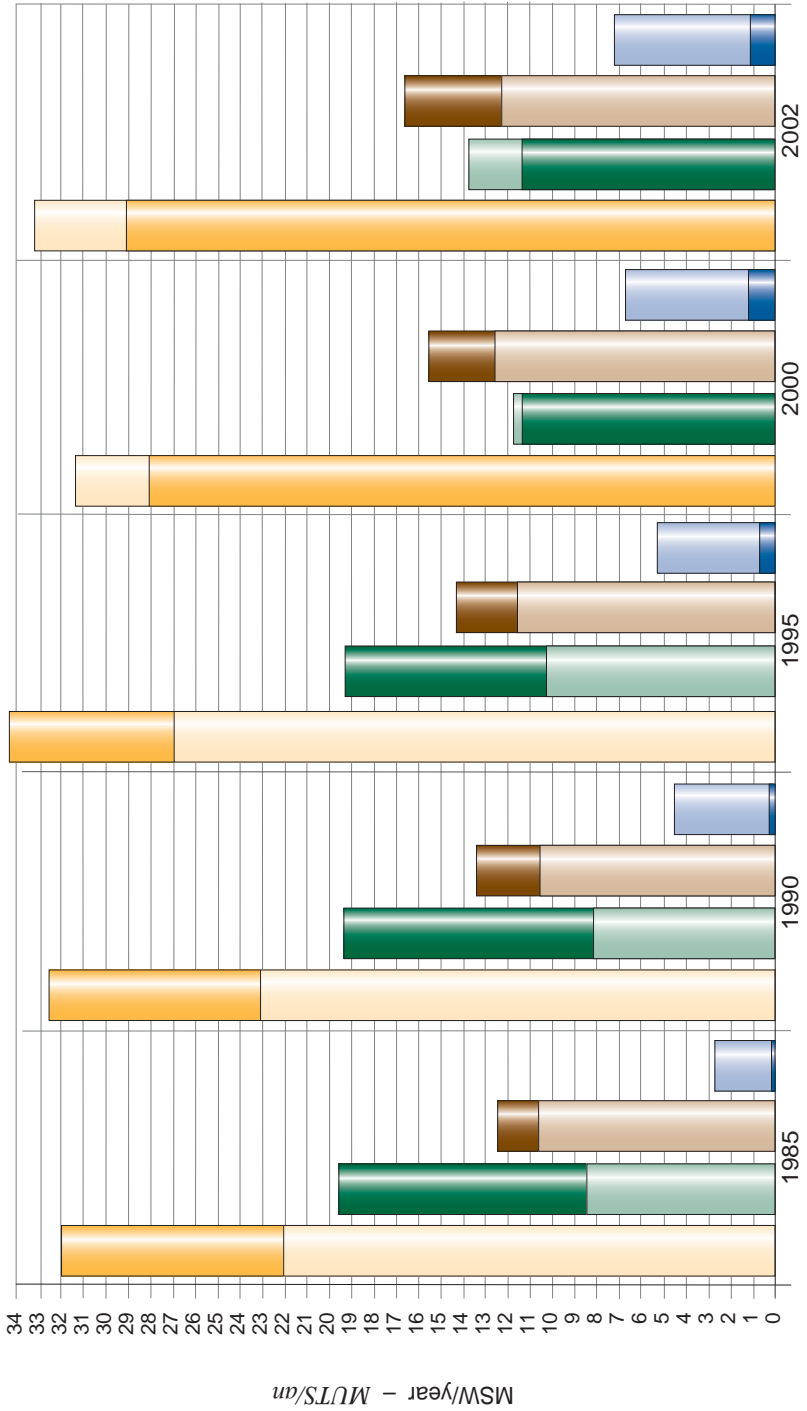


Table 4.1
Uranium Resources (a)

(1 000 tonnes U)

Region	RAR* RRA	EAR-I** RSE-I	Total	Région
OECD America	664	123	787	OCDE Amérique
OECD Europe	65	72	137	OCDE Europe
OECD Pacific	704	233	937	OCDE Pacifique
TOTAL	1 433	428	1 861	TOTAL
Rest of the World (b)	1 745	777	2 522	(b) Reste du Monde
Total (b)	3 178	1 205	4 383	(b) Total

* Reasonably Assured Resources/Ressources Raisonnablement Assurées.

** Estimated Additional Resources-Category I/Ressources Supplémentaires Estimées-Catégorie I.

Tableau 4.1
Ressources en uranium (a)

(1 000 tonnes d'U)

Table 4.2
Uranium Production (a)

(tU/year)

COUNTRY	2000	2001	2005	2010	PAYS
	Actual Réelles	Capability Capacité théorique			
OECD America	12 138	17 300	18 850	20 150	OCDE Amérique
Canada	10 682 (c)	14 300	16 150	18 450	Canada
United States	1 456 (c)	3 000	2 700	1 700	États-Unis
OECD Europe	1 091	690	295	254	OCDE Europe
Czech Republic	507	660	110	84	République tchèque
France	319	0	0	0	France
Portugal	13	NA	170	170	Portugal
Spain (d)	252	30 (e)	15 (e)		(d) Espagne
OECD Pacific	7 579	9 400	9 400	8 200	OCDE Pacifique
Australia	7 579	9 400	9 400	8 200	Australie
TOTAL	20 808	27 390	28 545	28 604	TOTAL
Rest of the World (b)	N/A	17 920	19 774	17 515	(b) Reste du Monde
Total (b)	N/A	45 310	48 319	46 119	(b) Total

Notes:

- (a) From NEA/IAEA Red Book, *Uranium 2001: Resources, Production & Demand*.
 - (b) Does not include Chile and China.
 - (c) Provisional data.
 - (d) Secretariat estimate.
 - (e) Recovered from environmental clean-up operations.
- N/A Not available.

Notes :

- (a) Données tirées du Livre rouge AEN/AIEA, *Uranium 2001 : Ressources, production et demande*.
 - (b) Ne comprend pas le Chili et la Chine.
 - (c) Données provisoires.
 - (d) Estimation du Secrétariat.
 - (e) Récupéré d'opérations d'assainissement environnementales.
- N/A Non disponible.

Table 4.3 Uranium Requirements

Tableau 4.3 Besoins en uranium

(tU/year)

(en tonnes d'U par an)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	PAYS
OECD America	21 846	24 451	OCDE Amérique
Canada	1 400	1 400	Canada
Mexico	163	331	Mexique
United States	20 283	22 720 (a)	États-Unis
OECD Europe	20 542	20 284	OCDE Europe
Belgium	1 235	830	Belgique
Czech Republic	537	746	République tchèque
Finland	542	539	Finlande
France	8 568	8 568	France
Germany	3 200	3 150	Allemagne
Hungary	311	390	Hongrie
Netherlands	93	95	Pays-Bas
Slovak Republic	484	415	République slovaque
Spain	2 052	1 571	Espagne
Sweden	1 500	1 500 (b)	Suède
Switzerland	500 (a)	550 (a)	Suisse
Turkey	0	0	Turquie
United Kingdom	1 520	1 930 (a)	Royaume-Uni
OECD Pacific	14 360	12 970	OCDE Pacifique
Japan (c)	11 850	10 190	(c) Japon
Korea	2 510	2 780	Corée
TOTAL	56 747	57 705	TOTAL

Notes:

- (a) Provisional data.
- (b) Secretariat estimate.
- (c) For fiscal year.

Notes :

- (a) Données provisoires.
- (b) Estimation du Secrétariat.
- (c) Pour l'exercice financier.

Table 4.3 Uranium Requirements

(tU/year)

COUNTRY	2005	2010
OECD America	23 651 - 23 951	21 051 - 21 351
Canada	2 000 - 2 300	2 000 - 2 300
Mexico	361	181
United States	21 290	18 870
OECD Europe	19 668 - 20 508	19 123 - 20 163
Belgium	1 150	1 150
Czech Republic	690 - 700	690 - 700
Finland	510 - 540	680 - 720
France	8 568	8 168
Germany	2 950	2 600
Hungary	370	370
Netherlands	0	0
Slovak Republic	450	302 - 456
Spain	1 500 - 2 000	1 500 - 2 000
Sweden	1 400	1 400
Switzerland	580	563 - 599
Turkey	0	0
United Kingdom	1 500 - 1 800	1 700 - 2 000
OECD Pacific	17 340	19 490
Japan (c)	14 110	15 370
Korea	3 230	4 120
TOTAL	60 659 - 61 799	59 664 - 61 004

Notes:

- (a) Provisional data.
(b) Secretariat estimate.
(c) For fiscal year.
N/A Not available.

Tableau 4.3 Besoins en uranium

(en tonnes d'U par an)

2015	2020	PAYS
26 670 - 26 980	21 811 - 22 801	OCDE Amérique
2 000 - 2 300	2 000 - 2 300	Canada
180	361	Mexique
24 490 - 24 500	19 450 - 20 140	États-Unis
16 137 - 17 817	14 547 - 16 467	OCDE Europe
795 - 1 150	795 - 1 150	Belgique
700 - 710	345 - 710	République tchèque
670 - 710	660 - 700	Finlande
7 722	7 722	France
1 500 - 1 700	600	Allemagne
185 - 370	0 - 370	Hongrie
0	0	Pays-Bas
302 - 456	302 - 456	République slovaque
1 500 - 2 000	1 500 - 2 000	Espagne
1 400	1 400	Suède
563 - 599	563 - 599	Suisse
0	260	Turquie
800 - 1 000	400 - 500	Royaume-Uni
		OCDE Pacifique
N/A	N/A	(c) Japon
4 770	4 770	Corée
		TOTAL

Notes :

(a) Données provisoires.

(b) Estimation du Secrétariat.

(c) Pour l'exercice financier.

N/A Non disponible

Table 5.1 Conversion Capacities

(tU/year)

COUNTRY	From U ₃ O ₈ To	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America		25 658	27 128	
Canada	UF ₆	10 958	12 428	12 500
	UF ₆ - UO ₂			2 800
United States	Metal U	2 000	2 000	2 000
	UF ₆	12 700	12 700 (a)	N/A
OECD Europe		21 200	21 200	21 200
France	UF ₆	14 000	14 000	14 000
United Kingdom	UF ₆	6 000	6 000	6 000
	Metal U	1 200	1 200	1 200
TOTAL		46 858	48 328	

Table 5.2 Conversion Requirements

(tU/year)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America	21 846	24 451	23 651 - 23 951
Canada	1 400	1 400	2 000 - 2 300
Mexico	163	331	361
United States	20 283	22 720 (a)	21 290
OECD Europe	20 321	20 105	19 608 - 20 593
Belgium	1 230	825	1 145
Czech Republic	534	742	678 - 697
Finland	542	539 (a)	510 - 540
France	8 661	8 661 (a)	8 502
Germany	3 200	3 150 (a)	2 950
Hungary	309	388	370
Netherlands	93	95	90
Spain	1 732	1 325	1 300 - 1 700
Sweden	1 500	1 500	1 400
Switzerland	500 (a)	550 (a)	563 - 599
Turkey	0	0	0
United Kingdom	2 020	2 330 (a)	2 100 - 2 600
OECD Pacific	14 370	13 070	17 360
Japan (c)	11 850	10 190	14 110
Korea	2 520	2 880	3 250
TOTAL	56 537	57 626	60 619 - 61 904

Notes: (a) Provisional data.
 (b) Secretariat estimate.
 (c) For fiscal year.
 N/A Not available.

Tableau 5.1 Capacités de conversion

(en tonnes d'U par an)

2010	2015	2020	De U ₃ O ₈ En	PAYS
12 500	12 500	12 500	UF ₆	OCDE Amérique
2 800	2 800	2 800	UF ₆ - UO ₂	Canada
2 000	2 000	2 000	U Metal	
N/A	N/A	N/A	UF ₆	Etats-Unis
14 000	14 000			OCDE Europe
14 000	14 000	N/A	UF ₆	France
0	0	0	UF ₆	Royaume-Uni
0	0	0	U Metal	
-----				TOTAL

Tableau 5.2 Besoins en matière de conversion

(en tonnes d'U par an)

2010	2015	2020	PAYS
21 051 - 21 351	26 670 - 26 980	21 811 - 22 801	OCDE Amérique
2 000 - 2 300	2 000 - 2 300	2 000 - 2 300	Canada
181	180	361	Mexique
18 870	24 490 - 24 500	19 450 - 20 140	Etats-Unis
18 879 - 19 665	15 669 - 16 904	14 090 - 15 754	OCDE Europe
1 145	790 - 1 145	790 - 1 145	Belgique
687 - 697	687 - 706	343 - 706	République tchèque
680 - 720	670 - 710	660 - 700	Finlande
8 344	7 684	7 684 (b)	France
2 600	1 500 - 1 700	600	Allemagne
370	185 - 370	0 - 370	Hongrie
90	90	90	Pays-Bas
1 300 - 1 700	1 300 - 1 700	1 300 - 1 700	Espagne
1 400 (b)	1 400 (b)	1 400 (b)	Suède
563 - 599	563 - 599	563 - 599	Suisse
0	0	260 (b)	Turquie
1 700 - 2 000	800 - 1 000	400 - 500	Royaume-Uni
19 510			OCDE Pacifique
15 370	N/A	N/A	(c) Japon
4 140	4 790	4 790	Corée

59 440 - 60 526			TOTAL

- Notes : (a) Données provisoires.
 (b) Estimation du Secrétariat.
 (c) Pour l'exercice financier.
 N/A Non disponible.

Table 6.1 Enrichment Capacities

(tSW/year)

COUNTRY	Method	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America		11 300	11 300	
United States	Diffusion	11 300	11 300 (a)	N/A
OECD Europe		16 050	16 650	17 800
France	Diffusion	10 800	10 800	10 800
Germany (b)				
Netherlands (b)	Centrifuge	5 250	5 850	7 000
United Kingdom (b)				
OECD Pacific		1 150	1 150	1 050
Japan	Centrifuge	1 150	1 150	1 050
TOTAL		28 500	29 100	

Table 6.2 Enrichment Requirements

(tSW/year)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America	10 587	13 792	14 663
Mexico	185	92	103
United States	10 402	13 700 (a)	14 560
OECD Europe	12 608	12 272	12 060 - 12 475
Belgium	670	465	600
Czech Republic	519	320	380 - 400
Finland	295	298 (a)	280 - 306
France	6 122	6 104 (c)	6 050
Germany	1 900	1 900	1 800
Hungary	176	221	212
Netherlands	54	55	53 (c)
Spain	1 038	799	800 - 1 000
Sweden	790	790	750
Switzerland	300 (a)	350 (a)	335 - 354
Turkey	0	0	0
United Kingdom	744	970	800 - 950
OECD Pacific	6 360	7 210	8 370
Japan (d)	5 140	5 780	6 720
Korea	1 220	1 430	1 650
TOTAL	29 555	33 274	35 093 - 20 845

Notes: (a) Provisional data. (c) Secretariat estimate.
 (b) Total for URENCO. (d) For fiscal year.
 N/A Not available.

Tableau 6.1 Capacités d'enrichissement

(en tonnes d'UTS par an)

2010	2015	2020	Méthode	PAYS
N/A	N/A	N/A	Diffusion	OCDE Amérique États-Unis
10 800 10 800	10 800 10 800	10 800 10 800 (c)	Diffusion	OCDE Europe France
N/A	N/A	N/A	Centrifuge	(b) Allemagne (b) Pays-Bas (b) Royaume-Uni
1 050 1 050	1 050 1 050	1 050 1 050	Centrifuge	OCDE Pacifique Japon
				TOTAL

Tableau 6.2 Besoins en matière d'enrichissement

(en tonnes d'UTS par an)

2010	2015	2020	PAYS
13 136 206 12 930	15 596 - 15 606 206 15 390 - 15 400	13 593 - 14 203 103 13 490 - 14 100	OCDE Amérique Mexique États-Unis
12 024 - 12 445 600 395 - 405 374 - 416 5 985 1 550 212 53 (c) 800 - 1 000 770 (c) 335 - 354 0 950 - 1 100	10 344 - 11 106 415 - 600 395 - 405 374 - 416 5 696 950 - 1 050 106 - 212 53 (c) 800 - 1 000 770 (c) 335 - 354 0 450 - 550	9 473 - 10 381 415 - 600 200 - 400 374 - 416 5 696 (c) 350 0 - 212 53 (c) 800 - 1 000 770 (c) 335 - 354 230 (c) 250 - 300	OCDE Europe Belgique République tchèque Finlande France Allemagne Hongrie Pays-Bas Espagne Suède Suisse Turquie Royaume-Uni
8 760 6 580 2 180	N/A 2 630	N/A 2 630	OCDE Pacifique (d) Japon Corée
33 920 - 21 205			TOTAL

Notes : (a) Données provisoires.
(b) Total pour URENCO.
N/A Non disponible.

(c) Estimation du Secrétariat.
(d) Pour l'exercice financier.

Table 7.1 Fuel Fabrication Capacities

(tonnes HM/year)

COUNTRY	Fuel Type	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America		6 650	6 650	
Canada	HWR	2 750	2 750	2 950
United States	LWR	3 900	3 900 (a)	N/A
OECD Europe		4 156	4 137	4 255
Belgium	LWR	400	400	400
	MOX (b)	36	37	35
France	LWR	750	750	750
	MOX (b)	140	140	140
	FBR	20	N/A	N/A
Germany	LWR	650	650	650
Spain	LWR	300	300 (a)	300
Sweden	LWR	600	600	600
United Kingdom	GCR (c)	1 000	1 000	1 000
	Others	260	260	260
	MOX (b)	-	-	120
OECD Pacific		2 479	2 479	2 479
Japan	LWR	1 674	1 674	1 674
	MOX (d)	0	0	0
	FBR	5	5	5
Korea	LWR	400	400	400
	HWR	400	400	400
TOTAL		13 285	13 266	

- Notes: (a) Provisional data.
(b) For LWR.
(c) Including Magnox and AGR.
(d) For ATR and LWR. In 2005 and 2010 only for LWR.
N/A Not available.

Tableau 7.1 Capacités de fabrication du combustible

(en tonnes de ML par an)

2010	2015	2020	Type de combustible	PAYS
				OCDE Amérique
3 450	3 450	3 450	HWR	Canada
N/A	N/A	N/A	LWR	États-Unis
3 220	2 520	2 260		OCDE Europe
400	-	-	LWR	Belgique
-	-	-	(b) MOX	
750	750	750	LWR	France
140	140	140	(b) MOX	
N/A	N/A	N/A	FBR	
650	650	650	LWR	Allemagne
300	N/A	N/A	LWR	Espagne
600 (b)	600	600	LWR	Suède
0	0	0	(c) GCR	Royaume-Uni
260	260	0	Autres	
120	120	120	(b) MOX	
2 609	2 609	2 609		OCDE Pacifique
1 674	1 674	1 674	LWR	Japon
130	130	130	(d) MOX	
5	5	5	FBR	
400	400	400	LWR	Corée
400	400	400	HWR	
				TOTAL

- Notes :
- (a) Données provisoires.
 - (b) Pour LWR.
 - (c) Y compris Magnox et AGR.
 - (d) Pour ATR et LWR. En 2005 et 2010 pour LWR seulement.
 - N/A Non disponible.

Table 7.2 Fuel Fabrication Requirements

(tonnes HM/year)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America	3 549	3 470	4 172 - 4 472
Canada	1 400	1 400	2 000 - 2 300
Mexico	39	20	22
United States	2 110	2 050 (a)	2 150
OECD Europe	2 862	2 981	2 811 - 2 987
Belgium	112	137	125
Czech Republic	122	122 (b)	78 - 79
Finland	70	71 (a)	64 - 67
France	1 146	1 125	1 063
Germany	420	420	420
Hungary	37	46	43
Netherlands	10	10	10 (b)
Spain	93	105	100 - 135
Sweden	215	215	200
Switzerland	57	47	58 - 65
Turkey	0	0	0
United Kingdom	580	683	650 - 780
OECD Pacific	1 643	1 530	1 930
Japan (c)	963	830	1 230
Korea	680	700	700
TOTAL	8 054	7 981	8 913 - 9 389

Notes: (a) Provisional data.
(b) Secretariat estimate.
(c) For fiscal year.

Tableau 7.2 Besoins en matière de fabrication du combustible

(en tonnes de ML par an)

2010	2015	2020	PAYS
4 063 - 4 363	3 982 - 4 282	3 932 - 4 232	OCDE Amérique
2 000 - 2 300	2 000 - 2 300	2 000 - 2 300	Canada
43	22	22	Mexique
2 020	1 960	1 910	États-Unis
2 204 - 2 316	1 783 - 1 956	1 608 - 1 796	OCDE Europe
125	85 - 125	85 - 125	Belgique
75 - 78	75 - 78	42 - 78	République tchèque
85 - 92	84 - 92	83 - 92	Finlande
980	871	871	France
310	210	60	Allemagne
43	21 - 43	0 - 43	Hongrie
10 (b)	10 (b)	10 (b)	Pays-Bas
100 - 135	100 - 135	100 - 135	Espagne
210 (b)	210	210	Suède
56 - 63	57 - 62	57 - 62	Suisse
0	0	30 (b)	Turquie
210 - 270	60 - 120	60 - 80	Royaume-Uni
2 280	2 270	2 270	OCDE Pacifique
1 430	1 430 (b)	1 430 (b)	(c) Japon
850	840	840	Corée
8 547 - 8 959	8 034 - 8 508	7 809 - 8 298	TOTAL

Notes : (a) Données provisoires.
 (b) Estimation du Secrétariat.
 (c) Pour l'exercice financier.

Table 8.1 Spent Fuel Storage Capacities (a)

(tonnes HM)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America	106 572	113 493	120 107
Canada	37 238	43 229	44 033
Mexico	984	984	984
United States	68 350 (b)	69 280 (b)	75 090
OECD Europe	76 200	77 944	93 816
Belgium	3 830	3 830	3 830
Czech Republic	1 174	1 431	1 431
Finland	1 780	1 780	1 780
France	24 450	24 450	24 450
Germany	14 100	15 350	28 400
Hungary	482	699	915
Italy	286	286	233
Netherlands	73	73	73 (c)
Slovak Republic	2 031	2 031	2 031
Spain	4 891	4 911	4 971
Sweden	5 000	5 000	8 000
Switzerland	2 985	2 985	2 985
Turkey	0	0	0
United Kingdom	15 117	15 117	14 717
OECD Pacific	28 908	29 368	37 505
Japan (d)	19 105	19 565 (b)	21 505
Korea	9 803	9 803	16 000
TOTAL	211 680	220 805	251 428

Notes: (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.

(b) Provisional data.

(c) Secretariat estimate.

(d) For fiscal year.

(e) The planned new reactor is not included.

N/A Not available.

Tableau 8.1 Capacités de stockage du combustible irradié (a)

(en tonnes de ML)

2010	2015	2020	PAYS
137 962	156 477	177 662	OCDE Amérique
56 088	64 303	76 118	Canada
984	984	984	Mexique
80 890	91 190	100 560	États-Unis
99 137	99 392	100 652	OCDE Europe
N/A	N/A	N/A	Belgique
2 771	4 141	4 141	République tchèque
2 180 (e)	2 180 (e)	2 180 (e)	Finlande
24 450	24 450	24 450 (c)	France
28 400	28 400	28 400	Allemagne
1 185	2 031	2 611	Hongrie
233	0	0	Italie
73 (c)	73 (c)	73 (c)	Pays-Bas
2 739	2 739	2 739	République slovaque
11 925	11 561	11 661	Espagne
8 000	8 000	8 000 (c)	Suède
3 744	3 850	3 850	Suisse
0	0	580 (c)	Turquie
13 437	11 967	11 967	Royaume-Uni
45 365	53 095	61 095	OCDE Pacifique
25 365	29 095	29 095	(d) Japon
20 000	24 000	32 000	Corée
			TOTAL

- Notes :
- (a) Y compris le stockage sur et en dehors du site.
 - (b) Données provisoires.
 - (c) Estimation du Secrétariat.
 - (d) Pour l'exercice financier.
 - (e) Le nouveau réacteur prévu n'est pas inclus.
 - N/A Non disponible.

Table 8.2 Spent Fuel Arisings

(tonnes HM/year)

COUNTRY	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD America	3 388	3 402	3 812
Canada	1 244	1 226	1 600
Mexico	39	20	22
United States	2 105 (b)	2 156 (b)	2 190
OECD Europe	3 162	3 480	3 155 - 3 517
Belgium	137	108	120
Czech Republic	39	39 (b)	78 - 79
Finland	72	68 (b)	65 - 70
France	1 146	1 135 (c)	1 100
Germany	410	410	410
Hungary	38	45	43
Netherlands	12	12	12 (c)
Slovak Republic	58	60	53
Spain	137	145	160 - 165
Sweden	225	228	200 - 230
Switzerland	62	64	57
Turkey	0	0	0
United Kingdom	827	1 166 (b)	857 - 1 178
OECD Pacific	1 613	1 514	1 710 - 1 910
Japan (d)	986	935 (b)	1 060
Korea (e)	627	579	650 - 850
TOTAL	8 163	8 395	8 678 - 9 240

- Notes: (a) Including at reactor and away-from-reactor storage.
(b) Provisional data.
(c) Secretariat estimate.
(d) For fiscal year.
(e) Including LWR fuel & HWR fuel only.

Tableau 8.2 Quantités de combustible irradié produites

(en tonnes de ML par an)

2010	2015	2020	PAYS
4 092 - 4 092	4 034	3 918 - 3 918	OCDE Amérique
1 900	1 900	1 800	Canada
43	22	22	Mexique
2 149	2 112	2 096	États-Unis
1 957 - 2 945	1 698 - 1 897	1 661 - 1 822	OCDE Europe
120	120 - 220	80 - 120	Belgique
75 - 78	75 - 78	75 - 78	République tchèque
62 - 70	62 - 70	62 - 70	Finlande
964	871	871 (c)	France
			Allemagne
43	22 - 43	0 - 43	Hongrie
12 (c)	12 (c)	12 (c)	Pays-Bas
35 - 53	35 - 53	35 - 53	République slovaque
165 - 170	150 - 155	150 - 155	Espagne
200 - 230	200 - 230	200 - 230 (c)	Suède
57	57	57	Suisse
0	0	25 (c)	Turquie
224 - 1 148	94 - 108	94 - 108	Royaume-Uni
1 630 - 1 830	1 970 - 2 170	2 080 - 2 280	OCDE Pacifique
980	1 320	1 430	(d) Japon
650 - 850	650 - 850	650 - 850	(e) Corée
7 680 - 8 868	7 702 - 8 101	7 659 - 8 020	TOTAL

Notes: (a) Y compris le stockage sur et en dehors du site.

(b) Données provisoires.

(c) Estimation du Secrétariat.

(d) Pour l'exercice financier.

(e) Y compris les combustibles de LWR et HWR seulement.

Table 9. Reprocessing Capacities

(tonnes HM/year)

COUNTRY	Fuel Type	2000 (Actual/Réelles)	2001	2005
OECD Europe		4 100	4 100	4 100
France	LWR	1 700	1 700	1 700
United Kingdom	LWR + GCR	900	900	900
	Magnox	1 500	1 500	1 500
OECD Pacific		25	18	400
Japan	LWR + HWR	25	18	400
TOTAL		4 125	4 118	4 500

Notes: (a) For fiscal year.

Table 10. Plutonium Usage

(tonnes of Total Pu)

COUNTRY	Fuel Type	2001 (Actual/Réelles)	2002	2005
OECD Europe		11.9	14.4	
Belgium	LWR	0.5 (a)	0.5 (a)	N/A
France	LWR	8.1	8.7	9.3
Germany	LWR	2.7	4.2	2.5 - 5.0
Switzerland	LWR	0.6	1.0	(b)
OECD Pacific		0.3	0.0	
Japan (c)	FBR	0.2	0.0	N/A
	LWR	0.0	0.0	N/A
	ATR	0.1	0.0	0.0
TOTAL		12.2	14.4	

Notes: (a) Secretariat estimate.
 (b) Not decided.
 (c) Tonnes of Pu fissile.
 N/A Not available.

Tableau 9. Capacités de retraitement

(en tonnes de ML par an)

2010	2015	2020	Type de combustible	PAYS
4 100	2 600	2 600		OCDE Europe
1 700	1 700	1 700 (a)	LWR	France
900	900	900	LWR + GCR	Royaume-Uni
1 500	0	0	Magnox	
800				OCDE Pacifique
800	N/A	N/A	LWR + HWR	Japon
4 900				TOTAL

Notes : (a) Pour l'exercice financier.

Tableau 10. Utilisation en plutonium

(en tonnes de Pu total)

2010	2015	2020	Type de combustible	PAYS
N/A	N/A	N/A	LWR	OCDE Europe
10.0	10.0	10.0 (a)	LWR	Belgique
2.5 - 5.0	2.5 - 5.0	0.5	LWR	France
(b)	(b)	(b)	LWR	Allemagne
			LWR	Suisse
N/A	N/A	N/A	FBR	OCDE Pacifique
6.5 - 13.0	6.5 - 13.0	6.5 - 13.0	LWR	(c) Japon
0.0	0.0	0.0	ATR	
				TOTAL

Notes : (a) Estimation du Secrétariat.
 (b) Non décidé.
 (c) Tonnes de plutonium fissile.
 N/A Non disponible.

COUNTRY REPORTS

CANADA

In December 2002, the Government of Canada ratified the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change.

Nuclear Fuel Waste Act – 2002

The *Act* entered into force on 15 November 2002. It requires major owners of nuclear fuel waste to establish a Waste Management Organisation (WMO) to carry out the managerial, financial and operational activities to implement the long-term management of nuclear fuel waste. It also requires these owners to establish trust funds and to make annual payments into those trust funds to finance the long-term management of nuclear fuel waste. The *Act* requires that:

- The WMO carry out public consultations.
- The WMO's study on the long-term management of nuclear fuel waste and reports (which are submitted to the Minister) be made public.
- The WMO establish an Advisory Council, whose comments on the WMO's study and reports are made public.
- The Minister make public statements on all of the WMO's reports.

Under the *Act*, the Governor in Council is authorised to make a decision on the choice of approach for long-term management of nuclear fuel waste for Canada to be implemented by the WMO. Pursuant to the legislation, the WMO has now been established and the major owners have made the required payments to the trust funds for the long-term management of the nuclear fuel waste.

Amendment to the Nuclear Safety and Control Act

In February 2003, the Canadian *Nuclear Safety and Control Act* was amended to facilitate private sector lending to nuclear facilities by banking institutions. As originally written, Subsection 46(3) discouraged banks from lending to companies that own and operate nuclear facilities. The amendment changed the wording to limit the liability for lands that are contaminated with nuclear substances to those in a position of management and control. It is expected to allow the nuclear industry to attract market capital and equity.

Nuclear Liability Act – 1976

The *Nuclear Liability Act* (NLA) sets out a comprehensive scheme of liability for third-party injury and damage arising from nuclear accidents and a compensation system for victims. It embodies the principles of absolute and exclusive liability of the operator, mandatory insurance, and limitations on the operator's liability in both time and amount. Under the *Act*, operators of nuclear installations are absolutely liable for third-party liabilities to a limit of Canadian

\$75 million. All other contractors or suppliers are thereby indemnified. The NLA is out of date and a review of the legislation has been underway for some time. Proposals for revising the NLA will be presented to the Minister of Natural Resources Canada shortly. Key among the proposed amendments will be to increase the operator liability limit.

Bruce Power

In December 2002, a consortium of Canadian investors reached an agreement to acquire the majority interest (82.4%) of Bruce Power from British Energy. The Canadian consortium includes, inter alia, Cameco Corporation, TransCanada PipeLines Ltd, and BPC Generation Infrastructure Trust.

Restart of Six Nuclear Power Plants

Of the 20 reactor units in the province of Ontario, eight are presently laid-up, four of which are at the Pickering A station and four at the Bruce A station. In 2002, the operators of those units confirmed that all four units at the Pickering A station and two units at the Bruce A station will be brought back to service over the next few years, subject to final regulatory approvals; three units are scheduled to return into service by mid-2003. With respect to the other two units at Bruce A, the Canadian consortium currently leasing the Bruce's units, Bruce Power, indicated that they will be restarted if a proper business case can be made for resurrecting them.

Refurbishment

A decision concerning the refurbishment of the Point Lepreau unit in New Brunswick is near completion. If the refurbishment programme goes ahead, the life of the unit will be extended in 2008 for an additional 25 years. Hydro Quebec is also expected to make a similar decision with respect to Gentilly 2 over the next year.

CANDU Reactors Abroad

The first CANDU reactor in China reached full commercial operation in December 2002. A second CANDU reactor is currently under construction in China and it is expected to be completed in 2003. The Government of Canada agreed to guarantee a portion of the financing for the completion of the second CANDU reactor in Romania; the work to complete that second CANDU reactor is expected to resume in early 2003 and its commissioning is expected by 2006.

MEXICO

The operation policy of the Laguna Verde nuclear power plant has been reviewed in order to increase its capacity factor, mainly an adjustment in the coast-down period which has been restricted to 15 days.

The operator CFE is planning a feasibility study for power up-rate up to 15% from the original design (1 931 MWth). CFE is planning also a feasibility study for life extension of both units of Laguna Verde. The effort shall be co-ordinated in order to improve the synergy and avoiding limited and doubling studies.

The Energy program 2001-2006 issued by the Federal Government in 2001 emphasises the use the nuclear energy sources with high standards of safety and reliability and satisfying the international industry standards .

The policy includes analysing the introduction of new, advanced reactor designs of the fourth generation in the long term, in particular for recycling spent fuel of the reactors in operation today.

The programme highlights the following strategies:

- Maintain and improve the technical capacity of the human resources looking for safety in the nuclear facilities.
- Investigate legal and technological aspects of radioactive waste management and disposal.
- Update the legal framework for the nuclear industry in the country.
- Maintain and strengthen the external radiological emergency programme of the Laguna Verde nuclear power plant.

UNITED STATES

The U.S. Administration's 2001 National Energy Policy identified nuclear energy as a key component of the Nation's energy mix. The U.S. Department of Energy's (DOE) subsequent Nuclear Power 2010 initiative works with private sector generators to pave the way for new nuclear power plants to be built in the United States by 2010. Three nuclear power companies, Dominion, Exelon, and Entergy, announced during 2002 that they intend to obtain site licenses at three commercial sites while the DOE is promoting possible construction at three government-owned sites. Firms interested in plant construction have not yet set a timetable for actual investments. Whether new capacity is built largely depends on capital costs, often of yet unlicensed designs. Plant vendors are confident that construction costs of new designs could match or undercut those of new coal-fired units. This issue will be resolved only as and if actual construction takes place.

The DOE has promoted a Generation IV programme to develop innovative commercial reactor designs by 2030. This program has both domestic and international participants. Progress was made during 2002 toward identifying a limited number of reactor categories to receive research attention through a broad consortium of international supporters.

The U.S. Congress extended the Price-Anderson Act liability protection for new reactors for one year, and discussions continue for a longer-term extension.

The U.S. has changed the way that it regulates the nuclear power industry, mainly by developing a more risk-informed and performance-based approach. To encourage a sustained high level of safety performance at U.S. nuclear plants, oversight processes incorporate insights from quantitative risk analysis and experience. Heightened sensitivity to security since 9/11 has brought more resources and study to bear, both in the industry and by regulators.

The continued demand for power and the improved economic and safety performance of nuclear plants over the past decade have caused licensees to renew their operating licenses for an additional 20 years. Since 2000, operating licenses for 10 reactors have been extended and applications to extend the licenses of approximately another 44 or more reactors are expected through 2006. Expectations are that essentially all operating reactors in the U.S. will ultimately apply to renew their operating licenses.

Nuclear electricity generating companies have implemented power uprates since the 1970s as a way to increase the electricity output at their reactors. Power uprates can be classified in three categories:

- Uprates of less than 2% capacity are achieved through enhanced techniques for calculating reactor power.
- Stretch power uprates, typically up to 7% of capacity, that do not usually involve major plant modifications.
- Extended power uprates that require significant modification to major balance-of-plant equipment.

Extended uprates have been approved for capacity increases of up to 20%. As of January 2003, the NRC has approved 90 power uprates adding 4 GWe to the generating capacity in the United States. Pending applications for 9 more uprates could result in another 150 MWe of capacity. As of a July 2002 survey, nuclear plant operators are expected to request 55 additional power uprates, which might add another 3 GWe to the nation's generating capacity.

According to preliminary data,¹ the U.S. nuclear industry generated 780.1 billion kilowatt hours of electricity in 2002, just over one percent above the 768.8 billion kilowatt hours record of 2001. Record nuclear generating levels during 1999-2002 would not have been possible without significantly increased capacity utilisation. Preliminary data indicates that the U.S. nuclear industry attained a 90.7% capacity utilisation factor for 2002. This statistic includes the Brown's Ferry 1 reactor which has not operated since 1985. Browns' Ferry 1 has begun work toward restart, now targeted for 2007.

1. Survey data provided by the U.S. Energy Information Administration.

During 2002, the U.S. Congress and the President approved plans to dispose of high-level waste in a geologic repository at Yucca Mountain in Nevada. The DOE has indicated that it intends to submit a license application for construction to the NRC in late 2004. While objections and court proceedings from the state of Nevada and others continue, there is presently no legal hindrance to this project.

OECD Europe

BELGIUM

In the framework of the liberalisation of the electricity market, the grid manager has been appointed and a new technical regulation for the management of the transport grid and its access has been promulgated. At the federal level, consumers up to 10 GWh/year have been allowed to choose freely their producer.

A draft law on the gradual phase-out of commercial nuclear power plants after 40 years of operation has been approved by the Chamber of Representatives. At the end of 2002, it was under discussion in the Senate. A draft law on the management of provisions for the dismantling of nuclear power plants and for the management of spent fuel has been approved by the Government. At the end of 2002, it was ready for submission to Parliament. The draft law places the provisions under the supervision of a committee of high government representatives. It must guarantee the availability of the provisions in all possible circumstances at the moment they are needed.

The financing of old nuclear facilities has been completely changed by the Government. A law has been promulgated which stipulates that, from 2003, on the restoration of the old Eurochemic plant and the old waste department of the CEN-SCK has to be covered by an extra charge on the electricity consumed in Belgium.

The availability factor of the Belgian nuclear power plants in 2002 reached 88.6%.

In 2002, a 4th shipment of vitrified high-level waste took place from La Hague in France to the temporary storage building of Belgoprocess at Dessel.

The R&D programme on geological disposal of conditioned spent fuel and high-, medium-level and long-lived waste has been pursued. In the framework of extending the underground research laboratory, the connecting gallery between the already existing laboratory and the second access shaft has been realised. In a future experimental gallery perpendicular to this gallery, the feasibility of the underground disposal concept for high-level waste will be demonstrated. The disposal concept to be tested is under thorough review.

The SAFIR 2 report, giving an overview of the scientific results obtained so far and indicating future R&D orientations has been submitted to an international peer review to be conducted under the Nuclear Energy Agency umbrella. The results are expected for the beginning of 2003.

With respect to the disposal of low-level and short-lived waste, the local partnerships at Mol and Dessel have actively continued their work. They have examined the disposal concepts and their safety aspects and they are preparing integrated projects, incorporating the disposal facility in a broader development of the region. At Fleurus-Farciennes, the site investigations have concluded positively on the possibility of a near surface disposal, after which the decision to create a local partnership has been taken. An overview report of the on-going activities has been submitted to the Government in the beginning of 2002.

CZECH REPUBLIC

Nuclear energy is a significant energy resource having an increasing share of total electricity production in the Czech Republic. At the end of 2002 the share of nuclear power in total electricity generation was 25% and, when the two units of Temelin will have reached full power, this share will increase to 40%.

The Dukovany nuclear power plant has been in operation for 18 years and has demonstrated very good technical, safety and reliability performance. In March 2002, its total cumulated electricity output exceeded 200 million GWh. The annual production was 13.3 TWh in 2002. An investment programme for the refurbishment and safety upgrade of the plant is going on and should be completed in 2010. A dry spent fuel storage facility with a capacity of 600 tHM is operated at the plant site. The construction of the second dry spent fuel storage facility with a capacity of 1 340 tHM shall start in 2003 and shall be finished in 2005. The shallow underground radioactive waste repository at the plant site is in operation for final disposal of operational radioactive waste from both nuclear power plants Dukovany and Temelin.

The unit 1 of the Temelin nuclear power plant reached full power in the first quarter of 2002 and since June 2002 test operation is going on; its shut down for first partial refuelling is scheduled in the first quarter of 2003. The commercial operation of unit 1 is expected in the last quarter of 2003. The fuel loading of unit 2 was completed in March 2002 and it was connected to the grid for the first time on 29 December 2002 (Unit 1 was connected to the grid for the first time on 21 December 2000. Test operation of unit 2 started on 18 April 2003 and its commercial operation is expected in the last Quarter of 2004. In 2002, both units generated 4.3 TWh. The construction of a dry spent fuel storage facility at the plant site with a capacity of 1 370 tHM is under preparation.

Austria and the Czech Republic reached an agreement on 29 November 2001 over their dispute on the start-up of Temelin, after an international expert review and under mediation by the European Commission. The problems could be resolved within the framework of the “Melk Protocol” whereby Austria and the Czech Republic agreed to a safety review process before commercial operation of the plant and a regular exchange of information.

The evaluation of geological, geographical and environmental conditions for the siting of deep geological repository is being carried out and the Czech Republic is involved also in research and development activities on transmutation technologies.

FINLAND

The Finnish Government made a positive decision in principle for the construction of a new nuclear power plant unit in January 2002. The Parliament ratified the positive decision on 24 May 2002 by 107 votes in favour and 92 against. In the March 2003 parliamentary elections, nuclear energy was not an important political issue.

The Parliament accepted in May 2001 the decision in principle for deep geological disposal of spent nuclear fuel in Olkiluoto bedrock at, near TVO's existing nuclear power plant site.

TVO sent a call for bids to vendors at the end of September 2002 for the construction of a new nuclear power plant unit either at Olkiluoto or Loviisa. Bids are due in spring 2003 and the power plant type and the site will be selected by the end of 2003. A construction application will be filed to the Government at the same time. Construction work is planned to commence at the end of 2004 or in the beginning of 2005. The new unit is planned to start commercial operation in 2009.

Posiva Oy is preparing the construction of a deep shaft in the site for final disposal of spent nuclear fuel. Construction of the repository is expected to commence in 2010 and the disposal operations are planned to start in 2020.

FRANCE

Domestic production of primary energy is growing steadily in spite of the decrease in fossil energy production. In 2002, hydroelectricity generation was low. Wind energy contribution is increasing rapidly but remains low in absolute value. Nuclear electricity generation increased by 3.7% owing mainly to the good performance of N4 plants (Chooz and Civaux); those 2 plants were up-rated to 1 500 and 1 495 MWe respectively. Civaux units 1 and 2 were put into commercial operation in January and April 2002 respectively. The average

availability factor of the French nuclear power plants reached 82.5%, i.e., 1.4% more than last year. Net electricity exports increased by 12%, reaching a record level of 76.9 TWh.

Regarding R&D on nuclear fission, France is participating in Generation IV International Forum with an active contribution from the French atomic energy commission (CEA). Regarding Fusion, the Cadarache site is candidate for hosting ITER (International Thermonuclear Experimental reactor).

The Decree creating the “Direction Générale de la Sûreté nucléaire et de la Radioprotection” (DGSNR) was issued on February 22, 2002. DGSNR is responsible for implementing safety and radiation protection control. The institute for radiation protection and nuclear safety (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, IRSN) resulting from the merging of IPSN (Institut de protection et de sûreté nucléaire) and OPRI (office de protection contre les rayonnements ionisants) was created on 22 February 2002. IRSN is in charge of technical support for nuclear safety, safety of radioactive and fissile material transport, protection of man and the environment against ionising radiation and protection of nuclear facilities and nuclear material transports against terrorist attacks.

GERMANY

In Germany, the phase-out of nuclear energy production was provided for by law in 2002. The reasons are the lacking public acceptance of nuclear energy in Germany as well as the no longer tolerable residual risk in electricity production.

Phase-out of nuclear energy production is based on the agreement reached between the federal government and the utilities. This agreement was initiated on 14 June 2000 and signed on 11 June 2001. Doing this, the utilities in general have not accepted the phase-out of nuclear energy production. Nevertheless, the partners have agreed on remaining amounts of electricity to be produced by each nuclear power plant in Germany. After having produced this remaining amount of electricity specified, the respective power plant is to be shut down. The agreement of 11 June 2001 was implemented by an amendment of the Atomic Energy Act, which entered into force on 26 April 2002.

At present, 19 nuclear power plants are on the grid in Germany. In 2002, they generated about 164.8 TWh of electricity (gross). This corresponded to about 28% of total electricity production. Phase-out as provided for by law will result in the first nuclear power plant (Stade) being shut down in 2004. The next nuclear power plant (Obrigheim) will be shut down in late 2005.

Repository storage of radioactive waste in Germany shall take place in deep geological formations. For low-level and medium-level waste the official plan

approval was granted in June 2002. According to the agreement of 11 June 2001, however, immediate execution was cancelled. Currently, four court proceedings are pending. They have a suspensive effect on official plan approval until judgement.

Until September 2000, the Gorleben salt mine was explored in particular for the repository storage of high-level waste. With the agreement of 11 June 2001, exploration of the Gorleben salt mine was subject to a moratorium which shall last three years at least, but not longer than 10 years. The moratorium is based on safety-related and conceptual issues raised by the federal government. These issues include among others:

- Development of gases and their impacts.
- Period of safe isolation of the waste from the biosphere.
- Risks of criticality in the direct repository storage of fuel elements.
- Retrievability of the waste after disposal in the repository.
- Comparison of host rock formations (salt, clay, granite) existing in Germany and suited for repository storage.

When the “Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlager” (repository selection procedure working group) will have completed its work, the federal government will submit to the parliament for decision a proposal with regard to the selection criteria and selection procedure for a repository storage site according to the coalition agreement of 1998.

There are no uranium production and supply activities.

HUNGARY

Operational objectives:	Electricity generation:..... min. 13 800 GWh
	Self-consumption:.....max 6%
	Non-planned generation losses: max 120 GWh
	Duration of unplanned maintenance:max 8 unit.days
	Duration of refuelling outages:max 177 days
	Available capacity: min 1 487 MW
	Volume of condensed active liquid waste:max 240 m ³
	Compacted solid radwaste:max 160 m ³
Safety objectives:	Number of reactor scrams:max 1/unit/year
	Number of ECCS actuation:max 0.25/unit/year
	Number of events reported to NSD:max 52 events/year
	Number of violations of the technical specification:max 1/unit /year
	Collective dose: max 3.3 man*Sv
	Maximum individual dose:20 mSv
	Excess dose of critical population group:max 5 microSv

Frequency of occupational accidents
with at least 1 day loss
of fitness for duty:..... max 1/200 000 working hours

THE NETHERLANDS

Nuclear electricity generation

A couple of years ago the Government took the decision that the nuclear power plant, Borssele, has to close down at the end of the year 2003 and consequently a validity date until then was written into the license. The legal grounds of this action turned out to be insufficient and the Dutch State Council judged that the Government took a wrong way to put its decision into effect. In addition a lawsuit was undertaken by a previous Government to force the operator of Borssele to close down the plant at the end of 2003. The judgement turned out to be favourable for Borssele. Besides a new centrum/right-wing Government took the decision that Borssele should continue its operation after 2003. However political forces supported by Environmentalists are still trying to have Borssele shut down soon.

Uranium enrichment

Uranium enrichment is the most important part of the fuel cycle for the Netherlands and it is very successful. Urenco Nederland BV has a licence for a capacity of 2 500 tSW/y. The total uranium enrichment market share of Urenco in the Western world is about 15% and is still growing. Urenco has concluded contracts with 15 countries, including many European Union countries, Switzerland, Brazil, South Africa, the United States, as well as in the Far East Korea and Japan.

The success of Urenco is based on its advanced gas ultra centrifuge technology. Improvements are still made in this technology as a result of an extensive R&D programme. Ultra-Centrifuge's availability was better than 99.9% in 2002. Construction of a new plant – SP5, fifth plant – was started in 1999. In its first hall the first ultra centrifuges ran smoothly in 2002. Construction of a second hall was completed end 2002 and it is being filled with ultra centrifuges at the moment. A license for a third hall has been issued. The construction of a new Urenco enrichment plant in the USA is being pursued.

RD&D and nuclear technology

The merge of nuclear departments of ECN (Energy Research Foundation) and KEMA (Dutch electric power research institute) into the new entity NRG (Nuclear Research and consultancy Group) is still successful. NRG is performing most nuclear R&D in the Netherlands, is committed to international projects in and outside European Union and performs a number of commercial

activities. Its commercial services have been divided into six product groups, viz. Materials, Monitoring and Inspection; Fuels, Actinides and Isotopes; Risk Management and Decision Analysis; Radiation and Environment; Irradiation Services; Plant Performance and Technology.

Nuclear policy

National elections took place in January 2003. A slight change in nuclear policy may be expected when a centrum/left-wing Government would take over.

SPAIN

The energy policy of Spain is based on the progressive market liberalisation with the target of assuring security and quality of supply at the lowest cost and trying, also, to improve efficiency, to decrease consumption and to protect the environment.

In September 2002, the Government approved the document “Gas and Electric Plan, Development of Transport Grids 2002-2011”. The Plan foresees an average 3.75% increase of electric consumption per year, increasing the use of gas and maintaining the nuclear capacity.

In accordance with the liberalisation scheme, the Plan is not compulsory but only indicative.

Regarding nuclear power plants, the most important event is the grant to José Cabrera NPP, in October 2002, of a new operation authorisation until 30 April 2006, when the operation of the Plant will cease definitively. The decrease of capacity due to the definitive shutdown of this plant is foreseen to be compensated by increasing the capacity in other nuclear power plants through optimising thermal performance of equipments and/or increasing the thermal energy produced by the fuel. Taking into account these premises, the nuclear power capacity will be maintained in the period 2002-2011.

In the front-end of the nuclear fuel cycle, the production of Planta Quercus was 44 tons U_3O_8 , extracted by treating mine water since the uranium mining activities in the same site were stopped at the end of 2000. At the end of 2002 the production activities were definitely stopped.

In 2002, the Juzbado nuclear fuel fabrication facility manufactured 788 nuclear fuel bundles containing 240 tonnes U.

In the back-end of the nuclear fuel cycle, the El Cabril low and intermediate level radioactive waste storage facility was 45% occupied at the end of 2002. The total occupation is scheduled by 2016.

A temporary dry storage facility was put into service at Trillo in 2002; it houses the plant spent fuel in dual-purpose (transport and temporary storage) metallic

casks. Two casks with spent fuel have been placed in the facility. In 2002, one cask has been manufactured and six more are in different stages of the manufacturing process, four of them will be delivered in this year.

The dismantling of Vandellós I was 98% completed at the end of 2002. The end of the authorised works is scheduled in the first quarter of 2003. The authorisation for this project was granted in 1998. After completion of these works, Level 2 decommissioning will be reached. This will allow more than 80% of the site to be released. The remaining dismantling activities are scheduled to take place after a 25-0 years waiting period.

SLOVAK REPUBLIC

The construction of first nuclear power plant A-1 began in 1958. In co-operation with the former USSR, a heavy water moderated, gas cooled reactor type fuelled with natural uranium was chosen. Most of the main technical equipment was fabricated in the former Czechoslovakia. Although this power plant was shut down after a few years of operation following an operational incident, it contributed to learning, operational experience and education of nuclear experts. Through this experience, Slovakia developed domestic know-how and skills rather than passive acceptance of a foreign technology.

The construction of a second nuclear power plant V-1, based on the Russian design VVER 440/230, began in Bohunice in 1972. Emphasis was placed on localisation and continual increase in the contribution from national industry. The weaknesses of the project were identified in the period of designing and eliminated during the construction period. Technicians and engineers proposed design modifications continually, aiming at increased safety and reliability of the unit.

Construction of nuclear units

Unit A-1 Bohunice (GCHWR)	1958-1972
Bohunice V-1, units 1,2 (WVER 440/230)	1972-1980
Bohunice V-2, units 3,4 (WVER 440/213)	1976-1985
Mochovce, units 1, 2 (WVER 440/213)	1982-1998
Mochovce, units 3, 4 – construction interrupted	1982-1992

Operation of nuclear units

Unit A-1 Bohunice – 150 MWe	1972-1977
Bohunice V-1, units 1, 2 – 2x220 MWe	since 1980
Bohunice V-2, units 3, 4 – 2x220 MWe	since 1985
Mochovce, units 1, 2 – 2x220 MWe	since 1998 and 1999 respectively

Nuclear generation in 2002 (54.70% of total Slovak consumption)

Bohunice V-1: 6 107 656 MWh and V-2: 5 975 200 MWh

Mochovce 1,2 units 5 870 234 MWh

Bohunice

The Bohunice site is located in Western Slovakia. Two VVER 440/230 and two VVER 440/213 are in operation on the site with a total capacity of 1 760 MWe, the highest installed capacity in one area within Slovakia. They were connected to the grid between 1978 and 1985. Bohunice V-2 supplies heat to the towns of Trnava, Hlohovec, Leopoldov and the village of Bohunice. The units have high safety and reliability performance owing to the quality of equipment and excellent staff qualification.

In 1992, the G7 meeting declared that the VVER 440/230 reactors could not be upgraded at reasonable costs. Slovakia had been aware of the design deficiencies and already in 1985 the first safety improvement programme was implemented at Bohunice V-1, focusing on the reactor pressure vessel. Subsequent improvements reflected the statements of various international missions. At the beginning of the 90s, Bohunice V-1 undergone a small-scale reconstruction including the annealing of the reactor pressure vessel at both units, hermetic area tightness improvement and installation of diagnostic systems recommended as a model for other nuclear power plants.

With gradual reconstruction finishing in 2000, the ten-year-long process of Bohunice V-1 nuclear safety improvement was completed. By improving its safety systems, instrumentation and control systems, fire protection, seismic resistance and other characteristics, this power plant has reached an internationally acceptable level of nuclear safety. Bohunice V-1 has become a pilot and one of the safest VVER 440/230 in the world as stated by the International Atomic Energy Agency (IAEA) which performed a mission (the 18th international mission at this power plant) aimed at the assessment of its safety after its Gradual Reconstruction. The WENRA mission came to similar conclusion. The investment of some 250 Meuros is considered as reasonable one by the operator.

A confirmation that the objectives were fulfilled was given by a “standard” licence, which was issued by the Nuclear Regulatory Authority of Slovakia for both units after the evaluation of the new safety report, taking into account the results of an IAEA mission.

Based on the decision of the Slovak government in September 1999, stating that the “realistic term” of Bohunice V-1 shut-down is 2006 for unit 1, 2008 for unit 2 and that an international evaluation of the gradual upgrading programme should be done after its completion in 2000, a “Framework agreement” between

EBRD and Slovakia was signed by a representative of the Ministry of Economy on November 16th 2002 in London. The agreement will have serious economical and social impacts in Slovakia. In compensation, the European Union offered to provide a total sum of 150 M euros to the “Bohunice International Decommissioning Support Fund”.

The VVER 440/213 operated at Bohunice V-2 integrate safety improvements of the design. Despite that, measures aimed at maintaining a high safety level are gradually taken. The first complex Safety Improvement Programme was adopted in 1986. The present nuclear safety and operation level is in compliance with the requirements of international standards. The adopted Modernisation and Safety Improvement Programme includes results of actions taken in the recent years in order to define all significant actions leading to the improvements of nuclear safety and operation reliability for the design lifetime and to establish conditions for lifetime extension.

Mochovce

“Mochovce nuclear power plant is the first Soviet-design nuclear power plant completed in an East European country that achieved a safety level comparable with western standards.”²

Mochovce nuclear power plant is situated in the Southwest of Slovakia, near the town of Levice. The plant construction started in June 1981. The course of construction was impacted by various factors – crucial ones being the change of the instrumentation and control (I&C) system concept and the system of funding. The new I&C system was supplied and assembled by Siemens (Germany) and represented an important improvement to the plant safety.

After a complicated period of halted construction from 1991 through 1995, when further funding and public confidence were sought, the Government of Slovakia endorsed a model of the units 1 and 2 completion and funding in September 1995.

The construction was thus completed by the original contractors: Skoda Prague, EGP Prague (Czech Republic), Hydrostav Bratislava, and EZ Bratislava (Slovakia), according to the original design modified with a set of safety measures, for which EUCOM (Consortium of Siemens and Framatome), Skoda Prague, VUJE Trnava, and Atomenergoexport (Russia) were contracted.

The “Mochovce nuclear safety improvement programme” was developed in 1995 as a part of the unit 1 and 2 completion project with the aim of reaching the highest possible safety level at the time of commissioning and establishing

2. Final Report of RISKAUDIT “Comprehensive Assessment of Mochovce NPP Safety Level after Implementation of Safety Measures”, December 1999.

good preconditions for permanent safety improvement in the future. This approach is in compliance with the current global trend of safety improvement, lifetime extension, uprating and power increase. The programme defined requirements on safety issues to be resolved and contained 87 safety areas covering specifications of Mochovce design.

Technical specifications of the safety improvements were developed in line with the basic document of the IAEA “Safety Issues and their Ranking for WWER 440/213 NPPs”, which ranks the safety issues – based on their priorities – in four categories. None of the VVER 440/213 NPP issues was ranked in category 4 with the highest safety importance. The programme also considered results of safety reviews performed by RISKAUDIT (a joint organisation of the French and German nuclear regulatory authorities IPSN and GRS) in 1994 based on the EU’s request, as well as results of the IAEA mission held in May 1994.

The application of the general principles of nuclear safety to Mochovce design was reviewed and design modifications were done, when necessary, in order to meet increased nuclear safety requirements. The total costs of the safety measures applied at units 1 and 2 of Mochovce amounted to USD 200 million.

Additional information is available on the web site: www.seas.sk

SWEDEN

In 2002 two consultant reports were delivered to the administration dealing with the effects of a closure of the second reactor in the Barsebäck plant. The reports have been under consideration by various authorities and NGOs. Parliament is to take decision in March 2003.

Nuclear electricity generation and consumption

The total production of electricity in Sweden in 2002 was 143.0 TWh and consumption 148.3 TWh. The net import of electricity was 5.3 TWh.

The 11 nuclear power reactors generated 65.6 TWh, compared with 69.2 TWh in the previous year. Hydro electricity production reached 66 TWh which is slightly above the statistical average. However, following normal hydropower production during the beginning of 2002 a very hot and dry summer was followed by the autumn when precipitation did not come of but temperature was lower than normal. The result was lowest ever recorded water flow in rivers and lowest ever recorded water levels in the reservoirs in Sweden and Norway when the winter commenced. Electricity prices in the Nordic power exchange; Nord Pool, became consequently record high in November and December.

Oskarshamn unit 1 finalised the modernisation work in November after almost one year. There have been major changes in the safety systems and installation

of a new turbine. The control room has changed to software-based systems. The restart of the unit started in December and the first connection to the grid was made in January 2003. Besides the improved safety standards the new turbine will increase the output power level by 5%

All supplies of nuclear fuel materials and services were made in time and without any problems just as all transport of radioactive waste and spent fuel.

Nuclear fuel cycle developments

At the Westinghouse Atom fuel fabrication plant 396t of uranium dioxide powder were converted and 265 t of fresh fuel were produced during 2002.

The siting process of a deep geological repository for spent nuclear fuel took a major step forward in 2002 when SKB, the Swedish Nuclear Fuel and Waste Management Co., began site investigations in two municipalities. These include more comprehensive geo-scientific investigations with the aid, among other things, of measurements from the ground surface and in drill holes.

SKB had originally selected three sites for site investigations, but in April 2002, the municipal board of Tierp voted against any further investigations in the municipality. The municipal boards of Oskarshamn and Östhammar, however, said yes to investigations with strong majorities.

This also heralds the start of the Environmental Impact Assessment (EIA) process for a potential deep repository in either Oskarshamn or Östhammar. This process will eventually result in an Environmental Impact Statement (EIS), which will be submitted by SKB along with an application for an encapsulation plant and a deep repository in one of the municipalities.

Following a comprehensive hearing, the Government decided in December 2002 that SKB's 2001 RD&D-Programme fulfils the requirements expressed in the Nuclear Activities Act. According to this act, SKB has to report to the Government every third year. In 1998 OKG Aktiebolag made an application for using MOX fuel based on the plutonium coming from reprocessing of OKG spent fuel sent to BNFL in the 70s and the 80s. In December 2002 the government approved the application and gave OKG permission to use MOX fuel in Oskarshamn power plants. OKG plan to load this fuel after 2005.

Research reactors

At Studsvik both the R2 (a 50 MW MTR) and the R2-0 (1 MW) reactors have operated at full capacity. R2 was used primarily for fuel testing, fuel investigations, isotope production and neutron doping of silicon. The R2-0 reactor has been used for BNCT-therapy (Boron Neutron Capture Therapy), test programs related to BNCT and supplied neutrons to the Neutron Research Laboratory. During 2002 extensive PSA-studies were conducted and updated safety analysis were filed with applications for future operation permits.

SWITZERLAND

At the end of March 2003, the Parliament endorsed the new Nuclear Energy Law. The main points of this Law are: to constitute a sound basis for a safe and economical operation of present nuclear power plants; to abstain from giving any legal time on the operation license of NPPs; to maintain the possible reprocessing of spent fuel. However, the transportation of MOX fuel by aircraft is forbidden.

Initially in October 1999, it had been expected that the Nuclear Energy Law would be cast in the form of an indirect counter-proposal to the two petitions – “Electricity without nuclear” and “Moratorium Plus” – to be submitted to Swiss voters on 18 May 2003. But in the meantime, it was decided that there would be initially a public vote on only both petitions. If both of these initiatives were rejected and after the legal 100-day notice [and a possible vote], the new Nuclear Energy Law would replace for the present one. But, if one of the anti-nuclear initiatives or both were accepted, the new Nuclear Energy Law could not be put into force without major changes.

The “Electricity without Nuclear” petition asks for the shutdown of all nuclear power plants: Beznau I, II and Mühleberg would have to be shut down within two years and Gösgen and Leibstadt after a maximum of thirty years of operation, i.e. in 2008 and 2014 respectively. The “Moratorium Plus” petition limits the lifetime of nuclear power plants to 40 years and forbids any new construction; it also affects the existing nuclear power plants by proposals to extend the operating period or to increase capacity to a public referendum. This prevents an effective management of nuclear power plants, making it difficult to plan future necessary investments. These two petitions seek to stop using nuclear energy in the country. However, on 18 May 2003, the population rejected both initiatives “Moratorium Plus” and “Electricity without Nuclear”.

TURKEY

The energy-environment policy will be based on the requirements of both international legislative arrangements as well as the specific conditions and priorities of the country. Agreements and studies of principles and priorities have to be considered in parallel.

In the previous position Turkey was classified as a developed country in the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) and she was included in Annex I and Annex II to the Convention, together with the developed countries. Therefore, Turkey has not signed the UNFCCC. According to the decision taken during COP-7, the name of Turkey will be deleted from Annex II and, after becoming a party, she will remain in Annex I in a situation different from that of other parties included, by recognising the special circumstances of the country.

The “Electricity Market Law” no: 4628, published in the Official Gazette dated 3 March 2001, is enacted to unbundle electricity market activities, enable progress into a liberalised electricity market and provide for fair and transparent market regulation. The main objective of this law is to create a competitive electricity market with the great majority of the participants in this market being private companies and most of the assets used to supply electricity being privately owned. The role of the State would be greatly reduced. The energy market was commenced in 3 September 2002 after a preparatory period of 18 months. After this date all power plants are to be licensed by the Energy Market Regulatory Authority.

There are no any nuclear power plants and commercial fuel cycle facilities in operation, under construction and closed down.

In spite of the fact that nuclear energy contribution was planned to be 2 000 MWe by the year 2020 (2.72% share of total electricity generation) and that there was a strong intention of the Government to install the first NPP in Akkuyu, the Government had decided to postpone the Akkuyu NPP project, following the meeting of the Cabinet held on 25 July 2000. Since Turkey needed to concentrate on a programme of economic stability aiming to reduce inflation rates at considerable amounts, under supervision of the IMF, the government could not afford the estimated three to four billion US dollars needed for construction of the country's first nuclear power plant. The Government declared also that the cancellation of the Akkuyu NPP project did not mean that Turkey would refrain from using nuclear energy in the future. The Cabinet's announcement also included the need of contributing to the technological improvements of new generation nuclear power plants. Hence, the Turkish Atomic Energy Authority (TAEA) undertook two main achievements after the cancellation of the Akkuyu Project: (1) review of the current nuclear policy (2) participation to the International Project on Innovative Nuclear Technologies and Fuel Cycles organised by the IAEA. Since the TAEA aims to have nuclear technology transfer to Turkey and to follow the world-wide technological trends in nuclear reactor technologies, the technological and R&D infrastructure of the TAEA is planned to be improved. However, due to Electricity Market Law, the Energy Market Regulatory Authority is the sole authority for licensing of power plants to be installed. The TAEA will play a central role in determining the long-term nuclear energy policy of the Government, by making evaluation for different types of reactor technologies and the model for technology transfer, along with TAEA's primary duty for licensing and inspection of nuclear installations.

UNITED KINGDOM

Nuclear energy policy changes

In February 2002, the Cabinet Office's Performance and Innovation Unit (PIU) published its report on the longer term, strategic issues surrounding energy policy for the United Kingdom. Importantly, it was a report to Government, not from the Government, which means it provided recommendations but did not signify a change of government policy. Following this, in May 2002, the Government launched a public consultation aimed at developing a new energy strategy. A Government statement with the consultation stressed the need to move toward a low-carbon economy and greater energy efficiency to respond to climate change targets with sustainable energy being the key. As a result, over six thousand responses were submitted. These have been analysed and a White Paper outlining a long-term policy was published in February 2003³.

Following a public consultation exercise, *Managing radioactive waste safely*, in 2001-2, the Government and the devolved administrations for Scotland, Wales and Northern Ireland announced in July 2002 that they would set up an independent body to oversee a review of options for dealing with radioactive waste in the long term. This should make recommendations by around 2006 so that Ministers can announce the long-term strategy of the United Kingdom.

Main events in the field of nuclear energy

In April 2002, BNFL announced that it would not be extending the lives of its two largest Magnox reactors, Wylfa and Oldbury. BNFL had intended to extend the life of Wylfa to at least 2016 and of Oldbury to 2013. The reactors will now close in 2010 and 2013 respectively. This is to allow BNFL and the United Kingdom to meet obligations under OSPAR to curtail discharges to the Irish Sea, through the closure of the Sellafield Magnox reprocessing plant by 2012. In June, BNFL announced that the Calder Hall plant would be shut down in March 2003, as opposed to 2006, and that Chapelcross would close in March 2005 and not in 2008. These accelerated closures were in response to historically low wholesale electricity prices.

Other issues of importance

Following a deterioration in its financial situation, British Energy approached the UK Government in early September seeking immediate financial support and discussions about longer term restructuring. The Government's overriding priorities have been to ensure the safety of nuclear power and the security of electricity supplies. In accordance with these priorities, the Government provided a short-term loan to the company in order to give sufficient time to clarify the company's full financial position and to come to a clear view on the

3. <http://www.dti.gov.uk/energy/whitepaper>

options for restructuring the company. The European Commission approved the loan as “rescue aid” on 27 November 2002.

On 28 November 2002, British Energy announced a restructuring plan intended to achieve its long-term viability. On the same day, the Government set out the limits of what it was willing to do to support a solvent restructuring by taking financial responsibility for British Energy’s historic spent fuel liabilities; underwriting, to ensure safety and environmental protection, new and enhanced arrangements by the company to fund decommissioning and other nuclear liabilities; and continuing to fund the company’s operations while the plan is agreed and implemented. British Energy achieved agreement to its plan with its major financial creditors by mid-February 2003. The Government will notify the restructuring plan to the European Commission under state aid rules.

OECD Pacific

JAPAN

Nuclear power generation began in Japan in 1963. Since then, LWRs have been constructed consecutively by ten electricity companies. The advanced thermal reactor (ATR), which is a heavy-water moderated, light-water cooled reactor (HWLWR), and the fast breeder reactor (FBR) have been developed by the Japan Nuclear Cycle Development Institute (JNC). As of the end of 2002, 23 PWRs, 29 BWRs and the ATR were in operation; their total generating capacity is about 46 GWe. Nuclear electricity generation accounted for about one third of the total electricity generated in 2002. The research and development of nuclear fuel cycle technology has been performed mainly by JNC, although some commercial facilities are operated or have been constructed by the private sector.

Domestic uranium exploration ended in 1988. Since then, JNC has concentrated its efforts on overseas exploration in thirteen countries (Canada, Australia, USA, Niger, Zimbabwe, etc.). However, following the government reform of JNC, it withdrew from exploration activities by September 2002. JNC has transferred most of its rights and interests to private domestic and foreign companies. The annual natural uranium requirements for LWRs amounted to about 11 100 tU in fiscal year 2002.

There is no commercial conversion facility in Japan, but a commercial re-conversion facility, with a capacity of 475 tU/a, is operated by a private company. Japan depends on foreign countries (USA, Canada, UK and France) to meet all its conversion requirements.

The domestic development of uranium enrichment technology using the centrifuge method started in 1959. Until recently there were two enrichment facilities. One was a demonstration plant with a capacity of 100 tSWU/a (200 tSWU/a until November 1999), located at Ningyo-toge and operated by JNC since 1988. Its operation ended in March 2001. The other is a commercial plant with a capacity of 1 050 tSWU/a, located at Rokkasho-mura and operated by Japan Nuclear Fuel Ltd (JNFL) since 1992. The capacity of this commercial plant is planned to be expanded to 1 500 tSWU/a. The requirement for enrichment amounted to about 5 900 tSWU in fiscal year 2002, over 80% of which was supplied by foreign countries.

Most of the nuclear fuel for LWRs is fabricated in Japan. There are four facilities for LWR fuel fabrication, operated by private companies, having a total capacity of 1674 tU/a. In addition, JNC has two MOX fuel fabrication facilities: a 10 tMOX/a line for the HWLWR and a 5 tMOX/a line for the FBR. Cumulative MOX fuel production reached about 167 t as of the end of 2002. There are three Zircaloy tubing facilities in Japan. JNFL has a plan to construct a MOX fuel fabrication facility with a capacity of 130 tHM/a.

Up to the end of 2002, there were no away from reactor (AFR) spent fuel storage facilities in Japan. The reprocessing plant of JNC at Tokai reprocessing has reached a cumulative production of reprocessed fuels of about 1 009 tU by the end of 2002. There are also contracts for reprocessing with the United Kingdom and France. Under these contracts, about 5 600 t of spent fuel from LWRs have been shipped to both countries, with the transportation ending in September 1998. Besides the Tokai reprocessing plant, a domestic reprocessing plant with a capacity of 800 tHM/a is under construction by JNFL at Rokkasho-mura. The aim is to start plant operation in July 2005. As for radioactive waste storage and disposal, there is a low-level waste disposal centre with a capacity of 80 000 m³ at present, and a high-level vitrified waste storage centre with a capacity of 1 440 canisters at Rokkasho-mura, as of the end of 2002.

REPUBLIC OF KOREA

The election, in December 2002, of a new President of Korea is not expected to have a significant impact on nuclear energy policy because President Moo Hyun Roh advocated in favour of nuclear energy for security of supply during his campaign.

The Korean government enacted a law called “Law of Promotion of Utilisation for Radiation and Radioisotope” to encourage the use of nuclear technology in December 2002. It proposed a law called “Physical Protection of nuclear Facilities and Nuclear Materials, and Radiological Emergency Response and

Preparedness Law” to take precautionary measures for security in case of severe nuclear accident. This law is expected to be enacted this year.

Younggwang units 5 and 6, which are Korea Standard Nuclear Power Plant units 1 and 2, started their commercial operation in 2002. They are 1 000 MW class PWRs built on the site where Younggwang units 3 and 4 are already operating. The construction was completed in about 72 months and Younggwang unit 5 was completed on 21 May 2002, while Younggwang unit 6 was completed on 23 December 2002. Including Younggwang units 5 and 6, 18 nuclear power plants are currently operating in Korea on four sites Kori, Younggwang, Wolsung, and Ulchin. The total installed nuclear capacity, 53.8 MWe, is the 6th largest in the world.

RAPPORTS PAR PAYS

CANADA

En décembre 2002, le gouvernement du Canada a ratifié le Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

Loi sur les déchets de combustible nucléaire – 2002

Conformément à cette loi qui est entrée en vigueur le 15 novembre 2002, les principaux propriétaires de déchets de combustible nucléaire sont tenus de créer une Organisation de gestion des déchets pour effectuer les activités de gestion, de financement et d'exploitation de façon à assurer la gestion à long terme de ces déchets. En vertu de cette loi, ces mêmes propriétaires sont tenus d'instituer des fonds en fiducie et d'y verser chaque année l'argent nécessaire au financement à long terme de la gestion des déchets de combustible nucléaire. Cette loi stipule que :

- L'Organisation de gestion des déchets devra organiser des consultations publiques.
- L'étude de cette organisation sur la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire ainsi que ses rapports (qui sont soumis aux ministres) devront être rendus publics.
- Cette Organisation de gestion des déchets devra mettre en place un conseil consultatif, dont les commentaires sur son étude et ses rapports seront rendus publics.
- Le ministre devra faire des déclarations publiques sur ces rapports.

Aux termes de cette *Loi*, le gouverneur en conseil est autorisé à décider de la stratégie du Canada en matière de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire qu'il incombe à l'Organisation de gestion des déchets de mettre en œuvre. Conformément à cette législation, cette organisation a été mise en place et les principaux propriétaires de déchets ont versé les sommes requises aux fonds en fiducie destinés à financer la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire.

Loi modifiant la loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires

En février 2003, la loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires a été modifiée pour faciliter l'octroi par des institutions financières de prêts du secteur privé aux installations nucléaires. L'article 46(3), dans sa rédaction originale, décourageait les banques d'accorder des prêts aux entreprises qui possédaient et exploitaient des installations nucléaires. Une version modifiée de cet article limite la responsabilité de dépollution des terres contaminées par des substances nucléaires à ceux qui en assument la gestion et le contrôle. L'industrie nucléaire devrait pouvoir ainsi attirer des capitaux du marché.

Loi sur la responsabilité nucléaire – 1976

La *Loi sur la responsabilité nucléaire* (LRN) prévoit un régime détaillé de responsabilité civile pour les dommages corporels et matériels causés aux tiers par suite d'accidents nucléaires ainsi qu'un régime d'indemnisation des victimes. Elle comporte les principes de responsabilité objective et exclusive de l'exploitant, d'assurance obligatoire et de plafonnement de la responsabilité civile de l'exploitant dans le temps et sur les montants. En vertu de la loi, les exploitants des installations nucléaires sont objectivement tenus responsables jusqu'à une limite de 75 millions de dollars canadiens. En conséquence, tous les autres sous-traitants ou fournisseurs sont dégagés de leur responsabilité. La loi sur la responsabilité nucléaire est périmée, et la législation est en cours de révision depuis un certain temps. Les propositions de révision seront présentées au ministre des Ressources naturelles du Canada sous peu. L'accroissement du niveau de responsabilité civile de l'exploitation est une modification fondamentale parmi celles proposées.

Bruce Power

En décembre 2002, un consortium d'investisseurs canadiens a décidé d'acheter à British Energy la majorité (82.4 %) de Bruce Power. Parmi les membres de ce consortium, citons entre autres Cameco Corporation, TransCanada PipeLines Ltd, et BPC Generation Infrastructure Trust.

Redémarrage de six centrales nucléaires

Sur les 20 réacteurs de la province d'Ontario, huit sont actuellement à l'arrêt dont quatre à la centrale de Pickering A et quatre à la centrale de Bruce A. En 2002, les exploitants de ces réacteurs ont confirmé que la totalité des quatre tranches de Pickering A et deux tranches de la centrale de Bruce A seront remises en service dans les années qui viennent sous réserve de l'obtention de l'approbation réglementaire définitive (trois tranches doivent être remises en service dans le courant de 2003). En ce qui concerne les autres tranches de Bruce A, le consortium canadien qui loue actuellement les tranches de Bruce, à savoir Bruce Power, a indiqué qu'elles seraient redémarrées si leur remise en marche était justifiée commercialement.

Rénovation

Le dossier de remise à neuf de la tranche de Point Lepreau dans le Nouveau Brunswick est quasiment prêt. Si le programme de rénovation est lancé, la durée de vie de cette tranche sera prolongée en 2008 pour une période supplémentaire de 25 ans. Hydro Quebec devrait prendre une décision similaire en ce qui concerne Gentilly 2 l'année prochaine.

Les réacteurs CANDU à l'étranger

Le premier réacteur CANDU a été mis en service en Chine en décembre 2002. Un second réacteur CANDU est actuellement construit en Chine et devrait être achevé en 2003. Le gouvernement du Canada a accepté de garantir une partie du financement des travaux d'achèvement du second réacteur CANDU en Roumanie ; les travaux nécessaires pour achever le second réacteur CANDU devraient reprendre au début de 2003 et sa mise en service est prévue en 2006.

ÉTATS-UNIS

Le gouvernement des États-Unis, dans sa politique énergétique de 2001, place l'énergie nucléaire en bonne place parmi la panoplie d'énergies auxquelles le pays a recours. Le projet Énergie nucléaire 2010, établi ensuite par le Ministère de l'énergie des États-Unis (DOE) collabore avec les producteurs du secteur privé à la préparation de la construction de nouvelles centrales nucléaires qui devra être entreprise par les États-Unis d'ici 2010. Trois entreprises du secteur nucléaire, Dominion, Exelon, et Entergy, ont annoncé en 2002 leur intention d'obtenir des autorisations d'exploitation pour trois sites tandis que le Ministère de l'énergie se déclare favorable à la construction d'installations sur trois sites appartenant au gouvernement. Les entreprises intéressées par la construction de centrales n'ont pas encore établi de calendrier des investissements. La construction de nouvelles centrales dépend énormément du coût en capital de filières de réacteurs qui souvent ne sont pas encore homologuées. Les fabricants de centrales sont convaincus que les coûts de construction de cette nouvelle génération de réacteurs pourraient être équivalents, voire même être inférieurs à ceux des nouvelles tranches alimentées au charbon. Cette question sera résolue seulement lorsque les installations en question seront construites, si elles le sont.

Le Ministère de l'énergie a lancé le programme Génération IV dans le but de mettre au point des concepts innovants de réacteurs commerciaux d'ici 2030. Participent à ce programme des Américains et des étrangers. En 2002, des efforts ont été accomplis pour déterminer un petit nombre de filières de réacteurs sur lesquelles travailleraient tout un ensemble de centres de recherche intéressés de divers pays.

Le Congrès américain a prolongé d'une année la couverture prévue par la loi Price-Anderson pour les nouveaux réacteurs, et une extension plus longue continue d'être examinée.

Les États-Unis ont modifié leur mode de réglementation de l'industrie de l'énergie nucléaire, essentiellement en élaborant une démarche fondée sur les performances avec une prise en compte plus importante des risques. Pour favoriser le maintien d'un haut niveau de sûreté dans les centrales nucléaires américaines, les processus de contrôle tiennent compte des enseignements tirés de

l'expérience et de l'analyse quantitative des risques. Une sensibilisation accrue à la sécurité depuis le 11 septembre a amené l'industrie et les autorités de sûreté à consacrer plus de ressources et d'études à ce problème.

Le besoin persistant d'électricité et l'amélioration des performances économiques et de sûreté des centrales nucléaires dans les dix dernières années ont poussé les opérateurs à renouveler leur permis d'exploitation pour 20 ans supplémentaires. Depuis 2000, les permis d'exploitation de 10 réacteurs ont été prolongés et des demandes devraient être soumises pour 44 autres réacteurs au moins d'ici 2007. On s'attend à ce que pratiquement tous les réacteurs en service aux États-Unis fassent à terme une demande de renouvellement de leurs permis d'exploitation.

Les compagnies d'électricité ont augmenté la puissance nominale de leurs installations nucléaires depuis les années 1970 afin d'accroître la production d'électricité de leurs réacteurs. Ces augmentations de puissance se répartissent en trois catégories :

- Augmentation de la puissance de moins de 2 % grâce à une amélioration des techniques de calcul de la puissance des réacteurs.
- Augmentation de la puissance pouvant aller jusqu'à 7 % de la puissance sans nécessiter de transformations majeures de la centrale.
- Forte augmentation de la puissance qui implique des transformations importantes des équipements de la partie classique de la centrale hors chaudière nucléaire.

Des augmentations importantes de la puissance nominale ont été autorisées pouvant s'élever jusqu'à 20 %. Depuis janvier 2003, la NRC a approuvé 90 augmentations de puissance aux États-Unis qui ont permis d'ajouter 4 GWe à la puissance installée. Les demandes soumises pour neuf augmentations supplémentaires pourraient contribuer à y ajouter 150 MWe. Selon un sondage effectué en juillet 2002, les exploitants de centrales nucléaires devraient présenter 55 autres demandes d'augmentation de la puissance qui pourraient rajouter 3 GWe à la puissance installée aux États-Unis.

Selon des données préliminaires¹, l'industrie nucléaire a produit 780.341 millions de kilowatt/heure d'électricité en 2002, soit un chiffre de 1 % supérieur au niveau record de 768.826 millions de kilowatt/heure enregistré en 2001. Les productions record atteintes par les installations nucléaires au cours de la période 1999-2002 n'auraient pas été réalisables sans une utilisation nettement plus importante de la puissance. Selon des données préliminaires, la puissance a été utilisée à 90.9 dans les centrales nucléaires aux États-Unis en 2002. Ces statistiques englobent le réacteur de la tranche 1 de Brown's Ferry

1. Données d'un sondage fournies par l'U.S. Energy Information Administration.

qui n'a pas fonctionné depuis 1985. Des travaux ont été entrepris sur ce réacteur en vue de son redémarrage, programmé à présent en 2007.

En 2002, le Congrès américain et le Président ont approuvé des plans de stockage de déchets de haute activité en formation géologique profonde sur le site de Yucca Mountain au Nevada. Le Ministère de l'énergie a indiqué qu'il avait l'intention de soumettre une demande de permis de construire à la NRC à la fin de 2004. En dépit des protestations et des actions en justice de l'État du Nevada et d'autres plaignants, il n'existe pour l'instant aucun empêchement juridique à la réalisation de ce projet.

MEXIQUE

La politique d'exploitation de la centrale nucléaire de Laguna Verde a été revue dans le but d'accroître son facteur de capacité principalement par l'ajustement de sa période d'arrêt qui a été réduite à 15 jours.

L'exploitant CFE prévoit de réaliser une étude destinée à déterminer la faisabilité d'une augmentation de la puissance de 15 % par rapport à la conception originale (1 931 MWth). CFE prévoit également d'effectuer une étude de faisabilité pour le prolongement de la durée de vie des deux tranches de Laguna Verde. Les travaux seront coordonnés, afin d'améliorer les synergies et d'éviter de réaliser des études limitées ou faisant double emploi.

Le programme énergétique pour la période 2001-2006 publié par le gouvernement fédéral en 2001 met l'accent sur l'utilisation de sources d'énergie nucléaire satisfaisant des normes élevées de sûreté et de fiabilité et conformes aux normes internationales de l'industrie.

La stratégie envisagée prévoit notamment d'analyser l'introduction de nouveaux concepts avancés de réacteurs de la quatrième génération à long terme, en particulier pour le recyclage du combustible usé des réacteurs en exploitation aujourd'hui.

Le programme met en relief les stratégies suivantes :

- Préserver et améliorer les compétences techniques du personnel en recherchant la sûreté dans les installations nucléaires.
- Étudier les aspects juridiques et techniques de la gestion et du stockage des déchets radioactifs.
- Mettre à jour le cadre juridique applicable à l'industrie nucléaire dans le pays.
- Préserver et renforcer le programme de gestion des urgences radiologiques externes de la centrale nucléaire de la Laguna Verde.

ALLEMAGNE

Le législateur a décidé en 2002 l'abandon progressif du nucléaire civil. Les raisons en sont le rejet du nucléaire par le public en Allemagne et le risque résiduel inhérent à la production d'électricité qui n'a plus été jugé acceptable.

Cette sortie du nucléaire est basée sur l'accord passé entre le gouvernement fédéral et les compagnies d'électricité. Établi le 14 juin 2000, cet accord a été signé le 11 juin 2001. Ce faisant, les compagnies d'électricité dans leur ensemble n'ont pas accepté de mettre fin à la production d'électricité nucléaire. Néanmoins, les partenaires se sont entendus sur les quantités d'électricité qui pourraient être encore produites par chacune des centrales nucléaires en Allemagne. Les centrales nucléaires respectives, après avoir produit la quantité fixée d'électricité qu'il leur reste à produire, devront être fermées. L'accord du 11 juin 2001 a été mis en œuvre par le biais d'une modification de la Loi atomique qui est entrée en vigueur le 26 avril 2002.

À l'heure actuelle, 19 centrales nucléaires sont connectées au réseau en Allemagne. En 2002, leur production brute s'est élevée à quelque 164.8 TWh d'électricité, soit 28 % environ de la production totale d'électricité. La sortie du nucléaire prévue par la loi se traduira par la fermeture en 2004 de la première centrale nucléaire (Stade), puis à la fin de 2005 par celle de la centrale nucléaire d'Obrigheim.

Les déchets radioactifs seront stockés dans des dépôts aménagés dans des formations géologiques profondes. Pour les déchets de faible et de moyenne activité, le plan a été officiellement approuvé en juin 2002. Conformément à l'accord du 11 juin 2001, néanmoins, l'exécution immédiate a été annulée. À l'heure actuelle, quatre instances sont en cours. Tant que les tribunaux ne se seront pas prononcés, ces actions ont un effet suspensif sur l'approbation officielle du plan.

Dès travaux de reconnaissance se sont déroulés à la mine de sel de Gorleben jusqu'en septembre 2000, en particulier pour le stockage de déchets de forte activité. L'accord du 11 juin 2001 a eu pour effet de suspendre les travaux pour trois ans au moins et dix ans au plus. Ce moratoire repose sur des problèmes de sûreté et de conception soulevés par le gouvernement fédéral. Les problèmes en question concernent entre autres :

- La formation de gaz et leurs effets.
- La durée pendant laquelle les déchets restent isolés de la biosphère en toute sécurité.
- Les risques de criticité liés à un stockage direct des éléments combustibles.

- La récupérabilité des déchets après leur stockage en dépôt.
- La comparaison des roches hôtes (sel, argile, granit) existant en Allemagne et adaptés à l'aménagement d'un dépôt de stockage.

Lorsque l'« Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlager » (Groupe de travail sur la procédure de choix du dépôt) aura achevé ses travaux, le gouvernement fédéral soumettra au Parlement, qui devra se prononcer, une proposition concernant les critères de choix et la procédure de sélection du site de stockage conformément à l'accord de coalition de 1998.

Il n'y a aucune activité de production et de fourniture d'uranium.

BELGIQUE

Dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité, un gestionnaire du réseau a été désigné, et une nouvelle réglementation technique pour la gestion du réseau de transport et son accès a été promulguée. Au niveau fédéral, les abonnés qui consomment jusqu'à 10 GWh/an ont été autorisés à choisir leur producteur.

Un projet de loi sur la fermeture progressive des centrales nucléaires commerciales au terme de 40 ans de service a été approuvé par la Chambre des représentants. À la fin de 2002, ce projet de loi a été examiné par le Sénat. Un projet de loi sur la gestion des fonds destinés à financer le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion du combustible usé a été approuvé par le gouvernement et était prêt à être soumis au Parlement à la fin de 2002. Le projet de loi place ses fonds sous le contrôle d'un comité de représentants du gouvernement à haut niveau. Il doit garantir la disponibilité de ces fonds en toutes circonstances au moment où ils sont requis.

Le financement des vieilles installations nucléaires a été totalement modifié par le gouvernement. Une nouvelle loi a été promulguée stipulant qu'à partir de 2003 l'assainissement de l'ancienne usine de retraitement Eurochemic et de l'ancien département Waste de CEN•SCK doit être financé par une redevance supplémentaire prélevée sur l'électricité consommée en Belgique.

Le facteur de disponibilité des centrales nucléaires belges a atteint 88.6 % en 2002.

Dans le courant de 2002, un quatrième lot de déchets à haut niveau vitrifié a été expédié de La Hague en France vers le bâtiment de stockage temporaire de Belgoprocess à Dessel.

Le programme de R-D sur le stockage en formation géologique de combustible usé conditionné et de déchets de haute et moyenne activité de vie longue s'est poursuivi. Dans le cadre de l'agrandissement du laboratoire souterrain de recherche, la galerie reliant le laboratoire déjà existant et le second puits d'accès

a été réalisée. La faisabilité du stockage souterrain des déchets de haute activité sera démontrée dans une future galerie expérimentale perpendiculaire à cette galerie. Le concept de stockage qui sera testé fait l'objet d'un examen approfondi.

Le rapport de SAFIR 2 qui présente brièvement les résultats scientifiques obtenus à ce jour et indique les orientations futures des R-D a été soumis à un examen critique international effectué par des pairs sous la houlette de l'Agence pour l'énergie nucléaire. Les résultats sont attendus au début de 2003.

En ce qui concerne la mise en dépôt des déchets de faible activité et de courte durée de vie, les travaux ont été activement poursuivis par les partenariats locaux à Mol et à Dessel. Ils ont examiné les concepts de stockage et leur sûreté et préparent actuellement des projets intégrés faisant entrer l'installation de stockage dans le cadre d'un plus vaste développement de la région. À Fleurus-Farciennes, les enquêtes menées sur le site sont parvenues à la conclusion qu'il se prêtait à un stockage en surface ; ensuite, la décision de mettre en place un partenariat local a été prise. Un rapport de synthèse des activités en cours a été soumis au gouvernement au début de 2002.

ESPAGNE

La politique énergétique de l'Espagne est gouvernée par la volonté d'ouvrir progressivement le marché afin de garantir la sécurité et la qualité d'approvisionnement au meilleur coût, tout en s'efforçant d'améliorer l'efficacité énergétique, de réduire la consommation et de protéger l'environnement.

En septembre 2002, le gouvernement a approuvé le « Plan pour le gaz et l'électricité, développement des réseaux de transport 2002-2011 ». Le plan prévoit une augmentation moyenne de la consommation d'électricité par an de 3.75 %, une utilisation accrue du gaz et le maintien de la puissance nucléaire installée.

Conformément au programme de libéralisation, ce plan ne contient que des recommandations sans aucun caractère contraignant.

En ce qui concerne les centrales nucléaires, l'événement le plus marquant est sans doute la délivrance, en octobre 2002, d'une nouvelle autorisation d'exploitation jusqu'au 30 avril 2006 à la centrale nucléaire de José Cabrera. À cette date, la centrale sera définitivement arrêtée. La réduction de la puissance installée du fait de l'arrêt définitif de cette centrale devrait être compensée par une augmentation de la puissance d'autres centrales nucléaires obtenue en optimisant les performances techniques de ses équipements et/ou en augmentant l'énergie thermique produite par le combustible. Grâce à cela, la puissance du parc nucléaire sera maintenue au cours de la période de 2002-2011.

En amont du combustible nucléaire, l'usine de Planta Quercus a produit 44 tonnes d' U_3O_8 , extrait en traitant l'eau de mine après l'arrêt des activités d'extraction du minerai d'uranium sur ce site à la fin de 2000. À la fin de 2002, les activités de production ont définitivement été arrêtées.

En 2002, l'usine de fabrication de combustible de Juzbado a produit 788 assemblages combustibles nucléaires contenant 240 tonnes d'uranium.

En aval du cycle du combustible nucléaire, le dépôt de stockage de déchets radioactifs de faible et moyenne activité d'El Cabril avait un taux de remplissage de 45 % à la fin de 2002. L'installation devrait être pleine en 2016.

Une installation provisoire d'entreposage à sec a été mise en service à Trillo en 2002 pour accueillir des conteneurs métalliques à usage double (à savoir transport et entreposage). Deux conteneurs contenant du combustible usé ont été placés dans l'installation. En 2002, un conteneur a été fabriqué et six autres sont actuellement à divers stades de fabrication, dont deux seront livrés cette année.

La tranche 1 de la centrale de Vandellós était démantelée à 98 % à la fin de 2002. Les travaux autorisés devraient s'achever durant le premier trimestre de 2003. L'autorisation pour ce projet avait été accordée en 1998. À l'issue de ces travaux, le niveau 2 de démantèlement sera atteint, permettant de libérer plus de 80 % du site. Les activités de démantèlement restantes devraient intervenir au bout d'une période de 25 à 30 ans.

FINLANDE

Le gouvernement finlandais a pris la décision de principe de construire une nouvelle tranche de centrale nucléaire en janvier 2002. Le Parlement a ratifié cette décision le 24 mai 2002 par 107 voix contre 92. L'énergie nucléaire n'a pas été un problème de politique important au cours des élections parlementaires de mars 2003.

Le Parlement a accepté en mai 2001 la décision de principe d'aménager un dépôt de stockage du combustible nucléaire en formation géologique profonde à Olkiluoto près du site de la centrale nucléaire existante de TVO.

TVO a lancé un appel d'offre auprès des constructeurs à la fin de septembre 2002 pour la construction d'une nouvelle tranche, soit à Olkiluoto ou à Loviisa. Les offres devaient être soumises au printemps 2003 et la filière de réacteur et le site seront choisis à la fin de 2003. La demande de permis de construire sera déposée auprès des pouvoirs publics en même temps. Les travaux devraient démarrer à la fin de 2004 ou au début de 2005. La mise en service de cette nouvelle tranche est programmée en 2009.

Posiva Oy prépare la construction d'un puits profond sur le site de stockage définitif du combustible nucléaire usé. La construction du dépôt devrait commencer en 2010 et les opérations de stockage en 2020.

FRANCE

Production nationale et indépendance énergétique

La production nationale d'énergie primaire est en croissance constante malgré la décroissance continue de la production d'énergies fossiles. L'année 2002 s'est caractérisée par une faible hydraulicité, une forte croissance de la contribution éolienne malgré un niveau qui reste toutefois encore bas en valeur absolue ainsi qu'une croissance de 3,7 % de la production électronucléaire grâce notamment à la bonne marche des quatre tranches du palier N4 (Chooz et Civaux) dont la puissance continue nette a pu être révisée en hausse (1 500 et 1 495 MW). Les tranches 1 et 2 de Civaux sont entrées en service industriel en janvier et avril 2002. Le taux moyen de disponibilité du parc augmente de 1,4 points à 82,5 %. Le solde exportateur croît de 12 % à 76,9 TWh, un niveau supérieur à tout ce qui a été connu jusqu'à ce jour.

Science et technologie

La France, représentée par le CEA, s'inscrit dans le cadre du projet de recherche du Forum International Génération IV. La France a présenté la candidature du site de Cadarache pour accueillir le projet international de réacteur expérimental thermonucléaire ITER.

Sûreté nucléaire et radioprotection

Le 22 février 2002 est paru le décret de création de la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR), responsable de la définition et de la mise en œuvre de la politique de contrôle en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), qui résulte de la fusion de l'actuel IPSN (institut de protection et de sûreté nucléaire) et de l'OPRI (office de protection contre les rayonnements ionisants), a vu le jour le 22 février 2002. L'IRSN est chargé du support technique pour la sûreté nucléaire, la sûreté des transports de matières radioactives et fissiles, la protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants, la protection des installations nucléaires et des transports de matières radioactives et fissiles contre les actes de malveillance.

HONGRIE

Objectifs	Production d'électricité	≥ 13 800 GWh
opérationnels	Auto-consommation	≤ 6%
	Perte de production imprévue.....	≤ 120 GWh

Objectifs
de sûreté

Durée des arrêts non programmés ≤ 8 jours x tranche
Durée des arrêts pour rechargement ≤ 177 jours
Puissance disponible $\geq 1\,487$ MW
Vol. de déchets liquides actifs condensés ≤ 240 m³
Vol. de déchets radioactifs solides compactés ≤ 160 m³
Nombre arrêts automatiques de réacteurs ≤ 1 /tranche/an
Nombre de déclenchements du circuit
de refroidissement du secours du cœur ... ≤ 0.25 /tranche/an
Nombre d'incidents notifiés
à la direction de la sûreté nucléaire ≤ 52 incidents/an
Nombre de cas de violation
des spécifications techniques ≤ 1 /tranche/an
Dose collective ≤ 3.3 homme*Sv
Dose individuelle maximale 20 mSv
Dépassement de la dose au groupe critique ≤ 5 μ Sv
Fréquence d'accidents du travail
ayant entraîné un jour d'incapacité
de travail au moins $\leq 1/200\,000$ heures de travail

PAYS-BAS

Production d'électricité nucléaire

Il y a deux ans environ, le gouvernement a décidé de fermer la centrale nucléaire de Borssele à la fin de 2003 et a par conséquent inscrit cette date dans le permis de la centrale. Le fondement juridique de cette décision s'est révélé insuffisant, et le Conseil d'État des Pays-Bas a estimé qu'il y avait erreur sur la procédure d'application de cette décision. En outre, un gouvernement précédent a décidé de porter l'affaire devant les tribunaux afin de forcer l'exploitant de Borssele de fermer la centrale à la fin de 2003. Le jugement s'est révélé favorable à Borssele. De plus, un nouveau gouvernement centre-droit a pris la décision de maintenir la centrale de Borssele en service après 2003. Néanmoins, des forces politiques soutenues par les écologistes tentent toujours de faire fermer la centrale.

Enrichissement de l'uranium

L'enrichissement de l'uranium, qui est l'activité la plus importante du cycle du combustible aux Pays-Bas, est florissant. Urenco Nederland BV est autorisée à produire 2 500 UTS/an. Cette entreprise détient 15 % de l'ensemble du marché l'enrichissement dans les pays occidentaux et continue de gagner des parts de marché. Urenco a passé des contrats avec 15 pays dont de nombreux pays de l'Union européenne, la Suisse, le Brésil, l'Afrique du Sud, les États-Unis ainsi que la Corée et le Japon en Extrême-Orient.

La réussite d'Urenco repose sur sa technologie avancée d'ultracentrifugation gazeuse qu'elle continue d'améliorer grâce à un vaste programme de R-D. En 2002, la disponibilité des usines Ultra-Centrifuge Netherlands dépassait 99.9 %. La construction d'une nouvelle usine, la cinquième, du nom de SP5, a démarré en 1999. Dans le premier hall, les premières ultracentrifugeuses ont fonctionné de manière satisfaisante en 2002. Un deuxième hall dont la construction s'est achevée à la fin de 2002 est en train d'être équipé d'ultracentrifugeuses. Une demande de permis de construire a été déposée pour un troisième hall. En outre, une nouvelle usine d'enrichissement d'Urenco est en cours de construction aux États-Unis.

RD&D dans le domaine de la technologie nucléaire

La fusion des départements nucléaires d'ECN (Energieonderzoek Centrum Nederland – Centre néerlandais de recherche sur l'énergie) et de KEMA (Tod Keiring van Eelectrotechnische Materialen – Institut néerlandais de recherche sur l'électricité) en une nouvelle entité du nom de NRG (Nuclear Research and consultancy Group – Bureau d'étude et de recherche sur l'énergie nucléaire) reste une réussite. NRG se charge de la plupart des R-D dans le domaine nucléaire aux Pays-Bas, participe à des projets internationaux à l'intérieur et à l'extérieur de l'Union européenne et a également des activités commerciales. Ses services commerciaux sont subdivisés en six départements, à savoir : matériaux, contrôles et inspections ; combustibles, actinides et isotopes ; gestion du risque et analyse de décision ; radioactivité et environnement ; services d'irradiation ; performances et technologie des installations.

Politique nucléaire

Les élections nationales se sont déroulées en janvier 2003. On peut s'attendre à une légère modification de la politique nucléaire lorsqu'un gouvernement centre-gauche prendra le relais.

RÉPUBLIQUE TCHÈQUE

Le nucléaire est une source d'énergie importante en République tchèque où il représente une part croissante de la production d'électricité. À la fin de 2002, le pourcentage du nucléaire dans la production d'électricité était de 25 %, un pourcentage qui passera à 40 % lorsque les deux tranches de Temelin fonctionneront à pleine puissance.

La centrale nucléaire de Dukovany est en service depuis 18 ans, pendant lesquels ses performances techniques, de sécurité et de fiabilité ont été excellentes. En mars 2002, sa production totale cumulée d'électricité a dépassé 200 millions de GWh. Sa production annuelle a été de 13.3 TWh en 2002. Le programme d'investissement entrepris pour moderniser et améliorer la sûreté de la centrale devrait se terminer en 2010. Une installation d'entreposage à sec du

combustible usé d'une capacité de 600 tML est en service sur le site de la centrale de Dukovany. La construction de la seconde installation d'entreposage à sec du combustible usé d'une capacité de 1 340 tML démarrera en 2003 et sera achevée en 2005. Le dépôt de déchets radioactifs en subsurface fonctionne également sur le site pour le stockage définitif des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales nucléaires de Dukovany et Temelin.

La tranche 1 de la centrale nucléaire de Temelin a atteint la pleine puissance au cours du premier trimestre 2002 et les essais de mise en service ont démarré en juin 2002 ; son arrêt pour son premier rechargement partiel est programmé au cours du premier trimestre 2003. La mise en service de cette première tranche est prévue au cours du premier trimestre 2003. Le chargement en combustible de la tranche 2 s'est achevé en mars 2002 et la tranche sera couplée au réseau pour la première fois le 29 décembre 2002 (la tranche 1 a été couplée au réseau pour la première fois le 21 décembre 2000). Les essais de mise en service de la tranche 2 devraient durer jusqu'en juin 2003 et sa mise en service devrait intervenir durant le dernier trimestre de 2004. En 2002, ces deux tranches ont produit 4,3 TWh. La construction d'une installation d'entreposage à sec du combustible usé d'une capacité de 1 370 tML sur le site de la centrale est en cours de préparation.

L'Autriche et la République tchèque sont parvenues à un accord le 29 novembre 2001 mettant fin à leur différend au sujet du démarrage de Temelin à l'issue d'un examen par des experts internationaux et grâce à la médiation de la Commission européenne. Les problèmes peuvent être résolus dans le cadre du « Protocole de Melk » en vertu duquel l'Autriche et la République tchèque sont convenues d'un processus d'examen de la sûreté avant la mise en service de la centrale et d'un échange régulier d'informations.

L'évaluation des conditions géologiques, géographiques et environnementales de sites se prêtant à l'aménagement d'un dépôt de stockage en formation géologique est en cours de réalisation, et la République tchèque participe par ailleurs à des travaux de R-D sur les technologies de la transmutation.

RÉPUBLIQUE SLOVAQUE

La construction de la première centrale nucléaire A-1 a commencé en 1958. En coopération avec l'ex-URSS, un réacteur à l'uranium naturel modéré à l'eau lourde et refroidi au gaz a été choisi. La plupart des principaux composants techniques ont été fabriquées en ex-Tchécoslovaquie. Bien que cette centrale ait été fermée après quelques années d'exploitation à la suite d'un incident d'exploitation, elle a contribué à acquérir une expérience d'exploitation et à former des experts nucléaires. Grâce à cette expérience, la Slovaquie a acquis un savoir-faire et des compétences nationales au lieu d'avoir à accepter passivement des technologies étrangères.

La construction d'une seconde centrale nucléaire V-1, équipée d'un réacteur VVER 440/230 de conception russe, a commencé à Bohunice en 1972. L'accent avait été mis sur sa situation géographique et la participation sans cesse accrue de l'industrie nationale. Les faiblesses de ce projet ont été décelées pendant la phase de conception et éliminées durant les travaux de construction. Les techniciens et les ingénieurs ont proposé des modifications de la conception en permanence, afin d'augmenter la sûreté et la fiabilité de cette tranche.

Construction de tranches nucléaires

Tranche A-1 de Bohunice (GCHWR)	1958-1972
Tranches 1,2 de Bohunice V-1 (VVER 440/230)	1972-1980
Tranches 3,4 de Bohunice V-2 (VVER 440/213)	1976-1985
Tranches 1, 2 de Mochovce (VVER 440/213)	1982-1998
Tranches 3, 4 de Mochovce – construction interrompue	1982-1992

Exploitation de tranches nucléaires

Tranche A-1 de Bohunice – 150 MWe	1972-1977
Tranches 1, 2 de Bohunice V-1 – 2x220 MWe	depuis 1980
Tranches 3, 4 de Bohunice V-2 – 2x220 MWe	depuis 1985
Tranches 1, 2 de Mochovce – 2x220 MWe	depuis 1998 et 1999 respectivement

Production d'énergie nucléaire en 2002

(54.70 % de la consommation totale de la Slovaquie)

Bohunice	V-1 : 6 107 656 MWh et V-2 : 5 975 200 MWh
Mochovce	tranches 1, 2 5 870 234 MWh

Bohunice

Le site de la centrale de Bohunice se situe en Slovaquie occidentale. Deux réacteurs VVER 440/230 et deux VVER 440/213 sont en service sur le site, représentant une puissance totale de 1 760 MWe, soit la plus forte puissance installée sur un même site en Slovaquie. Elles ont été couplées au réseau entre 1978 et 1985. Bohunice V-2 alimente en chaleur les villes de Trnava, Hlohovec, Leopoldov et le village de Bohunice. Les performances de sûreté et de fiabilité des tranches sont excellentes en raison de la qualité de du matériel et des compétences excellentes du personnel.

En 1992, le G7 a déclaré qu'il était impossible, pour un coût raisonnable, de mettre à niveau les réacteurs VVER 440/230. Consciente des défauts de conception de ces réacteurs, la Slovaquie avait mis en place, dès 1985, un programme d'amélioration de la sûreté à Bohunice V-1, qui était axé sur la cuve sous pression du réacteur. Les modifications ultérieures ont tenu compte des observations des diverses missions internationales. Au début des années 90, Bohunice V-1 a subi quelques transformations comprenant le recuit de la cuve

sous pression du réacteur dans les deux tranches, une amélioration de l'étanchéité des zones et la mise en place de systèmes de diagnostic recommandés comme modèle pour d'autres centrales nucléaires.

Avec l'achèvement des travaux de reconstruction progressive en 2000 a pris fin le processus d'amélioration de la sûreté nucléaire de Bohunice V-1 au terme d'une période de 10 ans. En améliorant les systèmes de sûreté, les systèmes de contrôle-commande, la protection contre l'incendie, la résistance sismique et d'autres caractéristiques, cette centrale a atteint un niveau de sûreté nucléaire acceptable sur le plan internationale. Bohunice V-1 est devenue une centrale pilote et l'un des réacteurs VVER 440/230 les plus sûrs du monde comme l'a déclaré l'Agence internationale de l'énergie nucléaire (AIEA) qui a envoyé une mission sur place (la 18^{ème} mission internationale sur le site de la centrale) dont l'objet était d'évaluer la sûreté après la période de reconstruction progressive. La mission WENRA est parvenue à des conclusions similaires. L'investissement de quelque 250 Meuros est considéré comme étant raisonnable par l'exploitant.

L'atteinte des objectifs a été confirmée par la délivrance d'un permis « standard » par les autorités de sûreté nucléaire de Slovaquie aux deux tranches après l'évaluation du nouveau rapport de sûreté, qui prenait en considération les résultats de la mission de l'AIEA.

Conformément à la décision prise en septembre 1999 par le gouvernement slovaque qui déclarait qu'il lui paraissait réaliste de fermer la tranche 1 de Bohunice V-1 en 2006 et la tranche 2 en 2008 et que le programme progressif de remise à niveau, une fois parvenu à son terme en 2000, devrait faire l'objet d'une évaluation internationale du, un accord-cadre entre la BERD et la Slovaquie a été signé par un représentant du ministère de l'Économie le 16 novembre 2002 à Londres. Cet accord aura d'importantes répercussions économiques et sociales en Slovaquie. En guise de compensation, l'Union européenne a offert de verser une somme d'un montant total de 150 Meuros au Fonds international d'aide au démantèlement de Bohunice.

Le VVER 440/213 exploité dans la centrale de Bohunice V-2 intègre dans sa conception des améliorations de la sûreté. Néanmoins, des mesures sont prises progressivement afin de maintenir dans ce réacteur un haut niveau de sûreté. Le premier programme complexe d'amélioration de la sûreté a été adopté en 1986. À l'heure actuelle, l'exploitation et la sûreté nucléaire sont à un niveau conforme aux normes internationales. Le Programme de modernisation et d'amélioration de la sûreté qui a été adopté comporte des résultats de mesures prises ces dernières années afin de définir toutes les actions importantes qui peuvent contribuer à augmenter la sûreté nucléaire et la fiabilité d'exploitation durant la durée de vie initialement prévue et afin d'instaurer des conditions permettant de prolonger cette durée de vie.

Mochovce

« La centrale nucléaire de Mochovce est la première centrale nucléaire de conception soviétique réalisée dans un pays d'Europe de l'Est qui soit parvenue à un niveau de sûreté comparable aux normes occidentales. »²

Cette centrale est située au sud-ouest de la Slovaquie, près de la ville de Levice. La construction de la centrale a démarré en juin 1981. Plusieurs facteurs ont eu une incidence sur le déroulement de la construction, dont les plus décisifs furent la modification du concept du système de contrôle-commande et du dispositif de financement. Le nouveau système de contrôle-commande a été fourni et monté par Siemens (Allemagne) et améliore nettement la sûreté de la centrale.

Après une période complexe d'arrêt de la construction entre 1991 et 1995, durant laquelle il a fallu trouver un financement complémentaire et conquérir la confiance du public, le gouvernement de Slovaquie a approuvé un modèle d'achèvement et de financement des tranches 1 et 2 en septembre 1995.

La construction a donc été achevée par les sous-traitants d'origine, à savoir SKODA Prague, EGP Prague (République tchèque), HYDROSTAV Bratislava et EZ Bratislava (Slovaquie), qui se sont conformés à la conception originale mais en modifiant une série de mesures de sûreté pour lesquelles EUCOM (Consortium de SIEMENS et FRAMATOME), SKODA Prague, VUJE Trnava, et Atomenergoexport (Russie) a été choisi.

Le « Programme d'amélioration de la sûreté nucléaire de la centrale de Mochovce » a été élaboré en 1995 dans le cadre du projet d'achèvement des travaux de la tranche 1 et 2 en vue de parvenir au plus haut niveau de sûreté possible au moment de la mise en service et d'établir de bonnes conditions préalables à une amélioration permanente de la sûreté dans l'avenir. Cette démarche est conforme à ce qui se fait actuellement dans le monde en matière d'amélioration de la sûreté, de prolongation de la durée de vie et d'augmentation de la puissance. Ce programme définissait les problèmes de sûreté qui devaient être résolus et comportait 87 domaines de sûreté recouvrant les spécifications de la conception de Mochovce.

Des spécifications techniques relatives aux améliorations de la sûreté ont été élaborées en concordance avec le document de fond de l'AIEA « Safety Issues and their Ranking for VVER 440/213 NPPs », qui classe les problèmes de sûreté en fonction de leur priorité dans quatre catégories. Aucun des problèmes de sûreté des centrales équipées de VVER 440/213 n'a été classé dans la catégorie 4, c'est-à-dire dans la catégorie la plus importante du point de vue de la sûreté. Le programme a également tenu compte des résultats des examens de

2. Rapport final de RISKAUDIT « Comprehensive Assessment of Mochovce NPP Safety Level after Implementation of Safety Measures », décembre 1999.

sûreté réalisés par RISKAUDIT (une filiale commune des autorités de sûreté française et allemande IPSN et GRS) en 1994 à la demande de l'Union européenne ainsi que des résultats de la mission effectuée par l'AIEA en mai 1994.

L'application des principes généraux de sûreté nucléaire à la conception de Mochovce a été revue, et des modifications de conception ont été introduites le cas échéant afin de satisfaire des conditions plus strictes de sûreté nucléaire. Le coût total des mesures de sûreté appliquées aux tranches 1 et 2 de la centrale de Mochovce s'est élevé à 200 millions d'USD.

On trouvera des informations complémentaires sur le site Internet: www.seas.sk

ROYAUME-UNI

Modifications de politique énergétique nucléaire

En février 2002, le Cabinet Office's Performance and Innovation Unit (PIU) a publié son rapport sur les problèmes stratégiques à long terme soulevés par la politique énergétique du Royaume-Uni. Il importe de souligner que le gouvernement était le destinataire et non l'auteur de ce rapport, ce qui signifie qu'il contenait des recommandations mais n'était pas synonyme d'un changement de politique gouvernementale. À la suite de ce rapport, le gouvernement a organisé en mai 2002 une consultation publique dans le but de mettre sur pied une nouvelle stratégie énergétique. À cette occasion, le gouvernement a souligné dans sa déclaration la nécessité d'évoluer vers une économie caractérisée par de faibles émissions de carbone et un meilleur rendement énergétique pour tenir compte des objectifs de lutte contre le changement climatique dont l'élément clé sera une énergie durable. Près de 6 000 réponses ont été envoyées. Après le dépouillement, un Livre blanc décrivant la politique à long terme a été publié en février 2003.³

Après une consultation publique, *Managing radioactive waste safely*, en 2001-2002, le gouvernement et les administrations compétentes d'Écosse, du Pays de Galles et d'Irlande du Nord ont annoncé en juillet 2002 leur intention de créer un organe indépendant chargé de superviser un examen des solutions envisageables à long terme pour les déchets radioactifs. Cet organe aurait pour tâche de soumettre des recommandations vers 2006 afin que les ministres puissent annoncer la stratégie à long terme du Royaume-Uni.

Faits marquants dans le domaine de l'énergie nucléaire

En avril 2002, BNFL a annoncé que finalement il ne prolongerait pas la durée de vie de ses deux plus gros réacteurs Magnox, Wylfa et Oldbury, jusqu'en

3. <http://www.dti.gov.uk/energy/whitepaper>

2016 au moins et jusqu'en 2013 respectivement, comme il en avait l'intention. Ces réacteurs fermeront respectivement en 2010 et 2013 respectivement. BNFL et le Royaume-Uni pourront ainsi respecter leurs engagements à l'égard d'OSPAR, c'est-à-dire réduire leurs rejets dans la mer d'Irlande en fermant l'usine de retraitement de combustibles Magnox de Sellafield d'ici 2012. En juin, BNFL a annoncé que l'usine de Calder Hall serait fermée en mars 2003 et non en 2006 comme initialement prévu, et que Chapelcross fermerait en mars 2005 et non en 2008. Ces décisions de fermeture plus rapide que prévu sont dues à des prix de gros de l'électricité exceptionnellement bas.

Autres questions importantes

À la suite de la détérioration de sa situation financière, British Energy s'est adressé au gouvernement du Royaume-Uni au début de septembre pour lui demander une aide financière immédiate et pour entamer des discussions sur sa restructuration à long terme. Les priorités absolues du gouvernement étaient d'assurer la sûreté des centrales nucléaires et la sécurité d'approvisionnement en électricité. Compte tenu de ces priorités, le gouvernement a accordé un prêt à court terme à l'entreprise pour pouvoir disposer de suffisamment de temps pour tirer au clair la situation financière de l'entreprise et se rendre pleinement compte des solutions de restructuration envisageables. La CE a approuvé le prêt comme « aide de sauvetage » le 27 novembre 2002.

Le 28 novembre 2002, British Energy annonçait un plan de restructuration destiné à garantir sa rentabilité à long terme. Le même jour, le gouvernement a défini les limites de ce qu'il était prêt à faire pour contribuer à une restructuration assurant la solvabilité de l'entreprise en assumant la charge financière du passif accumulé par British Energy pour le combustible utilisé ; en se portant garant afin d'assurer la sûreté et la protection de l'environnement, des nouvelles dispositions renforcées prises par l'entreprise pour financer le démantèlement et ses autres responsabilités civiles nucléaires ; et en continuant à financer le fonctionnement de l'entreprise pendant que la période où le plan est arrêté et mis en œuvre. British Energy a obtenu l'accord pour son plan de ses principaux créanciers à la mi-février 2003. Le gouvernement fera connaître ce plan de restructuration à la Commission européenne dans le cadre des règles d'aide de l'État.

SUÈDE

Politique énergétique

En 2002, deux rapports de consultants analysant les effets de la fermeture du second réacteur de la centrale de Barsebäck ont été remis à l'administration. Les rapports ont été étudiés par diverses autorités et ONG. Le Parlement doit prendre une décision en mars 2003.

Production et consommation d'électricité nucléaire

La production d'électricité en Suède s'est élevée en 2002 à 143.0 TWh et la consommation à 148.3 TWh. Les importations nettes d'électricité ont donc été de 5.3 TWh.

Les onze réacteurs nucléaires ont produit 65.6 TWh contre 69.2 TWh l'année précédente. L'énergie hydraulique a permis de produire 66 TWh, un chiffre qui est légèrement supérieur à la moyenne statistique. Néanmoins, après une période de production normale au début de 2002, un été extrêmement chaud et sec a été suivi par un automne où les précipitations n'ont pas été suffisantes mais la température a été inférieure à la normale. Il en a résulté une baisse à des niveaux record des débits des fleuves et des niveaux de l'eau dans les réservoirs en Suède et en Norvège au début de l'hiver. Les prix de l'électricité à la Bourse de l'énergie nordique, Nord Pool, ont de ce fait grimpé à des niveaux record en novembre et décembre.

La modernisation de la tranche 1 de la centrale d'Oskarshamn s'est achevée en novembre au terme de douze mois de travaux. Des modifications importantes ont été apportées aux systèmes de sûreté et une nouvelle turbine a été installée. La salle de commande a été équipée de systèmes entièrement informatisés. Le redémarrage de la tranche a commencé en décembre et le premier couplage au réseau a été effectué en janvier 2003. Outre l'amélioration des normes de sûreté, la nouvelle turbine permettra d'accroître la production d'électricité de 5 %.

Toutes les livraisons de matériaux combustibles nucléaires et les services correspondants se sont déroulés sans encombre et dans les délais prévus de même que les transports de déchets radioactifs et de combustible usé.

Cycle du combustible nucléaire

L'usine de fabrication de combustible Westinghouse Atom a converti 396 tonnes de poudre de dioxyde d'uranium et produit 265 tonnes de combustible neuf en 2002.

Le choix du site du dépôt de stockage de combustible usé en formation géologique a énormément progressé en 2002 lorsque SKB, l'entreprise suédoise de gestion du combustible et des déchets nucléaires, a entamé les travaux de reconnaissance sur les sites potentiels de deux municipalités. Ces travaux comportent des études géoscientifiques plus approfondies faisant appel entre autres à des mesures réalisées à partir de la surface et de forages.

SKB avait à l'origine choisi trois sites pour y faire des travaux de reconnaissance, mais, en avril 2002, le Conseil municipal de Tierp a voté contre la poursuite de ces travaux sur ce site. En revanche, les conseils municipaux d'Oskarshamn et d'Östhammar ont accepté, à de fortes majorités, la réalisation de travaux de reconnaissance.

Cette étape annonce par ailleurs le début du processus d'étude d'impact sur l'environnement (EIE) de l'implantation d'un dépôt en formation géologique soit à Oskarshamn, soit à Östhammar. Ce processus aboutira finalement à un dossier d'impact sur l'environnement (DIE) qui sera soumis à SKB en même temps qu'une demande de permis de construire d'une usine de conditionnement et d'un dépôt en formation géologique dans l'une des municipalités.

Après une audition publique approfondie, le gouvernement a décidé, en décembre 2002, que le programme de R-D & D de 2001 de SKB était conforme aux impératifs énoncés dans la loi sur les activités nucléaires. En vertu de cette loi, SKB doit établir un rapport pour le gouvernement tous les trois ans. En 1998, OKG Aktiebolag a soumis une demande afin d'être autorisé à utiliser le combustible MOX fabriqué avec le plutonium provenant du retraitement du combustible d'OKG envoyé à BNFL dans les années 70 et 80. En décembre 2002, le gouvernement a approuvé la demande et donné à OKG l'autorisation d'utiliser le combustible MOX dans les centrales d'Oskarshamn. OKG prévoit de charger ce combustible après 2005.

Réacteurs de recherche

À Studsvik, les réacteurs de recherche R2 (un réacteur d'essai de matériaux de 50 MW) et R2-0 (1 MW) ont fonctionné à pleine puissance. R2 a été utilisé avant tout pour les essais de combustible, les études de combustible, la production d'isotopes et le dopage neutronique du silicium. Le réacteur R2-0 a été utilisé pour la borothérapie (BNCT), des programmes d'essais liés à la BNCT et a fourni des neutrons au laboratoire de recherche neutronique. En 2002, des EPS approfondies ont été réalisées, et des analyses de sûreté mises à jour ont été transmises à l'appui de demandes d'autorisation d'exploitation de futures installations.

SUISSE

À la fin du mois de mars 2003, le Parlement a décidé du contenu de la nouvelle loi sur l'énergie nucléaire. Cette dernière constitue une base solide pour l'exploitation fiable et économique des centrales nucléaires existantes, ne prévoit aucune limitation de leur durée de vie et maintient la possibilité de retraiter les combustibles usés. Par contre le transport des combustibles MOX par voie aérienne est interdit.

À l'origine, en octobre 1999, il avait été prévu de présenter cette nouvelle loi comme contre-projet aux deux initiatives populaires antinucléaires qui seront soumises au peuple le 18 mai 2003. Entre-temps il s'est avéré que seules les initiatives seraient mises au vote. En cas de rejet de ces deux initiatives et après le délai référendaire de 100 jours (et d'une éventuelle votation), la nouvelle loi sur l'énergie nucléaire remplacera l'actuelle loi sur l'énergie atomique. Dans le

cas où l'une ou les deux initiatives antinucléaires seraient acceptées, la nouvelle loi sur l'énergie nucléaire ne pourrait pas entrer en vigueur et devrait subir des modifications de fond.

La première initiative intitulée « Sortir du nucléaire » demande l'arrêt définitif des trois centrales les plus anciennes pour le mois de mai 2005 et l'arrêt des deux dernières pour 2008 et 2014. La seconde intitulée « Moratoire-plus » demande de limiter la durée de vie des centrales à 40 ans et d'interdire la construction de nouvelles ; elle intervient également dans l'exploitation des centrales existantes en soumettant toute décision de prolongation d'exploitation ou d'augmentation de puissance à un référendum populaire. Ceci empêche la modernisation des centrales ainsi que la planification des investissements. Les deux initiatives visent l'arrêt de toute exploitation de centrale nucléaire en Suisse. Mais, le 18 mai 2003 la population rejeta les deux initiatives.

TURQUIE

La politique énergétique et environnementale obéit aux impératifs des dispositifs législatifs internationaux ainsi que aux conditions et priorités nationales spécifiques. Les accords et les études des principes et priorités pour été examinés parallèlement.

Précédemment, la Turquie avait été classée parmi les pays développés dans la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et a été intégrée à l'Annexe I et à l'Annexe II à la Convention avec ces pays. La Turquie n'a donc pas signé la CCC. Conformément à la décision prise durant la CdP-7, la Turquie sera retirée de la liste de l'Annexe II et, une fois devenue partie à la Convention, restera dans la liste de l'Annexe I mais avec une situation différente de celle des autres parties, compte tenu de ses circonstances particulières.

La loi sur le marché de l'électricité n°4628, publiée dans le Journal Officiel du 3 mars 2001 doit permettre de séparer les différentes activités du marché de l'électricité, contribuer à la libéralisation progressive de ce marché et instaurer une réglementation du marché équitable et transparente. Cette loi a pour objectif principal de créer un marché compétitif sur lequel la grande majorité des intervenants sont des entreprises privées et la plupart des actifs utilisés pour fournir l'électricité sont détenus par des capitaux privés. Le rôle de l'État sera nettement réduit. Le marché de l'énergie a vu le jour le 3 septembre 2002 après une période préparatoire de 18 mois. Après cette date, toutes les centrales devront obtenir une autorisation de l'autorité de régulation du marché énergétique.

Aucune centrale nucléaire et aucune installation du cycle du combustible ne sont à l'heure actuelle exploitées, construites et fermées.

En dépit de la création projetée d'un parc nucléaire dont la puissance installée atteindrait 2 000 MW en 2020 (soit 2.72 % de la production totale d'électricité) et de la ferme intention du gouvernement d'installer la première centrale nucléaire à Akkuyu, l'État a décidé de retarder le projet d'Akkuyu à l'issue de la réunion du Conseil des ministres du 25 juillet 2000. Étant donné que la Turquie devait centrer ses efforts sur un programme de stabilité économique visant à réduire considérablement le taux d'inflation, sous le contrôle du Fonds monétaire international, le gouvernement ne disposait plus des moyens financiers lui permettant d'investir la somme estimée de trois à quatre milliards de dollars US requise pour construire la première centrale nucléaire turque. Le gouvernement a en outre précisé que l'annulation du projet d'Akkuyu ne signifiait pas pour autant que la Turquie n'avait plus l'intention d'utiliser l'énergie nucléaire dans l'avenir. La déclaration du Conseil des ministres stipule la nécessité de participer aux travaux de mise au point technologique des centrales nucléaires de la nouvelle génération. De ce fait, l'Autorité de l'énergie atomique (TAEK) a entrepris deux grands projets après l'annulation du projet d'Akkuyu : (1) la révision de la politique nucléaire actuelle ; (2) la participation au Projet international sur les réacteurs nucléaires et les cycles du combustible nucléaire innovants coordonné par l'AIEA. Étant donné que la TAEK a l'intention de faire bénéficier la Turquie de transferts de technologies nucléaires et de suivre l'évolution technologique mondiale dans le domaine des techniques des réacteurs nucléaires, l'infrastructure technologique et de R-D de la TAEK doit être améliorée. Néanmoins, en raison de la Loi sur le marché de l'électricité, l'autorité de régulation du marché de l'énergie est la seule habilitée à délivrer des autorisations aux centrales nucléaires devant être installées. La TAEK, outre sa mission première de délivrance de permis et d'inspection des installations nucléaires, jouera un rôle décisif dans la définition de la politique de l'énergie nucléaire à long terme du gouvernement, en évaluant les différentes filières de réacteur et le modèle de transfert de technologies.

OCDE Pacifique

JAPON

La production d'énergie nucléaire a commencé au Japon en 1963. Depuis lors, des REO ont été construits consécutivement par dix compagnies d'électricité. Le réacteur thermique avancé (ATR), qui est un réacteur à eau ordinaire modéré à l'eau lourde, ainsi que le surgénérateur rapide ont été développés par Japan Nuclear Cycle Development Institute (JNC). À la fin de 2002, 23 REP, 29 REB et un ATR était en service, représentant une puissance installée d'environ 46 GWe. Les centrales nucléaires ont produit un tiers environ de la totalité de l'électricité produite en 2002. Les travaux de recherche et développement de la technologie du cycle du combustible nucléaire ont été réalisés essentiellement

par JNC bien que quelques installations commerciales aient été exploitées ou aient été construites par le secteur privé.

La prospection intérieure d'uranium s'est achevée en 1988. Depuis lors, JNC concentre ses efforts sur la prospection à l'étranger dans 13 pays (Canada, Australie, États-Unis, Niger, Zimbabwe, etc.). Néanmoins, après avoir réformé JNC, l'État s'est retiré des activités de prospection en septembre 2002. JNC a transféré la plupart de ses droits et de ses intérêts à des entreprises privées nationales et étrangères. Les besoins annuels en uranium naturel des REO se sont élevés à environ 11 100 tU en 2002.

Il n'existe pas d'installations commerciales de conversion au Japon, mais une installation commerciale de reconversion d'une capacité de 475 tU/an, est exploitée par une entreprise privée. Le Japon dépend donc de pays étrangers (États-Unis, Canada, Royaume-Uni et France) pour ses besoins de conversion.

La technologie d'enrichissement de l'uranium par centrifugation a commencé à être mise au point au Japon en 1959. Jusqu'à une période récente, il existait deux installations d'enrichissement : l'une, située à Ningyo-toge et exploitée par JNC depuis 1988, était une usine de démonstration d'une capacité de 100 tUTS/an (200 tUTS/an jusqu'en novembre 1999). Elle a cessé de fonctionner en mars 2001. L'autre, à Rokkasho-mura, est une usine commerciale d'une capacité de 1 050 tUTS/an exploitée par Japan Nuclear Fuel Limited (JNFL) depuis 1992. La capacité de cette usine devrait être relevée à 1 500 tUTS/an. Les besoins d'enrichissement s'élevaient à environ 5 900 tUTS en 2002, dont 80 % étaient pris en charge par des pays étrangers.

Le combustible nucléaire destiné aux REO est pour la plupart fabriqué au Japon. Les quatre usines de fabrication du combustible destiné aux REO sont exploitées par des entreprises privées et ont une capacité totale de 1 674 tU/an. En outre, JNC possède deux usines de fabrication de combustible MOX : une chaîne de fabrication produisant 10 tMOX/an pour alimenter les REO modérées à l'eau lourde et une chaîne produisant 5 tMOX/an pour les surgénérateurs. La production cumulée de combustible MOX a avoisiné 167 tonnes à la fin de 2002. Il existe trois usines de production de tubes en Zircaloy au Japon. JNFL a l'intention de construire une usine de fabrication de combustible MOX d'une capacité de 130 tML/an.

Jusqu'à la fin de 2002, il n'existait au Japon aucune installation d'entreposage du combustible usé en dehors des sites de réacteurs. L'usine de retraitement de JNC à Tokai a atteint une production cumulée de combustible retraité d'environ 1 009 tU à la fin de 2002. Par ailleurs, des contrats de retraitement ont été passés avec le Royaume-Uni et la France. Dans le cadre de ces contrats, quelque 5 600 tonnes de combustible usé provenant des REO ont été envoyées dans ces deux pays jusqu'en septembre 1998. En plus de l'usine de retraitement de

Tokai, une usine de retraitement japonaise d'une capacité de 800 tML/an est actuellement construite par JNFL à Rokkasho-mura. Il est prévu de mettre en service cette usine en juillet 2005. En ce qui concerne l'entreposage et le stockage définitif des déchets radioactifs, il existe un centre d'entreposage des déchets de faible activité d'une capacité de 81 000 m³ à l'heure actuelle, ainsi qu'un centre de stockage des déchets vitrifiés de très haute activité qui peut recevoir 1 440 conteneurs à Rokkasho-mura depuis la fin de 2002.

RÉPUBLIQUE DE LA CORÉE

Les élections présidentielles de décembre 2002 en Corée ne devraient pas avoir de répercussions importantes sur la politique nucléaire car le Président Moo Hyun Roh a plaidé en faveur du nucléaire pour des raisons de sécurité d'approvisionnement au cours de sa campagne.

Le président coréen a promulgué une loi en faveur de l'utilisation de la technologie nucléaire en décembre 2002, intitulée « Loi en faveur de l'utilisation des rayonnements et des radio-isotopes ». Il a proposé une loi pour la « Protection physique des installations et des matériaux nucléaires et la gestion et la préparation des urgences radiologiques » pour prendre des mesures de précaution afin d'assurer la sécurité en cas d'accidents nucléaires graves. Cette loi devrait être promulguée cette année.

Les tranches 5 et 6 de la centrale de Younggwang, qui sont les tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire standard, ont été mises en service en 2002. Il s'agit de REP de 1 000 MW construits sur le site où les tranches 3 et 4 sont déjà en service. La construction a duré environ 72 mois et la tranche 5 a été achevée le 21 mai 2002 tandis que la tranche 6 l'était le 23 décembre 2002. En plus des tranches 5 et 6 de la centrale de Younggwang, 18 tranches sont actuellement en service en Corée sur quatre sites : Kori, Younggwang, Wolsung, et Ulchin. La puissance nucléaire installée s'élève au total de 53.8 MWe, ce qui amène la Corée au sixième rang mondial.

OECD PUBLICATIONS, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
PRINTED IN FRANCE
(66 2003 10 3 P) ISBN 92-64-10326-0 – No. 53077 2003

OECD PUBLICATION, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
PRINTED IN FRANCE
(32 2003 04 3 P) – No. 52983 2003