

“Cette analyse magistrale ramène aux dures réalités de l’industrie nucléaire et apporte un antidote salutaire à une certaine exubérance irrationnelle”

Amory B. Lovins
Président et directeur scientifique
Rocky Mountain Institute, USA

L’état des lieux 2007 de l’industrie nucléaire dans le monde

(The World Nuclear Industry Status Report 2007)

Par

Mycle Schneider, Paris

Avec des contributions de

Antony Froggatt, Londres

Consultants indépendants

Bruxelles, Paris, Londres, Février 2008

Traduction par Julie Hazemann, Paris

Commandité par Les Verts / Alliance Libre Européenne au Parlement Européen



Les Verts | Alliance Libre Européenne
au Parlement européen

“quel rapport éclairant”

Sam Geall
Rédacteur en chef adjoint,
China Dialogue,
Londres, Royaume Uni

“lecture obligatoire pour tout observateur du nucléaire”

Henri Sokolski
Directeur,
Nonproliferation Policy
Education Center (NPEC),
Washington, USA

“la qualité de votre information est impeccable”

Alain Michel
Ancien responsable de l'industrie
nucléaire,
Editeur, *Le Hêtre Pourpre*
Namur, Belgique

Note : ce document peut être téléchargé gratuitement sur le site des Verts au Parlement européen :

http://www.greens-efa.org/cms/topics/dokbin/213/213461.etat_des_lieux_2007_de_lindustrie_nuclai@en.pdf

Pour toute question ou commentaire, merci de contacter

Michel Raquet

Conseiller Energie
Les Verts / Alliance Libre Européenne
Parlement Européen
PHS 06C69
Rue Wiertzstraat
B-1047 Bruxelles
Tél : +32.2.284.23.58
E-mail : mraquet@europarl.eu.int
Web: www.greens-efa.org

Pour contacter les auteurs :

Mycle Schneider Consulting

45, Allée des deux cèdres
91210 Draveil (Paris)
France
Skype : mycleschneider
Tél : +33-1-69 83 23 79
Fax: +33-1-69 40 98 75
E-mail: mycle@orange.fr

Antony Froggatt

53a Nevill Road
N16 8SW London
UK
Skype : antonyfroggatt
Tél : +44-207-923 04 12
Fax: +44-207-923 73 83
E-mail: a.froggatt@btinternet.com

Les auteurs tiennent à remercier Julie Hazemann, EnerWebWatch et Nina Schneider pour leur assistance sur les statistiques concernant les réacteurs et les graphiques.

Table des matières

INTRODUCTION ET VUE D'ENSEMBLE.....	4
LE SCEPTICISME DES INSTITUTIONS FINANCIERES INTERNATIONALES ET DES ANALYSTES.....	11
PENURIE D'ETUDIANTS, DE MAIN D'ŒUVRE ET DE CAPACITES DE FABRICATION	12
DE LA RHETORIQUE EN GUISE DE REALITE	16
TABLEAU 1 : LE NUCLEAIRE DANS LE MONDE AU 31 DECEMBRE 2007	18
APERÇU PAR REGION/PAYS.....	19
AFRIQUE.....	19
AMERIQUES	19
ASIE	22
EUROPE	26
<i>L'énergie nucléaire en Europe de l'Ouest.....</i>	<i>27</i>
<i>Le nucléaire en Europe centrale et orientale.....</i>	<i>33</i>
RUSSIE ET EX-UNION SOVIETIQUE.....	36
CONCLUSIONS.....	38
ANNEXE 1 : REACTEURS NUCLEAIRES REPERTORIES "EN CONSTRUCTION".....	40

Les auteurs

Mycle Schneider est consultant international sur l'énergie et la politique nucléaire. Il est basé à Paris.

En 1983, il a créé l'agence d'information sur l'énergie WISE-Paris, qu'il a dirigée jusqu'en 2003. Depuis 1997, il a assuré des missions d'information et de conseil auprès du ministre de l'Energie belge, des ministères de l'Environnement français et allemand, de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique, de Greenpeace International, de l'IPPNW (International Physicians for the Prevention of Nuclear War), du WWF, de la Commission Européenne, du panel STOA (Evaluation des options technologiques et scientifiques) et de la direction générale de la recherche du Parlement européen, de l'Oxford Research Group, de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Depuis 2004, il est chargé de cours dans le cadre du Master international Project Management for Environmental and Energy Engineering à l'Ecole des Mines de Nantes.

En 1997, il a reçu avec le Japonais Jinzaburo Takagi, le Right Livelihood Award, connu sous le nom de "Prix Nobel Alternatif".

Antony Froggatt est consultant indépendant sur l'énergie en Europe. Il est basé à Londres.

Depuis 1997, il travaille comme chercheur et rédacteur freelance sur les politiques énergétiques et nucléaires dans l'Union Européenne et les pays voisins, pour différents gouvernements européens, la Commission et le Parlement européens, des ONG environnementales et les médias. Il a été entendu dans le cadre de diverses enquêtes et auditions aux parlements autrichien et allemand, ou au niveau des instances communautaires. Il est également chargé de recherche senior au Royal Institute of International Affairs (Chatham House) à Londres.

Antony Froggatt travaille en étroite collaboration avec des groupes de défense de l'environnement dans toute l'Europe, en particulier sur les marchés et la politique de l'énergie, et a participé à la création d'un réseau sur l'efficacité énergétique. Il intervient régulièrement dans des universités et dans le cadre de cursus d'enseignement à travers l'Europe.

Avant de travailler comme consultant indépendant, il a occupé pendant neuf ans le poste de coordinateur de la campagne nucléaire à Greenpeace International.

Introduction et vue d'ensemble

Il y a cinquante ans, en septembre 1954, le président de la Commission de l'énergie nucléaire américaine (Atomic Energy Commission) déclarait que l'électricité nucléaire deviendrait "trop bon marché pour être mesurée" (too cheap to meter). Son coût de production serait si faible qu'investir dans des compteurs ne se justifierait pas. Coïncidence, cette prophétie américaine intervenait trois mois après la première connexion au réseau d'un réacteur nucléaire... dans ce qui était alors l'Union Soviétique. En juin 2004, l'industrie nucléaire internationale célébrait ce cinquantenaire sur le site du premier réacteur de puissance au monde, à Obninsk en Russie, par l'organisation d'une conférence intitulée "50 ans de nucléaire – Les 50 ans à venir". L'objectif du présent rapport est d'apporter une base solide à l'analyse des perspectives de l'industrie électronucléaire.

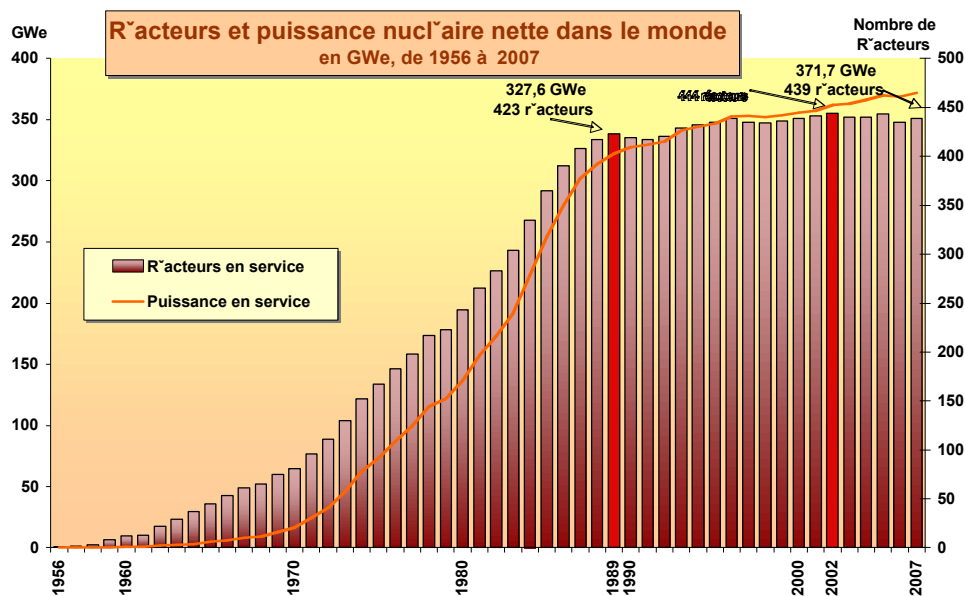
Il y a quinze ans, le Worldwatch Institute de Washington, WISE-Paris et Greenpeace International publiaient le *World Nuclear Industry Status Report 1992*, actualisé en 2004 par deux des auteurs de cette première édition. La présente publication est une version actualisée et légèrement modifiée de l'édition de 2004.

En 1992, l'*Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde* arrivait à la conclusion suivante :

"Le nucléaire se fait évincer du marché énergétique global (...). De nombreux réacteurs en cours de construction sont proches de l'achèvement, et dans les prochaines années, l'expansion du nucléaire au plan mondial se réduira à une goutte d'eau. Il semble aujourd'hui qu'en l'an 2000, le monde disposera d'une capacité nucléaire de 360.000 MW tout au plus, dix pour cent de plus seulement qu'aujourd'hui. Ceci tranche avec les 4.450.000 MW prévus pour l'année 2000 par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique en 1974."

Il s'est avéré que 436 réacteurs étaient en service dans le monde en 2000, représentant une capacité installée totale inférieure à 352.000 MW (soit 352 GW)¹. L'analyse du rapport de 1992 était s'est vérifiée. On comptait fin 2007 439 réacteurs nucléaires en service dans le monde – soit un de moins qu'à la publication de l'édition 2004 de l'*Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde*, et cinq de moins par rapport au pic historique de 2002 –, représentant une capacité totale de 372 GW (voir figure 1).

Figure 1



© Mycle Schneider Consulting

Source : IAEA, PRIS, 2007², MSC

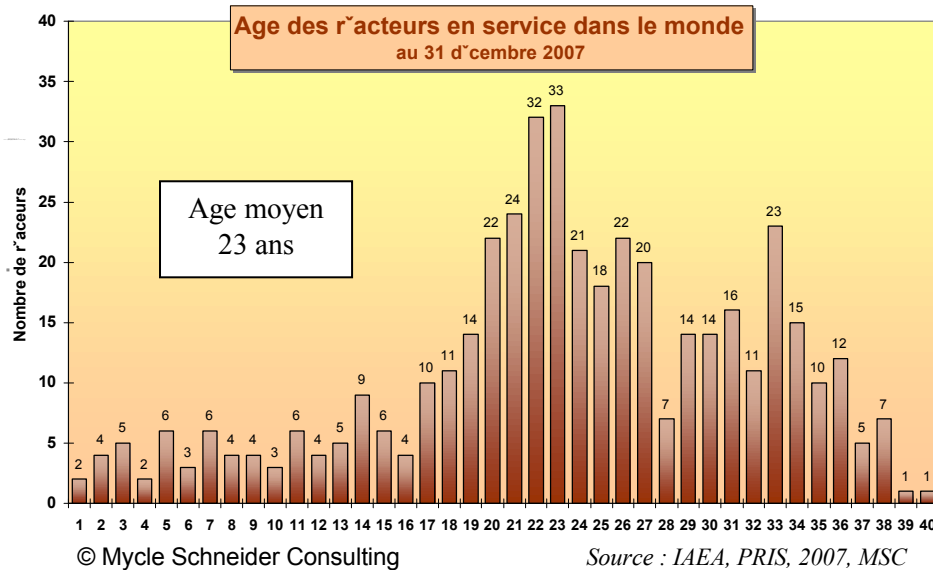
La capacité installée connaît une croissance plus rapide que celle du nombre de réacteurs en service, d'une part parce que les unités qui sont arrêtées ont généralement une puissance inférieure à celle des nouvelles

¹ 1 GW = 1.000 MW = environ un grand réacteur.

² Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), Power Reactor Information System (PRIS), voir <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

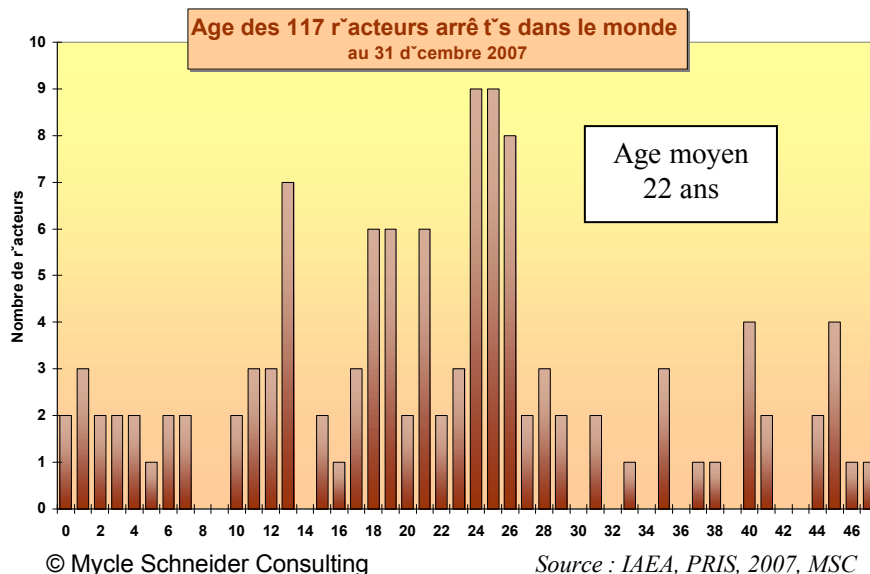
tranches ajoutées, et d'autre part en raison de l'augmentation de puissance (généralement désignée sous son appellation anglo-saxonne de "uprating") de nombreux réacteurs existants. Selon la World Nuclear Association (WNA), aux Etats-Unis, la Nuclear Regulatory Commission (NRC) a autorisé 110 "uprates" de réacteurs depuis 1970, dont quelques "extended uprates" portant jusqu'à 20 % d'augmentation. Ceci s'est soldé par une augmentation de 4.700 MW de la capacité nucléaire rien que dans ce pays³. On observe en Europe une tendance similaire à l'augmentation de puissance et à l'allongement de la durée de vie des réacteurs. Faute d'un nombre significatif de constructions nouvelles, l'âge moyen des réacteurs nucléaires a fortement augmenté, et s'établit aujourd'hui à 23 ans, soit deux ans de plus que dans l'édition 2004 de *l'Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde* (voir figure 2).

Figure 2



L'âge moyen (la durée de vie moyenne) des 117 réacteurs définitivement arrêtés dans le monde est de 22 ans, soit un an de plus qu'en 2004 (voir figure 3). Depuis l'édition 2004 de *l'Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde*, dix réacteurs ont été arrêtés – dont huit en 2006 – et huit ont été mis en service.

Figure 3



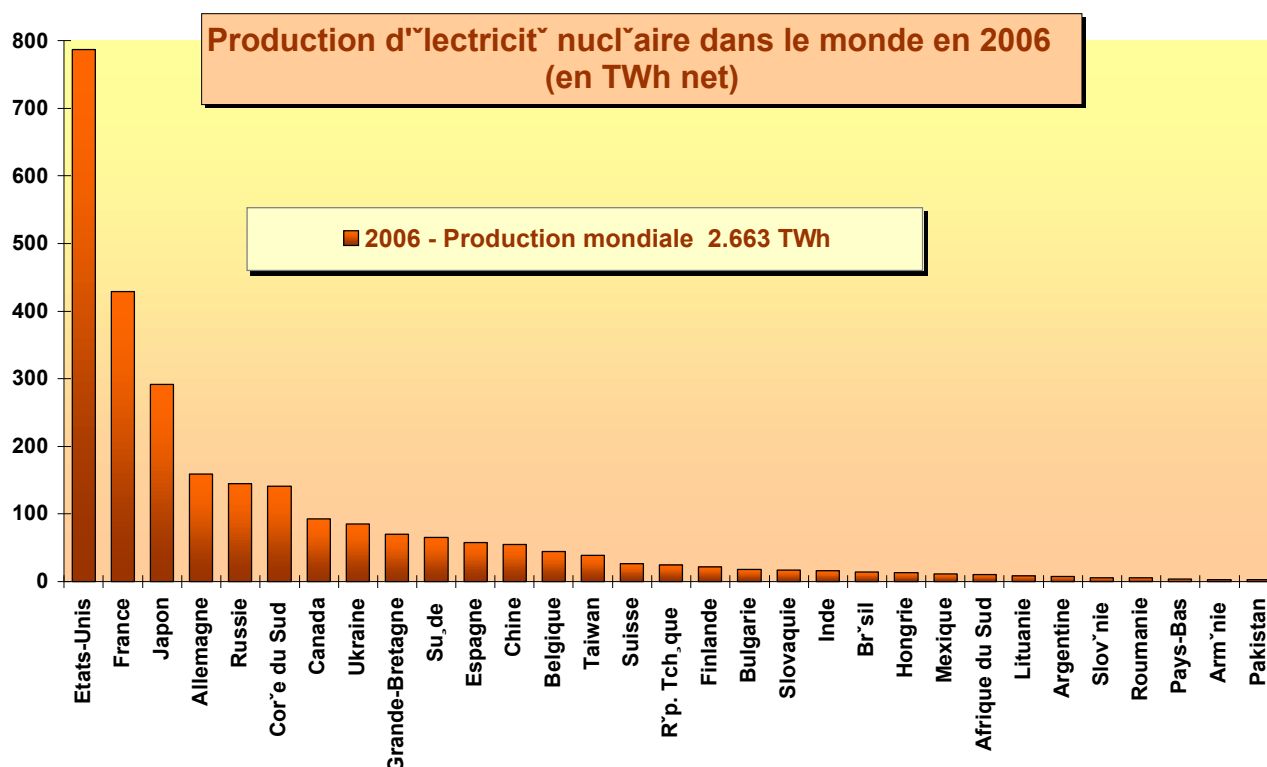
³ <http://www.world-nuclear.org/info/Copy%20of%20inf17.html>

Le parc nucléaire mondial a connu une augmentation annuelle de capacité installée de l'ordre de 3.000 MW entre 2000 et 2004 – en grande partie du fait de “l'uprating” – redescendue à 2.000 MW par an entre 2004 et 2007. Il est intéressant de comparer ces chiffres à l'augmentation nette de la capacité totale de production électrique dans le monde qui est de l'ordre de 135.000 MW *par an*⁴. L'éolien à lui seul a enregistré une croissance annuelle moyenne de 13.000 MW entre 2004 et 2006, soit 6,5 fois celle du nucléaire. Cela ne laisse au nucléaire qu'une part de 1,5 % environ de la nouvelle capacité installée annuellement dans le monde.

Le léger accroissement de la production d'électricité nucléaire ne sera pas suffisant, au moins à court et moyen termes, pour lui permettre de conserver au niveau mondial sa part de 16 % dans la production d'électricité commerciale dans le monde – soit moins que le seul hydraulique –, ce qui représente 6 % de l'énergie primaire commerciale et environ 2 ou 3 % de la consommation d'énergie finale⁵.

Le recours au nucléaire se limite à 31 pays, soit 16 % des 191 Etats membres des Nations Unies (voir figure 4). Les “six Grands” – USA, France, Japon, Allemagne, Russie, Corée du Sud – dont la moitié sont des pays détenteurs d'armes nucléaires, produisent près des trois quarts de l'électricité nucléaire dans le monde. Les pays nucléaires d'Europe occidentale et centrale représentent la moitié des pays nucléaires, et fournissent un tiers de la production mondiale. Le pic historique de 294 réacteurs en service en Europe de l'Ouest et Amérique du Nord a été atteint dès 1989. En fait, le déclin de l'industrie nucléaire, passé inaperçu aux yeux du public, s'est amorcé il y a longtemps.

Figure 4



© WISE-Paris / Mycle Schneider Consulting

Source : IAEA, PRIS, 2007

⁴ Ce chiffre est l'estimation donnée par l'Agence Internationale de l'Energie, dans son *International Energy Outlook*, de l'augmentation annuelle nette moyenne entre 2003 et 2010.

⁵ L'énergie finale est l'énergie dont dispose le consommateur ; elle correspond à l'énergie primaire moins les pertes de transformation et de transport/distribution. Dans le cas de l'électricité, c'est généralement de l'ordre des trois quarts – et la moitié au moins – de l'énergie primaire qui est perdue avant d'atteindre le consommateur.

L'industrie nucléaire internationale continue cependant à annoncer un avenir radieux. *“Une demande d'énergie en hausse, les inquiétudes relatives aux changements climatiques et à la dépendance aux combustibles fossiles de l'étranger convergent pour renforcer la cause du nucléaire. La hausse des prix du gaz et les contraintes liées à l'effet de serre qui pèsent sur le charbon se sont combinées pour remettre le nucléaire à l'ordre du jour pour les nouvelles capacités prévues à la fois en Europe et en Amérique du Nord”*, déclare l'association internationale de lobby de l'industrie nucléaire World Nuclear Association (WNA)⁶.

L'industrie n'est plus seule à proclamer la “renaissance” du nucléaire. Au cours des trois dernières années, plusieurs travaux d'évaluation de l'avenir possible du nucléaire dans le monde se sont calés sur des perspectives plus optimistes à l'horizon 2030. Le “World Energy Outlook 2007”⁷ (Perspectives énergétiques mondiales) de l'Agence Internationale de l'Energie de l'OCDE présente un “scénario de référence”, un “scénario de politiques alternatives” et un “scénario de stabilisation à 450 ppm”⁸ qui comportent respectivement 415 GW, 525 GW et 833 GW de nucléaire. La production d'électricité d'origine nucléaire dans le scénario haut ferait plus que doubler par rapport à son niveau actuel et atteindrait 6.560 TWh en 2030. Dans le scénario de référence, la part du nucléaire dans la production d'énergie primaire commerciale tomberait toutefois de 6 % à 5 % en 2030.

La version 2006 du World Energy Outlook notait que *“l'énergie nucléaire ne gagnera en importance que si les gouvernements des pays où elle est acceptable s'emploient davantage à faciliter l'investissement privé, particulièrement sur les marchés libéralisés”* et *“à condition que les craintes concernant la sûreté des installations, l'évacuation des déchets nucléaires et le risque de prolifération puissent être surmontées à la satisfaction du public”*⁹.

Un rapport récent, commandité par l'InterAcademia Council, structure de recherche qui fédère les Académies des Sciences nationales, déclarait de la même façon : *“en tant que ressource faible en carbone, le nucléaire peut continuer à apporter une contribution significative au futur mix énergétique mondial, mais seulement si l'on s'occupe des inquiétudes majeures relatives aux coûts d'investissement, à la sûreté et à la prolifération des armes nucléaires”*, pour conclure que... *“aucune conclusion certaine concernant le rôle du nucléaire ne se dégage, si ce n'est qu'une renaissance générale du nucléaire commercial ne se matérialisera vraisemblablement pas dans les décennies à venir sans un soutien substantiel des gouvernements”*¹⁰.

Le ministère de l'Energie américain (Department of Energy), prévoit dans la dernière édition de son “International Energy Outlook (IEO)” une capacité nucléaire de 438 GW à l'horizon 2030, *“en opposition aux projections de déclin de la capacité de production nucléaire des précédentes éditions de l'IEO”*¹¹. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) a révisé plusieurs fois au cours des dernières années ses prévisions sur l'évolution de la capacité nucléaire, qui s'établissent dans la dernière version à 447 GW dans le scénario “bas” et à 679 GW dans le scénario “haut” à l'horizon 2030¹². Le Secrétariat de la Convention des Nations Unies sur le changement climatique (UNFCCC) a publié un “document de base” sur les investissements relatifs au *“développement d'une réponse internationale efficace et appropriée face aux changements climatiques”* qui présente un “scénario de référence” et un “scénario de mitigation” comportant respectivement 546 GW¹³ et 729 GW¹⁴ de nucléaire d'ici 2030¹⁵.

⁶ <http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>; ensemble des citations traduites par nos soins

⁷ OECD-IEA, “World Energy Outlook 2007”, 7 novembre 2007.

⁸ Parts par million de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

⁹ OECD-IEA, “World Energy Outlook 2006”, 7 novembre 2006.

¹⁰ InterAcademy Council, “Lighting the Way”, Octobre 2007.

¹¹ US Department of Energy, Energy Information Administration, “International Energy Outlook 2006”, Juin 2006, voir www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html

¹² AIEA, Communiqué de presse, 23 octobre 2007,

voir : <http://www.iaea.org/NewsCenter/PressReleases/2007/prn200719.html>

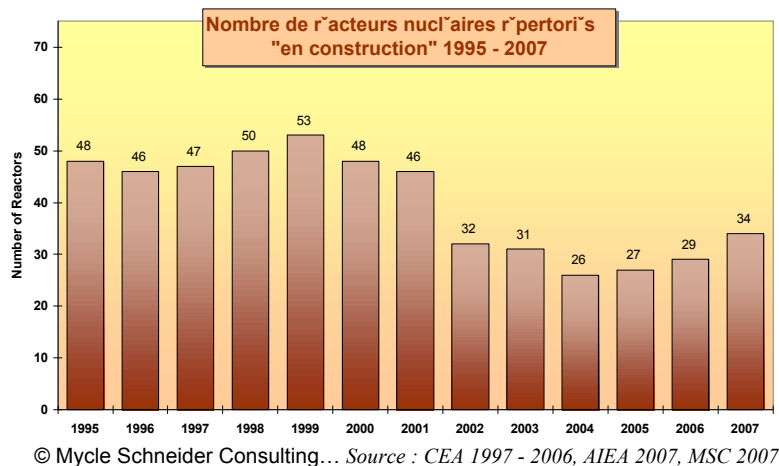
¹³ Soit un ajout de 180 GW à la capacité nucléaire installée de 366 GW en 2004.

¹⁴ Ceci correspond pratiquement au double de la capacité installée actuelle. L'indication de 729 GW, plutôt que “environ 730 GW” suppose un niveau de précision aussi éloignée de la réalité que le chiffre lui-même.

Les scénarios mentionnés ci-dessus “prévoient” une capacité nucléaire installée à l’horizon 2030 se situant quelque part entre 415 GW et 833 GW, soit une augmentation allant de moins de 13 % à plus de 125 % par rapport au niveau actuel de 372 GW. De fait, même le chiffre bas représenterait un défi significatif compte tenu de la structure de l’âge des réacteurs en service. Aucun de ces scénarios n’apporte une analyse appropriée de l’effort considérable que cela nécessiterait en termes de formation nucléaire, de développement de main d’œuvre, de capacité de fabrication et de renversement de l’opinion publique.

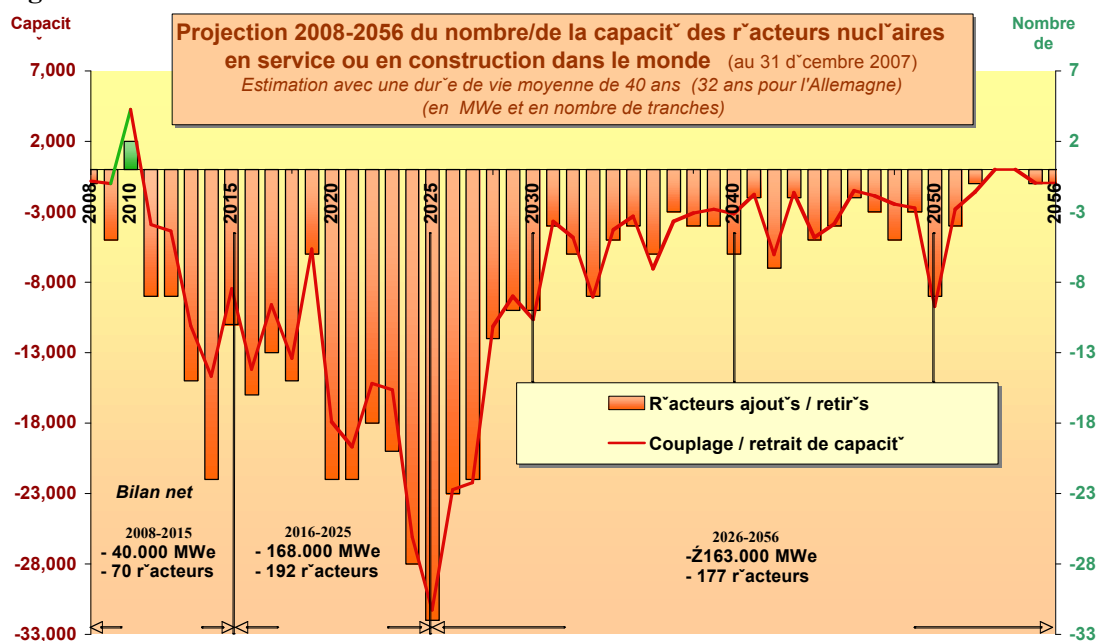
Dans un futur immédiat, les nouvelles constructions restent essentiellement confinées à l’Asie. Dans la liste des 34 tranches en construction dans 12 pays, établie par l’AIEA à la fin de 2007 – huit de plus qu’en 2004, mais environ 20 de moins qu’à la fin des années quatre-vingt-dix (voir figure 5) – seules cinq ne sont pas situées en Asie ou en Europe de l’Est. Douze de ces réacteurs sont formellement en construction depuis 20 ans ou plus. Les records de durée de construction, à ce jour, reviennent au réacteur américain de Watts Bar-2 dont la construction, entamée en 1972, vient de reprendre, et au réacteur iranien de Busheer-1 dont la construction a commencé en mai 1975 et continue à accumuler les retards. Le projet de surgénérateur russe BN-800, lancé en 1985 et Watts Bar-2, ont été réintroduits dans les statistiques actuelles (voir l’annexe 1 pour une information plus détaillée sur les réacteurs en construction).

Figure 5



¹⁵ UNFCCC, “Analysis of existing and planned investment and financial flows relevant to the development of effective and appropriate international response to climate change”, 2007, voir [:http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/background_paper.pdf](http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/background_paper.pdf)

Figure 6



© Mycle Schneider Consulting

Source : CEA 1997 - 2006, AIEA 2007, MSC 2007

Pour pouvoir analyser l'état de l'industrie nucléaire dans le monde, il est utile de déterminer le nombre d'unités qu'il faudrait remplacer dans les prochaines décennies rien que pour maintenir le nombre de réacteurs en service. Nous avons pris comme hypothèse une durée de vie moyenne de 40 ans par réacteur, à l'exception des 17 réacteurs allemands restants qui, conformément à la loi allemande, devront être arrêtés après une durée moyenne de 32 ans d'exploitation. Si l'on considère que l'âge moyen des réacteurs arrêtés à ce jour est de 22 ans, une durée de vie de 40 ans semble optimiste ; elle paraît néanmoins possible compte tenu des progrès qui ont été réalisés sur la génération actuelle de réacteurs par rapport à la précédente.

La figure 6 représente le résultat de cet exercice. Les calculs incluent 24 réacteurs (sur 34 listés en construction par l'AIEA à la fin de 2007) pour lesquels il y a une date officielle de mise en service, et qui seront tous, sauf un, en service d'ici 2015. Ce sont au total 93 réacteurs qui atteindront les 40 ans entre janvier 2008 et 2015 ou qui devront être arrêtés pour d'autres raisons. En d'autres termes, en plus des 23 réacteurs en construction que nous avons pris en compte, il faudrait mettre en service 70 réacteurs ou environ 40.000 MW d'ici 2015 pour maintenir le niveau actuel d'équipement. Même si l'on intègre les 10 unités officiellement en construction, mais non prises en compte dans nos calculs faute de date prévisionnelle de mise en service – il faudrait planifier, construire et mettre en service 60 réacteurs supplémentaires dans les huit ans à venir pour garder le même nombre de réacteurs en service. Ceci est de facto impossible, étant donnés les délais de réalisation des projets nucléaires. De plus, pour la décennie suivante – à l'horizon 2025 – c'est au total 192 nouveaux réacteurs ou plus de 168.000 MW qu'il faudrait construire rien que pour maintenir le statu quo.

Selon la même logique, entre 2008 et 2030, au total ce sont 339 réacteurs qu'il faudrait remplacer pour conserver le même nombre de réacteurs en service qu'aujourd'hui. L'AIEA, dans son scénario bas, a pris en compte la fermeture de 145 tranches et la construction de 178 nouvelles d'ici 2030¹⁶. Cela veut dire qu'il faudrait prolonger la durée de vie de 193 réacteurs (soit 44 % du parc mondial actuel) au-delà de 40 ans.

L'évolution en Asie, et en particulier en Chine, ne va pas fondamentalement bouleverser le paysage. Le quotidien *China Daily* déclarait récemment : "la Chine a accéléré le développement du nucléaire au cours

¹⁶ Alan McDonald, H.H. Rogner, "Nuclear Power: Energy Security and Supply Assurances", communication au symposium annuel de la WNA. 5 septembre 2007. Avec 692 MW, la communication suggère un "scénario haut" différent de celui du communiqué de presse publié un mois plus tard (*op.cit.*). Il table sur la fermeture de 82 réacteurs, et la construction de 357 nouveaux.

des dernières années, avec comme objectif de porter sa capacité de 9.000 MW en 2007 à 40.000 MW d'ici 2020, selon les plans de développement à long terme du nucléaire en Chine"¹⁷. La durée moyenne de construction des 10 réacteurs actuellement en service a été de 6,3 ans. Même en envisageant des progrès significatifs en termes de durée de construction, il faudrait, pour mettre les réacteurs en service d'ici 2020, en commencer la construction en 2015 au plus tard. Environ 10 % des 31.000 MW supplémentaires sont actuellement en construction, dont cinq unités totalisant 3.200 MW depuis les trois dernières années. Le rythme des constructions devrait plus que tripler pour atteindre cet objectif ambitieux. Une perspective qui semble peu réaliste¹⁸, bien que pas totalement impossible. Toutefois, même une entreprise aussi extraordinaire, en termes d'investissements et de défis techniques et organisationnels, ne permettrait de remplacer que 10 % des réacteurs qui auront atteint une durée de vie de 40 ans dans la période considérée.

Une analyse du Keystone Center, sponsorisée par des exploitants nucléaires, montrait que la construction de 700 GW de capacité nucléaire *“demanderait à l'industrie de revenir immédiatement à la période de croissance la plus rapide rencontrée par le passé (1981-90) et conserver ce taux de croissance pendant 50 ans”*¹⁹. Le WNA, représentant l'industrie, fait preuve d'excès d'optimisme en déclarant : *“il faut noter que dans les années quatre-vingt, on a mis en service 218 réacteurs nucléaires, une moyenne d'un tous les 17 jours. (...) Il n'est donc pas difficile d'imaginer la mise en exploitation d'un tel nombre en une décennie, après 2015 environ. (...) Mais avec la Chine et l'Inde qui s'approprient à accélérer le nucléaire, et avec une demande d'énergie mondiale en 2015 du double de celle de 1980, on peut réalistement estimer que la mise en service de l'équivalent d'une tranche de 1.000 MW dans le monde tous les cinq jours est possible”*²⁰.

Les auteurs du présent rapport restent convaincus qu'au contraire, le nombre de réacteurs nucléaires en service dans le monde va plutôt décliner au cours de la vingtaine d'années à venir, avec un déclin plus fort attendu après 2020. De nombreux analystes estiment que les problèmes historiques cruciaux du nucléaire n'ont pas été résolus et vont continuer à représenter un sérieux désavantage dans la compétition sur le marché mondial. D'autant plus que de nouvelles difficultés sont apparues.

Ken Silverstein, Directeur du bureau d'étude *Energy Industry Analysis* déclare :

*“En conséquence de la dérégulation du marché de l'électricité, et d'autres incertitudes liées au marché ou bien d'ordre politique, aucune compagnie nucléaire ne peut se permettre de prendre le risque financier de construire de nouvelles centrales nucléaires. Un rapport publié par Standard & Poor's pointe les obstacles. Les coûts financiers imputables par exemple aux retards de construction pourraient ajouter des montants incalculables à tout projet. Ceci pourrait augmenter les menaces pour tout bailleur de fonds. Pour attirer des nouveaux capitaux, les futurs développeurs devront montrer qu'il n'y a plus de risques ou que la législation sur l'énergie pourra les compenser avec succès. Selon Peter Rigby, analyste chez Standard & Poor's et auteur du rapport : ‘Le bilan historique de l'industrie en escalade des coûts, en problèmes technologiques, en supervision politique et réglementaire encombrante, et les risques plus récents apportés par la compétition [due à la libéralisation du secteur] et les préoccupations liées au terrorisme pourraient maintenir le risque de crédit à un niveau trop élevé pour que même la législation fédérale qui offre des garanties de prêt, puisse les surmonter.’”*²¹

En 2005, les Etats-Unis ont adopté une législation destinée à stimuler l'investissement dans de nouvelles centrales nucléaires. Elle contenait des crédits d'impôt sur la production d'électricité nucléaire, des garanties d'emprunts pouvant atteindre 80 % pour les premiers 6.000 MW, une aide supplémentaire en cas de retard important de construction jusqu'à six réacteurs, et l'extension de la responsabilité civile limitée (Price Anderson Act) jusqu'en 2025.

¹⁷ http://www.chinadaily.com.cn/china/2007-10/16/content_6177053.htm

¹⁸ En particulier, puisqu'un certain nombre de tranches actuellement au stade du projet font appel à des conceptions qui n'ont jamais été mises en œuvre ailleurs.

¹⁹ Bradford, et al. “Nuclear Power Joint Fact-Finding”, Keystone Center, juin 2007.

²⁰ <http://www.world-nuclear.org/info/Copy%20of%20inf17.html>

²¹ UtiliPoint International, 21 juin 2004.

La procédure d'autorisation a été simplifiée pour éviter les longues procédures du passé. *Public Citizen*, groupe de défense des intérêts publics fondé par Ralph Nader, ne considère pas seulement les nouvelles conditions d'autorisation comme une importante prime pour l'industrie mais comme une entrave sérieuse au processus démocratique de prise de décision. *“L'autorisation conjointe de construction et d'exploitation (COL, Combined Construction and Operating License) s'inscrit dans un nouveau processus simplifié destiné à encourager la construction de nouvelles centrales nucléaires par des propriétaires nucléaires lourdement subventionnés, et en soustrayant au public la possibilité de soulever des préoccupations importantes de sûreté. En regroupant ce qui représentait précédemment deux étapes – la construction et l'exploitation – le public ne peut plus soulever les problèmes concernant le déroulement de la construction elle-même une fois qu'elle est entamée. Au moment où la pelleuse touche le sol, la mise en service du réacteur est déjà autorisée”*²². L'agence de notation de crédit Moody's s'attend à voir fleurir de nombreuses actions en justice. *“Nous pensons que la première demande de COL va être attaquée en justice, ce qui pourrait entraîner des retards pour le reste du secteur”*²³. Le *Financial Times* s'est procuré des documents confidentiels qui confirment une situation similaire au Royaume-Uni : *“On s'attend à ce que de nouveaux défis d'ordre juridique viennent entraver les projets de construction de nouveaux réacteurs au Royaume-Uni”*²⁴. Selon Dale Klein, président de la NRC, les besoins de développement du réseau pourraient entraîner des retards supplémentaires ; il se déclare surpris d'apprendre que *“cela pourrait prendre autant de temps de définir l'implantation, autoriser et construire une ligne de transmission pour une nouvelle centrale que de définir l'implantation, autoriser et construire la centrale elle-même”*²⁵.

Le scepticisme des institutions financières internationales et des analystes

Dans une analyse récente, Standard & Poor's souligne le fait que permis de construire ne signifie pas construction.

*“Même avec une COL, aucune compagnie d'électricité ne s'engagera dans un projet aussi gros et aussi risqué qu'un nouveau réacteur, sans assurance de recouvrement des coûts. Pour se forger une opinion sur la notation de dette, Standard & Poor's ne s'attend pas à un recouvrement total et sans contrainte de l'ensemble des coûts nécessaires. Nous cherchons à l'inverse à identifier un cadre qui offre une possibilité juste de récupérer les coûts prudemment encourus, même par la modification de commissions de contrôle. A défaut d'un tel cadre, la situation financière d'une compagnie d'électricité peut se dégrader rapidement. (...) Les contrats de construction constituent un autre problème. Par le passé, il était facile de garantir les contrats d'ingénierie, de passation des marchés et de construction. Cependant, avec des matières premières en hausse, une main d'œuvre de spécialistes du nucléaires appauvrie, et une forte demande en projets d'investissement lourds de par le monde, les coûts de construction augmentent rapidement. Concepteurs et ingénieurs n'ont pas fini de développer les estimations de coûts pour de nouvelles centrales. Tout cela peut affecter de façon significative les compagnies d'électricité, qui seront incapables de trouver des contrats EPC [Engineering, Procurement and Construction] et risquent d'avoir à chercher d'autres façons de se protéger des risques liés à la construction et des surcoûts.”*²⁶

En octobre 2007, l'agence de notation Moody's livrait, dans un “Special Comment”, une analyse remarquable du secteur nucléaire américain :

“Moody's ne croit pas que l'industrie mette plus d'un ou deux réacteurs en service d'ici 2015, échéance citée par une majorité de compagnies qui affichent leurs ambitions nucléaires. Il ne

²² http://www.citizen.org/cmep/energy_enviro_nuclear/newnukes/articles.cfm?ID=14159

²³ Moody's Corporate Finance, “New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity”, Special Comment, octobre 2007.

²⁴ *Financial Times*, 24 octobre 2007.

²⁵ *Ibidem*.

²⁶ Swami Venkataraman, “Which Power Generation Technologies Will Take The Lead In Response To Carbon Controls?”, Standard & Pooors, 11 mai 2007.

faut pas sous-estimer la complexité liée au processus d'autorisation ainsi qu'aux risques d'exécution liés à des projets de construction de cette nature. (...)

D'après Moody's, une bonne partie des prévisions actuelles relatives à de nouvelles capacités de production nucléaire sont excessivement ambitieuses. En fait, le calendrier lié au début de la construction et la disponibilité commerciale de la prochaine tranche pourrait se situer largement au-delà de 2015, et les coûts associés à la prochaine génération de construction nucléaire pourraient être significativement plus élevés que l'estimation des 3.500\$/kW que citent de nombreux représentants de l'industrie.”²⁷

Les estimations de Moody's concernant les nouvelles capacités américaines se situent dans une fourchette de 5.000 \$/kW à 6.000 \$/kW.

En fait, la réticence du marché financier envers le nucléaire n'a rien de nouveau. La Banque Mondiale par exemple, à l'exception d'un prêt en faveur de l'Italie en 1959, n'a jamais financé de centrale nucléaire, et rien n'indique qu'elle ait modifié son analyse du risque financier. Même en Asie, sur laquelle bon nombre d'optimistes du nucléaire fondent l'espoir d'une renaissance du nucléaire, la Banque asiatique de développement ne finance pas de projets nucléaires. Elle a défini en 1994 une politique claire, confirmée en 2000 :

“La poursuite du recours au nucléaire dans les pays développés et en développement, et son extension, ne nécessitent pas seulement de solides garanties de l'efficacité des mesures techniques et institutionnelles pour assurer la sécurité et la santé des populations, mais aussi une confiance soutenue du public et un large soutien politique. La complexité technique de la technologie nucléaire est un obstacle à la compréhension du public, ce qui rend difficile à la population l'évaluation des questions de sûreté. La Banque est très consciente de ce contexte, et n'a pas été impliquée dans le financement de projet de production électronucléaire dans les DMC [Developing Member Countries] en raison de certaines inquiétudes. Ces inquiétudes portent sur le transfert de technologie nucléaire, les limites de la passation des marchés, les risques de prolifération, la disponibilité et les contraintes d'approvisionnement en combustible, ainsi que des considérations liées à l'environnement et à la sûreté. La Banque va maintenir sa politique de non-engagement dans le financement de la production électronucléaire.”²⁸

Par le passé, la Banque européenne d'investissement (BEI) a octroyé plus de 6 milliards d'euros de prêts pour des centrales nucléaires ou des installations de la chaîne du combustible. Cependant, il n'y a eu aucun prêt depuis le milieu des années quatre-vingt en raison du ralentissement des commandes nucléaires dans l'Union Européenne. En juin 2007, toutefois, la BEI a publié un nouveau “position paper”, dans lequel elle précise que “une aide de la BEI [peut] être sollicitée pour financer des investissements destinés à l'augmentation de la capacité de production d'énergie nucléaire, au cycle du combustible nucléaire et aux activités de recherche”. En juillet 2007, la BEI a accordé un prêt atteignant 200 millions d'euros pour les usines d'enrichissement d'URENCO au Royaume-Uni et aux Pays-Bas²⁹. Cependant, il n'est fait mention d'aucune demande ou attribution de prêt concernant des centrales nucléaires.

Pénurie d'étudiants, de main d'œuvre et de capacités de fabrication

“Le principal facteur isolé pour assurer la qualité dans la construction de centrales nucléaires est l'expérience antérieure (c'est-à-dire un détenteur d'autorisation ayant une expérience préalable de la construction de centrales nucléaires, du personnel ayant appris à les construire, des architectes-ingénieurs expérimentés, des constructeurs expérimentés, et des inspecteurs de la NRC expérimentés).”

²⁷ Moody's Corporate Finance, *op. cit.*

²⁸ Bank Policy Initiatives for the Energy Sector, Février 1994, Asian Development Bank, page 10, paragraphe 25.

²⁹ Banque européenne d'investissement, “L'EIB et le financement de l'énergie nucléaire”, juillet 2007, voir : <http://www.eib.org/about/publications/eib-and-financing-of-nuclear-energy.htm>

Les rythmes d'investissement et de construction des années quatre-vingt ne vont pas se reproduire simplement trente ans plus tard³¹. L'industrie nucléaire et les compagnies d'électricité doivent relever les défis d'un environnement industriel totalement modifié. Aujourd'hui, le secteur doit gérer des dépenses de gestion des déchets et de démantèlement largement supérieures aux estimations passées. Il se trouve confronté à la concurrence d'un secteur du gaz et du charbon fortement modernisé, et à de nouveaux concurrents dans le domaine des énergies nouvelles et renouvelables³². Il doit en particulier faire face aux problèmes liés à une perte rapide des compétences et à un manque d'infrastructure de fabrication de composants de centrales.

Des intervenants au Congrès annuel de l'American Nuclear Society de 2007 faisaient remarquer que *“la renaissance nucléaire est loin d'être assurée”*³³. Art Stall, vice-président et directeur du nucléaire de la Florida Power & Light Company disait au cours de la séance d'ouverture que l'euphorie qui avait entouré la renaissance avait été quelque peu refroidie par la réalité des défis liés à la construction de nouvelles centrales. *“Selon Stall, l'un des défis majeurs est de trouver du personnel qualifié – artisans, techniciens, scientifiques, entre autres – pour assurer la construction et l'exploitation. Il a fait remarquer que 40 % des travailleurs actuels des centrales nucléaires aura atteint l'âge de la retraite dans les cinq ans à venir”*³⁴. De plus, *a-t-il expliqué, seulement 8 % de la main d'œuvre actuelle des centrales nucléaires a moins de 32 ans. Alors que le nombre de diplômés issus des écoles techniques et d'ingénierie augmente, Stall a parlé d'une forte concurrence pour ces diplômés de la part d'autres industries, et l'industrie nucléaire va devoir faire preuve de créativité pour inciter ces diplômés à rejoindre le secteur nucléaire et à y rester”*³⁵.

En France, la situation n'est guère meilleure. Environ 40 % du personnel actuellement affecté à l'exploitation et à la maintenance des réacteurs au sein de la compagnie nationale d'électricité EDF sera à la retraite d'ici 2015. Dès 2008, la compagnie va tenter d'embaucher 500 ingénieurs par an. Le fabricant de centrales AREVA a déjà lancé l'embauche de 400 ingénieurs en 2006, et 750 de plus en 2007, mais on ne connaît pas le taux de réussite de ces campagnes. Il est évident cependant que la majeure partie des embauches ne concerne pas des ingénieurs formés au nucléaire, ou autres scientifiques formés au nucléaire. L'Institut National des Sciences et Techniques Nucléaires (INSTN), affilié au CEA, ne produit que quelques 50 diplômés nucléaires par an. EDF a demandé à l'Institut d'au moins doubler ses effectifs au cours des prochaines années³⁶.

En 1980, il y avait environ 65 cursus universitaires d'ingénierie nucléaire aux Etats-Unis. Il y en a environ 29 aujourd'hui. C'est l'ensemble de l'industrie qui pourchasse les étudiants aux portes de l'université, avant même leur diplôme. Comme l'explique son PDG Steve Tritch, *“Westinghouse cherche des étudiants qualifiés de troisième ou quatrième année à l'occasion de salons professionnels ou en publiant des offres de bourses sur les sites web professionnels, dans les journaux ou publications économiques, ou par le biais de*

³⁰ U.S. NRC, “Improving Quality and the Assurance of Quality in the Design and Construction of Nuclear Power Plants”, NUREG-1055, mai 1984.

³¹ Mis à part le fait qu'une répétition de l'histoire faite de projets abandonnés, de faillites d'électriciens, et de surcoûts, en particulier aux Etats-Unis, peut difficilement constituer un objectif pour l'industrie nucléaire d'aujourd'hui. Rien qu'aux Etats-Unis, 138 projets de réacteur ont été abandonnés (voir CEA, “Les centrales nucléaires dans le monde”, Edition 2000) et les dépassements de coût affectant quasiment l'ensemble des réacteurs ont été spectaculaires (voir l'analyse récente de N.E. Hultman, J. Coomey, D.M. Kammen, “What History Can Teach Us about the Future Costs of U.S. Nuclear Power”, *Environmental Science & Technology*, 1^{er} avril 2007).

³² voir la brillante analyse d'Amory B. Lovins, “Mighty Mice”, *Nuclear Engineering International*, décembre 2005.

³³ Teresa Hansen “Nuclear renaissance faces formidable challenges”, *Power Engineering*, voir :

http://pepei.pennnet.com/Articles/Article_Display.cfm?ARTICLE_ID=297569&p=6&dcmp=NPNews

³⁴ Un responsable du recrutement chez AREVA US donne le chiffre de 27 % dans les trois ans à venir (voir http://marketplace.publicradio.org/display/web/2007/04/26/a_missing_generation_of_nuclear_energy_workers/)

³⁵ *Ibidem*.

³⁶ GIGA, “L'industrie nucléaire française : perspectives, métiers / Le besoin d'EDF en 2008”, octobre 2007, voir :

<http://www.giga-asso.com/fr/public/lindustrienucleairefranc/emploisperspectives1.html?PHPSESSID=2f7kmsonaepa7ihktecvmvdk545>

*différentes écoles ou universités*³⁷. Partie d'un gel de fait des embauches dans les années quatre-vingt, suivi d'une légère reprise vers la fin des années quatre-vingt-dix, la compagnie a accéléré le mouvement en 2001-2005, avec 400 nouvelles embauches par an, portées à 500 en 2006 – un niveau qui devrait se maintenir au cours des prochaines années. Il est toutefois difficile d'identifier des candidats, et Westinghouse recherche de nouvelles recrues dans quelques 25 écoles ou universités de par le monde.

Une évaluation de l'infrastructure de construction de nouvelles centrales, menée en 2005 pour le compte du ministère américain de l'Énergie (DOE), arrivait à la conclusion que les chaudronniers, plombiers, électriciens, métallurgistes, spécialistes de radioprotection, opérateurs et personnels de maintenance étaient "une denrée rare"³⁸.

S'il est déjà difficile d'embaucher le personnel dont on a besoin pour les programmes nucléaires en cours, on peut se demander d'où viendrait la main d'œuvre qualifiée en cas d'expansion majeure. Le domaine de l'électricité dans son ensemble n'est pas un secteur qui attire les jeunes. *"Aujourd'hui, la plupart des étudiants talentueux et prometteurs veulent travailler dans des secteurs high-tech plus séduisants – pas dans le bon vieux secteur bien ringard des compagnies d'électricité"*, rapportait en 2005 une analyse du Hay Group, intitulée *"Tendances de la main d'œuvre à porter un coup fatal au secteur de l'électricité et du gaz"*³⁹. La situation est similaire au Royaume-Uni, où les inscriptions universitaires en mécanique, ingénierie civile et électrique, physique, et chimie ont chuté d'un quart entre 1994 et 2000. En 2002, il n'y avait pas un seul cursus de premier cycle en ingénierie nucléaire au Royaume-Uni. Pour Philip Thomas, président de NAILS (Nuclear Academia-Industry Liaison Society – Société de Liaison Nucléaire Université-Industrie), *"le risque n'est pas tant que les compagnies nucléaires ne parviennent pas à recruter suffisamment de personnel, mais que les futures recrues ne répondent pas à la qualité très élevée à laquelle l'industrie nucléaire a été habituée"*, et *"l'absence de marché pour les baccalauréats ou masters en ingénierie nucléaire permet de confirmer que l'ingénierie nucléaire n'exerce pas la moindre attraction pour les nouveaux étudiants, ce qui rend d'autant plus difficile de recruter les plus brillants et les meilleurs"*⁴⁰.

En Allemagne, la situation est dramatique. Une analyse datant de 2004, portant sur le développement de la formation et de la main d'œuvre dans le pays, montrait que la situation continuait à s'éroder rapidement. L'embauche devrait décliner dans le secteur nucléaire – y compris dans l'industrie de construction et de maintenance des réacteurs – d'environ 10 %, pour atteindre 6.250 emplois en 2010 (ce chiffre comprenant 1.670 nouvelles embauches). On prévoit en parallèle la poursuite du déclin du nombre d'instituts académiques dispensant un enseignement lié au nucléaire, qui de 22 en 2000, est passé à 10 en 2005, et devrait tomber à cinq seulement en 2010⁴¹. Alors que le nombre de diplômés était de 46 en 1993, il n'y en avait aucun en 1998. En fait, entre la fin 1997 et la fin 2002, deux étudiants seulement ont achevé leurs études nucléaires. Au total, c'est une cinquantaine d'étudiants inscrits dans d'autres options qui assiste à des cours dans des matières nucléaires. Il est évident que l'Allemagne va au devant d'une pénurie dramatique de main d'œuvre diplômée, que ce soit dans l'industrie, les compagnies d'électricité, la recherche, ou les autorités publiques de sûreté et de radioprotection⁴².

Dans plusieurs pays, un effort a été tenté pour éviter que le fossé des compétences ne continue à se creuser. Le Royaume-Uni vient juste de lancer une National Skills Academy, orientée vers l'industrie nucléaire, dont l'objectif est d'améliorer le niveau de formation dans l'industrie, d'accroître la productivité, et d'affronter la pénurie de compétences au niveau national. En Allemagne, une "alliance de compétence nucléaire" entre les quatre plus importants centres de recherche et les institutions universitaires, les compagnies d'électricité et l'industrie a été mise en place en 2000, mais n'a jusqu'à présent pas été capable de freiner l'érosion du

³⁷ Steve Tritch and Jack Lanzoni, "The Nuclear Renaissance: A Challenging Opportunity", communication à la conférence annuelle de la WNA, *Building the Nuclear Future, Challenges and Opportunities*, 7 septembre 2006.

³⁸ MPR, "DOE NP2010 Nuclear Power Plant Construction Infrastructure Assessment", 21 octobre 2005.

³⁹ Hay Group, "Workforce Trends to Deliver Utility Industry Knock-out Blow", 2005.

⁴⁰ Philip Thomas, "The Future Availability of Graduate Skills", communication à la conférence BNIF/BNES, *Energy Choices*, 5 décembre 2002.

⁴¹ P. Fritz et B. Kuczera, "Kompetenzverbund Kerntechnik – Eine Zwischenbilanz über die Jahre 2000 bis 2004", *Atomwirtschaft*, juin 2004.

⁴² Lothar Hahn, présentation à la conférence sponsorisée par l'AIEA, "International Conference on Nuclear Knowledge Management: Strategies, Information Management and Human Resource Development", 7-10 septembre 2004.

nombre de jeunes correctement formés, capables de remplacer une main d'œuvre qui vieillit rapidement. Selon Lothar Hahn, patron de la GRS (Société pour la sûreté des réacteurs) allemande, les conséquences pourraient en être très graves :

*“Les premières études indiquent que les carences en termes de maintien des connaissances à un niveau de pointe, et la dégradation de l'enseignement et de la formation du personnel d'exploitation qui en découlent, peuvent mettre gravement en péril la sûreté de l'exploitation des installations nucléaires. De plus, le déficit des connaissances au niveau des organismes de sûreté et d'expertise, en raison de la pénurie de successeurs qualifiés aux experts qui partent en retraite, a été dépeint comme une menace imminente sur la supervision qualifiée des réacteurs, et donc sur la sûreté de l'exploitation des installations.”*⁴³

Dans les années quatre-vingt, il y avait quelque 400 fournisseurs nucléaires et 900 certifications nucléaires aux Etats-Unis. Il ne reste aujourd'hui que moins de 80 fournisseurs et moins de 200 certifications⁴⁴. L'évaluation du DOE sur l'infrastructure de la construction de centrales citée précédemment conclut que la fabrication des principaux composants (cuves des réacteurs, générateurs de vapeur, séparateur d'humidité, surchauffeur) dans le cadre d'un déploiement à moyen terme de réacteurs de Génération III⁴⁵ ne sera pas réalisée aux Etats-Unis.

*“La fabrication des cuves de réacteur pourrait être retardée par la disponibilité limitée de forge de grandes pièces de qualité nucléaire, aujourd'hui uniquement proposée par un fournisseur japonais (Japan Steel Works, Limited - JSW). Il peut être nécessaire d'ajouter un délai de réalisation dans l'échéancier de l'attribution des marchés concernant les cuves du réacteur, en fonction de la capacité de cet unique fournisseur à livrer les grandes pièces forgées pour les cuves de réacteur au moment opportun. Cette défaillance potentielle représente un grave risque pour le calendrier de construction, et pourrait constituer un risque pour le financement du projet.”*⁴⁶

JSW a fourni les cuves d'environ 130 des réacteurs (soit 30 %) actuellement en service dans le monde⁴⁷. En fait, JSW est le seul fabricant à pouvoir forger des composants à partir des lingots de plus de 450 tonnes nécessaires pour la cuve de l'European Pressurized Reactor (EPR) ou d'autres réacteurs de Génération III. Selon certaines informations, “de modestes investissements supplémentaires en 2006, 2007, et 2008”, porteraient sa capacité de production à l'équivalent de quatre “ensembles” pour chaudières nucléaires (cuves et générateurs de vapeur) par an en 2007, et cinq et demi en 2008. JSW s'est désormais fixé comme objectif de produire suffisamment de pièces forgées pour fournir l'équivalent de quelque 8,5 ensembles d'ici 2010 ; la taille maximale des lingots devrait être portée à 650 tonnes. La totalité de la capacité de production nucléaire de JWS est réservée jusqu'à la fin 2010⁴⁸. Le terme “équivalent” reste problématique, dans la mesure où on ne sait pas quelle part de la capacité sera dans la pratique destinée à des projets nucléaires. JSW fournit aussi par exemple environ 100 pièces forgées par an destinées à des turbines et rotors de générateurs de centrales thermiques, rien qu'en Chine.

Dans ses forges de Châlon, AREVA ne peut forger des lingots supérieurs à 250 tonnes. AREVA a par ailleurs indiqué que la capacité annuelle des usines de Châlon était limitée à 12 générateurs de vapeur⁴⁹ plus “un certain nombre de couvercles de cuve” et de plus petits équipements, soit entre 2 et 2,5 tranches par an, si elles produisaient uniquement des équipements destinés à de nouveaux réacteurs. Mais en réalité, la

⁴³ Lothar Hahn, “Knowledge Management for Assuring High Standards in Nuclear Safety”, papier présenté à la conférence de l'IAEA “Nuclear Knowledge Management: Strategies, Information Management and Human Resource Development”, 7-10 septembre 2004.

⁴⁴ *Nucleonics Week*, 15 février 2007.

⁴⁵ On considère que les réacteurs actuellement en service sont de génération II. Des réacteurs de conception différente sont envisagés aux Etats-Unis, dont l'AP1000 de Westinghouse, l'ABWR (réacteur avancé à eau bouillante) et l'ESBWR (réacteur économique simplifié à eau bouillante) de General Electric.

⁴⁶ MPR, “DOE NP2010 Nuclear Power Plant Construction Infrastructure Assessment”, 21 octobre 2005.

⁴⁷ WNN, “Japan Steel Works prepares for orders”, 16 mai 2007.

⁴⁸ *Nucleonics Week*, 8 novembre 2007.

⁴⁹ La plupart des grands réacteurs en construction ou en projet ont quatre générateurs de vapeur.

capacité de Châlon est occupée, en particulier pour des programmes liées à l'extension de la durée de vie – remplacement des générateurs de vapeur et des couvercles de cuve – notamment à destination du marché américain⁵⁰.

En juillet 2007, AREVA annonçait que les pièces forgées lourdes commandées en 2006 à JWS pour la fabrication d'un réacteur EPR destiné aux Etats-Unis avaient commencé à arriver à son usine de Châlon. AREVA déclare que la commande de pièces forgées lui permet d'être le seul vendeur à avoir "du matériel disponible pour assurer la certitude de la production en flux tendu en 2015"⁵¹.

Le président de la NRC, Dale Klein attire l'attention sur le fait qu'il est plus long d'inspecter des équipements fabriqués à l'étranger que d'assurer un contrôle-qualité à domicile⁵².

De la rhétorique en guise de réalité

L'essentiel de l'optimisme affiché par le lobby nucléaire se limite à de la rhétorique. En mars 2004, le *New York Times* faisait un résumé assez ironique de la question, sous le titre "Les espoirs de construction du premier réacteur nucléaire du pays depuis des décennies" : *"les compagnies, dont les deux plus grands propriétaires de réacteurs nucléaires des Etats-Unis, et deux fabricants de centrales, n'ont pas donné de précision sur ce qu'elles allaient construire, ni où. En fait, elles n'ont pas pris du tout l'engagement de construire. Mais elles se sont mis d'accord pour dépenser des dizaines de millions de dollars pour obtenir l'autorisation de construire, et elles attendent des dizaines de millions du gouvernement fédéral, qui avait lancé un appel à proposition en novembre. L'argent servirait à terminer les travaux de conception pour une nouvelle génération de réacteurs, et à développer une nouvelle estimation de ce que coûterait un tel réacteur"*⁵³. Trois ans plus tard, l'industrie nucléaire semble trouver insuffisantes les incitations créées par la Loi Energie (Energy Act) de 2005. La NRG, compagnie qui a déposé la première demande d'autorisation de construction aux Etats-Unis en trente ans, a indiqué qu'elle cherchait un soutien financier auprès du gouvernement japonais pour l'aider à construire deux nouveaux réacteurs au Texas. Le directeur exécutif de NRG, David Crane déclarait notamment : *"nous pensons que travailler avec des partenaires japonais nous permettra d'obtenir un soutien financier du Japon, qui, selon nous, sera une aide importante pour l'équité dans ce projet, et relâchera un peu la pression du côté du soutien du gouvernement fédéral"*⁵⁴.

La stratégie globale de l'industrie nucléaire est claire. Faute de véritable renaissance de l'industrie nucléaire à court ou moyen terme, les espoirs résident dans une génération de réacteurs entièrement nouvelle, la soi-disant "Génération IV". Il s'agirait de réacteurs beaucoup plus petits en taille (100 à 200 MW) et en investissement en capital, qui représenteraient une solution plus flexible en raison des délais de construction plus courts, et un potentiel de risque plus faible en raison d'un inventaire de radioactivité moindre et de caractéristiques de sûreté passive. En parallèle, les électriciens nucléaires tentent de prolonger autant que possible la durée d'exploitation des réacteurs actuellement en service, en faisant tout ce qu'ils peuvent pour continuer à entretenir le mythe d'un avenir nucléaire.

Peter Bradford, ancien commissaire de la NRC qui a participé à la procédure d'autorisation de quelques 25 réacteurs nucléaires, porte un jugement sévère sur les perspectives du nucléaire :

"Ceux qui disent des choses comme 'cela pourrait sauver la planète'⁵⁵ ou 'l'énergie nucléaire, verte et propre peut arrêter le réchauffement climatique'⁵⁶ ou encore 'le nucléaire est peut-être la source d'énergie qui peut sauver notre planète de la catastrophe du changement climatique'⁵⁷ vous invitent à un dangereux pays des merveilles, où le nucléaire serait sur-subsventionné et sous-surveillé, alors que d'autres réponses aux changements climatiques, plus

⁵⁰ Voir CPDP, Compte Rendu du Débat Public EPR "Tête de série", Paris, 29 novembre 2005.

⁵¹ *Nucleonics Week*, 8 novembre 2007.

⁵² *Financial Times*, 24 octobre 2007.

⁵³ *The New York Times*, 31 mars 2004.

⁵⁴ Reuters, 26 septembre 2007.

⁵⁵ *National Geographic*, avril, 2006.

⁵⁶ *Wired Magazine*, février 2005.

⁵⁷ Patrick Moore, *Washington Post*, 16 avril 2006.

prometteuses et plus rapides, sont négligées, et que les gaz à effet de serre qu'elles auraient permis d'éviter, continuent à polluer le ciel à des niveaux dangereux."⁵⁸

Walt Patterson, observateur de longue date du secteur de l'énergie, chercheur du programme Energie, Environnement et Développement du Royal Institute of International Affairs (Chatham House) en Angleterre, confirme. Il a détecté une sorte d'"amnésie nucléaire" rampante :

*"Les personnes souffrant d'amnésie nucléaire ont oublié pourquoi le nucléaire s'est en premier lieu estompé du paysage énergétique, combien de fois il n'a pas tenu ses promesses, et combien il a déçu ses plus farouches supporters, et avec quelle extravagance il a généreusement dilapidé l'apport des contribuables dans le monde entier, ne leur léguant qu'un fardeau qu'ils pourraient traîner pendant des milliers d'années."*⁵⁹

En juin 2005, la revue professionnelle *Nuclear Engineering International* publiait une analyse de l'édition 2004 de *L'Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde*, sous leur titre. "Vers la sortie – En contraste total avec les annonces multiples d'une potentielle 'renaissance du nucléaire', nous sommes plutôt au crépuscule de l'âge nucléaire qu'à l'aube".

A la fin de l'année 2007, il n'y a rien à ajouter.

⁵⁸ Peter A. Bradford, "Nuclear Power and Climate Change", Society of Environmental Journalists Panel Debate, Burlington, Vermont, 27 octobre 2006.

⁵⁹ *The World Today*, "Nuclear Amnesia", avril 2006.

Tableau 1 : Le nucléaire dans le monde au 31 décembre 2007

Pays	Réacteurs nucléaires ⁶⁰				Electricité ⁶¹	Energie ⁶²
	En service	Age moyen	En construction ⁶³	En projet ⁶⁴	Part de l'électricité ⁶⁵	Part de l'énergie primaire commerciale ⁶⁶
Afrique du Sud	2	23	0	1	4 %(-)	2 % (=)
Allemagne	17	25	0	0	32 %(-) ⁶⁷	12 %(-)
Argentine	2	29	1	1	7 %(-)	2 %(-)
Arménie	1	27	0	0	42 %(+)	? %
Belgique	7	27	0	0	54 %(-)	15 %(-)
Brésil	2	16	0	1	3 %(-)	2 % (=)
Bulgarie	2	18	2	0	44 %(+)	22 %(+)
Canada	18	23	0	4	16 %(+)	7 %(-)
Chine	11	7	5	30	2 %(-)	1 % (=)
Corée du Sud	20	14	3	5	39 %(-)	15 %(+)
Espagne	8	24	0	0	20 %(-)	9 %(+)
Etats-Unis	104	28	1	7	19 %(-)	8 % (=)
Finlande	4	28	1	0	28 %(+)	20 %(-)
France	59	23	1	0	78 %(+)	39 %(-)
Hongrie	4	22	0	0	38 %(+)	12 %(+)
Inde	17	16	6	10	3 %(-)	1 % (=)
Iran	0	0	1	2	0 % (=)	0 % (=)
Japon	55	22	1	12	30 %(+)	13 %(-)
Lituanie	1	20	0	0	72 %(-)	24 %(-)
Mexique	2	16	0	0	5 %(-)	2 % (=)
Pakistan	2	22	1	2	3 %(+)	1 % (=)
Pays-Bas	1	34	0	0	4 %(-)	1 % (=)
République tchèque	6	16	0	0	32 %(+)	14 %(+)
Roumanie	2	6	0	2	9 %(-)	3 % (=)
Royaume-Uni	19	26	0	0	18 %(-)	8 %(-)
Russie	31	25	7	8	16 %(-)	5 % (=)
Slovaquie	5	19	0	2	57 %(-)	23 %(+)
Slovénie	1	26	0	0	40 %(-)	? %
Suède	10	28	0	0	48 %(-)	33 % (=)
Suisse	5	32	0	0	37 %(-)	22 %(+)
Taiwan	6	26	2	0	33 %(-)	8 %(-)
Ukraine	15	19	2	2	48 %(+)	15 %(+)
EU27	146	24	4	4	30 %	13 %(-)
Total	439	23	34	89	16 %	6 %(-)

⁶⁰ D'après AIEA PRIS janvier 2008, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html> sauf mention particulière.

⁶¹ Pour 2006, d'après AIEA PRIS novembre 2007, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

⁶² Pour 2006, d'après BP Statistical Review of World Energy, juin 2007.

⁶³ Au 1^{er} janvier 2008.

⁶⁴ Adapté de WNA 2007, <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>

⁶⁵ +/- entre parenthèses se réfère à la variation par rapport à 2003 (référence de l'édition 2004 du *Status Report*).

⁶⁶ +/- entre parenthèses se réfère à la variation par rapport à 2003 (référence de l'édition 2004 du *Status Report*).

⁶⁷ Les statistiques allemandes (AG Energiebilanzen) indiquent 26,4 % de la production nationale brute, en baisse depuis 1997.

Aperçu par région/pays⁶⁸

Afrique

L'**Afrique du Sud** exploite deux réacteurs de conception française (Framatome). Leur construction a commencé dans les années soixante-dix. Tous deux implantés sur le site de Koeberg, à l'est du Cap, ils fournissent 4,4 % (en baisse par rapport aux 6 % de 2003) de l'électricité du pays. Il s'agit des deux seuls réacteurs de puissance en service sur le continent africain.

La compagnie nationale sud-africaine, Eskom, est très impliquée dans le développement du réacteur PBMR (Pebble Bed Modular Reactor). Les projets actuels prévoient le début de la construction d'une première unité d'ici 2009, et son démarrage d'ici 2014. En novembre 2004, le groupe japonais Mitsubishi Heavy Industries (MHI) s'est vu attribuer un contrat portant sur la conception de base et la recherche et développement concernant le système de turbo générateur à hélium, ainsi que le panier-support du cœur⁶⁹. Le PBMR a suscité un intérêt considérable sur le plan international, mais les investisseurs étrangers sont très volatils. La compagnie britannique BNFL a d'abord investi 15 millions de dollars pour une participation de 20 % dans le capital de la société. Westinghouse, appartenant maintenant à la société japonaise Toshiba, a repris 15% de la participation de BNFL. L'américain Peco Energy – devenu Exelon Corp – y a pris une part de 12,5 %. En décembre 2001, Exelon annonçait qu'il envisageait de construire un PBMR aux Etats-Unis, parallèlement à ceux prévus en Afrique du Sud. Cependant, suite à des changements au sein de sa direction, Exelon s'est retiré du projet PBMR en avril 2002. Les seuls autres partenaires dans le développement du PBMR sont la South African Industrial Development Corporation, détenue par le gouvernement sud-africain, et Eskom.

Les négociations entreprises avec le constructeur français AREVA pour l'associer à la recherche et développement sur le réacteur modulaire à haute température ont échoué. Des représentants du ministère de l'Industrie français ont indiqué qu'ils craignaient que la conception d'un réacteur plus petit – entre 125 et 165 MW – entraîne une augmentation du coût du kWh, et qu'il ne soit pas rentable.

Amériques

L'**Argentine** possède deux réacteurs en service, qui fournissent moins de 6,9 % (en baisse par rapport aux 9 % de 2003) de l'électricité du pays. L'Argentine fait partie des pays qui se sont embarqués dans un ambitieux programme nucléaire, officiellement à des fins civiles, mais appuyé par un fort lobby militaire. Les deux réacteurs ont toutefois été fournis par des constructeurs étrangers. Atucha-1, mis en service en 1974, a été fourni par Siemens, et le réacteur de type CANDU (CANada Deuterium Uranium) d'Embalse, par la société canadienne AECL. Embalse a été couplé au réseau en 1983. Atucha-2, officiellement répertorié "en construction" depuis 1981, devait être construit par une compagnie commune entre Siemens et l'Argentine, qui a "cessé en 1994, suite à l'immobilisation du projet"⁷⁰. En 2004, l'AIEA estimait que la mise en service d'Atucha-2 devrait intervenir en 2005. Fin 2007, la date de mise en service prévue s'est muée en point d'interrogation.

Le **Brésil** exploite deux réacteurs qui fournissent 3,3 % de l'électricité (en baisse par rapport aux 4 % de 2003). Dès 1970, Westinghouse se voyait attribuer le premier contrat de construction d'un réacteur nucléaire, Angra-1. Le réacteur a divergé en 1981. En 1975, le Brésil signait avec l'Allemagne un contrat – qui reste certainement le plus gros contrat dans l'histoire du nucléaire mondial – portant sur la construction de huit

⁶⁸ Sauf mention contraire, les données concernant le nombre de réacteurs en service, et la part du nucléaire dans la production d'électricité, sont tirées du service en ligne de l'AIEA PRIS (Power Reactor Information System) et portent sur l'année 2006. Les données concernant la part du nucléaire dans la production d'énergie primaire sont tirées de BP, *Statistical Review of World Energy*, juin 2007. Le nombre de réacteurs en construction est essentiellement tiré de PRIS (AIEA).

⁶⁹ Voir : <http://www.pbmr.com/index.asp?Content=8>

⁷⁰ Voir : http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/.countryprofiles/Argentina/Argentina2003.htm

réacteurs de 1.300 MW sur 15 ans. Il s'est soldé par un désastre. Sous le poids d'une dette qui n'a cessé de croître, et face à l'intérêt évident des militaires brésiliens pour le développement d'armes nucléaires, l'ensemble du programme a été pratiquement abandonné. Seul le premier réacteur du contrat, Angra-2, a fini par être couplé au réseau en juillet 2000, à l'issue de 24 années de construction.

Le **Canada** a été l'un des premiers pays à investir dans l'énergie nucléaire. Il a engagé le développement d'une nouvelle filière de réacteurs à eau lourde en 1944, entraînant le développement du programme nucléaire canadien sur une voie unique, avec l'adoption des réacteurs de type CANDU – CANAdian Deuterium Uranium. Les CANDU se différencient essentiellement des réacteurs à eau légère plus couramment adoptés par l'utilisation d'uranium naturel comme combustible et d'eau lourde comme modérateur, et la possibilité d'être rechargés sans être arrêtés.

Officiellement, il y a au Canada dix-huit réacteurs en service, tous de type CANDU, qui fournissent 15,8 % (en hausse par rapport aux 12,5 % de 2003) de l'électricité du pays. Quatre autres réacteurs sont répertoriés par l'AIEA comme "en arrêt prolongé". Tout au long de leur histoire, les réacteurs canadiens ont subi des problèmes techniques, à l'origine de surcoûts et d'une réduction de leur facteur de charge annuel. En août 1997, Ontario Hydro annonçait qu'il allait arrêter temporairement ses sept plus vieux réacteurs, afin d'entreprendre une révision en profondeur. Les quatre réacteurs de Pickering-A étaient arrêtés fin 1997, suivis le 31 mars 1998 des trois derniers réacteurs de Bruce-A, la tranche 2 ayant déjà été arrêtée en octobre 1995. C'était à l'époque la mesure d'arrêt la plus importante en nombre et en capacité de l'histoire du nucléaire – une capacité de plus de 5.000 MW, un tiers des réacteurs canadiens, était arrêtée en même temps. L'électricien Ontario Hydro a plaidé pour une "récupération par étapes" de ses réacteurs nucléaires, en commençant par une "remise à niveau étendue" des installations en service : Pickering B, Bruce B, et Darlington, puis leur remise en service. La remise en service a connu d'importants retards, et à la fin 2007, seuls quatre des huit réacteurs avaient redémarré.

En dépit de ces problèmes techniques, Energie Atomique du Canada Limitée (EACL) s'est lancée, avec le soutien de l'agence canadienne de crédits à l'exportation, dans une campagne agressive de promotion de vente de réacteurs à l'étranger. A ce jour, 12 réacteurs ont ainsi été exportés vers la Corée du Sud (4), la Roumanie (2), l'Inde (2), la Chine (2), le Pakistan (1) et l'Argentine (1). Le marché à l'exportation reste un composant important du programme de développement de réacteurs d'EACL. En septembre 2004, un protocole d'accord était signé avec la National Nuclear Safety Administration chinoise. Ce protocole facilitera en partie le développement de réacteurs avancés CANDU d'EACL, qui devrait être un réacteur à eau légère.

Par ailleurs, le Canada est le plus grand producteur d'uranium du monde, et en 2005, il a assuré près de 30 % de la production mondiale.

Les **Etats-Unis** sont le pays qui a le plus grand nombre de réacteurs au monde, soit 104 réacteurs commerciaux qui fournissent 19,4 % de l'électricité (en baisse rapport aux 20 % de 2003). Bien que le nombre de réacteurs en service soit élevé, il est dépassé par le nombre de projets abandonnés (138 réacteurs). Cela fait désormais 34 ans qu'a été passée la dernière commande de réacteur à ne pas avoir été annulée par la suite (octobre 1973). En 2007, pour la première fois depuis trente ans, des compagnies d'électricité ont déposé des demandes d'autorisation de construction de centrales nucléaires. L'exploitant NRG envisage de construire deux réacteurs sur le site de South Texas qui exploite déjà deux réacteurs à eau pressurisée et Unistar a proposé la construction d'un US-EPR conçu par AREVA à Calvert Cliffs. De plus, la compagnie d'électricité TVA et le consortium NuStart ont déposé une demande pour la construction de réacteurs Westinghouse AP 1000 sur le site de Bellefonte, en Alabama, mais la "*décision de construire elle-même sera prise plus tard par le directoire de la compagnie*"⁷¹. La Nuclear Regulatory Commission (NRC) attend 21 demandes en tout pour 31 réacteurs d'ici 2009⁷². Ceci ne garantit cependant en rien que les réacteurs soient effectivement construits.

⁷¹ Voir : http://www.world-nuclear-news.org/newNuclear/Application_to_build_two_US_nuclear_reactors_filed_311007.shtml?jmid=1134748963

⁷² Voir : <http://www.nrc.gov/reactors/new-licensing/new-licensing-files/expected-new-rx-applications.pdf>

La quasi-catastrophe de Three Mile Island de 1979, sans en être directement à l'origine, a exacerbé les difficultés de l'industrie nucléaire américaine. Ces problèmes étaient principalement d'ordre économique : problèmes de construction et opposition ont entraîné un allongement des durées de construction avec pour conséquence une augmentation des coûts. Les projets nucléaires ont conduit de nombreuses compagnies d'électricité à la faillite. L'estimation du coût de la construction d'un réacteur nucléaire est passée de moins de 400 millions de dollars dans les années soixante-dix à quelque 4.000 millions de dollars dans les années quatre-vingt-dix, alors que la durée de construction a doublé entre les années soixante-dix et les années quatre-vingt⁷³. En 1985, le magazine économique *Forbes* décrivait ainsi cette industrie comme “*le plus grand désastre de gestion de l'histoire de l'économie américaine, avec des investissements gaspillés de 100 milliards de dollars, et des surcoûts dont l'ampleur n'a été dépassée que par la guerre du Vietnam et le krach de 'l'épargne et des prêts' [savings and loans crisis]*”.

Le dernier réacteur dont la construction a été effectivement achevée est Watts Bar-1 en 1996, et le permis de construire de quatre autres (Watts Bar-2, Bellefonte-1 et -2, et WNP1) a été récemment prolongé, bien que les chantiers ne soient en activité sur aucun de ces sites. En octobre 2007, TVA a annoncé avoir choisi le groupe Bechtel pour achever la construction du réacteur de Watts Bar-2, construit au deux tiers, pour 2,5 milliards de dollars. La construction y avait commencé en 1972, pour être gelée en 1985, puis abandonnée en 1994. La construction du réacteur de 1.200 MW devrait se poursuivre jusqu'en 2012. Watts Bar-1 – dont la construction a duré 23 ans – a été l'un des réacteurs les plus chers du programme nucléaire américain.

Si l'industrie nucléaire américaine n'est pas parvenue jusqu'à présent à construire de nouveaux réacteurs, elle réussit fort bien dans deux grands domaines : “l'uprating” (augmentation de la capacité) et le prolongement de la durée de vie des réacteurs existants. Grâce aux changements dans le régime d'exploitation et une plus grande attention portée aux performances des réacteurs, la disponibilité des réacteurs américains a considérablement augmenté, passant de 56 % dans les années quatre-vingt à 88,4 % en 2006. Avec la mise en ligne de nouvelles capacités et l'augmentation de la puissance (uprating) des réacteurs, la production des réacteurs américains a triplé au cours de cette période. En l'absence de nouvelles commandes, ce sont 30 % environ des réacteurs du pays qui auront au minimum fonctionné pendant quarante ans d'ici 2015. A l'origine, la durée de vie des centrales américaines devait être de 40 ans, mais on assiste à l'élaboration et la mise en œuvre de programmes permettant en théorie de porter la durée d'exploitation à 60 ans. En octobre 2007, des autorisations d'extension de durée de vie avaient été accordées pour 48 réacteurs, dix autres avaient été demandées, et des lettres d'intention fournies pour une vingtaine supplémentaire⁷⁴.

L'élection de George W. Bush en 2000 devait annoncer une ère nouvelle de soutien à l'énergie nucléaire. La nouvelle politique énergétique du gouvernement prévoyait un objectif de construction de deux nouveaux réacteurs à l'horizon 2010, mais il ne sera pas atteint. Afin de limiter les incertitudes pesant sur la construction de réacteur, une procédure d'autorisation en deux étapes a été développée. Elle permettra de délivrer une licence générique concernant la conception des réacteurs, les compagnies d'électricité n'ayant plus par la suite qu'à déposer des permis de construire, ne portant pas sur la conception des réacteurs. À ce jour, des licences génériques ont été accordées au réacteur avancé à eau bouillante (ABWR) de General Electric, au réacteur avancé à eau sous pression System 80+ de Combustion Engineering, à l'AP-1000 de Westinghouse. En 2003, trois compagnies d'électricité, Dominion Resources, Exelon et Entergy ont déposé des demandes de licences préalables (early site permits, ESP). Quatre ans plus tard, seule une compagnie a déposé une demande d'ESP supplémentaire. En mars 2007, la NRC a accordé l'ESP à Exelon.

La Loi sur l'énergie américaine (Energy Act) de juillet 2005 avait pour objectif de stimuler l'investissement dans de nouveaux réacteurs. Parmi les mesures figuraient un crédit d'impôt sur la production d'électricité, des prêts garantis jusqu'à 80 % pour les premiers 6.000 MW, un soutien supplémentaire en cas de retard de construction important pour un maximum de six nouveaux réacteurs, et la prolongation de la responsabilité

⁷³ Pour une analyse des coûts des réacteurs en service aux Etats-Unis, voir N.E. Hultman, J.G. Koomey, D.M. Kammen, *op. cit.*.

⁷⁴ Voir : <http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html>

civile limitée (Price Anderson Act) jusqu'en 2025. Mais l'ingrédient de base d'une reprise du nucléaire fait toujours défaut : la vague de commandes de réacteurs.

James E. Rogers, directeur général de Duke Energy, fait remarquer que le coût d'un nouveau réacteur nucléaire représenterait le quart de la valeur de sa compagnie à la bourse. A PSI Energy, il a passé l'essentiel de son temps "à nettoyer les conséquences financières d'un projet nucléaire abandonné" qui avait coûté 2,7 milliards de dollars à sa compagnie. Pour lui, Duke Energy "ne sera pas le premier à se mouiller. Ayant commencé ma carrière par relever une compagnie qui avait quasiment été écrasée par ses investissements dans le nucléaire et les changements de l'opinion publique... Je suis très optimiste sur le rôle que peut jouer le nucléaire à l'avenir, mais prudemment optimiste"⁷⁵.

La quasi totalité des combustibles irradiés des centrales nucléaires américaines restent dans des installations d'entreposage sur site. C'est le gouvernement fédéral qui est responsable de la gestion finale des déchets, et du projet de construction d'un site de stockage définitif à Yucca Mountain, dans le Nevada. En juillet 2004, la Cour d'appel du district de Columbia Circuit jugeait que les réglementations fixées par l'Agence pour la protection de l'environnement (EPA) pour les rejets radioactifs de Yucca Mountain violaient la loi sur les déchets nucléaires (Nuclear Waste Policy Act). L'EPA proposait de ne devoir contenir les déchets que pendant 10.000 ans, au lieu des recommandations de l'Académie Nationale des Sciences pour une norme sanitaire qui protégerait la population entre 300.000 et un million d'années. De plus, conformément à la décision de la cour, la NRC devra attendre la nouvelle réglementation de l'EPA sur le sujet, ce qui pourrait prendre jusqu'à 10 ans.

Le développement de l'énergie nucléaire au **Mexique** a commencé dans les années soixante par la prospection d'un site, et le premier appel d'offre était lancé en 1969. En 1976 General Electric a entrepris la construction de la centrale de Laguna Verde, proposant de construire deux réacteurs de 654 MW. La première tranche a été mise en service industriel en 1990, et la seconde en avril 1995, ce qui représente une durée moyenne de construction de 16 ans. En 2006, le nucléaire a produit 4,9 % (en baisse par rapport aux 5,2 % de 2003) de l'électricité du pays.

Asie

La **Chine** exploite 11 réacteurs (un de plus qu'en 2003) qui assurent 1,9 % (en baisse par rapport aux 2,2 % de 2003) de la production d'électricité du pays. Il y a cinq réacteurs supplémentaires en construction, pour une capacité de 3.320 MW. C'est en Chine que la part du nucléaire dans la production d'électricité est la plus faible parmi les pays ayant recours au nucléaire. Et cela ne devrait pas changer, même si le pays se lance dans un important programme de construction de centrales nucléaires, car la consommation totale d'électricité devrait connaître une croissance rapide.

En juillet et septembre 2004, le Conseil d'Etat chinois approuvait trois projets de réacteurs jumeaux, Lingdong, Sanmen et Yangjiang. L'Uranium Information Center à Melbourne, en Australie, précisait alors que "les réacteurs de Sanmen et Yangjiang sont soumis à une procédure d'appel d'offres pour des réacteurs de Génération III, avec attribution des contrats en 2005. Westinghouse proposera son AP-1000 (dont la conception finale a été approuvée par la NRC américaine), AREVA (Framatome ANP) son EPR de 1600 MWe et Atomstroyexport devrait proposer son AES-92 (la version V-392 du VVER-1000) ou éventuellement le VVER-1500/V-448, plus gros. Les offres seront évaluées en fonction du niveau technologique, du degré d'expérimentation, du prix, du contenu local, et du transfert de technologie"⁷⁶.

Ce deux derniers points sont fondamentaux. La Chine a par le passé négocié de main de maître les contrats. Les Français ont perdu beaucoup d'argent avec les premières livraisons de réacteurs de Guandong, à Daya Bay. "Nous n'y avons pas laissé notre chemise, mais les boutons de manchette", disait le président d'EDF de l'époque à propos de la négociation. "Oui, mais en or !" avait ajouté le directeur général à la conférence de presse de 1985 au cours de laquelle était annoncée la signature des contrats. EDF a géré la construction de

⁷⁵ *Washington Post*, 8 octobre 2007.

⁷⁶ Voir : <http://www.uic.com.au/nip68.htm>

deux tranches avec des ingénieurs chinois. A l'époque, le projet devait servir de porte d'entrée pour la livraison d'une série entière de réacteurs. En réalité, Framatome n'a exporté en Chine que deux réacteurs supplémentaires en 20 ans. Mais la Chine a aussi acheté deux réacteurs canadiens et deux réacteurs russes, tout en menant des négociations avec les concurrents acharnés que sont les consortiums américain, russe, et franco-allemand sur de rares commandes supplémentaires, et en développant sa propre technologie. Le transfert de technologie est le point clé.

Les contrats de Lingdong, Sanmen et Yangjiang non pas été attribués à des soumissionnaires étrangers en 2005 comme prévu. Les cinq tranches actuelles seront essentiellement équipées de composants fabriqués en Chine, à quelques exceptions notables, comme les groupes turbo-alternateurs qui seront fournis par la compagnie française Alstom.

Westinghouse a gagné contre AREVA pour quatre réacteurs de Génération III. Selon la World Nuclear Association :

“En juillet 2007, Westinghouse, avec Shaw, son partenaire au sein du consortium, signait les contrats AP-1000 avec SNPTC, Sanmen Nuclear Power Company, Shangdong Nuclear Power Company (une filiale de CPI) et la China National Technical Import & Export Corporation (CNTIC). Les termes précis n'ont pas été publiés. En septembre 2007 Sanmen Nuclear Power Co signait un contrat de 521 millions de dollars avec Mitsubishi Heavy Industries et son partenaire Harbin Power Equipment Company pour deux turbo-alternateurs de .1200 MWe. La construction doit commencer en 2009 et la production d'électricité à Sanmen devrait intervenir fin 2013.”⁷⁷

C'est seulement le 26 novembre 2007 qu'AREVA signe enfin un contrat commercial. La saga des trois ans de retard illustre bien la lourdeur des projets nucléaires, même dans des conditions politiques favorables. AREVA annonce toutefois un *“contrat-record, d'une valeur de 8 milliards d'euros (...) sans précédent dans le marché mondial du nucléaire”*. AREVA construira avec la société CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Corp.), à Taishan dans la province du Guangdong, deux EPR et fournira *“l'ensemble des matières et services nécessaires à leur fonctionnement”⁷⁸*.

Il y a peu de chance pour que le nucléaire joue un rôle important dans le bilan énergétique de la Chine dans les 20 à 30 ans à venir, même si un ambitieux programme d'extension se réalisait, comme le suggère les prévisions officielles⁷⁹. L'Agence internationale de l'énergie, dans son *World Energy Outlook 2007*, ne juge pas crédibles les projections chinoises :

“L'objectif du gouvernement est une capacité installée de 40 GW d'ici 2020, ce qui veut dire que la Chine doit ajouter aux réacteurs actuellement en service, 31 GW en nouveaux réacteurs, et avoir également une capacité de production de 18 GW en construction cette année-là. Bien que les efforts de construction de nouveaux réacteurs se soient intensifiés au cours des dernières années, l'objectif fixé par le gouvernement semble ambitieux, compte tenu des durées de construction longues, et des goulots d'étranglement dans la fabrication d'équipements nucléaires qui entraînent un allongement des délais de livraison. Dans le scénario de référence [de l'AIE], la capacité nucléaire installée atteint 21 GW en 2020 et 31 GW en 2030.”⁸⁰

C'est pratiquement la moitié des projections chinoises à l'horizon 2020, mais correspond à l'expérience acquise concernant la programmation nucléaire chinoise. Il reste pour le moins surprenant que l'AIE envisage un scénario “de politiques alternatives” dans lequel la capacité nucléaire installée en Chine atteindrait 55 GW à l'horizon 2030, de qui reste toutefois inférieur à la capacité nucléaire installée actuelle en France. Mais même dans le cadre de ces scénarios très improbables, l'énergie nucléaire ne fournirait pas

⁷⁷ Voir : <http://www.world-nuclear.org/info/inf63.html>

⁷⁸ AREVA, communiqué de presse, 26 novembre 2007.

⁷⁹ Une telle expansion représenterait le couplage au réseau d'environ deux réacteurs, ou 2.000 MW, par an, ce qui est hautement improbable au vue de l'expérience passée. On peut en particulier se demander comment le pays pourrait réussir le couplage au réseau de “plusieurs centaines” de réacteurs à l'horizon 2040, comme le mentionne Anne Lauvergeon, présidente du directoire d'AREVA (*Le Monde*, 12 octobre 2004).

⁸⁰ Agence Internationale de l'Energie de l'OCDE, “World Energy Outlook 2007 – China and India Insights”, Paris, 7 novembre 2007.

plus de 6 % de l'électricité du pays.

La Chine dispose de vastes ressources de charbon bon marché, et il est illusoire d'imaginer que le développement du nucléaire l'empêchera d'utiliser ce charbon. L'enjeu majeur sera de freiner l'énorme augmentation de la demande, et d'aider le pays à rendre moins polluante sa technologie de centrale à charbon.

L'**Inde** exploite 17 réacteurs (trois de plus qu'en 2004) d'une capacité totale de 3.779 MW, qui fournissent tout juste 2,6 % de l'électricité (en baisse par rapport aux 3,3 % de 2003). La capacité totale de production d'électricité en Inde est de l'ordre de 130.000 MW soit 10 % de plus qu'en France pour une population 20 fois supérieure. Le nucléaire représente moins de 3 % de la capacité installée.

Six réacteurs sont répertoriés en construction en Inde (deux de moins qu'en 2004). Les réacteurs actuellement en service sont plutôt des réacteurs de petite taille, de 90 à 200 MW ; ils ont pour la plupart subi des retards, qui se sont traduits par des durées de construction s'étendant de 10 à 14 ans, et des objectifs de fonctionnement rarement atteints. En 1985 l'objectif de l'Inde était une capacité nucléaire de 10.000 MW à l'horizon 2000 – ce qui correspondait à la multiplication par 10 de la capacité de l'époque. En réalité, la capacité installée ne dépassait guère 2.200 MW avec une capacité réellement opérationnelle à peine supérieure à 1.500 MWe.

Plus récemment, le président de la Nuclear Power Corporation of India (NPCI) a déclaré à des journalistes que 62 réacteurs avec une capacité totale de 40.000 MW seraient en service d'ici 2025⁸¹. Rien ne permet de dire que le pays pourra assurer une augmentation annuelle de 1.850 MW en moyenne entre 2008 et 2025.

L'Inde a été le premier pays à utiliser des installations officiellement déclarées comme "civiles" à des fins militaires. Son essai nucléaire de 1974 a sonné la fin de l'essentiel de la coopération nucléaire étrangère officielle, et en particulier l'incalculable assistance canadienne.

Les séries d'essais nucléaires de 1998 ont provoqué un choc dans la communauté internationale, et ont déclenché une nouvelle phase d'instabilité dans la région, dont la série d'essais menées par le Pakistan. Ceci n'a pas empêché l'administration Bush de décider la levée des sanctions sur le commerce nucléaire qui pesait contre l'Inde, et une déclaration commune avec le Premier Ministre indien ouvre la voie à un accord de coopération de grande ampleur⁸². Alors que cet accord a été vivement critiqué aux Etats-Unis⁸³, le Premier Ministre indien a dû faire face à des difficultés inattendues, provenant aussi bien de partis de droite que de gauche. Le fait que Manmohan Singh admette ces difficultés auprès du Président américain a été interprété par les commentateurs comme *"une indication qu'il ne voulait pas risquer de faire tomber le gouvernement avant les élections prévues pour 2009, au nom de l'accord nucléaire"*⁸⁴.

Le **Japon** exploite 55 réacteurs qui en 2006 ont produit 30 % de l'électricité du pays (en hausse par rapport aux 25 % de 2003). Mais en 2002 le nucléaire représentait près de 35 % de la production d'électricité japonaise. Le 9 août 2004, cinq travailleurs ont été tués suite à une fuite de vapeur sur le réacteur de Mihama-3 – une date terrible, en particulier au Japon, puisqu'il s'agit de l'anniversaire du bombardement de Nagasaki. Les investigations ont révélé de graves lacunes dans les inspections systématiques dans les centrales japonaises, et un programme d'investigation poussée a été mis en place. Ce terrible événement s'inscrit dans une série d'accidents graves survenus dans les installations nucléaires japonaises : fuite de sodium dans le surgénérateur de Monju en décembre 1995 (toujours à l'arrêt), explosion à l'usine de retraitement de Tokai en mars 1997, accident de criticité à l'usine de fabrication de combustible de Tokai en septembre 1999, puis énorme scandale des falsifications qui a commencé en août 2002 et a entraîné l'arrêt de l'ensemble des 17 réacteurs de TEPCO (Tokyo Electric Power Company). Des représentants de TEPCO avaient falsifié les rapports d'inspection et tenté de dissimuler des fissures sur les soudures des cuves de réacteur sur 13 des 17 unités de la compagnie⁸⁵. Le scandale a atteint ensuite d'autres compagnies. Rien

⁸¹ *India e-news*, 23 mai 2006.

⁸² Pour une discussion détaillée sur les implications de l'accord, voir Zia Mian, et al. "Fissile Materials in South Asia: The Implications of the U.S.-India Nuclear Deal", IPFM, septembre 2006.

⁸³ Voir note précédente et par exemple Daryl Kimbal, "Fixing a flawed nuclear deal", *Arms Control Today*, septembre 2007 : http://www.armscontrol.org/act/2007_09/focus.asp

⁸⁴ WNA, "US-India deal not dead despite difficulties", 18 octobre 2007.

⁸⁵ Voir aussi : <http://cnic.jp/english/newsletter/nit92/nit92articles/nit92coverup.html>

d'étonnant donc, à ce que la production nucléaire ait chuté de plus d'un quart entre 2002 et 2003 et que le facteur de charge moyen des centrales nucléaires japonaises tombe à moins de 60 %.

Le 16 juillet 2007, un grave tremblement de terre, de magnitude 6,8 sur l'échelle de Richter, a frappé la région où est implantée la centrale de TEPCO Kashiwasaki-Kariwa. Cette centrale, qui compte sept réacteurs, est la plus grande centrale nucléaire du monde. Les réacteurs ont été arrêtés, et devraient rester à l'arrêt, afin de mener l'évaluation de dégâts et les réparations, pour au moins une année. Une accélération sismique 2,5 fois supérieure au dimensionnement des installations ayant été relevée au niveau d'un des réacteurs, il n'est pas garanti que ceux-ci pourront être remis en service un jour. Quand, le 11 octobre 2007, on a retiré le couvercle de la cuve de la tranche 7 pour inspection, une des barres de contrôle était coincée dans le cœur et ne pouvait être retirée normalement. Ce qui signifie qu'un dispositif de sûreté fondamental ne fonctionnait pas correctement. Cette découverte risque fort de retarder encore la remise en service des réacteurs. A ce jour, TEPCO estime l'impact du tremblement de terre sur les résultats de l'année fiscale 2007 à quelque 603,5 milliards de yens (3,6 milliards d'euros), dont 440 milliards de yens pour le combustible, et les 163,5 milliards de yens restant pour des dépenses de remise en état⁸⁶.

Il y a officiellement un réacteur répertorié en construction au Japon (contre trois en 2003). Le réacteur de Monju est considéré en arrêt prolongé. Les projets de construction supplémentaires sont vagues, et ont été plusieurs fois revus à la baisse.

Les essais actifs à l'usine de séparation de plutonium de Rokkasho-mura ont commencé en mars 2006. L'usine de retraitement, d'une capacité annuelle nominale de 800 tonnes, rencontra à peine un mois plus tard ses premiers problèmes techniques (fuite dans un réservoir de nettoyage pour les coques et embouts). Les accidents et scandales des années précédentes ont beaucoup retardé l'introduction de plutonium sous forme de combustible oxyde mixte uranium-plutonium (MOX). A ce jour, le Japon n'a pas utilisé de combustible MOX, et il dispose d'un important stock de plutonium de l'ordre de 43 tonnes, dont 37 tonnes en France et au Royaume-Uni.

Le **Pakistan** exploite deux réacteurs qui fournissent 2,7 % de l'électricité du pays (en hausse par rapport aux 2,4 % de 2003). Il y a un réacteur en construction. Comme dans le cas de l'Inde, le Pakistan a utilisé des installations désignées comme civiles à des fins militaires. De plus, le pays a développé un système complexe lui permettant de se procurer illégalement des équipements pour son programme militaire sur le marché noir international, y compris en provenance de diverses sources européennes⁸⁷. Dans la foulée de la série d'essais réalisés par l'Inde en 1998, le Pakistan a procédé à l'explosion de plusieurs engins nucléaires. Une aide nucléaire internationale est pratiquement impossible, dans la mesure où le Pakistan, tout comme l'Inde, n'est pas signataire du Traité de non-prolifération (TNP) et n'accepte pas les garanties intégrales (inspections internationales de toutes les activités nucléaires du pays). Le programme nucléaire pakistanais conservera donc très certainement un caractère militaire prédominant.

Sur la péninsule coréenne, la **République de Corée (Corée du Sud)**, exploite 20 réacteurs qui fournissent 38,6 % de l'électricité du pays (en baisse par rapport aux 40 % de 2003). Deux autres réacteurs sont répertoriés en construction. Pendant longtemps la Corée du Sud était considérée, en dehors de la Chine, comme le principal marché de l'expansion nucléaire. C'est loin d'être aussi sûr aujourd'hui. "*Le mouvement anti-nucléaire se globalise*" déclarait le ministre de l'Energie sud-coréen, Bong-Suh Lee, à la Conférence mondiale de l'énergie de Montréal, en 1989. "*Nous devons l'arrêter... avant qu'il n'arrête la production nucléaire dans le monde*". Alors que le programme a commencé sans trop de débat public, une controverse importante sur l'avenir du programme nucléaire – et en particulier sur le devenir des déchets nucléaires – a frappé les projets d'extension des années quatre-vingt-dix. Il y a toujours des projets de nouveaux réacteurs, mais le programme est de fait à l'arrêt.

La **République Populaire Démocratique de Corée (Corée du Nord - RPDC)** ne dispose d'aucun réacteur de puissance en service. Un accord international de 1994 (KEDO) prévoyait la construction de deux

⁸⁶ Voir : http://www.world-nuclear-news.org/corporate/Kashiwazaki_Kariwa_results_and_emissions_double_whammy-011107.shtml

⁸⁷ Voir Mycle Schneider, "Nucléaire : Paris, plaque tournante du trafic pakistanais", *Politix*, Paris, 1989.

réacteurs nucléaires avec l'assistance financière et technique des Etats-Unis, de l'Union Européenne, et d'un certain nombre d'autres pays. En échange, la RPDC devait abandonner l'ensemble des activités de recherche et développement liées aux armes nucléaires. En 2002, les Etats-Unis accusaient la RPDC de violer l'accord. Alors que les accusations portées par les Etats-Unis se révélèrent douteuses, la RPDC décida de quitter le TNP et se prépara ouvertement à réactiver ses activités nucléaires militaires. Ceci a entraîné le gel du projet de construction de réacteurs. Le 7 octobre 2006, le pays a fait exploser un engin nucléaire pour démontrer sa capacité nucléaire militaire. Toutefois, après une intense série de négociations, la RPDC signait le 13 février 2007 le "Plan d'action pour la dénucléarisation de la Corée du Nord" et acceptait de *"fermer et sceller pour un abandon éventuel l'installation nucléaire de Yongbyon (y compris l'usine de retraitement) et d'inviter le personnel de l'AIEA à revenir pour mener tous les contrôles et vérifications nécessaires, comme convenu entre l'AIEA et la RPDC"*⁸⁸. On n'entend cependant plus parler de l'achèvement des deux réacteurs de puissance dont la construction a commencé dans le cadre d'accords précédents.

Taiwan exploite six réacteurs qui fournissent 20 % de l'électricité dans le pays (en baisse par rapport aux 21,5 % de 2003). Deux réacteurs avancés à eau bouillante de 1.350 MWe sont répertoriés en construction à Lungmen, près de Taipei. Leur démarrage était prévu pour 2006-2007, et a été reporté à 2010. L'exploitation du réacteur le plus récent a commencé en 1985. L'ensemble des réacteurs ont été livrés par les Etats-Unis. En ce qui concerne les deux tranches en construction, les propositions initiales de fourniture de réacteurs clé en main avaient été refusées, et le contrat attribué à General Electric pour l'îlot nucléaire, Mistubishi pour les turbines et d'autres fournisseurs pour les autres équipements. La construction a commencé en 1999. *"Alors que les réacteurs étaient construits au tiers, un nouveau gouvernement a annulé le projet, mais les travaux ont repris l'année suivante, suite à une procédure d'appel et une résolution favorable du gouvernement. Mais le projet avait pris un an de retard"*⁸⁹. Le projet accuse aujourd'hui trois à quatre ans de retard.

Europe

A la fin 2007, 15 des 27 pays de l'Union Européenne élargie (UE27) exploitaient 146 réacteurs – soit environ un tiers des réacteurs en service dans le monde –, en baisse par rapport aux 151 tranches en service en 2003, et 172 en 1989.

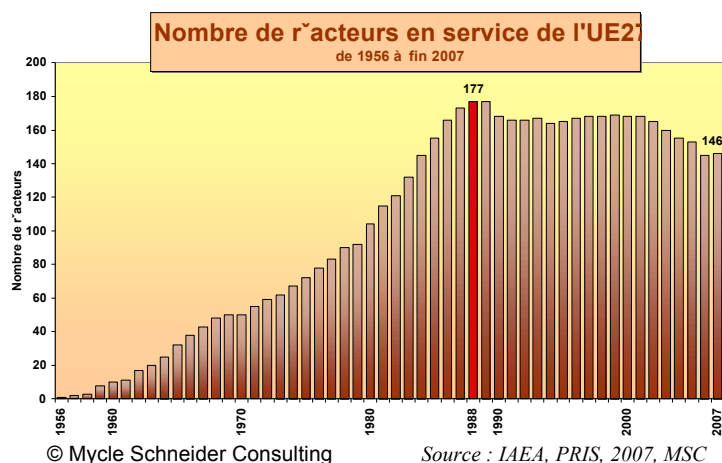
La grande majorité des réacteurs, 125 (en baisse par rapport aux 132 de 2003), sont implantés dans huit pays occidentaux de l'UE15, tandis que 21 seulement sont situés dans les sept nouveaux Etats membres dotés de centrales nucléaires. En d'autres termes, presque neuf réacteurs de l'UE27 sur dix se situent en Europe de l'Ouest. L'attention publique et politique semble pourtant se tourner, tout particulièrement lorsqu'il s'agit de sûreté, plutôt vers l'Europe de l'Est.

En 2006, l'énergie nucléaire a produit 30 % (en baisse comparé aux 31 % de 2003) de l'électricité commerciale dans l'Union Européenne. Mais près de la moitié (45 %) de l'énergie nucléaire de l'UE27 a été produite par un seul pays : la France...

⁸⁸ Voir : <http://www.fmprc.gov.cn/eng/zxxx/t297463.htm>

⁸⁹ Voir : <http://www.world-nuclear.org/info/inf63.htm>

Figure 7



L'énergie nucléaire en Europe de l'Ouest

En Europe de l'Ouest en particulier, la population a tendance à surestimer la place qu'occupe l'électricité dans le paysage énergétique global, et le rôle de l'électricité d'origine nucléaire en particulier. L'électricité ne représente qu'un cinquième de la consommation d'énergie primaire de l'UE15.

Les 125 réacteurs en service dans l'UE15 à la fin 2007 – soit 32 unités de moins (!) qu'à l'apogée du nombre de réacteurs en service, atteinte en 1988-89 – fournissent :

- environ un tiers de la production d'électricité commerciale ;
- 13 % de la consommation d'énergie primaire commerciale ;
- environ 6 % de la consommation d'énergie finale.

Il y a deux réacteurs en construction dans l'UE15, l'un en Finlande et l'autre en France. Aucun chantier n'avait été ouvert dans l'UE15 depuis le début de la construction du réacteur français de Civaux-2 en 1991. L'exception française mise à part, aucune commande de réacteur n'avait été passée en Europe occidentale entre 1980 et le récent projet de réacteur finlandais, ce qui représente une commande en 25 ans.

L'**Allemagne** exploite 17 réacteurs qui, selon l'AIEA, fournissent 31,8 % (en hausse par rapport aux 28,1 % de 2003) du pays. Mais selon des sources officielles allemandes la part du nucléaire dans la production brute d'électricité serait de 26,4 %, en chute depuis 1997, quand le nucléaire atteignait les 30 %⁹⁰.

En 2002, le Parlement fédéral a adopté une loi de sortie du nucléaire qui stipule que les réacteurs nucléaires doivent être arrêtés après une durée de vie moyenne de 32 ans. Les électriciens disposent toutefois d'un "crédit de production nucléaire" de 2.623 milliards de kWh (ce qui correspond à la production nucléaire mondiale annuelle) et peuvent transférer les kWh non utilisés d'un réacteur sur l'autre. Deux réacteurs ont déjà été arrêtés dans ce cadre (Stade et Obrigheim) ; un troisième (Mülheim-Kärlich), qui se trouvait en arrêt prolongé depuis 1988, a été arrêté définitivement. La construction de nouvelles centrales et le retraitement des combustibles irradiés (à l'exception des combustibles déjà envoyés vers les usines de retraitement au 30 juin 2005) sont également interdits par la loi.

À l'origine d'une importante crise qui a secoué le secteur de la production nucléaire et qui s'est soldée par le renvoi de trois hauts dirigeants de l'exploitant Vattenfall, les réacteurs de Brunsbüttel et Krümmel, qui avaient subi divers incidents, ont été soumis à une révision et une modernisation extensives. En décembre 2007, ils n'avaient toujours pas été remis en service. En parallèle, deux unités (Biblis-A et B) étaient à l'arrêt depuis le début de l'année 2007, pour "maintenance". Biblis-B a été reconnecté au réseau le 1^{er} décembre 2007. A la fin de 2007, Biblis-A était toujours à l'arrêt. Selon certaines spéculations,

⁹⁰ AG Energiebilanzen, "Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2006 nach Energieträgern", 22 août 2007.

l'exploitant RWE pourrait prolonger l'arrêt pour repousser au-delà des prochaines élections fédérales, prévues en 2009, la date d'arrêt définitif de la tranche A, dans l'espoir qu'un prochain gouvernement revienne sur la législation de sortie actuelle. Le gouvernement actuel de "grande coalition" entre les Chrétiens-démocrates et les Socio-démocrates a confirmé la loi de sortie. Alors que le lobby nucléaire n'a pas abandonné l'espoir de renverser la décision, aucune compagnie d'électricité ne veut commander de nouveaux réacteurs. Si l'on ajoute une opinion publique généralement hostile, le nucléaire n'a pas d'avenir en Allemagne. En parallèle, la production nucléaire sur les neuf premiers mois de 2007 a chuté de 16 %, comparé à la même période de l'année précédente.

La **Belgique** exploite sept réacteurs et se place, avec 54,4 % (en baisse par rapport aux 55,5 % de 2003), au quatrième rang mondial, derrière la Slovaquie, la Lituanie et la France, pour la part de nucléaire dans la production d'électricité. En 2002, la Belgique a adopté une loi de sortie du nucléaire qui prévoit l'arrêt des réacteurs à l'issue de 40 ans d'exploitation ; compte tenu de leur date de mise en service, les réacteurs seront arrêtés entre 2014 et 2025.

Alors que cette loi a été adoptée par un gouvernement de coalition incluant le parti vert, le gouvernement suivant, qui ne comptait aucun ministre vert, n'a pas remis en cause la loi de sortie du nucléaire.

L'**Espagne** exploite huit réacteurs (un de moins qu'en 2003) qui produisent 19,8 % (en baisse par rapport aux 23,6 % de 2003) de l'électricité du pays. Au-delà du moratoire de fait observé depuis de nombreuses années, le Premier Ministre espagnol actuel, José Luis Zapatero, a fait de la sortie du nucléaire un des objectifs clés de son gouvernement. En prêtant serment en avril 2004, Zapatero a annoncé que son gouvernement "abandonnerait progressivement" l'énergie nucléaire, en augmentant en parallèle le financement des énergies renouvelables, dans le cadre de la réduction des émissions des gaz à effet de serre, en conformité avec le Protocole de Kyoto. Un premier réacteur (José Cabrera) a été arrêté à la fin 2006.

La **Finlande** exploite actuellement quatre réacteurs qui fournissent 28 % (en hausse par rapport aux 27 % de 2003) de son électricité. En décembre 2003, la Finlande était le premier pays d'Europe occidentale à commander un nouveau réacteur en 15 ans. La compagnie d'électricité TVO a signé avec le consortium franco-allemand Framatome ANP (66% AREVA, 34% Siemens), maintenant AREVA NP, un contrat clé en main pour la fourniture d'un réacteur EPR (European Pressurized water Reactor) de 1.600 MW, le réacteur d'Olkiluoto-3 (OL 3). La Banque du Land de Bavière – où se trouve le siège de Siemens – a accordé un prêt de 1,95 milliards d'euros, plus de 60 % de la valeur du contrat, à un taux d'intérêt très préférentiel de 2,6 %. La COFACE, agence publique française de crédit à l'exportation, a garanti un prêt supplémentaire de 720 millions d'euros. La construction a commencé en août 2005. Deux ans et demi plus tard, le projet accuse déjà plus de deux ans de retard, avec un surcoût d'au moins 50 % ; les pertes pour le fournisseur sont estimées à 1,5 milliards d'euros. Mais on ne sait pas encore qui va payer les surcoûts.

Dans un rapport inhabituellement critique, les autorités de sûreté finlandaises ont pointé certaines causes de ce retard :

"Le temps et les ressources nécessaires à la conception détaillée du réacteur OL3 ont été clairement sous-estimés au moment de l'accord sur le calendrier global. (...) Le fait que le fournisseur ne soit pas suffisamment familier avec les pratiques finlandaises en début du projet constituait un problème supplémentaire. (...) Les principaux problèmes portaient sur la gestion du projet (...). Le vendeur du réacteur a choisi pour la réalisation du projet des sous-traitants n'ayant aucune expérience préalable dans la construction de centrales nucléaires. Ces sous-traitants n'ont pas reçu suffisamment de directives et de supervision pour assurer une progression régulière de leur travail. (...) Pour donner un exemple supplémentaire, le groupe a contrôlé la fabrication du cuvelage métallique de l'enceinte du réacteur. Le rôle de ce cuvelage métallique est d'assurer l'étanchéité de l'enceinte, et ainsi, d'empêcher toute fuite de substances radioactives dans l'environnement, même en cas d'endommagement du réacteur. Le choix et la supervision du fabricant étaient du ressort du sous-traitant qui a fait la conception du cuvelage et l'a fournie à FANP [AREVA NP]. Le fabricant n'avait aucune expérience préalable dans la fabrication d'équipement pour les centrales nucléaires. Les exigences

relatives à la qualité et à la supervision de la fabrication ont pris le fabricant au dépourvu (...).’’⁹¹

Au sujet de l’attitude d’AREVA NP en tant que vendeur, les autorités de sûreté finlandaises notent :

“A ce stade de la construction, il y a déjà eu des changements néfastes concernant le personnel du vendeur sur le site, et même le responsable du site est parti en retraite et a été remplacé. Ceci rend difficile la gestion globale, de même que la détection et la gestion de problèmes (...). L’incompétence dans le rôle du constructeur s’est révélée au cours de la préparation pour le bétonnage du radier. (...) Le consortium a pour habitude d’embaucher de nouvelles personnes pour résoudre les problèmes, ce qui semble se solder par une confusion encore accrue au niveau des responsabilités.’’⁹²

La situation de l’électricité en Finlande est assez inhabituelle. La Finlande arrive au cinquième rang mondial pour la consommation d’électricité par habitant, et au deuxième rang dans l’Union Européenne, derrière la Suède. La consommation moyenne d’électricité d’un Finnois est 2,4 fois plus élevée que celle d’un Allemand, trois fois celle d’un Italien. Pour répondre à ce niveau de consommation d’électricité extraordinaire, la Finlande a recours à d’énormes importations d’électricité – excédant occasionnellement les 10 milliards de kWh par an – y compris en provenance des réacteurs russes de Leningrad, des réacteurs du type RBMK identique à ceux de Tchernobyl. Si la Finlande ramenait sa consommation d’électricité par habitant au niveau de celle que connaît l’Allemagne, le pays pourrait réaliser l’économie de quelque 44 milliards de kWh, ce qui correspond à plus du double de la production combinée des quatre réacteurs finlandais en 2006, et environ trois fois plus que ce que le nouvel EPR devrait produire.

En fait, les circonstances entourant la commande de l’EPR sont aussi extraordinaires que la situation de l’électricité en Finlande. Le consortium Framatome-Siemens a proposé un prix fixe pour un réacteur clé en main, à l’exception de la préparation du site et des travaux de terrassement. C’est une situation sans précédent, dans un environnement à haut risque financier. Il reste à clarifier qui sera responsable des surcoûts. Le coût d’une fabrication en Europe est déjà considéré comme trop important par le consortium lui-même, qui a commandé les équipements principaux, la cuve du réacteur et les générateurs de vapeur au Japon. Les fournisseurs, et la compagnie d’électricité TVO, principaux commanditaires dans un ensemble de 61 clients, ont refusé d’indiquer si d’autres équipements avaient été commandés en dehors de l’Europe. En tout état de cause, on ne peut dire si l’installation pourrait recevoir le label “made in EC”, la fabrication complète et l’assemblage d’équipements fondamentaux étant réalisés au Japon.

La France est l’exception mondiale du nucléaire. Il y a 34 ans, le gouvernement français lançait le plus important programme électro-nucléaire public, en guise de réponse à la crise pétrolière de 1973. Pourtant à l’époque, moins de 13 % de la consommation de pétrole du pays servait à la production d’électricité. Trente ans plus tard, la France n’avait réduit sa consommation totale de combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) que de moins de 10 %, et la consommation de pétrole du secteur des transports avait enregistré une augmentation bien plus importante que la consommation annuelle remplacée par du nucléaire dans la production d’électricité.

En 2006, les 59 réacteurs français⁹³ ont produit 78,1 % de l’électricité (en hausse par rapport aux 77,7 % de 2003), bien que le nucléaire ne représente que 55 % environ de la capacité de production installée. En d’autres termes, la France dispose d’une importante surcapacité, qui conduit au dumping d’électricité dans les pays voisins et encourage le développement d’applications thermiques inefficaces. Il faut comparer la pointe de charge hivernale historique de près de 89.000 MW à une capacité installée de production de

⁹¹ STUK, “Management of Safety Requirements in Subcontracting During the Olkiluoto-3 Nuclear Power Plant Construction Phase”, Investigation Report 1/06, traduction anglaise officielle datée du 1^{er} septembre 2006 ; pour le rapport complet, voir :

http://www.stuk.fi/stuk/tiedotteet/en_GB/news_419/_files/75831959610724155/default/STUK_Investigation_report_1_06.pdf

⁹² *Ibidem*.

⁹³ Essentiellement des réacteurs à eau pressurisée : 34 x 900 MW, 20 x 1.300 MW et 4 x 1.400 MW, plus 1 vieux surgénérateur de 250 MW (Phénix, Marcoule).

120.000 MW. Même si l'on considère une capacité de réserve confortable de l'ordre de 20 %, il reste une surcapacité théorique équivalente à celle de l'ensemble des 34 réacteurs de 900 MW. Il n'est donc pas étonnant que l'équivalent d'une douzaine de réacteurs fonctionne uniquement pour l'exportation, et que la France soit le seul pays au monde à arrêter certains réacteurs nucléaires le week-end, parce qu'elle ne peut en écouler la production – même en la bradant.

Mais par ailleurs, la pointe saisonnière a explosé depuis le milieu des années quatre-vingt, sous l'effet notamment de l'introduction massive du chauffage électrique et de la production électrique d'eau chaude sanitaire. C'est en gros un quart des ménages français qui sont chauffés à l'électricité, la forme de production de chaleur la plus gaspilleuse d'énergie (la plupart de l'énergie primaire s'évanouissant en pertes au cours de la transformation, du transport et de la distribution). L'écart maximum entre l'appel de charge le plus bas en été et la pointe hivernale est actuellement de 57.000 MW. Cette courbe de charge est particulièrement inefficace, dans la mesure où elle oblige à rendre disponibles en hiver des capacités de production supplémentaires, pour de très courtes périodes. Ce type de consommation n'est pas couvert par le nucléaire, mais soit par des centrales thermiques soit par des importations onéreuses d'électricité de pointe. En 2005, la France a importé 10 TWh nets en pointe en provenance d'Allemagne, à un prix non connu, mais certainement très élevé. En conséquence, la compagnie publique d'électricité, EDF (Electricité de France) a décidé de réactiver au cours des années suivantes une capacité de production de 2.600 MW assurée par des très anciennes centrales au fioul – la mise en service de la plus vieille d'entre elles remontant à 1968 ! – afin de faire face à une pointe de puissance appelée qui continue de monter.

En France, la consommation d'électricité par habitant est aujourd'hui 25 % plus élevée qu'en Italie (qui est sortie du nucléaire après l'accident de Tchernobyl en 1986) et de 15 % supérieure à la moyenne de l'UE27. La consommation d'énergie primaire est en France également beaucoup plus élevée qu'en Allemagne par exemple. Compte tenu de la surcapacité existante, et de l'âge moyen de 23 ans des réacteurs français, la France n'aura pas besoin de construire de nouveaux réacteurs avant longtemps. Il y a également d'autres facteurs allant dans le même sens :

- Des représentants du secteur de l'énergie admettent en privé depuis des années que la part du nucléaire dans le bouquet énergétique est trop élevée, et que la contribution du nucléaire ne devrait pas à l'avenir dépasser les 60 % de la production d'électricité.
- Il n'est pas concevable que la France construise de nouveaux réacteurs dans le seul but d'exporter de l'électricité ; ce serait trop cher, en particulier dans le contexte de la libéralisation du marché.
- EDF table maintenant sur une durée d'exploitation de ses réacteurs d'au moins 40 ans.
- Les capacités de production nouvelles projetées en masse pour faire face au besoin croissant de pointe, essentiellement sous forme de centrales thermiques, auront une disponibilité pour produire également au-delà des périodes de pointe.

En conséquence, il faudra attendre des années, voire des dizaines d'années, pour que les contraintes de capacité nécessitent de nouveaux réacteurs pour assurer la base. Si le gouvernement français et EDF ont décidé de construire un nouveau réacteur, c'est uniquement pour répondre au grave problème de maintien des compétences de l'industrie dans le secteur. C'est le 21 octobre 2004 qu'EDF a rendu public son choix de Flamanville pour l'implantation de l'EPR. Flamanville n'est situé qu'à 15 km de l'usine de retraitement de La Hague (voir ci-dessous). Le choix de ce site a surpris de nombreux spécialistes car il ne répond pas à des critères économiques ou techniques, mais semblait être une mesure de compensation anticipée des réductions prévisibles dans l'industrie du plutonium, une fois achevée l'activité pour le compte de clients étrangers.

La France dispose de nombreuses autres installations nucléaires, dont des usines de conversion et d'enrichissement de l'uranium, et des usines séparant et traitant le plutonium. La France et le Royaume-Uni sont les seuls pays de l'Union Européenne à pratiquer ce que l'on appelle le retraitement, c'est-à-dire la séparation du plutonium des combustibles irradiés. Les deux usines de La Hague sont autorisées à retraiter 1.700 tonnes de combustible par an. Mais les contrats de l'ensemble des clients étrangers importants ont été exécutés, et les quantités de combustibles étrangers sous contrat ne représentent plus que l'équivalent de quelques mois de travail. La plupart des anciens clients, comme la Belgique ou la Suisse, ont abandonné la séparation du plutonium ou le feront sous peu – en Allemagne, par exemple, la loi interdit aux électriciens d'envoyer des combustibles vers les usines de retraitement depuis juillet 2005 – ou se sont dotés de leurs

propres installations comme le Japon. L'exploitant de l'usine de La Hague, AREVA NC, dépend donc en quasi-totalité de son client national, EDF, pour la poursuite de ses activités. Alors que les contrats existants sont expirés en 2007, ceux-ci ne couvraient même pas la totalité du combustible irradié déjà stocké, ou qui sera déchargé pendant cette période, et il est d'ores et déjà clair que l'activité ne sera pas suffisante pour les deux lignes de retraitement.

Une recherche approfondie sur les conséquences environnementales et sanitaires de l'usine de La Hague et son équivalent britannique de Sellafield, a été réalisée en 2001 à la demande du Parlement Européen⁹⁴. Cette étude concluait que les usines de plutonium sont de loin les installations nucléaires les plus polluantes de l'Union Européenne. Leurs émissions radioactives en fonctionnement normal correspondent à un accident majeur chaque année⁹⁵.

Les **Pays-Bas** exploitent un unique réacteur de 450 MW, vieux de 34 ans, qui produit 3,5 % (en baisse par rapport aux 4 % de 2003) de l'électricité du pays. Les exploitants nucléaires ont réussi à faire annuler par la justice la décision politique d'arrêter les réacteurs à l'horizon 2004. En juin 2006, l'exploitant et le gouvernement parvenaient à un accord qui permet théoriquement l'exploitation du réacteur jusqu'en 2033, dans certaines conditions. *“Il serait maintenu aux normes de sûreté les plus élevées, et les actionnaires, Delta et Essent, ont accepté d'attribuer 250 millions d'euros à des projets énergétiques soutenables. Le gouvernement y a ajouté 250 millions d'euros supplémentaires, dans le but d'éviter les demandes de compensation auxquelles il aurait fait face, s'il avait maintenu l'arrêt anticipé”*⁹⁶.

Début 2004, l'exploitant de Borssele, EPZ a prolongé un contrat de retraitement avec AREVA NC. Cette décision est étrange, dans la mesure où il n'y a aucune possibilité d'utilisation du plutonium séparé aux Pays-Bas. EPZ a refusé de dévoiler ses intentions concernant ce plutonium, mais il semble probable qu'EPZ paiera des entreprises françaises pour s'en débarrasser.

Le **Royaume-Uni** exploite 19 réacteurs (4 de moins qu'en 2003) qui fournissent 18,4 % (en baisse par rapport aux 22 % de 2003) de l'électricité du pays. De nombreux réacteurs britanniques sont relativement petits, ont un mauvais rendement, et ont plus de 30 ans. L'Allemagne produit plus de deux fois plus d'électricité par réacteur que le Royaume-Uni. La productivité des réacteurs britanniques risque de chuter encore, suite à la découverte de problème de vieillissement, qui se révèlent “plus graves que prévus”⁹⁷. Les AGR (Advanced Gas cooled Reactors) se révèlent “de moins en moins fiables”⁹⁸. Si British Energy ne construit pas de nouveaux réacteurs, prévient World Nuclear News, l'organe du lobby nucléaire *“d'ici 2023 il n'y aura plus en exploitation que Sizewell-B, un réacteur à eau sous pression de conception moderne – les AGR étant mis à l'arrêt”*⁹⁹.

L'industrie nucléaire britannique a traversé des décennies de troubles. Depuis l'échec de la première privatisation voulue par Margaret Thatcher, à la fin des années quatre-vingt, quand le coût du kWh se révélait deux fois plus élevé que ce qui avait été annoncé, exploitants nucléaires et industrie du combustible se sont débattus entre scandales et faillites virtuelles. En septembre 2004, la Commission Européenne a autorisé une enveloppe gouvernementale de restructuration de 6 milliards d'euros, destinée à empêcher la liquidation de l'exploitant privatisé British Energy. Cette mesure s'inscrivait dans un mouvement plus large de mise en place d'une Agence de démantèlement nucléaire (NDA - Nuclear Decommissioning Agency). La NDA devait tirer une partie du financement nécessaire au démantèlement des installations nucléaires du pays – actuellement estimé à plus de 100 milliards d'euros – de l'exploitation de l'usine de retraitement THORP et de l'usine de fabrication de combustible au plutonium SMP (Sellafield MOX Plant). Mais ces deux installations ont subi de nombreux problèmes très graves qui ont maintenu leur exploitation largement

⁹⁴ Mycle Schneider (Dir.), et al., *Possible Toxic Effects from the Nuclear Reprocessing Plants at Sellafield (UK) and Cap de la Hague (France)*, Final Report for the Scientific and Technological Options Assessment (STOA) Program, Directorate General for Research, European Parliament, Luxembourg, novembre 2001, 170 p.

⁹⁵ Une nouvelle analyse sera publiée sous peu : Mycle Schneider, Yves Marignac, “Reprocessing in France”, International Panel on Fissile Materials (IPFM), à paraître.

⁹⁶ Voir : <http://www.world-nuclear.org/info/inf107.html>

⁹⁷ WNN, “Aging causes grey hairs at British Energy”, 26 octobre 2007, voir :

http://www.world-nuclear-news.org/regulationSafety/Aging_causes_grey_hairs_at_British_Energy_261007.shtml?imcid=1128393678

⁹⁸ *Ibidem*.

⁹⁹ *Ibidem*.

en deçà des prévisions. Une fuite découverte en avril 2005 sur une des cuves “bilan” de l’usine THORP, passée inaperçue pendant quelque huit mois, a entraîné le déversement de plus de 80 m³ de combustible en solution, contenant environ 22 tonnes d’uranium et 200 kg de plutonium. Deux ans et demi plus tard, l’usine n’a toujours retraité qu’un lot d’essai de 33 tonnes. Son redémarrage industriel est aujourd’hui prévu pour le printemps 2008.

En 2004, le lobby nucléaire a lancé au Royaume-Uni une grande offensive, largement relayée par les médias, destinée à garder l’option nucléaire ouverte. Mais des ministres clés ont réfuté ces déclarations, de façon inhabituellement claire : “*Construire des centrales nucléaires risquerait de charger les générations futures d’un héritage ‘difficile’*”, déclarait la ministre de l’Environnement de l’époque Margaret Beckett¹⁰⁰. Et sa collègue en charge du ministère de l’Industrie, Patricia Hewitt, précisait au *Times* : “*nos priorités sont l’efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Nous n’avons aucune proposition de construction de nouvelles centrales à l’heure actuelle, mais à un moment donné dans l’avenir, nous pourrions avoir besoin de nouvelles constructions nucléaires pour atteindre nos objectifs [d’émissions] de carbone. Avant de prendre une quelconque décision à ce propos, il faudra une consultation du public la plus complète possible, et la publication d’un livre blanc fixant les priorités du gouvernement. Les aspects économiques de nouvelles constructions nucléaires en font une option non attractive, et il y a d’importantes questions au sujet de l’héritage des déchets nucléaires. Nous avons confiance dans les énergies renouvelables pour apporter une contribution importante et croissante aux besoins énergétiques britanniques*”¹⁰¹.

Les ministres citées ci-dessus ne sont pas dans le gouvernement actuel, et le gouvernement de Gordon Brown semble vouloir soutenir l’option nucléaire. Après l’action en justice de Greenpeace, qui est parvenu à faire annuler une première procédure de consultation sur le futur du nucléaire au Royaume-Uni, une seconde consultation s’est achevée le 10 octobre 2007. Cette procédure a elle aussi été jugée inappropriée par un certain nombre d’associations de consommateurs ou de défense de l’environnement, et Greenpeace a officiellement déposé une plainte auprès du MRSB (Market Research Standards Board), un mois après son retrait de la consultation, ainsi que celui d’autres ONG¹⁰². Le gouvernement est en particulier accusé d’avoir pris sa décision avant le processus de consultation qu’il tourne en farce, et de distribuer des informations factuellement fausses.

Un projet de mémo confidentiel sur la politique énergétique, réalisé pour le Premier Ministre par le secrétaire d’Etat au commerce, aux entreprises et à la réforme réglementaire, identifiait bizarrement les énergies renouvelables comme une menace au développement du nucléaire par l’affaiblissement du marché européen des droits d’émissions (EUTS) : “[*Atteindre l’objectif de 20 % d’énergies renouvelables*] sape cruellement la crédibilité du schéma (...) et réduit les incitations à investir dans d’autres technologies faibles en carbone, comme le nucléaire” affirme le document¹⁰³.

En mars 2006, la Commission du développement durable du gouvernement britannique publiait son rapport sur le nucléaire, et concluait ainsi :

“La majorité des membres de la Commission pensent qu’à condition d’un accompagnement dynamique et d’un soutien suffisants, une stratégie non-nucléaire pourrait et devrait suffire à fournir l’ensemble des économies de carbone dont nous aurons besoin d’ici 2050, et au-delà, ainsi qu’à assurer une sécurité d’accès à des sources fiables d’énergie.

*“La contribution relativement faible qu’apporterait un nouveau programme nucléaire pour relever ces défis (même si nous doublions notre capacité nucléaire actuelle, cela se traduirait par une réduction totale de 8 % du total de nos émissions de 1990 à l’horizon 2035, et n’apporterait quasiment rien avant 2030) ne justifie tout simplement pas les inconvénients et les coûts conséquents qu’entraînerait un tel programme.”*¹⁰⁴

¹⁰⁰ *The Observer*, 19 septembre 2004.

¹⁰¹ *The Times*, 18 septembre 2004.

¹⁰² Voir : <http://www.greenconsumerguide.com/index.php?news=3545>

¹⁰³ *The Guardian*, 23 octobre 2007.

¹⁰⁴ Sustainable Development Commission, *Is Nuclear the Answer?*, Londres, mars 2006.

La **Suède** exploite 10 réacteurs (un de moins qu'en 2003) qui fournissent 48 % (en baisse par rapport aux 50 % de 2003) de l'électricité. La Suède est le premier pays consommateur d'électricité par habitant de l'Union Européenne, et le quatrième au niveau mondial. Ce niveau de consommation élevé est principalement dû au recours massif aux usages thermiques de l'électricité, particulièrement inefficaces. Le chauffage électrique et l'eau chaude sanitaire consomment près de 40 TWh, environ le quart de la consommation électrique du pays.

En 1980, la Suède a décidé par référendum de sortir du nucléaire à l'horizon 2010. Ce référendum était une initiative quelque peu étrange, dans la mesure où il était organisé à une période où, sur un programme de douze réacteurs, seuls six étaient en service, et six autres étaient encore en construction. Il s'agissait par conséquent plus d'un référendum en faveur d'un "programme de limitation" que pour une "sortie" du nucléaire. Suite à l'accident de Tchernobyl, la Suède s'est engagée à arrêter deux tranches en 1995-96, mais ce projet d'arrêt anticipé a été abandonné en 1991. Elle a conservé la date de sortie de 2010 jusqu'au milieu des années quatre-vingt-dix, mais le débat sur l'avenir du nucléaire s'est poursuivi, et s'est soldé par un nouvel accord entre partis politiques : début anticipé de l'arrêt, mais abandon de l'échéance de 2010. C'est ainsi que le premier réacteur (Barsebäck-1) a été arrêté en 1999 et le second (Barsebäck-2) en 2005. Contrairement à l'Allemagne ou à la Belgique, le gouvernement suédois a accepté de verser des compensations pour la fermeture des réacteurs (environ 900 millions d'euros pour Barsebäck-1). Bo Bylund, qui avait négocié pour le compte de l'Etat, déclarait en octobre 2004, qu'il prévoyait la fermeture d'un troisième réacteur peu après 2010, suivie par la fermeture des autres à un rythme d'environ un tous les trois ans. Ce qui signifie que le dernier réacteur suédois serait arrêté "quelque part entre 2020 et 2030", soit après une durée de vie de 40 ans. Le ministre de l'Industrie, Leif Pagrotsky, a ainsi fait part de son souhait de voir un arrêt plus rapide des 10 unités restantes : "*j'espère que la fermeture pourra être arrangée aussi vite que possible*"¹⁰⁵.

Le seul pays d'Europe de l'Ouest n'appartenant pas à l'Union Européenne qui dispose de centrales nucléaires est la **Suisse**. Elle exploite cinq réacteurs, qui couvrent 37,4 % (en baisse comparé aux 39,7 % de 2003) de la consommation d'électricité du pays. En 2001, l'hostilité au nucléaire atteignait des sommets jamais atteints, et 75 % de la population suisse répondait "non" à la question "le nucléaire est-il acceptable ?"¹⁰⁶. En 2003 une majorité rejetait pourtant deux motions de grande portée contre la poursuite du recours au nucléaire.

La Suisse est le seul pays nucléaire qui organise périodiquement des consultations publiques sur le futur du nucléaire. Bien que l'option d'une sortie du nucléaire n'ait jamais obtenu une majorité suffisante, les référendums ont maintenu un véritable moratoire sur la construction de nouveaux projets sur de longues périodes. Aujourd'hui, les exploitants ont entamé un débat sur le remplacement potentiel des réacteurs nucléaires vieillissants. Il n'y a toutefois pas de perspectives à court terme pour de nouvelles centrales en Suisse.

Le nucléaire en Europe centrale et orientale

En 2006, le nucléaire a fourni 43,6 % (en hausse par rapport aux 37,7 % de 2003) de l'électricité en **Bulgarie**. Mais le 31 décembre 2006, pour répondre aux conditions d'entrée dans l'Union Européenne, deux réacteurs supplémentaires de la centrale de Kozloduy ont été arrêtés. Ceci faisait suite à la fermeture des deux premières tranches à la fin 2002. L'accord pour la fermeture des quatre réacteurs de type VVER 440-230, qui couvrait aussi les réacteurs de la même filière en Lituanie et en Slovaquie, remonte à 1999. La Bulgarie a reçu pour cette fermeture 550 millions d'euros de l'Union européenne. Il reste deux VVER 1000 en service à Kozloduy.

En 2003, le gouvernement a annoncé son intention de reprendre les travaux sur le site de Belene, au Nord de la Bulgarie. La construction d'un réacteur avait commencé en 1985, mais en 1989, suite aux changements politiques, la construction avait été suspendue puis formellement arrêtée en 1992, en partie en raison

¹⁰⁵ NucNet, 6 octobre 2004.

¹⁰⁶ Conrad U. Brunner, *Democratic Decision-Making in Switzerland: Referenda for a Nuclear Phase-Out*, in "*Rethinking Nuclear Energy after September 11, 2001*", Global Health Watch, IPPNW, septembre 2004.

d'inquiétudes concernant la stabilité géologique du site. En 2004, un appel d'offres pour l'achèvement des 1.900 MW de capacité était lancé, et sept compagnies ont à l'origine manifesté leur intérêt. Mais l'ensemble de ces propositions a été retiré, à l'exception des deux portant sur la conception VVER originale, l'une portée par Skoda, et une autre par Atomstroyexport (ASE). En octobre 2006, le consortium ASE, associant le constructeur nucléaire franco-allemand AREVA NP à des firmes bulgares, s'est vu attribuer le contrat de 4 milliards d'euros ; à la fin 2007 cependant, le contrat définitif n'était toujours pas signé.

Il subsiste une controverse sur l'étude d'impact environnementale, qui ne contient pas les informations appropriées sur les conditions sismiques, et qui n'aborde pas des accidents hors dimensionnement, ni ne donne de détail sur l'impact potentiel du démantèlement¹⁰⁷. De plus, suite à une action en justice intentée par des associations environnementales, les auteurs de l'étude d'impact initiale ont confirmé à la cour qu'elle contenait des erreurs et qu'une nouvelle étude serait nécessaire une fois arrêté le choix de la conception et du fabricant¹⁰⁸. En février 2007, les autorités bulgares soumettaient les projets de construction à la Commission Européenne, comme elles en ont l'obligation dans le cadre du Traité Euratom. Un "Belene construction project" a été monté, détenu à 51 % par la compagnie publique Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK) qui conservera le contrôle ; les autres parts ont été mises en vente, et un certain nombre de compagnies, dont ENEL, EDF, Electrabel (Suez), E.ON, RWE et CEZ, ont annoncé avoir fait part de leur intérêt. Le coût total du projet est actuellement estimé par l'exploitant à 7 milliards d'euros (4 milliards pour les réacteurs, plus les coûts de développement des infrastructures associées).

Il y a une centrale en service en **Hongrie**, à Paks, abritant les quatre réacteurs VVER 440-213 qui fournissent 37,7 % (en hausse par rapport aux 32,7 % de 2003) de la production d'électricité du pays. Leur mise en service industrielle est intervenue au début des années quatre-vingt, et ils ont subi des travaux d'ingénierie visant la prolongation de l'exploitation jusqu'à 50 ans, et une augmentation de puissance atteignant 20 %. En avril 2003, la tranche 2 a subi le pire accident nucléaire du pays, classé "incident grave" (niveau 3) sur l'échelle internationale, qui a conduit à l'évacuation du hall principal du réacteur et au relâchement de radioactivité dans l'environnement. Au cours du nettoyage des barres de combustible, un refroidissement inapproprié avait provoqué un grave endommagement de l'ensemble des trente assemblages. Le réacteur est resté à l'arrêt 18 mois.

En 1998, l'exploitant de la centrale de Paks a proposé de construire de nouvelles capacités de production nucléaire, mais ceci a été rejeté par la compagnie nationale MVM. En 2007, des membres du gouvernement ont de nouveau fait circuler des projets de construction de nouveaux réacteurs, mais ils ne s'inscrivent dans aucun programme officiel de politique énergétique.

La centrale d'Ignalina, en **Lituanie**, est la seule de type RBMK encore en service hors de Russie. Compte tenu de l'impact qu'a eu l'accident de Tchernobyl dans l'ensemble de l'Europe de l'Ouest, il est remarquable que cette filière de réacteur soit autorisée à fonctionner au sein de l'Union Européenne. Dans le cadre de l'accord d'accession, le dernier réacteur en service doit être arrêté à la fin 2009, le premier ayant été arrêté en 2004. La justification qui a été fournie pour ce long délai de fermeture est l'importante capacité du réacteur. Mais même après la fermeture de la tranche 1, la centrale continue à assurer 72,3 % (en baisse par rapport aux 79,9 % de 2003) de l'électricité du pays. Cela vient du fait que la centrale est totalement surdimensionnée par rapport à la demande relativement faible du pays. Dépendre d'un réacteur pour une part aussi élevée de l'électricité représente un risque très élevé du point de vue de la sécurité d'approvisionnement du pays.

En février 2007, un accord de principe était annoncé entre les gouvernements des trois **Etats Baltes** et de la **Pologne** pour la construction d'une nouvelle centrale à Ignalina. Une loi adoptée par le Parlement lituanien en juillet prévoit l'achèvement de sa construction d'ici 2015. En tant que pays hôte, la Lituanie détiendrait provisoirement une participation de 34 % et les autres partenaires 22 % dans un projet qui pourrait comporter

¹⁰⁷ Greenpeace, "Comments on the non-technical summary of the EIA report of the Investment Proposal of the Belene Nuclear Power Plant", juin 2004.

¹⁰⁸ Réponses de l'équipe EIA aux questions de 29 ONG et citoyens, au cours d'auditions dans le cadre de l'EIA de Belene, 2004.

3.000 MW de capacité nucléaire ; la participation définitive doit encore être finalisée. Si le projet se concrétise, il faudra aussi renforcer le réseau de transport, en particulier entre la Lituanie et la Pologne, pour un coût approximatif de 300 millions d'euros. Le processus d'évaluation de l'impact environnemental devait commencer en 2007 et s'achever en 2008. Toutefois, au début 2008, il a été rapporté que *“le nouveau gouvernement polonais du Congrès Démocratique Libéral n'a pas montré l'enthousiasme de son prédécesseur pour la participation dans le projet nucléaire d'Ignalina”* et que la participation polonaise n'est *“pas une fatalité”*¹⁰⁹.

La **République Tchèque** dispose de six réacteurs de conception soviétique en service, répartis sur deux sites, Dukovany et Temelin. Le premier comporte quatre réacteurs VVER 440-213, et le second deux VVER 1000-320, qui produisent en tout 31,5 % (en légère hausse par rapport aux 31,1 % de 2003) de l'électricité du pays.

La centrale de Temelin a fait l'objet d'une controverse considérable, suite à la décision, au milieu des années quatre-vingt-dix, de reprendre la construction arrêtée en 1989. Les réacteurs ont finalement été mis en service en 2000 et 2002. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, *“malgré de faibles coûts d'exploitation, l'amortissement des coûts de Temelin – une facture totale estimée à 99 milliards de CZK (3,7 milliards d'euros), plus 10 milliards de CZK (0,37 milliards d'euros) d'intérêts non amortis – va représenter un lourd fardeau financier pour [la compagnie d'électricité] CEZ”*¹¹⁰.

La mise en service des réacteurs n'a pas fait retomber la controverse, car des problèmes techniques – affectant notamment les turbines, d'une conception unique, caractérisées par leur grande taille – ont entraîné de nombreux arrêts non programmés. Le problème des turbines a été plus ou moins résolu en 2004. Le problème le plus important depuis – significatif aussi du point de vue de la sûreté nucléaire – concerne la déformation des éléments combustibles. Le facteur de charge des deux tranches reste en conséquence faible, aux environs de 70 %, bien en dessous de la moyenne internationale des réacteurs de même modèle. Enfin, depuis 2000, 20 incidents classés au niveau 1 sur l'échelle INES sont survenus à Temelin, avec une tendance à la hausse (2000 – 1, 2001 – 2, 2002 – 2, 2003 – 2, 2004 – 3, 2005 – 5, 2006 – 4, 2007 – 2 à la mi-année).

Les réacteurs de Dukovany sont en service depuis la première moitié des années quatre-vingt, et subissent des modifications destinées à prolonger leur durée de vie, tout en augmentant leur production de 15 % environ. L'exploitant envisage aujourd'hui de les garder en service jusqu'en 2025.

La centrale de Cernavoda, en **Roumanie**, abrite le seul réacteur CANDU (de conception canadienne) en Europe. Les débuts de la centrale remontent au régime de Nicolae Ceausescu, et elle devait à l'origine accueillir cinq tranches. La construction a commencé en 1980, sur financement d'Exportation et Développement Canada, mais a été restreinte pour se concentrer au début des années quatre-vingt-dix sur la tranche 1. Celle-ci a fini par être achevée en 1996, pour un coût de l'ordre de 2,2 milliards de dollars, et avec près de dix ans de retard. La deuxième tranche, également achevée grâce à une aide financière internationale (dont un prêt canadien de 140 millions de dollars canadiens et un prêt Euratom de 223 millions d'euros) a été couplée au réseau en août 2006. Le nucléaire a fourni 9 % (en baisse par rapport à 9,3 %) de l'électricité de la Roumanie en 2006.

Des projets portant sur la construction de deux réacteurs supplémentaires dans la centrale sont en développement actif. Il y a eu un appel à propositions pour la création d'un producteur indépendant, réunissant la compagnie d'électricité SNN, qui achèvera et assurera l'exploitation et la maintenance des réacteurs, et un investisseur privé. Les propositions devaient être soumises fin 2007, et le début des travaux est prévu pour 2008, avec une date de mise en service prévisionnelle de 2014 pour la tranche 3 et 2015 pour la tranche 4. Compte tenu de l'expérience passée, ce calendrier se montre très optimiste.

La compagnie Slovak Electric (SE) exploite l'ensemble des réacteurs de **Slovaquie**, répartis sur deux sites : Bohunice, qui abrite trois VVER 440 et Mochovce qui en compte deux. La centrale de Bohunice exploite le dernier réacteur VVER 440-230 encore en service dans l'Union Européenne ; après la fermeture d'un premier réacteur sur le site en 2006, celui-là doit être arrêté en 2008. Pour les autres réacteurs, des

¹⁰⁹ WNN, 3 janvier 2008.

¹¹⁰ Agence Internationale de l'Energie, “Energy Policies in IEA Countries, Country Review - Czech Republic”, 2001.

VVER 440-213, il existe des projets en vue d'en allonger la durée de vie jusqu'à 40 ans, ce qui leur permettrait de fonctionner jusqu'en 2025.

Les réacteurs de Mochovce n'ont été achevés qu'en 1998 et 1999. Ils devaient être les premiers, en 1995, à bénéficier d'un financement européen de la BERD (Banque européenne de reconstruction et de développement) pour l'achèvement de leur construction, mais dans la semaine précédant la décision du Directoire de la banque, probablement favorable, les autorités slovaques ont retiré la demande de prêt. Il a été dit que le retrait était lié aux conditions et aux prix du projet, alors que la construction pouvait être achevée à moindre coût en ayant d'avantage recours à de l'ingénierie russe et slovaque. A l'époque, on estimait le coût d'achèvement des réacteurs, officiellement construits à 90 % et 75 %, aux environs de 800 millions d'euros. Une fois la construction des réacteurs effectivement achevée, le coût a cependant été estimé au double de ce montant.

Le nucléaire a fourni 57,2 % (contre 57,4 % en 2003) de l'électricité du pays en 2006.

En octobre 2004, l'italien ENEL a réussi à acquérir 66 % de SE. Dans son offre, ENEL proposait d'investir près de 2 milliards de dollars dans de nouvelles capacités de production, incluant, selon les informations diffusées, l'achèvement de Mochovce 3 et 4. En février 2007, SE annonçait la reprise de la construction de ces réacteurs, et l'accord d'ENEL d'investir 1,8 milliards d'euros à cette fin. Malgré la pression du gouvernement pour commencer la construction en 2007, le processus d'autorisation et d'appel d'offres n'a pas eu lieu. On prévoit l'achèvement de la construction des réacteurs d'ici 2012 et 2013. Si ce projet est mené à bien, on assisterait dans l'Union Européenne à l'achèvement de réacteurs d'une conception soviétique vieille de quarante ans, dépourvus de système moderne de confinement, ce qui constituerait un précédent très dangereux. Il n'est pas prévu à l'heure actuelle de nouvelle étude d'impact sur l'environnement, et l'autorisation resterait basée sur le permis de construire de 1986.

Le réacteur nucléaire de Krsko en **Slovénie** était le premier réacteur au monde détenu conjointement par deux pays, la Croatie et la Slovaquie. C'est un réacteur à eau sous pression Westinghouse de 696 MW qui a été connecté au réseau en 1981 et doit fonctionner jusqu'en 2021. Le nucléaire a fourni 40,3 % (40,5 % in 2003) de l'électricité du pays en 2006.

Les deux pays se partagent l'électricité produite. Des discussions en cours autour de la construction d'un second réacteur sur le site, avec une décision attendue pour 2008.

Russie et ex-Union Soviétique

L'**Arménie** ne dispose plus que d'un réacteur en service, Armenia-2, sur le site de la centrale de Medzamor, située à une trentaine de kilomètres de la capitale Erevan. C'est un réacteur de la filière soviétique VVER 440-230, qui a soulevé de grandes inquiétudes au fil des ans, y compris au sein de la communauté nucléaire. Cependant, il est toujours en exploitation, en grande partie du fait de sa contribution élevée à l'électricité du pays, à hauteur de 42 % (en hausse par rapport aux 35,5 % de 2003). Il doit être fermé en 2016. Le gouvernement arménien s'intéresse au financement et la construction d'un réacteur supplémentaire. Le ministre de l'Energie a annoncé en septembre 2007 au Parlement que le coût serait de 2 milliards de dollars pour une durée de construction de quatre ans et demi.

Il y a 31 réacteurs en service en **Russie**, pour une capacité installée totale de 21,7 GW. En 2006, le parc nucléaire a produit 144 TWh, fournissant 15,9 % (en baisse par rapport aux 17 % de 2003) de l'électricité du pays. Sur les réacteurs en service, on compte 15 réacteurs de conception ancienne (quatre de la première génération de VVER 440-230 et 11 RBMK) – des modèles qui ont été ou seront arrêtés dans l'Union Européenne dans le cadre des accords d'accession –, quatre petits réacteurs à eau bouillante (11 MW) utilisés pour la cogénération en Sibérie, un surgénérateur et 11 réacteurs à eau légère de seconde génération (deux VVER 440-213 et neuf VVER 1000). L'âge moyen des réacteurs en service est de 25 ans, et deux seulement ont été achevés au cours des dix dernières années.

Il y a sept réacteurs officiellement en construction, dont quatre sont en construction depuis plus de 20 ans (Volgodonsk-2 [1983], Kursk-5 [1985], Kalinin-4 [1986] et Balakovo-5 [1987]). On compte également un surgénérateur à Beloyarsk et deux petits réacteurs à eau sous pression (30 MW), des "réacteurs flottants", pour la région d'Arkhangelsk. Il semblerait que Balakovo-5 a "*disparu de la liste*" et que "[*son*]

achèvement a été repoussé”, l’électricien russe UES l’ayant classé de *“faible priorité”*¹¹¹. En même temps, une autre tranche est apparue dans la liste russe de construction, un VVER 1200 pour le site de Novovoronezh¹¹².

En septembre 2007, AtomEnergProm a annoncé des projets de construction portant sur huit VVER 1200 supplémentaires d’ici 2016, d’autres devant être construits par la suite. Au total, l’agence gouvernementale table sur plus du doublement de la capacité actuelle à l’horizon 2020. Au cours des dernières années, le gouvernement a fait de grands plans pour l’expansion du secteur nucléaire. Par exemple, en 2000, on prévoyait une production nucléaire supérieure à 200 TWh à l’horizon 2010. Bien que ceci ne se soit pas matérialisé, la situation économique en Russie permet aujourd’hui plus facilement des grosses dépenses dans des projets d’infrastructure. Un programme de développement de l’énergie nucléaire d’un montant de 55 milliards de dollars américains a été adopté en octobre 2006. Près de la moitié – 26 milliards de dollars – devait être couverte par le budget fédéral, et le reste par l’industrie.

Au cours des dix dernières années, il y a eu peu de changements dans le secteur nucléaire, avec peu d’ouvertures et de fermetures de réacteurs. Mais la situation changera rapidement, car un grand nombre de réacteurs – jusqu’à 17 – devront être arrêtés au cours des dix prochaines années. Ainsi, à moins que l’énorme plan de construction envisagé par le programme fédéral ne soit activement développé, la Russie connaîtra un déclin majeur de sa production nucléaire à l’horizon 2020.

La Russie construit plus de réacteurs destinés à l’exportation que pour son marché national, avec la vente de réacteurs de conceptions plus récentes, les AES 91 et AES 92, à la Bulgarie, la Chine et l’Inde. La Russie travaille au développement d’autres filières de réacteurs, dont un réacteur à eau bouillante de 300 MW. Rosatom a également reçu l’autorisation pour la construction de réacteurs flottants.

La Russie a développé l’ensemble de la chaîne du combustible. Les ressources russes en uranium représentent environ 5 % du total mondial, avec les plus grandes mines situées près de la frontière sino-mongole. Il existe aussi un projet de développement des réserves dans un certain nombre de pays, grâce à la création de l’Uranium Mining Company (UGRK) avec le Kazakhstan, l’Ouzbékistan et la Mongolie. Un accord a été signé en septembre 2007 avec l’Australie portant sur la fourniture d’uranium pour un volume pouvant atteindre jusqu’à 1 milliard de dollars par an.

Pendant plusieurs décennies, la Russie a assuré l’approvisionnement en combustible frais et la récupération des combustibles irradiés vers et depuis les pays d’Europe centrale et orientale. Cette pratique a maintenant largement cessé, et se traduit par une réduction significative des activités de retraitement en Russie. La construction de l’installation RT-2 à Krasnoïarsk, destinée au retraitement des combustibles VVER 1000, a été arrêtée, et l’on ne retire plus que des combustibles VVER 440.

L’**Ukraine** a 15 réacteurs en service, qui fournissent 47,5 % (en hausse par rapport aux 45 % de 2003) de l’électricité du pays. L’accident de Tchernobyl en 1986, n’a pas seulement eu des répercussions catastrophiques sur l’économie, l’environnement et la santé des populations, mais a également entraîné l’arrêt du développement du nucléaire. Cette situation s’est renforcée suite à un autre accident, survenu sur la tranche 2 de la centrale de Tchernobyl, en 1991. Les deux derniers réacteurs sont désormais arrêtés, et sont dans la première phase de démantèlement.

Depuis 1986, la construction de trois réacteurs a été achevée : Zaporozhe-6, Khmelnytsky-2 et Rovno-4. La construction de ces deux derniers réacteurs devait être achevée grâce au financement de la BERD et d’Euratom, mais le projet a été retiré au dernier moment par le gouvernement ukrainien, au motif que les coûts et les conditions de crédits étaient trop élevés. Ce sont des financements russes et ukrainiens qui ont permis l’achèvement de la construction, mais les deux réacteurs ont également reçu par la suite des prêts beaucoup moins élevés de la BERD et d’Euratom, pour des améliorations “post construction”.

¹¹¹ Voir : <http://www.uic.com.au/nip62.htm>

¹¹² *Ibidem*. Dans un souci d’harmonisation des sources d’information, nous avons décidé de baser le tableau en annexe des réacteurs officiellement en construction sur la base de données PRIS de l’AIEA, même si les informations sont de toute évidence contradictoires avec d’autres sources d’information.

En 2006, le gouvernement a approuvé un plan de construction de 11 réacteurs supplémentaires d'ici 2030, mais on ne sait pas de quelle filière, de quelle taille, ni où ; les décisions doivent être prises en 2008. Ce plan prévoit par ailleurs le remplacement des réacteurs actuels, et il s'agirait donc au total de la construction de 22 réacteurs.

Conclusions

L'état des lieux et les perspectives de l'industrie nucléaire dans le monde ont fait l'objet d'un grand nombre de publications et d'une attention considérable de la part des médias au cours des dernières années. Ce rapport fournit de solides éléments d'information clé sur ce secteur pour permettre des analyses et des décisions intelligibles.

A la fin 2007, 439 réacteurs nucléaires sont en exploitation dans le monde. Cela représente 5 unités de moins que cinq années auparavant. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) recense 34 unités "en cours de construction". C'est environ 20 unités de moins que vers la fin des années quatre-vingt-dix. En 1989, il y avait au total 177 réacteurs nucléaires en exploitation dans ce qui représente maintenant les 27 Etats Membres de l'Union Européenne. Ce nombre a chuté considérablement pour atteindre 146 unités à la fin de 2007.

En 1992, le Worldwatch Institute à Washington, WISE-Paris et Greenpeace International publiaient le premier World Nuclear Industry Status Report (*Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde*). Comme l'a montré une première mise à jour en 2004, les analyses de 1992 se sont avérées correctes. En réalité, la capacité nucléaire installée totale des 436 unités en service dans le monde en 2000 représentait moins de 352.000 mégawatts¹¹³, à comparer avec les prévisions allant jusqu'à 4.450.000 mégawatts faites par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique dans les années 1970.

Aujourd'hui les 439 réacteurs en service dans le monde totalisent 371.700 mégawatts. Les centrales nucléaires fournissent, avec une tendance à la baisse, 16 % de l'électricité, 6 % de l'énergie primaire commerciale et 2 à 3 % de la demande finale d'énergie dans le monde – soit moins que l'énergie hydroélectrique à elle seule. Sur 31 pays exploitant des centrales nucléaires, 21 ont connu une baisse de la part du nucléaire dans leur production d'électricité entre 2003 et 2006.

L'âge moyen des centrales en exploitation est de 23 ans. Certains exploitants de centrales nucléaires envisagent des durées de vie de 40 ans ou plus. Sachant que l'âge moyen des 117 unités qui ont déjà été fermées correspondait à 22 ans, le doublement de la durée d'exploitation paraît plutôt optimiste. Nous avons toutefois retenu cette hypothèse d'une durée d'exploitation moyenne de 40 ans, pour tous les réacteurs en exploitation et ceux qui sont actuellement en construction¹¹⁴, pour projeter le nombre de tranches nucléaires qui seraient arrêtées année par année (voir la figure 6). Cet exercice permet d'évaluer le nombre d'unités qui devraient être mises en service dans les prochaines décennies pour maintenir le nombre de réacteurs en exploitation à son niveau de la fin 2007.

En plus des unités actuellement en construction et dont la date de mise en service est planifiée, 70 réacteurs (40.000 mégawatts) devraient être planifiés, construits et mis en service d'ici 2015 (soit un réacteur tous les 90 jours) et 192 unités supplémentaires au cours de la décennie suivante (un réacteur tous les 18 jours). Ce résultat n'a pas changé depuis l'analyse de 2004.

Bien que la Finlande et la France construisent chacune un EPR (European Pressurized water Reactor), si la Chine optait pour 20 réacteurs de plus et que le Japon, la Corée ou l'Europe de l'Est y ajoutaient une ou deux unités, la tendance globale au niveau mondial va très probablement être à la baisse dans les deux ou trois prochaines décennies. Avec des durées de planification, de construction et de mise en service de 10 ans et

¹¹³ 1.000 mégawatt (MW) = 1 gigawatt (GW).

¹¹⁴ Le calcul exclut les réacteurs qui n'ont pas de date de mise en service planifiée et publiée par l'AIEA. Cela concerne 10 des 34 unités que l'AIEA recense comme "en cours de construction".

plus, il est pratiquement impossible de maintenir ou même d'accroître le nombre des centrales nucléaires en exploitation durant les 20 prochaines années, sauf si la durée d'exploitation des centrales était portée nettement au-delà d'une moyenne de 40 ans. Une telle perspective ne repose aujourd'hui sur aucune base crédible.

Le manque de main-d'œuvre qualifiée, la perte massive de compétences, de sévères goulots d'étranglement dans l'industrie (une seule installation dans le monde, Japan Steel Works, peut produire des pièces forgées pour les cuves de certains types de réacteurs), le manque de confiance des institutions financières internationales, ainsi que la forte compétition avec les très dynamiques systèmes reposant sur le gaz naturel et les énergies renouvelables exacerbent les problèmes de vieillissement auxquels est en réalité confrontée cette industrie.

Après deux ans et demi de construction, le projet vitrine du plus grand constructeur nucléaire du monde, l'EPR d'Olkiluoto-3 d'Areva, en Finlande, accuse déjà plus de deux ans de retard, et un surcoût de 1,5 milliards d'euros (50 %).

En juin 2005, la revue professionnelle *Nuclear Engineering International* publiait une analyse de l'édition 2004 de *L'Etat des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde*, sous leur titre. “*Vers la sortie – En contraste total avec les annonces multiples d'une potentielle 'renaissance du nucléaire', nous sommes plutôt au crépuscule de l'âge nucléaire qu'à l'aube*”.

A la fin de l'année 2007, il n'y a rien à ajouter.

Annexe 1 : Réacteurs nucléaires répertoriés “en construction” au 31 décembre 2007

Pays	Unités	MWe (net)	Début construction	Connexion au réseau
ARGENTINE	1	692	1981/07/14	?
BULGARIE	2	1.906		
<i>Belene-1</i>		953	1987/01/01	?
<i>Belene-2</i>		953	1987/03/31	?
CHINE	5	3.220		
<i>Hongyanhe</i>		1.000?	2007/08/18	?
<i>Lingao-3</i>		1.000	2005/12/15	2010/08/31
<i>Lingao-4</i>		1.000	2006/06/15	?
<i>Qinshan-II-3</i>		610	2006/03/28	2010/12/28
<i>Qinshan-II-4</i>		610	2007/01/28	2011/09/28
CORÉE DU SUD	3	1.920		
...Shin-Kori-1		960	2006/06/16	2010/08/01
...Shin-Kori-2		960	2007/06/05	2011/08/01
...Shin-Wolsong-1		960	2007/11/20	2011/05/28
ETATS-UNIS	1	1.165	1972/12/01	?
FINLANDE	1	1.600	2005/08/12	2011 (été)
FRANCE	1	1.600	2007/12/03	2012/05/01
INDE	6	2.910		
... <i>Kaiga-4</i>		202	2002/05/10	2007/07/31**
... <i>Kudankulam-1</i>		917	2002/03/31	2009/01/31
... <i>Kudankulam-2</i>		917	2002/07/04	2009/07/31
... <i>PFBR</i>		417	2004/10/23	?
... <i>Rajasthan-5</i>		202	2002/09/18	2007/06/30**
... <i>Rajasthan-6</i>		202	2003/01/20	2007/12/31
IRAN	1	915	1975/05/01	2007/11/01***
JAPON	1	866	2004/11/18	2009/12/01****
PAKISTAN	1	300	2005/12/28	2011/05/31
RUSSIE	7	4.585		
... <i>Balakovo-5</i>		950	1987/04/01	2010/12/31
... <i>BN-800</i>		750	1985*****	?
... <i>Kalinin-4</i>		950	1986/08/01	2010/12/31
... <i>Kursk-5</i>		925	1985/12/01	2010/12/31
... <i>Severodvinsk-1</i>		30	2007/04/15	?
... <i>Severodvinsk-2</i>		30	2007/04/15	?
... <i>Volgodonsk</i>		950	1983/05/01	2008/12/31
TAIWAN*****	2	2.600		
... <i>Lungmen-1</i>		1.300	1999	2010
... <i>Lungmen-2</i>		1.300	1999	2010
UKRAINE	2	1.900		
... <i>Khmelnitski-3</i>		950	1986/03/01	2015/01/01
... <i>Khmelnitski-4</i>		950	1987/02/01	2016/01/01
Total:	34	27.139		

Sources : IAEA PRIS, janvier 2008, à l'exception des notes ci-dessous

Notes :

* Cette date se réfère à la nouvelle date prévisionnelle de mise en service. TVO, propriétaire du réacteur, avait annoncé jusqu'à maintenant des dates de mise en service *industrielle* intervenant habituellement plusieurs mois plus tard. Il se peut donc que les nouveaux retards annoncés en décembre 2007 repoussent la mise en service industrielle à la fin 2011¹¹⁵.

** Fin 2007, le couplage au réseau du réacteur n'a pas été annoncé.

*** Fin 2007, le couplage au réseau du réacteur n'a pas été annoncé.

**** Cette date se réfère à la date prévisionnelle de mise en service industrielle.

***** La base PRIS de l'AIEA indique curieusement comme “début de construction” 18/07/2006. Jusqu'en 2003, le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) le répertoriait “en construction” avec un début de construction en 1985. Le BN-800 a disparu des éditions suivantes de la publication annuelle du CEA (*ELECNUC – Les centrales nucléaires dans le monde*).

***** Données sur Taiwan tirées de : http://www.world-nuclear.org/info/inf115_taiwan.html

¹¹⁵ TVO, Press Release, 28 décembre 2007, voir : <http://www.tvo.fi/1016.htm>