Les cahiers de

GLOBAL CHANCE

Nucléaire : le déclin de l'empire Français

N° 29 - avril 2011
ISSN 1270-377X - 15 euros

Global Chance

Association loi de 1901
sans but lucratif
(statuts sur simple demande)
17 ter rue du Val
92190 Meudon
contact@global-chance.org

Le Conseil d'Administration
de Global Chance
est composé de :

Edgar Blaustein
Trésorier de l'Association

Bernard Devin
Secrétaire de l'Association

Benjamin Dessus
Président de l'Association

Michel Labrousse

Bernard Laponche

**Les cahiers de
Global Chance
N° 29
Avril 2011**

Directeur de la publication :
Benjamin DESSUS

Rédaction :
Yves Marignac,
Benjamin DESSUS,
Bernard Laponche

Maquette : Philippe Malisan

Imprimerie : Alliance

SOMMAIRE

Le nucléaire mondial : une renaissance en panne 7

Une renaissance en trompe l'œil 8
Gros Plan n° 1 : L'état de l'industrie nucléaire dans le monde 12
Gros Plan n° 2 : Les projections irréalistes de l'AIEA et de l'AEN 13

Un volontarisme industriel et politique porteurs de risques 15
Gros Plan n° 1 : Le recul du nucléaire dans son bastion européen 18
Gros Plan n° 2 : Le risque financier associé au coût du nucléaire 19
Gros Plan n° 3 : Les conséquences de Tchernobyl 20

Le nucléaire français dans le monde : un leader autoproclamé mais a l'arrêt 23

Une présence internationale forte mais fragilisée 24
Gros plan n° 1 : Les activités du nucléaire français dans le monde 29
Gros plan n° 2 : Les intérêts industriels nucléaires français à l'étranger 30
Gros plan n° 3 : L'industrie minière d'uranium française à l'étranger 31
Gros plan n° 4 : La fin annoncée du retraitement de combustibles étrangers 32

Un expansionnisme diplomatique et commercial à tout-va 34
Gros plan n° 1 : Une prise de position prémonitoire du collège de l'ASN 37
Gros plan n° 2 : L'Autorité de sûreté appelle à ne pas forcer les exportations 38

Le nucléaire en France : un programme dans l'impasse 39

La transition énergétique et climatique contrariée par le primat nucléaire 40
Gros plan n° 1 : Le bilan énergétique de la France en 2009 43
Gros Plan n° 2 : l'échec de la politique d'indépendance énergétique 44
Gros plan n° 3 : Les émissions françaises de gaz à effet de serre 45
Gros plan n° 4 : Les lois énergie climat : des objectifs ambitieux mais non atteints 47
Gros Plan n° 5 : La contradiction entre nucléaire et Grenelle de l'environnement 48

Le système électrique sous la contrainte nucléaire 49
Gros Plan n° 1 : Le bilan électrique de la France en 2009 51
Gros Plan n° 2 : Le bilan prévisionnel et la programmation des investissements 52
Gros Plan n° 3 : Les plans de développement du véhicule électrique 54

Une politique industrielle marquée par monomanie EPR et la concurrence des acteurs 56
Gros Plan n° 1 : Les principaux acteurs économiques du nucléaire français 59
Gros Plan n° 2 : Les principales installations nucléaires françaises 60
Gros Plan n° 3 : Le conflit EDF/Areva sur l'enrichissement et le retraitement 61

La sûreté en question 63
Gros plan n° 1 : Les travailleurs du nucléaire en première ligne 73
Gros plan n° 2 : Les « incidents » répertoriés par l'ASN du 3 janvier au 16 mars 2011 74
Gros Plan n° 3 : Plutonium et MOX 76
Gros Plan n° 4 : Le Blayais dans la tempête ou merci au bogue de l'an 2000. 80

Un bilan de gestion des déchets toujours plus lourd 82
Gros Plan n° 1 : L'inventaire national des déchets radioactifs de l'Andra 87
Gros plan n° 2 : Le Statut des « matières valorisables » et l'uranium russe 89

Une « industrialisation » du démantèlement qui tarde. 91
Gros plan n° 1 : Brennilis, démantèlement pilote 95
Gros Plan n° 2 : L'état du démantèlement nucléaire en France 96
Gros Plan n° 3 : Le démantèlement, métier d'avenir du nucléaire ? 97

Le mauvais exemple de la prolifération 98
Gros plan n° 1 : L'évolution des stocks de plutonium 101

Les coûts du nucléaire : secret, incertitude et spirale 102
Gros plan n° 1 : Le coût de l'électricité du parc nucléaire actuel et son évolution à moyen terme 105
Gros Plan n° 2 : Le coût d'édification du parc nucléaire français : Un exemple de « désapprentissage en marchant » 106
Gros Plan n° 3 : Un rapport américain qui en dit long sur la compétitivité du nucléaire aux États-Unis 107
Gros Plan n° 4 : Ne pas oublier l'ensemble des coûts, en particulier de fonctionnement 109

Éléments de conclusion 110

Ce numéro des Cahiers de Global Chance est consultable sur le site www.global-chance.org

Éditorial

Depuis leur création en 1992, les Cahiers de Global ont consacré 6 numéros sur 31 à la seule question de l'énergie nucléaire. Deux d'entre eux rendaient compte de rapports ou de débats publics (*rapport Charpin, Dessus, Pellat en 2000, débats publics EPR et déchets nucléaires* en 2006), un *petit mémento des déchets nucléaires* présentait en 2006 les éléments principaux indispensables au débat sur les déchets nucléaires, enfin trois numéros ont été consacrés à la politique nucléaire française, dont deux principalement au réacteur EPR (*Le réacteur EPR un projet inutile et dangereux en 2004, Nucléaire : la grande illusion* en 2008). En gros donc, un point tous les deux ans de la part de Global Chance sur la question nucléaire.

Pourquoi cette insistance ? C'est l'absence criante et choquante d'expertise indépendante qu'on constate dans ce domaine en France[1] qui nous a logiquement amenés à poser notre regard de généralistes énergéticiens sur les nombreuses questions que suscitent cette filière qui a pris une importance démesurée en France depuis une trentaine d'années.

Au contraire de ce qui se passe dans la plupart des pays anglo-saxons où des universités et des bureaux d'études sont régulièrement mandatés pour apporter leur éclairage sur ces questions, aucune expertise indépendante officielle ne vient en France contrebalancer le discours officiel porté par l'industrie nucléaire et les gouvernements successifs de droite comme de gauche et apporter les éléments factuels indispensables à un véritable débat impliquant les citoyens et leurs représentants. Domaine réservé des grands corps d'État et des dîners en ville, le nucléaire reste un domaine tabou où, après trente ans de secret quasi absolu, la communication et le marketing se substituent à la transparence et au débat.

Au fil des années, nous avons pris également conscience de l'importance qu'avait l'image du programme français à l'étranger, toujours présenté par le lobby et les gouvernements successifs comme une réussite unique et exemplaire, susceptible de servir de modèle à l'ensemble du monde, développé ou en voie de développement. Le succès international de la version anglaise de « La grande illusion » (GC n° 25, 2008) révèle bien la soif d'informations diversifiées et indépendantes de la part de pays qui hésitent sur les politiques énergétiques à poursuivre ou à mettre en place.

C'est l'ensemble de ces raisons qui nous a conduits à la fin de l'année dernière, dans un contexte de communication intense du gouvernement français et des acteurs du nucléaire sur la « renaissance du nucléaire », à décider de proposer à nos lecteurs français et étrangers un suivi régulier du programme nucléaire français dans ses différentes dimensions, énergétique, environnementale, économique, politique, géopolitique et sociale…

Cette démarche nous paraissait d'autant plus nécessaire que le remaniement récent du gouvernement, en replaçant l'énergie sous la tutelle du ministère de l'économie et des finances, après un passage de quelques années seulement au ministère chargé des secteurs de l'environnement, du développement durable et de l'aménagement du territoire, montrait bien la volonté du président de la République de sanctuariser la question nucléaire en la séparant des questions de maîtrise de l'énergie et d'environnement.

Il nous semblait important en effet de permettre aux citoyens, à partir de ce suivi régulier du dossier nucléaire français, de mettre en perspective les informations qui lui parviennent au coup par coup de la presse nationale ou internationale et de confronter la réalité aux discours et aux promesses des uns et des autres.

Au moment où nous allions boucler ce numéro est survenue la catastrophe de Fukushima. Nous avons décidé de publier néanmoins dès maintenant ce travail, alors que la série d'accidents survenus il y moins d'un mois se poursuit sans qu'on puisse en imaginer ni l'échéance ni l'évolution. Il faudra en effet un laps de temps très important pour tirer toutes les conséquences de cette catastrophe. Nous nous sommes contentés d'en tirer quelques premières leçons pour la France en termes de sûreté.

Par contre, nous affirmons avec force dès aujourd'hui, la nécessité, pour les pouvoirs publics de notre pays, de mettre d'urgence au point un plan ORSEC de réponse à une crise nucléaire majeure du genre de celle que connaissent les Japonais aujourd'hui, avec en plus de tout le reste, une grave pénurie d'électricité, plan qui à notre connaissance n'existe pas et dont l'esquisse ne semble pas même envisagée.

1 - A l'exception très notable du GSIEN (Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire) qui ne reçoit rigoureusement aucun soutien public, de la CRIIRAD et de WISE-Paris.

Introduction

Il y a quelques semaines, en préparant ce numéro nous écrivions : *« Et si derrière le discours officiel de « l'irrésistible renaissance du nucléaire mondial » se cachait une illusion dangereuse, une auto-intoxication du lobby nucléaire, une bulle prête à éclater ? Et si derrière le discours conquérant de notre président se dessinait par touches successives le déclin de la suprématie française que revendique notre industrie dans l'industrie nucléaire mondiale ? »*.

Aujourd'hui ces deux questions peuvent sembler marginales vis-à-vis de l'énorme question de la sûreté que soulève la catastrophe de Fukushima.

Elles demeurent pourtant et continueront à se poser. C'est donc à ces deux questions que nous tentons de répondre dans ce numéro de Global Chance sur des bases objectives, à partir de l'analyse, des chiffres, des statistiques, de la réalité du terrain et des événements nombreux qui ont émaillé, ces deux dernières années, la scène nationale et internationale et non pas, comme le font la plupart des commentateurs, à partir du collationnement du flot des déclarations des hommes politiques et des promoteurs du nucléaire,

Souvenez vous en effet. C'était il y a trois ans. Surfant sur le contexte des tensions sur les énergies fossiles et de la lutte contre le changement climatique, l'industrie nucléaire voyait enfin frémir un marché sinistré par plus de dix ans de marasme complet. Les États-Unis semblaient convaincus de la nécessité d'une relance, l'annonce de nouveaux projets en Asie et dans une moindre mesure en Europe venait raffermir l'optimisme général du lobby nucléaire. Dans ce contexte, Nicolas Sarkozy annonçait la construction d'un nouvel EPR à Penly « l'appartement témoin » de la série de réacteurs que la diplomatie française se faisait fort de diffuser, à coups de contrats à 5 milliards pièce, d'Abu Dhabi en Chine en passant par les États-Unis, la Lybie et la Grande Bretagne.

D'ici 2030, nul doute que l'atome français, enfin reconnu à sa juste valeur par des gouvernements et des populations jusque-là réticentes parce que mal informées, viendrait leur apporter au meilleur coût confort, sécurité d'approvisionnement, protection contre le changement climatique, au plus grand bénéfice de notre balance des paiements et de notre virginité climatique.

Trois ans, une éternité ! En effet, aujourd'hui, personne ne sait plus si Penly se fera, ni quand. Tout le monde sait par contre que l'EPR de Flamanville sera au moins trois ans en retard et coûtera plutôt cinq milliards d'euros que trois, que l'EPR finlandais coûtera six milliards d'euros au lieu de trois et aura quatre ans de retard… Les chantiers français à l'international se résument toujours à deux sites. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) française va jusqu'à s'interroger sur la nécessité d'un moratoire sur la construction de l'EPR de Flamanville.

La fameuse « relance » mondiale, plus modeste que prévue au niveau des commandes, a surtout bien du mal à se concrétiser dans des constructions réelles, et semble bien avoir tout juste la capacité, au mieux, de maintenir tant bien que mal une capacité nucléaire mondiale à son niveau actuel.

Tout le monde sait aussi, sauf en France semble-t-il, qu'il n'existe pas de « bonne » solution de stockage des déchets nucléaires. Les craintes de prolifération, avec la Corée du Nord et l'Iran font de nouveau la une des journaux. Les populations des pays d'extraction du minerai d'uranium commencent à s'élever contre les dégâts qu'entraîne l'industrie minière sur leur environnement et leurs ressources en eau…

Bref, disions nous déjà il y a un mois, la vie n'est pas si rose pour « l'équipe de France nucléaire », sans même compter la concurrence et les querelles d'ego des dirigeants des grandes entreprises françaises (EDF, Areva, GDF Suez) devant un gâteau moins imposant qu'espéré.

Ce numéro de Global Chance s'articule autour de trois parties, chacune comportant plusieurs chapitres.

La première partie traite de l'état de la filière nucléaire mondiale, de son évolution récente et de ses perspectives à moyen terme : où en est-on de la « relance », quelle est la crédibilité des projections officielles, quel est l'état des risques industriels, des risques de prolifération, des risques environnementaux ?

La seconde partie fait le point sur la situation de l'industrie française dans l'activité nucléaire mondiale (réacteurs, retraitement, activité minière) et analyse les stratégies industrielles, économiques et diplomatiques développées par la France pour tenter d'assurer sa présence sur le marché mondial.

La troisième partie traite plus particulièrement de l'état et des perspectives du nucléaire français dans le contexte de la politique énergétique et climatique : compatibilité de la politique climatique et de la politique nucléaire, problématique du système électrique engendré par la prééminence du nucléaire, politique industrielle, économie, sûreté, sécurité, gestion des déchets, prolifération, démantèlement.

L'ensemble constitue un dossier déjà très complet mais évidemment non-exhaustif sur l'évolution récente du nucléaire civil en France et à l'international. Il y manque encore par exemple un point précis sur l'évolution préoccupante de la formation des travailleurs du nucléaire, de leur statut et de leurs conditions de travail, une analyse de l'évolution des pratiques démocratiques dans ce domaine, en particulier en France, ou un point sur l'état de la recherche-développement sur les nouveaux réacteurs ou les nouveaux combustibles.

Il y manque surtout l'analyse des conséquences du drame de Fukushima dont les répercussions environnementales, économiques et sociales sont encore loin d'être imaginées et comprises aujourd'hui.

Ces points seront abordés dans de prochains numéros des Cahiers de Global Chance ou sur le site www.global-chance.org.

Le nucléaire mondial : une renaissance en panne

Une renaissance en trompe l'œil

Il saute aujourd'hui aux yeux que la « renaissance » du nucléaire, dont on nous assène l'évidence depuis près de dix ans, est née comme un outil de communication avant d'être une réalité industrielle. Les acteurs dominants du secteur, et particulièrement les principaux constructeurs de réacteurs, l'américain Westinghouse et l'européen Areva, anticipant une reprise d'activité, ont conceptualisé alors l'idée d'une renaissance mondiale de cette industrie, justifiée notamment par la lutte contre le changement climatique.

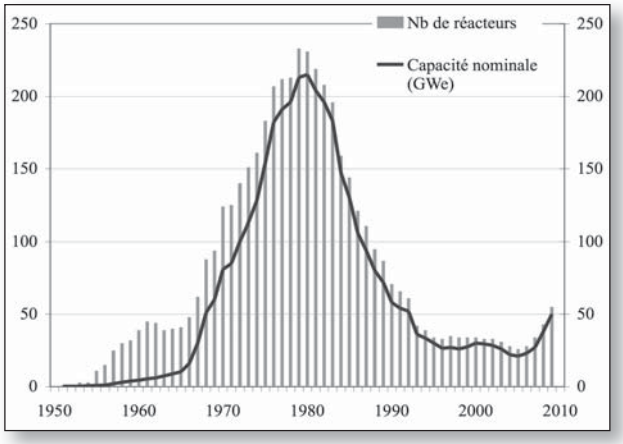
Dès lors, ils n'ont eu de cesse de mettre en avant tous les signaux positifs d'une reprise pour donner corps à l'idée que cette renaissance était en marche. Le succès de cette communication repose sans doute, outre l'attrait pour une solution technique présentée comme « clés en mains », sur la croyance que l'industrie elle-même semble avoir eu dans son propre discours. Cette croyance n'a toutefois pas suffi, à ce jour, à changer le mot d'ordre de la renaissance nucléaire en prophétie auto-réalisatrice. Au contraire, les obstacles s'accumulent et engendrent un écart croissant entre les discours et leur mise en œuvre. La déception politique et les pertes économiques liées aux anticipations de projets pourraient, à terme, retourner le piège de l'illusion d'une renaissance contre l'industrie elle-même.

Les racines de l'illusion

Le réveil risque d'être d'autant plus brutal que les espérances ont été hautes. Il est en effet frappant de voir à quel point l'affirmation d'une renaissance du nucléaire a rapidement pris corps dans de nombreux médias et discours politiques, alors même que très peu d'éléments la matérialisaient, avant que les premiers échecs symboliques – au premier rang desquels l'enlisement du chantier emblématique de l'EPR construit par la France en Finlande – ne viennent introduire le doute. Il est tout aussi frappant de voir à quelle vitesse ce même doute a alors progressé, au point de s'immiscer progressivement en 2010 dans le discours des promoteurs de l'industrie eux-mêmes.

Ce mouvement repose clairement sur la négation d'abord, puis la prise de conscience et la mise en exergue d'une série de causes objectives qui font obstacle, sous différentes formes, à la relance du nucléaire à l'échelle mondiale. Mais il convient, avant d'en analyser les conséquences, de relever tout d'abord l'ambiguïté fondamentale que recouvre le concept même de « renaissance » du nucléaire.

Figure 1 : Nombre de réacteurs et puissance en construction par année dans le monde (1950-2009)



Source : AIEA, 2010

L'idée de renaissance suppose une sorte de mort préalable. C'est d'un gel presque complet des nouvelles constructions qu'il s'agit : aucun réacteur commandé après 1979 n'a été achevé aux États-Unis, il n'y a eu aucune commande pendant plus de dix ans en Europe de l'Ouest à l'exception du programme français, les chantiers ont été arrêtés en Europe de l'Est, pratiquement aucun nouveau pays ne s'est engagé dans le nucléaire, et seuls quelques pays asiatiques (Japon, Corée du Sud, Chine et, dans une moindre mesure, Inde) ont maintenu une certaine dynamique.

Après 25 ans de croissance très rapide, l'industrie nucléaire a connu au début des années quatre-vingt un recul plus rapide encore, avant une véritable traversée du désert. La figure ci-dessus, qui indique pour une année le nombre de réacteurs en construction et la puissance nominale associée, illustre ce phénomène. Le nombre de réacteurs en chantier, après avoir culminé à 233 unités en 1979, était retombé en 1995 à moins de 35 unités, niveau sous lequel il s'est maintenu jusqu'en 2007 (encore faut-il noter qu'une grande partie des chantiers comptabilisés pendant cette période n'étaient en fait pas de nouveaux projets mais des chantiers initiés plus tôt et plus ou moins gelés).

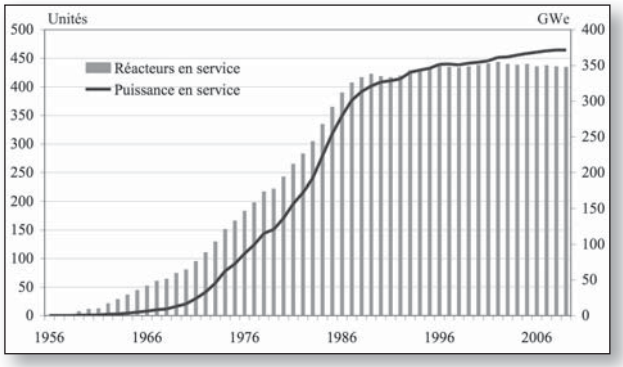
L'arrivée en 2000 de Georges W. Bush au pouvoir et l'annonce d'une relance du nucléaire aux États-Unis a servi de déclencheur. Forte de cette perspective et attentive aux différentes annonces de nouveaux projets en Asie et dans une moindre mesure en Europe, et surfant sur le contexte des tensions sur les énergies fossiles et de la lutte contre le changement climatique, l'industrie s'est mobilisée autour d'une relance des commandes. Celle-ci, bien qu'elle ait tardé en regard de ces attentes, a fini par se matérialiser ces dernières années.

Même si elle reste très modeste en regard des niveaux passés, cette dynamique a joué un rôle extrêmement fort pour redonner vie à une activité moribonde et remobiliser toute l'industrie de la construction de réacteurs et des services associés. Le paradoxe réside dans l'écart entre cette mobilisation interne autour d'une relance des commandes et son influence très faible sur la place du nucléaire dans l'énergie au niveau mondial.

La menace du déclin

La communication sur la renaissance du nucléaire repose sur l'amalgame entre une relance des commandes et un nouveau développement du nucléaire. Cette image est contraire à la réalité : la taille et l'inertie du parc nucléaire installé, et les délais très longs qui s'écoulent entre les commandes et les réalisations font que ce lien est beaucoup moins immédiat et plus complexe. La comparaison de la chronique annuelle du nombre de réacteurs en construction, ci-dessus, avec celle du nombre de réacteurs en exploitation, ci-dessous, illustre bien le découplage qui existe entre ces deux réalités.

Figure 2 : Nombre de réacteurs et puissance en exploitation par année dans le monde (1956-2009)



Source : WSNR, 2009, AIEA, 2010

L'évolution du parc nucléaire mondial offre l'image d'une relative stagnation depuis plus de vingt ans, et ne montre aucun indice d'une renaissance. Si la puissance totale du parc continue d'augmenter du fait de l'évolution de la puissance unitaire des nouveaux réacteurs en service et surtout des programmes de renforcement de la capacité des réacteurs existants, le nombre de réacteurs en exploitation a connu son apogée en 2002 avec 444 unités. La part du nucléaire dans la production mondiale d'électricité, qui a représenté jusqu'à 18 % dans les années quatre-vingt-dix, s'établit à 13,6 % en 2009, en baisse pour la quatrième année consécutive.

L'analyse de l'impact de la renaissance, entendue comme une reprise des commandes, sur l'évolution du parc nécessite de prendre en compte un autre facteur : les fermetures de réacteurs. La perspective la plus concrète à laquelle l'industrie nucléaire doit en réalité faire face est celle d'un déclin, lié au vieillissement du parc existant. La moyenne d'âge des réacteurs en exploitation fin 2009 est de 26 ans. Alors même que les réacteurs ont pour la

plupart été initialement conçus pour une durée de fonctionnement de 30 ans au moins, et 40 ans au mieux, plus de 80 d'entre eux ont déjà fonctionné pendant 35 ans ou plus (voir figure 3). La moitié du parc nucléaire mondial aura atteint la barrière de 30 ans dans les cinq ans qui viennent, et la barrière de 40 ans dans les quinze ans qui viennent.

L'industrie nucléaire table sur une prolongation systématique à 40 ans des réacteurs, et organise même, à travers des programmes dits PLEX (*program of life extension*), le prolongement de l'exploitation d'une partie du parc au-delà de 40 ans et jusqu'à 60 ans. Les projections qui en découlent sont toutefois sujettes à caution, au vu du retour d'expérience du parc existant dans ce domaine. D'une part, seules 12 unités restant en exploitation ont atteint ou dépassé 40 ans, et le plus ancien réacteur en fonctionnement, Oldbury A1 (Royaume-Uni) atteint aujourd'hui 43 ans. D'autre part, les 123 réacteurs qui ont été définitivement arrêtés fin 2009, ont fonctionné en moyenne pendant 23 ans, et seuls 14 d'entre eux avaient atteint lors de leur fermeture une durée de vie de 40 ans. Le réacteur ayant fonctionné le plus longtemps, Calder Hall (Royaume-Uni), avait atteint 46,5 années d'exploitation lors de son arrêt définitif.

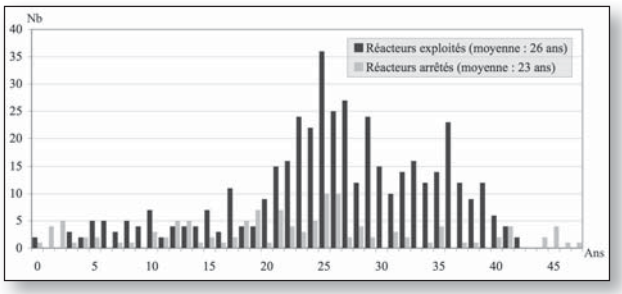


Figure 3 : Distribution par nombre d'années d'exploitation des réacteurs en service et des réacteurs définitivement arrêtés dans le monde (situation fin 2009)

Source : WSNR, 2009, AIEA, 2010

Une auto-suggestion irréaliste

La question cruciale pour l'avenir de l'industrie nucléaire au niveau mondial est donc de savoir si elle pourra enrayer le déclin lié au vieillissement massif de son parc, en combinant les programmes de prolongement de la durée de vie des réacteurs actuels et la construction de nouveaux réacteurs.

Un rapport indépendant publié par le Ministère de l'environnement allemand a proposé en 2009 une analyse très complète de cette question (voir Gros plan n° 1). Le rapport propose des projections basées sur les hypothèses existantes de l'industrie, c'est-à-dire la réalisation dans les délais de tous les réacteurs en construction, le prolongement à 40 ans de tous les réacteurs, voire l'extension au-delà de 40 ans pour une partie d'entre eux. Selon ces projections, en plus des constructions en cours, ce sont 186 GWe, soit 50 % de la capacité installée fin 2009, qui doit être remplacée d'ici à 2025 pour simplement maintenir le parc nucléaire mondial à son niveau actuel ; il faut encore remplacer 162 GWe, soit 44 % du parc, dans l'hypothèse d'un programme PLEX. Soit 180 à 206 réacteurs de taille moyenne (900 MWe), 12 à 13,7 mises en service par an, ou encore 100 à 116 réacteurs de type EPR (1 600 MWe, les plus puissants proposés sur le marché actuellement), soit 6,6 à 7,7 par an.

Ces estimations jettent une lumière crue sur l'optimisme des prévisions et projections officielles proposées par les principales agences intergouvernementales. L'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'OCDE, ainsi que l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) des Nations-Unies publient régulièrement des chiffres sur les évolutions qu'elles jugent prévisibles ou souhaitables pour le parc nucléaire mondial. Ces projections se situent à l'horizon 2030 dans une fourchette comprise entre 7 % d'augmentation, prévision correspondant aux circonstances jugées les plus défavorables possibles, et 205 % d'augmentation, potentiel jugé réaliste dans les conditions les plus favorables.

Cette vision inscrit l'industrie nucléaire dans un référentiel où toute hypothèse de déclin est écartée, et où un rythme de l'ordre de 10 à 15 mises en service par an dans les décennies qui viennent est considéré comme un minimum garanti. Ces hypothèses, pourtant contestables, participent d'un mouvement circulaire d'auto-suggestion où les projections élevées encouragent les projets, qui à leur tour poussent à la hausse les scénarios. Ainsi, par exemple, sans base matérielle mais sous l'effet du contexte, les prévisions de l'AIEA n'ont cessé de croître ces dernières années. L'AIEA prévoit en 2010 plus de deux fois plus d'augmentation avant 2030 qu'elle n'envisageait, au même horizon, dans ses prévisions des années 2000.

La confrontation à la réalité

Ce mouvement d'entraînement est renforcé par la tendance systématique de l'industrie nucléaire à surjouer de tout élément favorable, tout en ignorant régulièrement les signaux d'alerte. En théorie, le rythme de construction des réacteurs nécessaire au maintien voire à l'expansion du parc n'est pas impossible : l'industrie a connu, à son apo-

gée, un record de 33 réacteurs connectés en une année. Mais ce rythme semble très loin des niveaux atteignables à court et moyen terme, et les scénarios des agences ne présentent pas d'analyse sérieuse des moyens de lever les obstacles actuels dans les délais envisagés.

Les 61 réacteurs recensés comme en construction par l'AIEA en octobre 2010 représentent, à supposer que leur construction soit achevée dans les délais visés – ce qui n'est d'ores et déjà pas le cas pour nombre d'entre eux –, 10 à 12 réacteurs mis en service par an dans les cinq ou six prochaines années. Au-delà, la question se pose de l'ampleur de nouveaux projets. L'essentiel des réacteurs en construction – 56 d'entre eux – se situent en Europe de l'Est, où ils sont plus ou moins gelés, et surtout en Asie, seule région conservant une véritable dynamique. Des plans existent au Royaume-Uni, en Russie, et dans d'autres pays déjà dotés, mais ils tardent à se matérialiser. Aux États-Unis, dix ans après l'annonce d'une relance et malgré un soutien fédéral constant, l'industrie n'a encore engagé concrètement aucun chantier – au contraire, plusieurs projets sont gelés voire abandonnés.

Le second souffle ne viendra très probablement pas non plus de nouveaux pays. Alors que 30 pays seulement dans le monde exploitaient début 2010 des réacteurs, les candidats potentiels ne manquent pourtant pas. L'AIEA recense ainsi, au total, 65 pays considérant officiellement cette option à des degrés divers. Mais parmi eux, outre l'Iran dont le premier réacteur est proche de la mise en service, deux seulement sont au stade de la commande, et dix ont pris une décision mais en sont à préparer les infrastructures nécessaires. La plupart des pays candidats ne disposent pas en effet du cadre politique et réglementaire, des ressources scientifiques, du personnel qualifié, des capitaux et parfois même du réseau électrique préalables à l'implantation d'un réacteur.

Les ressources manquent même dans les pays déjà engagés dans un programme, y compris les plus avancés d'entre eux. Le départ à la retraite des équipes engagées dans l'âge d'or des années soixante-dix et quatre-vingt crée un fort déficit de personnels qualifiés, que la diminution des effectifs d'étudiants sortant des formations nucléaires et désireux d'entrer dans l'industrie ne permet pas de compenser. Les ressources industrielles manquent également. Une seule usine, au Japon, restait en 2009 capable de forger les plus grosses pièces nécessaires à l'EPR, en attendant l'augmentation de capacité des usines d'Areva en France, qui porterait la capacité mondiale à quatre ou cinq unités par an.

Ceci, bien sûr, en supposant que ces capacités ne sont pas mobilisées pour le programme du remplacement d'équipements nécessaire à l'exploitation jusqu'à 40 ans des réacteurs existants, a fortiori à leur prolongement au-delà. Les ressources disponibles devraient en effet, pour donner corps à une relance, assurer à la fois un nombre croissant de constructions et la mise en œuvre des programmes de type PLEX. Elles sont insuffisantes pour cela aujourd'hui.

Mais la ressource la plus difficile à mobiliser est la ressource financière. L'histoire des réacteurs nucléaires montre, dans de nombreux pays, une triple constante. D'abord, les nouveaux réacteurs s'avèrent en général plus chers que les précédents – une courbe d'apprentissage négative que deux études mettent par exemple en évidence aux États-Unis et en France (voir gros plans p 106 et p 107). Ensuite, les projets rencontrent en général des coûts réels très supérieurs aux coûts projetés au moment des décisions. Les dépassements observés avant même leur achèvement sur les chantiers de l'EPR en Finlande et en France en sont l'exemple ; les projections de coûts de nouveaux réacteurs ont doublé en quelques années aux États-Unis et au Canada. Enfin, le nucléaire s'est appuyé sur une série de financements publics indirects et directs, y compris des subventions et des garanties publiques sur les emprunts, qui sont de plus en plus difficiles à mettre en place dans un contexte de plus en plus libéralisé et concurrentiel.

Les éléments disponibles aujourd'hui ne donnent donc pas corps aux projections officielles et au discours sur une renaissance du nucléaire. Au contraire, de nombreux signaux indiquent que c'est bien sur des projections d'expansion irréalistes que l'industrie nucléaire fonde aujourd'hui sa stratégie. Ce faisant, elle s'engage dans un pari dont, en se confrontant à la réalité, elle risque d'être la première victime.

Gros Plan n° 1
L'état de l'industrie nucléaire dans le monde

Depuis plusieurs années, la communication efficace de l'industrie nucléaire sur sa propre renaissance a imposé ce concept dans le débat public. Si les difficultés qui conduisent l'industrie elle-même à concéder un certain retard créent aujourd'hui le doute, la relance du nucléaire a fonctionné pendant plusieurs années comme une évidence auprès d'une majorité de décideurs et de relais médiatiques. Pourtant, ces difficultés ne sont pas nouvelles. Les faits n'ont en réalité jamais conforté le crédit accordé à cette idée de « renaissance », pour qui veut bien faire l'effort de distinguer l'état réel de l'industrie nucléaire de l'image qu'elle donne d'elle-même.

Cette analyse critique a notamment été menée, dans la durée, au travers du *World Nuclear Status Report*[1], qui dès sa première édition, en 1992, annonçait les difficultés à venir de l'industrie nucléaire et qui depuis 2004 confronte régulièrement les discours de l'industrie aux observations. Sa plus récente édition, commanditée par le Ministère fédéral allemand de l'environnement (BMU) et publiée en 2009, insiste notamment sur l'action de la crise économique mondiale comme révélateur des difficultés réelles – préexistantes à la crise – de l'industrie nucléaire. Le rapport conclut, en substance, qu'il n'existe fin 2009 aucun signe évident permettant de convertir le probable déclin de l'industrie dans le futur prometteur qu'elle annonce.

Le rapport s'appuie notamment sur une analyse statistique rigoureuse de l'évolution du parc nucléaire mondial, à partir des données de référence collectées et publiées par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). Il observe ainsi que le nombre de réacteurs en exploitation n'a pas augmenté mais au contraire diminué au cours des années passées, avec en août 2009 un total de 435 réacteurs en fonctionnement, soit neuf de moins que fin 2002 – sans compter que 17 d'entre eux, bien que listés comme en fonctionnement, n'ont par exemple fourni aucune électricité de toute l'année 2008.

Le rapport contient également une projection de l'évolution du parc nucléaire actuel, en supposant une fermeture de l'ensemble des réacteurs en service à un âge moyen de 40 ans, qui peut sembler pessimiste en regard des intentions affichées par les exploitants sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants, mais qui représente un défi non négligeable en regard de l'âge moyen des réacteurs déjà arrêtés, qui n'est que de 22 ans. Cette projection fournit une base pour évaluer les besoins de nouveaux réacteurs nécessaires au seul maintien de la capacité installée – sans même parler d'une extension du parc mondial.

Le rapport, qui inclut, tout en contestant leur réalisme, les projections officielles de l'AIEA sur la réalisation dans les délais des 52 réacteurs recensés comme en construction en août 2009, conclut que 16 GWe nouveaux devraient être décidés, commandés et mis en chantier immédiatement pour maintenir la puissance installée du parc à l'horizon 2015, et 170 GWe de plus pour maintenir la capacité dans les dix années qui suivent. Le rapport considère l'impact vis-à-vis de ces projections d'une réussite des programmes d'extension de la durée de vie (dits PLEX) menés aux États-Unis et dans d'autres pays pour exploiter les réacteurs existants au-delà de 40 ans, et jusqu'à 60 ans. Dans cette hypothèse, la capacité pourrait s'accroître de 9,6 GWe d'ici 2015, mais 152 GWe de nouveaux réacteurs resteraient nécessaires pour rester en 2025 au niveau de capacité installée actuel.

Le rapport étudie les projets en cours dans les pays déjà producteurs, et les perspectives de développement de nouveaux programmes parmi les pays en ayant déclaré l'intention. Les obstacles techniques, économiques et politiques sont tels qu'il est très improbable que ces programmes se développent à un rythme suffisant pour modifier les perspectives à court et moyen terme. Considérant également la croissance systématique des coûts de construction, le rapport conclut que la tendance actuelle pour le parc nucléaire mondial est un déclin pour les vingt prochaines années.

1 - Après un premier rapport publié en 1992 par WISE-Paris en coopération avec le World Watch Institute et Greenpeace International, le WNSR est depuis 2004 coordonné par Mycle Schneider Consulting et publié avec différents partenaires.

Gros Plan n° 2
Les projections irréalistes de l'AIEA et de l'AEN

Les discours volontaristes des promoteurs du nucléaire sur la relance mondiale de cette industrie entretiennent autant qu'ils s'en nourrissent les projections les plus optimistes. Ainsi, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN), les organes respectifs des Nations-Unies et de l'OCDE sur la question nucléaire, rivalisent de prévisions qui grossissent à chaque nouvelle publication.

L'AEN a publié à l'occasion de son cinquantième anniversaire, en octobre 2008, un rapport sur les perspectives de l'énergie nucléaire qui quantifiait les espérances de l'industrie en proposant un scénario bas et un scénario haut de croissance du parc nucléaire mondial. Ses projections prévoient ainsi une multiplication par 1,5 à 3,8 de la puissance nucléaire installée dans le monde d'ici 2050, passant ainsi de 372 GWe installés fin 2008 à un total compris entre 580 et 1 400 GWe.

Le scénario bas de l'AEN repose sur l'hypothèse que les plans actuels et déclarations d'intention des autorités nationales prévoyant une augmentation de la puissance installée d'ici 2030 ne se concrétisent que très partiellement, la construction de nouveaux réacteurs se réduisant au remplacement des réacteurs existants jusqu'en 2030 : le parc, compte tenu des progrès de puissance, atteint alors 400 GWe environ. Au delà, des performances décevantes des nouvelles technologies nucléaires face aux succès des énergies renouvelables et de la capture et séquestration du carbone freinent le développement du nucléaire. Malgré ces conditions jugées les plus défavorables possibles, la puissance installée progresse de 180 GWe, soit une augmentation de 45 %, entre 2030 et 2050. Dans le scénario haut, les plans actuels se concrétisent pour l'essentiel, ce qui conduit selon l'AEN à une augmentation de 83 %, pour atteindre 680 GWe, du parc installé entre 2008 et 2030. Ensuite, de bonnes performances du nucléaire et un échec relatif des énergies renouvelables et de la capture et séquestration du carbone soutiennent une forte croissance du nucléaire, dont le parc installé augmente alors de 720 GWe, soit 106 %, entre 2030 et 2050.

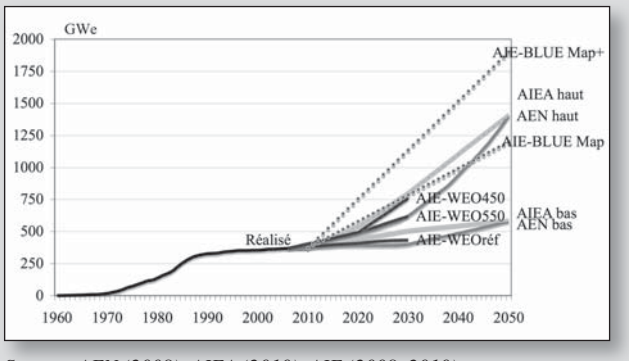
L'AIEA n'est pas en reste. Ses projections les plus récentes, publiées en octobre 2010, distinguent également une hypothèse basse et une hypothèse haute. Dans les conditions jugées par l'agence comme les moins favorables, le parc nucléaire croît pour atteindre 511 GWe en 2030 et 590 GWe en 2050. L'estimation haute porte la puissance installée à 807 GWe en 2030 et 1 415 GWe en 2050.

Ces estimations s'avèrent donc très proches de celles de l'AEN. Elles résultent pourtant de projections relativement distinctes sur le rythme et la répartition géographique des évolutions. L'AEN envisage un départ plus lent puis accéléré, et un rôle moindre des pays émergents et de nouveaux pays producteurs, contre une progression plus rapide à l'origine, puis stable, et une contribution plus forte de la Chine, de l'Inde et de nouveaux entrants pour l'AIEA. Les deux agences divergent également sur les projections de demande totale d'électricité dans lesquelles leurs estimations de développement du nucléaire s'inscrivent. L'AIEA projette une hausse comprise entre 57 % et 83 % de la production électrique mondiale d'ici à 2030, et une multiplication par 3,3 par rapport à 2009, pour atteindre 61 500 TWh en 2050. Face à cette hausse, le nucléaire, qui représente 13,8 % de la production mondiale en 2009, voit sa part atteindre 14,6 % à 16 % en 2030, et 7,1 % à 17 % en 2050. L'AEN, qui s'appuie sur une prévision légèrement moins forte de la croissance de la demande électrique, estime que le nucléaire pourrait en satisfaire jusqu'à 22 % dans son estimation haute en 2050.

Les prévisions de l'AEN en particulier servent de base aux exercices prospectifs de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'OCDE, qui sont de deux types. L'AIE publie chaque année un exercice de prévision tendancielle, le World Energy Outlook (WEO), qui s'assortit depuis deux éditions de visions prospectives alternatives à cette tendance non soutenable. Le WEO propose donc un scénario de référence, un scénario plus volontariste conduisant à une stabilisation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 550 ppm, et une variante conduisant à 450 ppm. Ces scénarios, qui s'arrêtent à 2030, prévoient une augmentation modérée de la production nucléaire dans le scénario de référence, accrue dans le scénario 550 et renforcée dans le scénario 450. Ils aboutissent, dans le WEO 2008, à une augmentation comprise entre 17,7 % et 106,3 % de la puissance installée par rapport à 2006 pour atteindre respectivement 433, 619 et 759 GWe en 2030.

L'AIE publie enfin des scénarios de prospective technologique visant à décrire le potentiel de développement réalisable, sous certaines conditions, pour les options sur l'offre et la demande. Le rapport sur les perspectives technologiques dans l'énergie publié en 2010 estime ainsi, dans son scénario dit BLUE Map, que la puissance nucléaire installée pourrait atteindre 1 200 GWe en 2050 – une augmentation considérable mais inférieure aux prévisions hautes de l'AEN et de l'AIEA. Le scénario inclut toutefois une variante renforcée où le nucléaire pourrait atteindre 1 900 GWe en 2050.

Figure 4 : Projections sur le parc nucléaire mondial selon les agences intergouvernementales



Source : AEN (2008), AIEA (2010), AIE (2008, 2010)

Le graphe représente les prévisions publiées par l'AEN en 2008 et par l'AIEA en 2010 ainsi que les projections du World Energy Outlook de l'AIE en 2008 et du scénario BLUE Map de l'AIE en 2010. Au total, les grandes agences intergouvernementales prévoient donc une évolution comprise entre +7 % et +205 % à l'horizon 2030, et +55 % et +410 % à l'horizon 2050, de la puissance nucléaire installée dans le monde par rapport à son niveau de 2010. Aucune n'envisage, même pour une période transitoire ou sous forme de scénario repoussoir, un recul du parc nucléaire mondial.

Cette hypothèse taboue doit pourtant être considérée en regard du décalage croissant entre les prévisions et la réalité. La « renaissance » du nucléaire décrite par ces agences tarde en effet à se matérialiser, et rend chaque jour qui passe de plus en plus improbable la réalisation de ces prévisions. D'une part, ce retard pèse sur le vieillissement du parc existant et renforce, en rapprochant les réacteurs les plus anciens de la fin de leur durée de vie, la pression à la baisse sur la capacité totale installée ou la mobilisation, pour prolonger leur exploitation, d'autant de ressources industrielles, humaines et financières qui font alors défaut pour la réalisation de nouveaux projets.

D'autre part, le rythme des nouvelles constructions n'est pas à la hauteur. Les agences intergouvernementales comptabilisent de nombreuses constructions qui sont en réalité gelées ou pas vraiment commencées, et tablent sur des durées de constructions très optimistes qui contrastent avec les délais observés sur de nombreux chantiers en cours. Toutefois, même avec ces hypothèses sur plus de 50 constructions en cours et une durée de construction moyenne de 5 ans, on atteint un ordre de grandeur de 10 réacteurs par an pour les prochaines années, alors que les projections des agences reposent sur un rythme moyen compris entre 20 et 30 réacteurs par an, soit l'équivalent chaque année de ce qui a été réalisé lors de la décennie écoulée.

L'incertitude demeure sur l'évolution du parc nucléaire à l'horizon 2030 ou 2050. Mais l'état des lieux actuel permet, compte tenu des délais de réalisation des projets, d'affirmer que la réalité du parc nucléaire se situera en dessous des projections des agences intergouvernementales à l'horizon 2020, ce qui réduit encore les chances d'atteindre les objectifs fixés au-delà, et met sérieusement en doute le réalisme de leur travail dans ce domaine éminemment politique.

Un volontarisme industriel et politique dangereux

Après des années de crise, l'industrie nucléaire est engagée dans un effort sans précédent pour orienter la lutte contre le changement climatique vers ce qu'elle appelle elle-même sa « renaissance ». Son argument principal, posant pour principe qu'elle est la seule option susceptible de fournir une quantité massive d'énergie non carbonée, devrait rallier tous les défenseurs de l'environnement. Selon un discours bien rôdé et effectivement relayé par de rares personnalités écologistes, l'impératif climatique devrait l'emporter sur toute autre considération et conduire, malgré les risques inhérents à l'énergie nucléaire, à miser massivement sur elle.

Le problème vient de ce que, si les risques nucléaires sont bien connus et réels – même si leur appréciation reste sujette à controverses –, la contribution du nucléaire à la solution du problème climatique reste largement virtuelle.

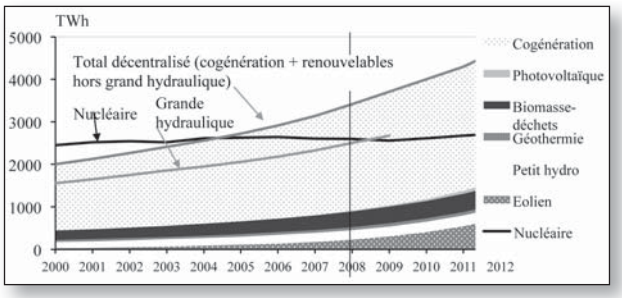
Le nucléaire, une « énergie d'avenir » en recul

L'idée que l'énergie nucléaire représente aujourd'hui la principale source d'énergie disponible est en effet démentie par les faits : le nucléaire produit moins d'énergie dans le monde que la seule hydroélectricité, et environ quatre fois moins que l'ensemble des énergies renouvelables si l'on y inclut la biomasse. Les renouvelables se développent également beaucoup plus vite que le nucléaire aujourd'hui.

En Europe, par exemple, l'éolien a représenté la première source d'électricité en termes de nouvelles capacités installées en 2009, avec 10 163 MW, et la deuxième derrière le gaz pour la période 2001-2009, avec 65 102 MW contre une diminution de 7 204 MW sur la même période pour le nucléaire (voir gros Plan n° 1). La mise en service promise, au-delà de 2012-2013, des deux EPR en construction à Flamanville et Olkiluoto ne bouleverse pas cette perspective : totalisant 3 250 MWe, ils représentent environ, en production, l'équivalent des 10 000 MW que l'industrie éolienne installe tous les ans. Cette évolution illustre ce qui apparaît comme une tendance lourde : tandis que le nucléaire stagne au niveau mondial et voit son rôle décliner dans ses bastions historiques, les énergies renouvelables voient leur rythme de croissance s'accélérer.

Il est amusant de constater que, depuis une dizaine d'années environ que l'industrie nucléaire communique sur sa large capacité de production non carbonée et sa renaissance, le rapport entre la production nucléaire et l'ensemble de la production de sources décentralisées à faible teneur en carbone s'est inversé. Alors que la production nucléaire a stagné et même relativement décru entre 2000 et 2009, la production additionnée de l'ensemble des renouvelables électriques hors grand hydraulique, et de la cogénération hors biomasse n'a cessé de croître pour la dépasser entre 2004 et 2005.

Figure 1 : Production mondiale d'électricité « bas carbone » : nucléaire, cogénération et renouvelables



Source : Rocky Mountain Institute, MicroPower Database Sept. 2010

Au total, le nucléaire fournit moins de 3 % de l'énergie finale consommée dans le monde. Cette contribution marginale tend même à diminuer, l'écart se creusant entre une production nucléaire orientée à la baisse et l'augmentation de la demande mondiale en énergie. Il est enfin absolument impossible que les constructions de réacteurs en cours ou envisagées modifient significativement ce constat à court ou moyen terme.

Pourtant, la stratégie de communication de l'industrie nucléaire remporte un certain succès. De nombreux acteurs, attachés par intérêt ou par peur du changement au modèle énergétique actuel, placent dans cette option technologique l'espoir d'amortir voire d'éviter la transition vers un modèle énergétique soutenable, fondé comme on peut l'imaginer aujourd'hui sur la maîtrise de la demande d'énergie et sur les énergies renouvelables.

Dans ces conditions, il faut insister sur cette évidence : derrière l'illusion créée par le caractère massif de chaque réacteur, l'industrie nucléaire reste au niveau mondial un nain énergétique. Le nucléaire n'est pas en mesure, loin s'en faut, de jouer un rôle majeur dans la solution aux échelles de temps voulues des problèmes énergétiques et climatiques auxquels l'humanité se trouve aujourd'hui confrontée.

La tentation d'une production en base sans carbone

Alors qu'aucun pays poursuivant le développement d'un programme nucléaire n'est proche d'atteindre le niveau de la France, dont le parc nucléaire assure environ 80 % de la production d'électricité, il faut rappeler que ce niveau d'engagement ne suffit pas à ramener les émissions françaises à un niveau soutenable – elles sont au moins quatre fois trop élevées – ni même à se placer sur la bonne trajectoire pour atteindre ce niveau à long terme. Il est clair qu'aucun pays n'assurera ses objectifs climatiques grâce à un programme nucléaire.

L'idée que le nucléaire permet de maintenir, voire de développer un parc de production électrique en base sans émettre de carbone, et ainsi de contribuer fortement à la maîtrise des émissions nationales, est toutefois caressée par de nombreux gouvernements. Elle repose sur une mauvaise analyse des mécanismes qui conduisent le système énergétique. Le recours au nucléaire s'inscrit dans une logique de fourniture massive et centralisée d'énergie alors même que c'est du côté de l'augmentation continue d'une consommation diffuse et diversifiée que se trouve l'origine du problème.

L'analyse rétrospective et prospective du « modèle » français, si facilement invoqué par de nombreux gouvernements pour appeler au développement du nucléaire dans leur « mix » énergétique, montre l'importance de prendre en compte l'ensemble des impacts directs et indirects d'un tel choix sur le système énergétique. En premier lieu, le nucléaire ne concerne que l'électricité, qui même en France où sa consommation est encouragée et plus forte que la moyenne européenne grâce notamment au développement d'usages comme le chauffage électrique, ne représente pas plus que 23 % de l'ensemble de la consommation d'énergie finale. Ainsi le nucléaire ne concerne en fait que 18 % environ de l'énergie finale en France, tout en conduisant par la captation d'attention et de ressources qu'il entraîne à un déficit des politiques publiques sur les 82 % restants.

Cette limite se retrouve paradoxalement dans les scénarios tracés par l'Agence internationale de l'énergie pour représenter, dans les limites de ce que l'agence considère comme politiquement et économiquement réaliste, le potentiel de réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre par des politiques volontaristes. Alors même que ces scénarios mettent l'accent sur le caractère incontournable du recours accru à une production électrique en base non carbonée, le nucléaire apparaît en dernière position, avec moins d'un dixième des réductions d'émissions attendues contre un septième à l'hypothétique capture et séquestration du carbone, près d'un quart des réductions pour l'ensemble des énergies renouvelables et plus de la moitié pour l'efficacité énergétique.

Ce classement est d'autant plus significatif que les hypothèses de ces scénarios de l'AIE sont justement contestées pour leur trop grand volontarisme sur l'offre énergétique traditionnelle (il faut pour atteindre ce résultat aller jusqu'à tripler le parc nucléaire mondial) et leur trop grand conservatisme sur les alternatives. Ainsi les hypothèses sur les renouvelables se situent-elles en deçà des projections fondées sur la tendance des dernières années. Et sur la partie demande, l'efficacité prise en compte est essentiellement centrée sur les rendements de process, puis dans une moindre mesure sur les équipements, mais sans aucune prise en compte systématique d'efforts comportementaux. En d'autres termes, des marges de manœuvre supplémentaires existent sur les options les plus efficaces, au point de remettre en question la nécessité de consacrer des efforts aux options les moins efficaces, donc au nucléaire.

Une option moins efficace donc contre-productive

La question peut effectivement être posée de savoir si les efforts sur la maîtrise de la demande et sur le développement des énergies renouvelables et de la cogénération sont susceptibles de réduire à néant le besoin de production nucléaire ou de capture et séquestration du carbone, ou si une part résiduelle reste nécessaire. Mais cette question est d'un second ordre, puisque la comparaison éclaire sans conteste les priorités immédiates.

La campagne orchestrée par l'industrie nucléaire détourne l'attention de ces priorités. Tout euro ou dollar investi à court terme dans le nucléaire est un euro ou dollar de moins pour l'investissement dans les solutions les plus nécessaires et les plus efficaces que constituent les économies d'énergie, les énergies renouvelables et la cogénération. Cette logique s'applique autant dans les pays développés, confrontés à la nécessité de dépenser pour adapter leurs infrastructures aux enjeux à long terme, que dans les pays émergents et les pays en voie de développement, qui doivent rechercher le meilleur rapport coût/bénéfice dans la construction de leurs infrastructures, y compris les coûts et bénéfices environnementaux.

Le nucléaire figure justement, lorsqu'on compare sur une base équitable l'ensemble des coûts associés, comme le plus mauvais choix d'investissement en termes d'émissions économisées. Une étude américaine du *Rocky Mountain Institute* (2009) a estimé combien de carbone pouvait être évité par rapport aux émissions d'une centrale électrique au charbon (soit 1 000 gCO_2/kWh environ) en investissant un dollar dans différentes technologies disponibles pour fournir un service électrique. L'étude s'appuie sur le calcul d'une réduction des émissions par substitution, dépendant du contenu en carbone de chaque technologie (quelques grammes ou dizaines de grammes par kWh pour les énergies non carbonées, un peu moins de 400 gCO_2/kWh pour un cycle combiné gaz, 200 gCO_2/kWh environ pour la cogénération, déduction faite d'un crédit lié à la production combinée de chaleur, et 0 gCO_2/kWh pour les solutions d'efficacité énergétique). Cette réduction est rapportée à un coût complet de chaque technologie qui prend en compte non seulement les coûts d'investissement, d'exploitation, et de combustible le cas échéant, mais aussi les coûts des infrastructures de réseau associées, minimisés pour les technologies décentralisées. Dans ces conditions, seul le cycle combiné gaz, très compétitif, mais qui n'efface que partiellement les émissions par rapport à une centrale charbon, peut présenter un moins bon rapport réduction/investissement que le nucléaire.

Ce résultat reflète le caractère non compétitif du nucléaire en termes de coût complet, qui s'explique notamment par la structure très spécifique de ce coût : le nucléaire est non seulement très intense en investissement mais il se caractérise aussi par des coûts indirects, d'assurance vis-à-vis du risque d'accident grave ou de gestion à long terme du démantèlement et à très long terme des déchets, qui sont partiellement ou totalement supportés par la collectivité. Par son caractère très centralisé, l'implantation de nouvelles capacités nucléaires est également celle qui s'accompagne des coûts de réseau les plus élevés.

Ces caractéristiques expliquent les difficultés constantes, dans les pays concernés, à trouver les financements privés pour la réalisation de projets nucléaires, sans engagement sous forme de contribution directe, de garanties financières ou de conditions privilégiées d'accès au marché de la finance publique. Ainsi, dix ans après l'émergence dans les discours de la « renaissance » nucléaire, ce constat reste valide : il n'existe aucun exemple dans le monde de réacteur nucléaire construit uniquement sur financement privé dans un marché électrique réellement concurrentiel.

Le choix d'investir dans le nucléaire, qui se fait toujours aux dépens d'un investissement accru dans les autres options, présente donc un double risque. Le premier est un risque d'échec, ou de retardement des politiques énergétiques et climatiques lié à un déficit d'action sur les leviers les plus efficaces. Ce risque, lié à la captation de ressources, est renforcé par la nature potentiellement contradictoire des orientations du système, entre une offre centralisée et les solutions décentralisées et centrées sur la demande.

Le second risque, pour les pays du Sud courtisés par l'industrie nucléaire, est un risque économique et financier. À titre d'illustration, plus de vingt ans après, les Philippines n'avaient pas fini de rembourser la dette générée par la construction, sous l'ère du Commandant Marcos, d'un réacteur de conception américaine qui, se révélant implanté sur une zone de forte activité sismique, et suite à la chute du Commandant en 1986, n'a jamais été mis en service.

La motivation énergétique et climatique n'est toutefois pas le seul ressort des programmes ou projets de développement de réacteurs affichés par de nombreux pays. Il s'y ajoute, pour un certain nombre d'entre eux, au Sud, le prestige industriel attaché à cette technologie, sans compter les arrière-pensées militaires que l'on peut prêter à quelques uns au moins des candidats déclarés.

La prolifération est en effet la première préoccupation liée au développement de nouveaux réacteurs dans le monde (par exemple en Iran ou en Corée du Nord).

Ces échecs du régime de non prolifération, auxquels s'ajoute l'incapacité des États officiellement détenteurs de la bombe dans le Traité de Non Prolifération (États-Unis, Russie, Royaume-Uni, France et Chine) à mettre en œuvre leur propre désarmement, encourage une course aux armements à double titre. L'accession de nouveaux États à la bombe crée des déséquilibres régionaux qui poussent les États voisins à envisager la même option, tout en les incitant à penser que cette option est réaliste.

Le développement d'un programme nucléaire civil ne mène pas inéluctablement à la bombe – de même que l'exemple de la Corée du Nord montre que ce n'est pas un passage totalement indispensable. Il n'en reste pas moins que c'est en mêlant les applications civiles et militaires que la plupart des pays ayant accédé à la bombe ou cherché à le faire ont

mené leur programme. Et que ce sont bien les mêmes matières spécifiques à cette industrie – uranium et plutonium – et les mêmes technologies pour les obtenir – enrichissement et retraitement – qui sont au cœur de la production d'armes comme de la gestion du combustible des réacteurs électronucléaires.

La perspective d'une reprise de la construction de nouveaux réacteurs dans les pays déjà équipés de cette technologie, et surtout d'un démarrage de nouveaux programmes dans des pays aspirant à y accéder, s'accompagne d'un risque croissant de transfert de matières et de technologies vers des pays où existe ou pourrait exister la tentation d'un programme militaire.

Avec le nucléaire viennent inévitablement l'ensemble des problèmes qui lui sont spécifiques : la prolifération bien sûr, mais aussi la sécurité avec chaque installation et chaque transport constituant une cible potentielle, probablement vulnérable à des menaces d'attaque crédibles même si le secret entoure les évaluations de ce risque, et bien sûr la sûreté avec le risque d'un accident majeur illustré par le précédent de Tchernobyl et aujourd'hui de Fukushima, sans oublier le transfert aux générations futures d'une lourde charge avec la gestion des déchets à vie longue.

Gros plan n° 1
Le recul du nucléaire dans son bastion européen

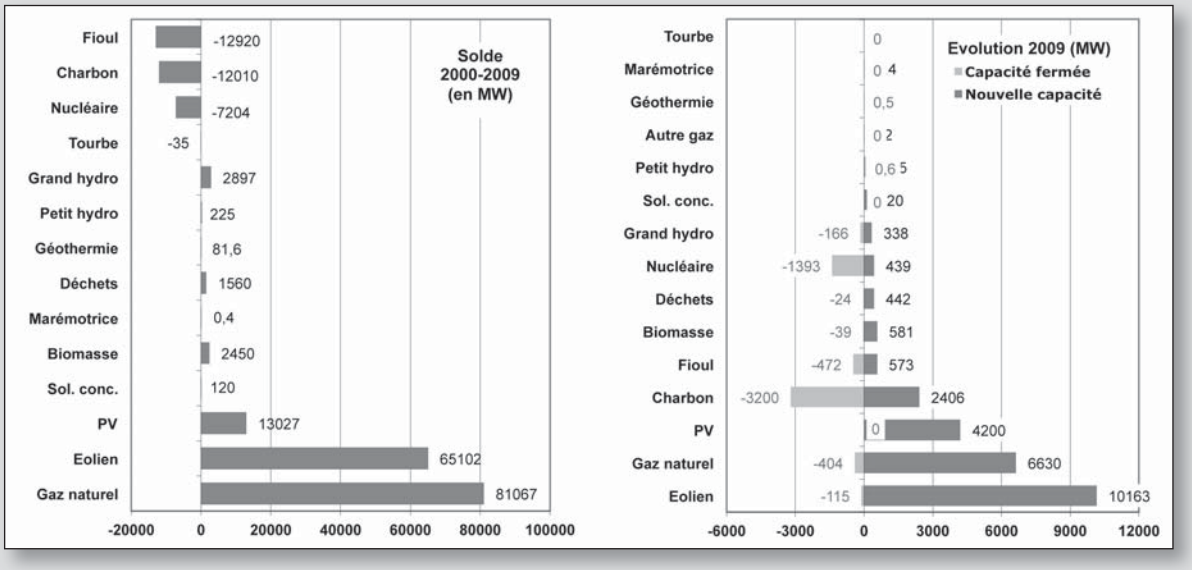
L'analyse des statistiques sur l'évolution des capacités de production électrique en Europe témoigne de l'écart croissant entre les discours volontaristes de plusieurs gouvernements, et dans une certaine mesure de la Commission européenne, sur la relance du nucléaire et la réalité du parc, dont l'évolution est dominée par les nouvelles énergies renouvelables et par le gaz.

L'Union européenne est un bastion du nucléaire. Avec une production de 846 TWh, le nucléaire a représenté en 2009 27,8 % de la production d'électricité dans l'Union européenne. Soit moitié moins que l'ensemble des centrales thermiques au charbon, au fioul et au gaz, totalisant 55,7 %, mais presque le double des énergies renouvelables, totalisant 16,5 % (dont 11,2 % pour la seule hydroélectricité, et 4,2 % pour l'éolien). Le nucléaire constitue, avec le charbon et dans une moindre mesure le pétrole, la base du système de production électrique européen. Toutefois, la production nucléaire européenne a baissé en 2009 de 4,7 %.

Ce système est en train de changer, comme en témoignent les statistiques sur les nouvelles capacités installées. La dynamique du marché apparaît en effet très claire : entre 2000 et 2009, dans l'ensemble de l'Union, l'essentiel de la nouvelle capacité installée se concentre sur le gaz naturel et les nouvelles énergies renouvelables (éolien, et dans une moindre mesure photovoltaïque). Ces filières concentrent 95 % du solde positif. À l'inverse, les capacités installées en centrales au fioul, au charbon et nucléaires ont reculé, et concentrent près de 99 % du solde négatif…

En 2009, l'énergie éolienne a pour la seconde année consécutive dépassé le gaz en termes d'augmentation de capacité installée. Elle représente 39 % de la nouvelle capacité en 2009, contre 26 % au gaz et 16 % au photovoltaïque. Au total, les énergies renouvelables ont représenté 61 % de l'augmentation de capacité enregistrée dans l'Union en 2009. Elles représentent aussi, pour la deuxième année consécutive, la majorité des investissements dans la production électrique.

Évolution en 2009 et solde cumulé 2000-2009 des capacités de production électrique dans l'Union européenne par filière (MW).



Gros Plan n° 2
Le risque financier associé au coût du nucléaire

Nuclear Power : Climate Fix or Folly ? *(Lovins, Amory ; Sheikh, Imran ; Markevich, Alex, 2009)*

Cet article qui résume un article technique détaillé (« The Nuclear Illusion », 2008), compare les coûts, le potentiel de protection contre le changement climatique, les risques financiers, le succès commercial, la dynamique et la contribution énergétique des nouveaux réacteurs nucléaires par rapport à ses compétiteurs. Il explicite les raisons qui font que la croissance des subventions fondées sur l'impôt accordées aux nouvelles centrales n'ont pas suffi à attirer les investisseurs privés qui leur préfèrent des solutions énergétiques à bas ou zéro carbone moins coûteuses, plus rapides à mettre en œuvre et moins risquées du point de vue financier. La comparaison des différents moyens de lutte contre le changement climatique et de maintien de la sécurité énergétique montre pourquoi le nucléaire est très mal placé même s'il trouve des financeurs privés, par rapport à ses rivaux bas ou zéro carbone qui sont beaucoup plus efficaces du point de vue du climat et de la sécurité, plus rapidement et avec moins de risques.

Récapitulatif des estimations récentes sur le coût du nucléaire (US)

Date	Source	Investissement ($2007/Watt)	Coût de réference ($2007/MWh)
7/03	MIT	2.3	77-91
6/07	Keystone	3.6-4.0	83-11
5/07	S&P	4	
8/07	AEP	4	
10/07	Moody's	5-6	
11/07	Harding	4.3-4.6	180
3/08	FPL filing	4,2-6.1 (3.1-4.5 overnight)	
3/08	Constellation	3.1-4.5 overnight	
5/08	Moody's	7.5	150
6/08	Lazard	5.6-7.4	96-123
11/08	Duke power	4.8 overnight	

Note : overnight = hors frais financiers

Gros Plan n° 3
Les conséquences de Tchernobyl

Les conséquences de l'accident majeur de Tchernobyl ont fait et font encore l'objet de nombreuses controverses. Nous présentons ci dessous d'une part le rapport de l'International Pannel on Fissile Materials sur cette question et d'autre part un article du New York Times consacré à la publication d'un livre de Alexey Yablokov, Vassily Nesterenko et Alexey Nesterenko par l'Académie des sciences de New York en avril 2010.

Risques associés aux émissions radioactives à grande échelle dans l'atmosphère (IPFM)

Les contaminations radioactives les plus intenses liées à un accident de centrale nucléaire se sont produites à la frontière entre la Biélorussie et l'Ukraine en avril et mai 1986 à l'occasion de l'accident de Tchernobyl. Les conséquences physiques de cet accident incluent :

- La mort de 42 intervenants d'urgence des suites d'irradiation dans les semaines suivant l'accident (UNOCHA, 2001)
- L'exposition à des radiations élevées de 600 000 « liquidateurs » civils ou militaires, impliqués dans la décontamination d'urgence du réacteur et de ses environs, et la construction « du sarcophage » temporaire qui couvre le réacteur.
- La contamination radioactive d'environ 3 000 km² par le Cesium 137, émetteur gamma de 30 ans de demi période, à des niveaux justifiant l'évacuation des populations sur le long terme.
- Une épidémie encore en croissance de cancers de la thyroïde parmi les populations qui ont avalé ou inhalé de l'iode radioactif.
- D'autres cancers imputables à la radioactivité mais indétectables au sein d'une multitude d'autres causes de cancers. Une analyse théorique récente, fondée sur des estimations coefficients de doses et de risques issus des observations faites sur les survivants d'Hiroshima et de Nagazaki, donne les résultats suivants : 4 000 décès par cancer supplémentaires parmi les 600 000 liquidateurs de Tchernobyl, 5 000 parmi les 6 millions de personnes vivant dans la zone de contamination (au dessus de 37 béquerels/m² de cesium 137) et environ 7 000 parmi les 500 millions de personnes du reste de l'Europe qui ont été soumis à de plus faibles doses.

Le nombre total de décès par cancer au cours de l'espérance de vie de la population exposée est estimée en 2006 dans une fourchette de 6 700 à 38 000 avec un intervalle de confiance supérieur à 95 % (Cardis et al, 2006).

Rapportés à l'énergie produite depuis l'origine jusqu'en 2008, 16 000 décès (le milieu de la fourchette) correspondent à une intensité de deux décès par cancer et par GW. an (8 700 GWh), (ce qui apparaît comme plutôt modeste par rapport aux décès entraînés par la pollution de l'air des centrales à charbon).

Ce sont peut être les dégâts psychologiques et sociaux de Tchernobyl qui atteignent environ 200 000 personnes définitivement évacuées et des millions d'autres qui vivent dans la crainte des conséquences à long terme, qui constituent la plus grave nuisance de cet accident (UNCAER, 2000, Appendice JII B1V.D).

L'estimation du coût économique de l'accident de Tchernobyl se situe entre 6,7 G$ (Sovacool, 2008b) et 235 G$ pour le gouvernement de Biélorussie, 148 G$ pour celui d'Ukraine. En Biélorussie, les dépenses liées à Tchernobyl s'élevaient à 20 % du budget national en 1992 et sont tombées à 5 % en 2001. Ces dépenses ont été couvertes en partie par une taxe de 18 % qui pesait sur tous les salaires (hors agriculture) en 1994 (UNDP, 2002, section 5.04ff). Les coûts associés aux déplacements de population et aux pertes d'actifs ont été estimés à plusieurs centaines de millions de dollars (Beyea et al, 2004).

Dans le cas de Three miles Island comme dans celui de Tchernobyl, c'est l'incompréhension de ce qui arrivait par les opérateurs qui semble le point principal. Depuis cette époque, l'entraînement des opérateurs s'est beaucoup amélioré avec l'aide systématique de simulateurs. La culture de la sûreté a progressé ainsi que la conception des réacteurs. Conséquence : la probabilité théorique d'un accident majeur (avec fusion du cœur) a régressé significativement. 100 GW. an ont été produits avant Tchernobyl et 8 500 depuis, sans accident majeur. Pourtant, un incident comme celui qui est intervenu à la centrale de Davis Besse (Ohio, USA) en 2002, au cours duquel de l'acide borique manquant n'a pas été repéré avant d'avoir atteint le circuit sous pression du réacteur, montre bien que la sûreté nucléaire suppose une vigilance constante (US GAO, 2004).

Un effort considérable sera également nécessaire pour s'assurer que les pays qui accèdent au nucléaire civil ou qui augmentent rapidement leur capacité nucléaire mettent en place les mesures de sûreté indispensables, yc une très forte culture de sûreté et une instance indépendante de régulation et d'expertise de sûreté.

Si l'on considère les étapes qui ont marqué ces dernières décades dans l'amélioration de la sûreté, la probabilité d'une contamination fortuite importante devient peut être plus faible que celle associée à des actes de malveillance ou de terrorisme.

Dans de nombreux cas, les mesures de sécurité et de sûreté sont complémentaires. La vérification que la redondance d'un contrôle commande reste assurée en cas de feu ou d'explosion est évidemment importante à la fois pour la sûreté et la sécurité. Mais la protection contre le terrorisme suppose des mesures spécifiques pour s'assurer que les sites sont protégés contre des attaques de petits groupes, par terre ou par air. On est loin aujourd'hui d'accorder la même attention à ces questions qu'aux questions de sûreté.

Chernobyl Radiation Killed Nearly One Million People: New Book

NEW YORK, New York, April 26, 2010 (ENS) - Nearly one million people around the world died from exposure to radiation released by the 1986 nuclear disaster at the Chernobyl reactor, finds a new book from the New York Academy of Sciences published today on the 24th anniversary of the meltdown at the Soviet facility.

The book, « Chernobyl : Consequences of the Catastrophe for People and the Environment, » was compiled by authors Alexey Yablokov of the Center for Russian Environmental Policy in Moscow, and Vassily Nesterenko and Alexey Nesterenko of the Institute of Radiation Safety, in Minsk, Belarus.

The authors examined more than 5,000 published articles and studies, most written in Slavic languages and never before available in English.

The authors said, « For the past 23 years, it has been clear that there is a danger greater than nuclear weapons concealed within nuclear power. Emissions from this one reactor exceeded a hundred-fold the radioactive contamination of the bombs dropped on Hiroshima and Nagasaki. »

«No citizen of any country can be assured that he or she can be protected from radioactive contamination. One nuclear reactor can pollute half the globe, » they said. « Chernobyl fallout covers the entire Northern Hemisphere. »

The Chernobyl nuclear reactor was destroyed by an explosion and fire April 26, 1986. (Photo issued by Soviet authorities)

Their findings are in contrast to estimates by the World Health Organization and the International Atomic Energy Agency that initially said only 31 people had died among the « liquidators, » those approximately 830,000 people who were in charge of extinguishing the fire at the Chernobyl reactor and deactivation and cleanup of the site.

The book finds that by 2005, between 112,000 and 125,000 liquidators had died.

« On this 24th anniversary of the Chernobyl disaster, we now realize that the consequences were far worse than many researchers had believed, » says Janette Sherman, MD, the physician and toxicologist who edited the book.

Drawing upon extensive data, the authors estimate the number of deaths worldwide due to Chernobyl fallout from 1986 through 2004 was 985,000, a number that has since increased.

By contrast, WHO and the IAEA estimated 9,000 deaths and some 200,000 people sickened in 2005.

On April 26, 1986, two explosions occured at reactor number four at the Chernobyl plant which tore the top from the reactor and its building and exposed the reactor core. The resulting fire sent a plume of radioactive fallout into the atmosphere and over large parts of the western Soviet Union, Europe and across the Northern Hemisphere. Large areas in Ukraine, Belarus, and Russia had to be evacuated.

Yablokov and his co-authors find that radioactive emissions from the stricken reactor, once believed to be 50 million curies, may have been as great as 10 billion curies, or 200 times greater than the initial estimate, and hundreds of times larger than the fallout from the atomic bombs dropped on Hiroshima and Nagasaki.

Nations outside the former Soviet Union received high doses of radioactive fallout, most notably Norway, Sweden, Finland, Yugoslavia, Bulgaria, Austria, Romania, Greece, and parts of the United Kingdom and Germany.

Disabled children from Belarus visiting the UK during Easter 2010 sponsored by the charity Medicine Chernobyl Belarus Special Aid Group. (Photo by Matthew and Heather)

About 550 million Europeans, and 150 to 230 million others in the Northern Hemisphere received notable contamination. Fallout reached the United States and Canada nine days after the disaster.

The proportion of children considered healthy born to irradiated parents in Belarus, the Ukraine, and European Russia considered healthy fell from about 80 percent to less than 20 percent since 1986.

Numerous reports reviewed for this book document elevated disease rates in the Chernobyl area. These include increased fetal and infant deaths, birth defects, and diseases of the respiratory, digestive, musculoskeletal, nervous, endocrine, reproductive, hematological, urological, cardiovascular, genetic, immune, and other systems, as well as cancers and non-cancerous tumors.

In addition to adverse effects in humans, numerous other species have been contaminated, based upon studies of livestock, voles, birds, fish, plants, trees, bacteria, viruses, and other species.

Foods produced in highly contaminated areas in the former Soviet Union were shipped, and consumed worldwide, affecting persons in many other nations. Some, but not all, contamination was detected and contaminated foods not shipped.

The authors warn that the soil, foliage, and water in highly contaminated areas still contain substantial levels of radioactive chemicals, and will continue to harm humans for decades to come.

The book explores effects of Chernobyl fallout that arrived above the United States nine days after the disaster. Fallout entered the U.S. environment and food chain through rainfall. Levels of iodine-131 in milk, for example, were seven to 28 times above normal in May and June 1986. The authors found that the highest U.S. radiation levels were recorded in the Pacific Northwest.

Americans also consumed contaminated food imported from nations affected by the disaster. Four years later, 25 percent of imported food was found to be still contaminated.

Little research on Chernobyl health effects in the United States has been conducted, the authors found, but one study by the Radiation and Public Health Project found that in the early 1990s, a few years after the meltdown, thyroid cancer in Connecticut children had nearly doubled.

This occurred at the same time that childhood thyroid cancer rates in the former Soviet Union were surging, as the thyroid gland is highly sensitive to radioactive iodine exposures.

The authors of the study say not enough attention has been paid to Eastern European research studies on the effects of Chernobyl at a time when corporations in several nations, including the United States, are attempting to build more nuclear reactors and to extend the years of operation of aging reactors.

The authors said in a statement, « Official discussions from the International Atomic Energy Agency and associated United Nations' agencies (e.g. the Chernobyl Forum reports) have largely downplayed or ignored many of the findings reported in the Eastern European scientific literature and consequently have erred by not including these assessments. »

Le nucléaire français dans le monde : un leader autoproclamé mais a l'arrêt

Une présence internationale forte mais fragilisée

L'industrie française joue incontestablement un rôle essentiel sur la scène nucléaire internationale. D'abord par le poids de son programme domestique : la France a développé, au fil de soixante ans d'aventure industrielle, un système nucléaire parmi les plus importants du monde. Son parc pèse à lui seul 17 % de la capacité installée dans le monde, et partant de là, de tous les besoins de combustible, de service et de gestion des déchets associés. Mais l'industrie française présente également la caractéristique d'une intégration sans équivalent ou presque, puisqu'elle repose essentiellement sur un exploitant unique, EDF, et sur un seul opérateur, Areva, concentrant l'ensemble des services, depuis l'extraction de l'uranium jusqu'à la gestion du combustible usé en passant par la construction et la maintenance des réacteurs.

Ce modèle intégré, combiné au soutien sans faille des pouvoirs publics et à une relative constance dans les orientations à l'exportation, apparaît comme un atout pour l'expansion du nucléaire français à l'international. Dans un secteur où de nombreux marchés restent fortement dominés par des stratégies de sécurité nationale, les résultats de l'industrie nucléaire française sont significatifs et sa part de marché supérieure dans tous les segments à la taille de son marché domestique (voir Gros plan n° 1), avec des positions dans tous les pays nucléaires du monde (voir Gros plan n° 2).

Forte de l'avance que semble lui avoir procuré le fait d'anticiper sur ce qu'elle a théorisé comme la renaissance du secteur, l'industrie nucléaire française ambitionne aujourd'hui d'étendre son influence. L'analyse, secteur par secteur, de ses positions et de ses options pour l'avenir, témoigne de cette ambition. Mais elle révèle également, derrière des choix géographiques, techniques ou des paris industriels, un certain nombre de fragilités.

Des positions délicates sur les mines d'uranium

Grâce à une hausse de 36 % de sa production sur l'année, Areva est devenu en 2009, avec 8 623 t soit 17 % de la production mondiale (50 327 t), le premier producteur mondial d'uranium. Son objectif est d'atteindre une production de 12 000 t par an d'ici 2012. Sa production vient essentiellement de trois pays :

- le Canada, autour de deux gisements en exploitation et un en attente, tous situés dans le bassin de l'Athabasca, province de la Saskatchewan. Areva détient 70 % du site de McClean Lake, d'une capacité de 4 600 t par an, et 30,2 % de McArthur River, d'une capacité de 7 200 t par an environ. Areva détient également 37,1 % du gisement de Cigar Lake, d'une capacité estimée à 6 900 t par an, dont la mise en exploitation a été retardée suite à des effondrements et des inondations en 2006 et 2008, et n'est désormais pas envisagée avant 2013 ;
- le Kazakhstan, où Areva détient 51 % d'une société commune avec l'opérateur public national, Kazatomprom, qui exploite deux sites. Leur production dépasse 3 100 t en 2009 et pourrait selon Areva être portée à 4 000 t à compter de 2012 ;
- le Niger, où Areva détient 63,4 % de la société Somaïr, qui exploite les sites de la région d'Arlit, d'une capacité de 2 000 t et prochainement 3 000 t, et 34 % de la société Cominak, qui exploite les gisement de la région d'Akokan, d'une capacité de 2 000 t par an. Areva détient également 56,65 % de la société Imouraren SA destinée à exploiter le gisement du même nom, dont la capacité est estimée à 5 000 t et dont Areva vise de démarrer la production en 2013.

Hors de ces trois pays, les principaux projets d'Areva se concentrent sur l'Afrique, et plus précisément en Namibie, en République centrafricaine en en Afrique du Sud. Le groupe discute également un partenariat important en Mongolie.

Le développement des activités d'extraction d'uranium est d'une manière générale soumis à une pression croissante liée à l'opposition des populations et aux préoccupations de plus en plus fortes que suscitent ses impacts sur l'environnement (Gros plan n° 3). Areva est notamment confronté à ce problème au Niger. Mais la liste des pays dans lesquels la France construit sa stratégie dans le domaine de l'extraction d'uranium soulève également des interrogations sur les risques géopolitiques associés. Le Kazakhstan ou la Mongolie, où la Russie et la Chine se disputent l'influence, et les pays d'Afrique n'offrent pas les garanties de stabilité censées apporter, dans la stratégie énergétique nationale, une sécurité beaucoup plus grande aux importations d'uranium que de produits pétroliers ou gaziers. Ce risque est illustré par les attaques dont Areva est régulièrement victime au Niger qui relevaient jusqu'ici plutôt de mouvements Touaregs opposés au pouvoir central nigérien, mais qui constituent, avec la prise d'otage de plusieurs ressortissants français en septembre 2010 par un mouvement islamiste, une menace beaucoup plus directe sur les intérêts français dans la région.

Une réorientation technique sur l'enrichissement

Dans le domaine de la conversion de l'uranium et de son enrichissement afin de produire l'uranium enrichi nécessaire à la fabrication du combustible, Areva ne dispose pas d'implantations hors de France. Son activité s'appuie sur des usines exploitées, pour la conversion, par la société Comurhex à Malvési et à Pierrelatte, et pour l'enrichissement, par la société Eurodif à Tricastin.

Avec 12 900 t traitées en conversion en 2009, Areva est l'un des principaux acteurs mondiaux, aux côtés de l'américain Converdyn et du canadien Cameco, qui disposent chacun de capacités similaires, et du russe AtomEnergoProm (AEP) qui réalise à peu près la même production malgré des capacités supérieures, d'environ 20 000 t par an. Cette production s'inscrit dans un volume d'environ 18 000 t en Europe de l'Ouest et centrale, et 60 100 t dans le monde. Areva, qui a approvisionné 25 clients (opérateurs et traders) en 2009, possède des contrats de fourniture avec des électriciens européens, américains, japonais et chinois, allant pour certains jusqu'en 2024. Dans un marché à la structure relativement stable, le groupe prévoit simplement, par anticipation d'une croissance attendue du marché liée notamment aux projections d'expansion du parc nucléaire, d'étendre sa capacité. Le projet Comurhex II vise ainsi, pour un investissement annoncé de 610 millions d'euros, à porter la capacité à 15 000 t annuelles dès 2012, et le cas échéant à 21 000 t annuelles par la suite.

La situation est plus tendue dans le domaine stratégique de l'enrichissement. La production d'Areva repose sur l'usine Georges-Besse, exploitée par sa filiale Eurodif dont elle détient 59,66 %, le reste appartenant à des compagnies belge, espagnole, italienne et franco-iranienne. L'usine possède une capacité d'enrichissement de 10,8 millions d'unités de travail de séparation isotopique (MUTS), qui représente environ 22 % des capacités d'enrichissement mondiales, estimées à 50,7 MUTS (y compris une capacité de 5,5 MUTS liée à la fabrication d'uranium enrichi par dilution des stocks d'uranium hautement enrichi russe, sur lequel l'américain USEC possède l'exclusivité). Devant USEC, qui possède environ 10,5 MUTS, les grands acteurs du marché sont le russe AtomEnergoProm, avec une capacité de 17 MTUS, et l'européen Urenco (actionnariat britannique, néerlandais et allemand), avec une capacité de 11 MUTS. L'usine Eurodif fournit, au-delà d'EDF, une trentaine d'électriciens en Europe, aux États-Unis et en Asie, représentant l'approvisionnement de près d'une centaine de réacteurs.

Areva mise dans l'enrichissement sur une croissance en volume limitée mais relativement sûre à l'horizon d'une vingtaine d'années, et se projette au-delà, comme pour le secteur de l'extraction de l'uranium et de sa conversion, dans une perspective de croissance liée à la renaissance du nucléaire. Areva se trouve toutefois dans une position délicate liée à ses options technologiques. La technologie que la France a stratégiquement choisi de développer lorsqu'elle s'est engagée dans une filière de réacteurs à l'uranium enrichi, dans les années soixante-dix, est la diffusion gazeuse. Cette solution, très gourmande en électricité, plus complexe et moins souple, n'apparaît aujourd'hui plus suffisamment compétitive par rapport à la centrifugation, technologie employée notamment par les deux leaders du marché, AtomEnergoProm et Urenco.

Areva a donc accéléré le remplacement de son usine française en construisant, sur le même site, une nouvelle usine d'enrichissement, Georges-Besse II, basée cette fois sur la technologie de la centrifugation. L'usine, qui représente un investissement annoncé de près de 3 milliards d'euros, est en cours de mise en service pour une première production en 2011, avec l'objectif d'atteindre au moins 7,5 MUTS en 2016. Areva projette également la construction d'une usine similaire aux États-Unis, sur le site d'Eagle Rock, pour une capacité de 3,2 MUTS à partir de 2018. Si ces projets confortent la place économique d'Areva sur le marché mondial, ils entérinent sa défaite sur le plan du leadership technologique : le groupe français a en effet abandonné le procédé dont il était propriétaire pour recourir à l'utilisation, sous licence, du procédé de centrifugation dominant, développé par son concurrent Urenco.

Des marchés captifs pour la fabrication de combustible

L'activité de fabrication de combustible est une activité géographiquement, technologiquement et industriellement moins concentrée. Chaque filière de réacteurs, en particulier, repose sur des concepts d'assemblages combustibles et donc sur une filière de fabrication industrielle spécifique. Areva se concentre sur la fourniture de combustible aux réacteurs dits à eau légère, parmi lesquels on distingue les réacteurs à eau pressurisée (REP) et les réacteurs à eau bouillante (REB), en se limitant aux réacteurs de conception occidentale, à l'exception donc des réacteurs à eau légère de conception russe, du type VVER.

Pour ces réacteurs REP et REB qui sont toutefois dominants à l'échelle du parc nucléaire mondial, Areva assure environ 35 % de la fabrication de combustible. Ses concurrents sur ce segment sont principalement les consortiums américano-japonais Toshiba-Westinghouse et GNF (Global Nuclear Fuel), qui allie General Electric, Hitachi et Toshiba. Le groupe produit essentiellement pour le marché européen, où il est leader, avec 44 % de marché en 2009, et le marché américain avec une part de 24 %.

Areva possède sept unités de production (5 en France, 1 en Allemagne, 1 au Japon) couvrant l'ensemble des étapes nécessaires à la fabrication des éléments de gainage des combustibles en zirconium, et huit sites de fabrication d'assemblages (5 en Europe, 3 aux États-Unis) plus un en joint-venture au Japon. Les perspectives de développement visées par Areva se portent surtout sur les marchés asiatiques, avec d'une part un accord de partenariat pour la construction d'une usine de fabrication de combustible au Kazakhstan, et d'autre part un accord au Japon pour établir avec trois branches du groupe Mitsubishi une co-entreprise, MNF, spécialisée dans le combustible nucléaire.

L'évolution à moyen et long terme des positions d'Areva dans ce secteur pourrait dépendre fortement de l'évolution de ses ventes de réacteurs. Les combustibles Areva ont alimenté 131 réacteurs dans le monde en 2009, dont deux-tiers environ de réacteurs conçus et fabriqués par le groupe (réacteurs d'EDF et réacteurs autrefois construits par Framatome dans d'autres pays, et réacteurs de conception allemande autrefois construits par Siemens).

Un pari sur la construction de réacteurs et les services de maintenance

La construction de réacteurs représente en effet un enjeu fort : même si la concurrence est aujourd'hui la règle dans la plupart des pays, et si elle s'applique à l'ensemble des services associés à la maintenance du réacteur comme à la fourniture de son combustible, la filière et le design d'un réacteur prédéterminent l'avantage concurrentiel des fournisseurs qui en sont industriellement, techniquement ou nationalement les plus proches. Ce mécanisme est d'ailleurs celui sur lequel repose le modèle intégré dont Areva a fait le cœur de sa stratégie : c'est bien la vente de ses réacteurs qui doit entraîner le renforcement de ses positions sur les services, la fabrication de combustible, la gestion des combustibles usés et, dans une moindre mesure, la fourniture de l'uranium.

Areva se présente aujourd'hui comme leader mondial sur le segment des réacteurs. La France n'a pourtant pas connu jusqu'ici un grand succès dans ce domaine : l'industrie a exporté, avant l'EPR, 11 réacteurs (trois en Belgique, deux en Corée du Sud, deux en Afrique du Sud et quatre en Chine) qui ne représentent aujourd'hui que 4 % des réacteurs en exploitation hors de France. En incluant les réacteurs français et les réacteurs construits avant d'être absorbés dans le groupe Framatome par l'industrie allemande, le périmètre occupé par Areva sur les services aux réacteurs (maintenance, contrôle, etc.) dans le monde, qui s'établit en 2009 autour de 18 à 20 %, correspond en volume à cette sphère d'influence.

Le réacteur EPR est le premier réacteur présenté comme réacteur de troisième génération – c'est-à-dire présentant des évolutions significatives, mais sans rupture, avec les réacteurs actuellement en service – mis en construction dans le monde. Areva y voit un fort avantage concurrentiel pour l'avenir. Ceci suppose que le pari engagé par Areva pour imposer ce réacteur comme un standard réussisse. L'obtention de commandes en Finlande et en Chine pour son EPR, en plus de la commande de Flamanville 3 par EDF en France, ont donné corps ces dernières années à cette idée. Le groupe s'affirme comme « le premier constructeur occidental à avoir obtenu des commandes de nouveaux réacteurs depuis 1999 ». Mais ses concurrents sont nombreux : Westinghouse, désormais intégré au consortium japonais Toshiba, l'américain General Electric, le russe FAAE, le canadien AECL, le coréen KHNP, sans compter l'émergence probable d'un acteur chinois à l'exportation.

Aussi, les signaux s'accumulent aujourd'hui, au contraire, pour penser que ce pari pourrait échouer. En premier lieu, ces quelques commandes emblématiques restent aujourd'hui très peu nombreuses en regard des ambitions d'Areva sur le marché mondial, qui est d'atteindre 25 % à 30 % des ventes de réacteurs. L'AIEA recense en octobre 2010 un total de 61 réacteurs en construction dans le monde, pour une puissance nominale de 59 194 MWe. Areva n'occupe que 6,5 % du marché en nombre d'unités, et 11,5 % en capacité. Même si l'on retire les réacteurs dont la mise en construction est ancienne et qu'on ne retient que les réacteurs mis en construction depuis 2005, année de commande du premier EPR par la Finlande, l'EPR ne représente hors de France qu'une commande sur quinze – ou encore un seul des dix réacteurs officiellement mis en construction selon l'AIEA entre janvier et septembre 2010.

Tableau 1 : Part de marché mondial d'Areva dans la mise en construction de réacteurs, 2005-2010

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Réacteurs mis en construction	3	4	7	10	12	10	**46**
Réacteurs EPR mis en construction	1	0	1	0	1	1	**4**

La concrétisation de deux commandes d'EPR annoncées en Inde et de deux commandes supplémentaires envisagées en Chine, sans oublier celle de Penly 3 en France, pourrait améliorer ces statistiques à court terme. Toutefois, les perspectives restent très incertaines au delà. Les difficultés rencontrées sur les chantiers de Flamanville 3 et d'Olkiluoto 3 risquent de peser dans de futurs appels d'offres, qui restent par ailleurs pour l'EPR en nombre très limité. Areva, qui reste par ailleurs absent du tableau de commandes sur les autres filières (minoritaires, puisque la filière REP représente à elle seule 52 unités), a du reste révisé sa stratégie en communicant de plus en plus sur le développement d'autres réacteurs dans son offre : l'ATMEA1, un réacteur de type REP d'une puissance plus conforme à la moyenne du parc et des commandes actuelles avec 1 100 MWe, développé avec Mitsubishi Heavy Industry, et un réacteur de type REB de 1 250 MWe, KERENA (anciennement SWR 1 000) en partenariat avec l'électricien allemand E.ON.

Une stratégie risquée dans l'exploitation de réacteurs

L'EPR joue également un rôle central dans la stratégie d'EDF à l'international. L'électricien français est, de loin, le premier exploitant nucléaire au monde. Avec d'un côté 58 réacteurs en service en France, dont 11 ouverts à des participations d'électriciens européens, et de l'autre des participations dans 18 réacteurs à l'étranger, EDF est à la mi-2010 exploitant ou co-exploitant de 76 réacteurs dans le monde, soit plus d'un réacteur sur six. EDF possède, déduction faite des participations croisées, plus de 73 GWe de capacité nucléaire, soit presque 20 % de la puissance installée dans le monde.

Ces participations se répartissent au Royaume-Uni, où EDF a acheté fin 2008-début 2009, via sa filiale britannique EDF Energy, le producteur historique British Energy avec l'ensemble de son parc nucléaire, en Allemagne, via une participation depuis 2007 d'EDF dans le troisième électricien du pays, EnBW, initiée en 2000, en Belgique via une participation croisée, et aux États-Unis après l'acquisition, via une joint-venture, d'une participation de près de 50 % dans les actifs nucléaires dans les États de New-York et du Maryland de l'électricien Constellation Energy.

Tableau 2 : Participations d'EDF dans l'exploitation de réacteurs nucléaires, situation mi-2010

Pays	Nb de réacteurs	Puissance totale (MWe)	Part EDF (% - MWe)	Montage
France	58	63 130	97,8 % - 61 730	Participations à hauteur de 1 400 MWe environ, dans 11 tranches au total d'électriciens allemand, suisse, et belge.
Royaume-Uni	8	8 733	80 % - 6 986	Achat fin 2008 de British Energy par EDF Energy, prise de participation de 20 % du parc nucléaire par Centrica en 2009.
Allemagne	4	4 846	45 % - 2 181	Participation de 45 % dans EnBW
Belgique	1	962	50 % - 481	Participation de 50 % via EDF Belgium SA
Etats-Unis	5	4 044	47,8 % - 1 934	Participation de 49,99 % dans la puissance détenue en propre, soit 3 839 MWe, par la joint-venture CENG
Total	**76**	**81 715**	**89,7 % - 73 312**	

Source : d'après EDF, 2010

L'électricien français présente également la particularité d'être le seul exploitant nucléaire au monde à réaliser lui-même l'assemblage de ses réacteurs. C'est un modèle sur lequel EDF, qui a construit ses réacteurs en France et poursuit dans cette voie en construisant son premier EPR à Flamanville, s'appuie pour développer une activité internationale. EDF n'a jusqu'ici valorisé son savoir-faire à l'international que sous la forme de services à la construction et à l'exploitation de quelques réacteurs, notamment, pour China Guangdong Nuclear Power Holding

Co, Ltd (CGNPC), en Chine, sur les réacteurs de conception Framatome : EDF a conduit la construction et la mise en service en 1994 de deux réacteurs à Daya Bay, puis assisté CGNPC dans la réalisation de Ling Ao-1 et 2, respectivement mis en service en 2002 et 2003 ; une collaboration sur l'assistance à la construction et à l'exploitation se poursuit autour des projets d'extension de la centrale de Ling Ao.

L'exploitant a déployé, avec ses acquisitions récentes en Grande-Bretagne et aux États-Unis, une stratégie nouvelle. Il s'agit cette fois, en acquérant des actifs de production et en nouant des collaborations avec des acteurs locaux, de créer les conditions favorables pour développer ensuite des projets de nouveaux réacteurs, dont EDF participerait à la fois à la construction et à l'exploitation. EDF affiche l'objectif de réaliser de la sorte une dizaine de projets de réacteurs nucléaires, en s'appuyant pour cela sur le réacteur EPR d'Areva.

L'accord s'est concrétisé pour la joint-venture créée en Chine avec CGNPC pour la construction et l'exploitation de deux EPR dont le chantier a commencé à Taishan. En revanche, trois ans après la création d'une joint-venture avec Constellation Energy pour le développement conjoint de l'EPR, dénommée Unistar, et un an après l'acquisition des actifs nucléaires de l'électricien, la stratégie d'EDF semble d'ores et déjà compromise après l'annonce par son partenaire, en septembre 2010, de son renoncement au projet d'un nouveau réacteur EPR. Le même risque pèse, à terme, sur la joint-venture d'EDF Energy avec le britannique Centrica, avec laquelle EDF vise la construction et l'exploitation de quatre EPR au Royaume-Uni.

Malgré les risques associés à cette stratégie, EDF a multiplié les aventures. L'électricien a ainsi annoncé en août 2009 une joint-venture à 50/50 avec l'italien Enel pour étudier la faisabilité de la construction d'au moins 4 réacteurs EPR en Italie, où la réalisation de la décision politique de relance du nucléaire fait face à de nombreux obstacles. Une coopération technique dans le domaine nucléaire est par ailleurs engagée depuis fin 2008 avec Eletrobras et Eletronuclear au Brésil, dans une optique de positionnement à long terme. Enfin, en novembre 2010, EDF et l'électricien néerlandais Delta ont annoncé une coopération pour étudier la mise en place d'une filiale commune qui serait chargée de la construction et de l'exploitation d'un réacteur aux Pays-Bas.

Une option contestée sur l'aval de la gestion du combustible

L'industrie nucléaire française occupe une position singulière sur le segment de la gestion du combustible usé. Celle-ci se partage, au niveau mondial, entre deux options principales qui consistent soit à entreposer puis stocker le combustible irradié et déchargé des réacteurs en l'état (option dite de « cycle ouvert » ou de stockage direct), soit à procéder au retraitement du combustible irradié pour en extraire l'uranium et le plutonium en vue de leur éventuelle réutilisation en réacteur, pour ne conditionner sous forme de déchet vitrifié que les produits non réutilisables (option dite de « cycle fermé » ou de retraitement-recyclage).

La France a développé depuis les années soixante-dix des capacités industrielles dans le domaine du retraitement de combustible des réacteurs à eau légère et de la fabrication de combustible MOX, qui en font le leader incontesté de l'industrie de la séparation et de la réutilisation du plutonium dans le monde. Dès l'origine, ce développement s'est basé sur la combinaison des besoins domestiques et d'une offre de service aux électriciens étrangers.

Avec 1 700 tML (tonnes de métal lourd) par an de capacité sur 4 000 tML dans le monde, Areva concentre sur le seul site de La Hague 42,5 % de la capacité de retraitement mondiale. Les autres usines en service dans le monde sont l'usine THORP à Sellafield, au Royaume-Uni, et le complexe de Tcheliabinsk-Est en Russie. L'usine de Rokkasho-Mura, au Japon, construite par Areva et représentant une capacité supplémentaire de 800 tML par an, a engagé sa production en 2008 mais rencontre des problèmes dans la vitrification en ligne des déchets qui font obstacle à sa mise en service industriel. Avec 929 tML retraitées sur 1 039 tML retraitées dans le monde, Areva représente 89 % de la production pour l'année 2009, et encore 80 % si l'on y ajoute les 120 tML retraitées dans le cadre des essais actifs au Japon.

De même, avec 195 tML de capacité de production de combustible MOX pour l'usine de Mélox, à Marcoule, Areva concentre 62 % de la capacité mondiale fin 2009. Après la fermeture de l'usine belge de Dessel et de l'autre usine française de MOX, l'ATPu de Cadarache, une seule autre usine de MOX reste en service dans le monde. Il s'agit de l'usine de Sellafield, au Royaume-Uni, d'une capacité de 120 tML mais qui connaît depuis sa mise en service d'importants problèmes et n'a produit que 5 tML de combustible en 2009. Avec une production de 126 tML à Mélox, Areva a produit 96 % du combustible MOX dans le monde en 2009.

Le problème auquel Areva doit faire face est que la stratégie du retraitement, loin de se généraliser comme l'industrie française le prévoyait, a au contraire observé un net recul au cours des deux décennies passées. Hors contrats pour des combustibles de recherche qui représentent des tonnages marginaux, jusqu'à huit pays européens et un asiatique (Japon) ont eu recours aux services d'Areva pour le retraitement et, dans la plupart des cas, la fabrication de MOX associée (voir gros Plan n° 4). Seuls les deux plus petits d'entre eux, les Pays-Bas (qui possèdent un réacteur en service) et l'Italie (qui n'en possède plus), poursuivent aujourd'hui leur stratégie de recours au retraitement à La Hague. Le Japon a développé ses propres installations et vise à poursuivre une stratégie de retraitement et MOX domestique. Le Royaume-Uni, qui a développé une stratégie similaire à celle de la France, s'achemine vers

un arrêt du retraitement. Les seuls autres pays qui poursuivent activement une stratégie de retraitement aujourd'hui sont la Russie, l'Inde et la Chine, tous sur la base d'installations domestiques existantes ou à créer.

C'est pourquoi Areva cherche aujourd'hui plutôt à valoriser son savoir-faire en développant des installations de retraitement et de fabrication de MOX dans les pays intéressés. L'usine japonaise a ainsi été construite, en partenariat avec Areva, sur le modèle de l'usine de La Hague. Areva est également depuis novembre 2008 partie prenante, via un partenariat avec l'américain URS et le britannique AMEC, de la gestion et de l'exploitation du site de Sellafield au Royaume-Uni. Le groupe fournit par ailleurs l'ingénierie et la technologie pour la construction aux États-Unis d'une usine de fabrication de MOX destinée à permettre la réutilisation des stocks de plutonium militaire américain en surplus dans les réacteurs. Enfin, Areva s'est engagé depuis 2007 dans un partenariat avec la Chine, confirmé par un accord commercial en novembre 2010, pour la construction et l'exploitation en joint-venture d'une usine de retraitement de taille commerciale dans ce pays.

Gros plan n° 1
Les activités du nucléaire français dans le monde

Bien que l'industrie nucléaire jouisse d'une forte présence dans le monde et que les perspectives d'activité à l'international soient un moteur important du soutien des pouvoirs publics français à cette filière, peu de documents permettent d'appréhender cette question dans sa globalité. Un rapport sur l'histoire, l'état et les perspectives des activités nucléaires françaises à l'étranger, publié en mai 2009 par Mycle Schneider Consulting pour le Centre for International Governance Innovation d'Ontario (CIGI), comble cette lacune. Cette étude développe, à partir d'un rappel du contexte historique du développement du programme nucléaire français et de sa dimension internationale, une analyse critique de la place et du rôle de l'industrie nucléaire française dans le monde aujourd'hui.

Le rapport insiste en premier lieu sur le caractère dual du programme nucléaire français – civil et militaire – et sur ses implications sur le développement des activités de l'industrie nucléaire française à l'étranger. Ainsi, ce sont historiquement autour du programme militaire, qui a lui-même précédé au niveau national le développement du programme civil, que se sont construites les premières coopérations. Et les échanges et coopérations dans le domaine nucléaire, qui concernaient déjà plus de 25 pays dans les années soixante, n'ont pas toujours porté que sur les activités civiles, y compris avec des pays géo-politiquement sensibles comme Israël, l'Irak, l'Inde, le Pakistan et l'Afrique du Sud.

Il rappelle ensuite à quel point le modèle d'organisation et de contrôle des activités nucléaires françaises a permis depuis soixante ans, parallèlement à la continuité du développement du programme domestique, une grande stabilité de la politique étrangère et de la stratégie industrielle à l'international. Outre le caractère centralisé et le contrôle public des acteurs industriels concernés, le rapport pointe dans ce domaine le rôle crucial du Corps des Mines, qui occupe la grande majorité des postes stratégiques au sein de l'État et des entreprises et qui a pu, hors de toute véritable évaluation publique, élaborer et mettre en œuvre cette stratégie.

Avec les deux poids lourds que sont EDF, premier exploitant de réacteurs dans le monde, et Areva, leader mondial sur un grand nombre de services associés aux réacteurs et à leur combustible (voir tableau), la France apparaît clairement comme l'acteur dominant du secteur nucléaire au niveau mondial. Les entreprises nucléaires françaises sont présentes sur tous les secteurs du marché, et dans la quasi-totalité des pays concernés voire potentiellement concernés par le nucléaire : elles sont présentes industriellement dans plus de 40 pays, et commercialement dans plus d'une centaine.

Tableau 1 : Part de marché mondial d'Areva par secteur nucléaire

Services « amont » :	Mines d'uranium	20-25 %
	Conversion de l'uranium	25-30 %
	Enrichissement	20-25 %
	Fabrication de combustible Uranium	30-35 %
Construction et services aux réacteurs		20-25 %
Services « aval » dont :	Retraitement de combustible	70-75 %
MOX	Fabrication de combustible	65-70 %

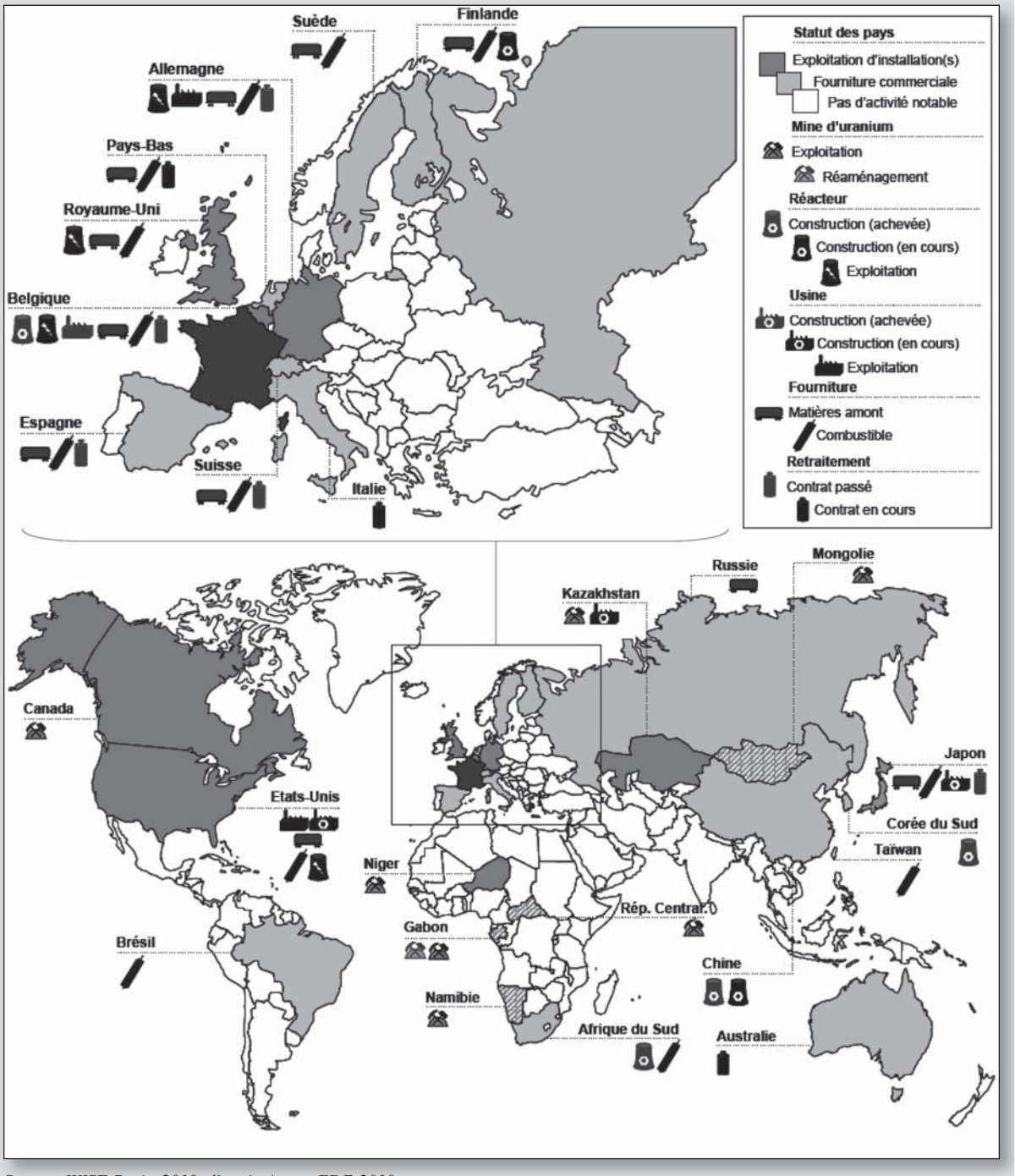
Source : MSC, 2009, d'après Areva, 2009

Le rapport analyse enfin les problèmes d'ordre très divers auxquels est confrontée aujourd'hui l'industrie nucléaire française dans ses activités internationales, depuis l'opposition locale au développement de l'exploitation minière jusqu'à la fin des grands contrats étrangers de l'industrie du plutonium, en passant par les difficultés de l'EPR à l'exportation. Sans oublier les questions soulevées du point de vue de la lutte contre la prolifération. L'analyse insiste sur ce point, montrant comment la stratégie expansionniste de l'industrie nucléaire française et sa volonté de maintenir les positions qu'elle a acquises à l'international conduit à une logique de banalisation et d'encouragement commercial qui mine insidieusement les efforts de non prolifération.

Gros plan n° 2
Les intérêts industriels nucléaires français à l'étranger

L'industrie nucléaire française a développé une forte présence à l'international, qui couvre à des degrés divers tous les continents et tous les secteurs du nucléaire. Si ses activités concernent au total une centaine de pays et sa présence commerciale une quarantaine, ses relations industrielles les plus tangibles concernent plus particulièrement 20 pays, dont 9 en Europe et 11 dans le reste du monde. Parmi ceux-ci, on en compte 6 où les opérateurs français exploitent, directement ou via des participations, des installations nucléaires.

Figure : Activité industrielle et commerciale de l'industrie nucléaire française dans le monde



Source : WISE-Paris, 2010, d'après Areva, EDF, 2010

Gros plan n° 3
L'industrie minière d'uranium française à l'étranger

Longtemps reléguée au second rang des préoccupations dans les débats sur le nucléaire en France ou dans le monde, la gestion des mines d'uranium prend depuis quelques années une importance croissante dans ce dossier. Depuis les peuples aborigènes d'Australie et indiens du Canada ou des États-Unis, touchés par l'exploitation de nombreuses zones uranifères, en passant par la réaction des Lapons en Finlande ou des populations rurales du Brésil ou d'Argentine face à de nouveaux projets de mines dans ces pays, les populations riveraines des régions concernées manifestent une opposition de plus en plus forte à l'industrie minière de l'uranium.

Plus largement, le constat des impacts sur l'environnement des sites de nombreuses mines en exploitation ou fermées suscite une préoccupation croissante des organisations non gouvernementales et des gouvernements. Dans un contexte où le mot d'ordre de la renaissance du nucléaire, entraînant une surestimation des prévisions de demande d'uranium, a engendré depuis le milieu des années 2000 une course à la capacité de production, les tensions se font plus fortes et les conflits plus visibles.

Dans sa stratégie de renforcement de ses positions sur un marché dont il prévoit l'expansion, Areva n'échappe pas à cette confrontation. Ses premières démarches pour explorer des zones uranifères en Finlande ont par exemple mobilisé des oppositions locales, comme à Ranua, dans le sud de la Laponie, où un comité s'est créé en juillet 2009. L'opposition des populations d'Uusimaa, dans le sud du pays, avait déjà contribué au rejet par le Ministre de l'industrie, début 2007, de plusieurs demandes de permis de prospection d'Areva dans la région. De même, le projet d'ouvrir la première mine d'uranium dans le Nunavut, au Canada, soulève l'inquiétude des populations locales, notamment Inuit. Outre les craintes relatives aux conséquences sanitaires, l'impact sur les milieux naturels et la dépréciation des terres ou des productions locales sont les principaux sujets de préoccupation évoqués.

C'est toutefois au Niger, dans le contexte particulier des anciennes colonies, qu'Areva fait face aux plus fortes oppositions. Découverts par le CEA dès les années cinquante, les gisements du Niger ont pris une importance stratégique liée à l'absence de clause sur l'utilisation non civile d'une partie de l'uranium extrait. La France exploite deux gisements à Arlit et à Akokan, et a signé en janvier 2009 un accord offrant à Areva 56,65 % dans l'exploitation, à partir de 2013, du site d'Imouraren. Cette production devrait conforter Areva au premier rang mondial, et faire passer le Niger de troisième à deuxième pays producteur.

L'opposition locale s'inscrit dans le cadre de la rébellion Touareg contre le pouvoir central nigérien. Ainsi par exemple, l'attaque en avril 2007 d'un camp de prospecteurs d'Areva à Imouraren avait fait un mort et trois blessés. Alors qu'Areva revendique d'apporter des emplois et un soutien sanitaire, social et éducatif aux populations locales, l'opposition porte justement sur les conditions économiques et sociales offertes à ces populations. Plus largement, des acteurs de la société civile nigérienne et des ONG internationales pointent le peu de retombées de cette industrie pour la population, dans un pays qui affiche le plus bas indice de développement humain (IDH) de la planète.

Dans un rapport publié en mai 2010, Greenpeace pointe au contraire les retombées négatives d'une activité commencée il y a 40 ans, et son caractère destructeur pour les ressources locales. L'étude, qui s'appuie sur des analyses réalisées sur place par la CRIIRAD, met en évidence la pression exercée par l'activité minière sur les ressources en eau, évidemment rares dans la région, ainsi que l'accumulation des boues de traitement et de millions de tonnes de terres et de roches déplacées, et les risques liés à la contamination de l'air par les poussières et des réserves d'eau souterraine.

La question des impacts sanitaires sur les travailleurs et les populations reste posée. La mise en place de dispositifs appropriés de surveillance de l'environnement et de la santé doit être une priorité. Les études sanitaires menées à partir de 2005 par Areva, et les observatoires de la santé créés mi-2009 sur ses sites du Niger mais aussi sur ses anciens sites du Gabon, en partenariat avec les associations Médecins du Monde et Sherpa, ne possèdent sans doute pas l'indépendance nécessaire pour satisfaire de façon incontestable toutes les interrogations.

Gros plan n° 4
La fin annoncée du retraitement de combustibles étrangers

Le retraitement de combustibles irradiés étrangers sur le site de La Hague, un temps présenté comme le symbole de l'avance française dans le domaine de la gestion du combustible usé, semble aujourd'hui avancer vers sa fin. Même si le retour des déchets issus de ce retraitement et la gestion des matières associées vont se prolonger sur des années voire des décennies, les quantités de combustible restant à traiter dans le cadre des contrats existants ne représentent plus que des quantités mineures par rapport aux quantités initiales.

Depuis 2007, Areva publie chaque année, en vertu des dispositions prévues par la loi de 2006 sur la gestion des déchets et matières radioactives pour encadrer le retraitement en France de combustible étranger, un rapport sur l'ensemble des quantités contractées, livrées et retraitées. La version 2010, qui porte sur l'état au 31 décembre 2009, confirme une évolution très claire. Depuis les premiers contrats passés avec des électriciens allemands, japonais, suisses, belge et néerlandais au début des années soixante-dix, jusqu'au dernier contrat en date, passé avec l'Italie en mars 2007, les quantités de combustible étranger couvertes pas les contrats en leur état fin 2009 portent au total sur 10 591 tML de combustible de réacteurs de production électrique, auxquelles s'ajoutent environ 2 tML de combustible de réacteurs de recherche belge et australien. Sur ce total, il ne restait à traiter fin 2009 que 3,3 tML entreposées à La Hague et 234 tML en attente de livraison. Les contrats ont été exécutés à 97,8 %, et seuls les deux plus petits pays clients en volume, les Pays-Bas et l'Italie, restent engagés à livrer du combustible irradié de centrales électriques à La Hague.

Tableau 1 : Quantités de combustible étranger contractées et traitées à La Hague par pays, fin 2009

Pays client	Quantité contractée	Quantité livrée	Quantité traitée	Stock entreposé à traiter	Quantité restant à livrer
REL					
Allemagne	5 483	5 483	5 483	**0**	**0**
Japon	2 944	2 944	2 944	**0**	**0**
Suisse	771	771	770,9	**0,1**	**0**
Belgique	671	671	671	**0**	**0**
Pays-Bas	487*	326	326	**0**	**161***
Italie	235	163,2	160,3	**2,9**	**71,8**
RTR					
Belgique	~1,5*	0,454	0,248	**0,206**	**~1***
Australie	0,285	0,285	0,154	**0,131**	**0**
Total	**10 593**	**10 359**	**10 356**	**3,3**	**234**

** Estimation WISE-Paris. Ces quantités ne sont pas précisées dans le rapport d'Areva.*

Source : d'après Areva, 2010

Cette évolution correspond à un recul global du retraitement dans le monde. Cette stratégie, présentée comme une alternative à l'entreposage puis au stockage définitif du combustible irradié, a connu un développement important au cours des années soixante-dix et quatre-vingt, concernant à son apogée jusqu'à deux tiers environ du combustible déchargé du parc nucléaire mondial. Elle reste toutefois contestée tant sur le plan de son bilan effectif du point de vue de la réutilisation de matières comme de la réduction des volumes de déchets, que sur le plan des risques spécifiques qu'elle soulève du point de vue de la radioprotection, de la sécurité et de la prolifération. Seule une minorité de pays exploitants de centrales reste en 2010 engagée dans une stratégie de retraitement pour le long terme : il s'agit, outre la France, de la Russie, du Japon, de la Chine et de l'Inde. Tous les quatre s'appuient pour cela sur des installations de retraitement domestiques, existantes ou à construire. C'est pourquoi dans la situation actuelle, les perspectives d'une relance des contrats de retraitement de combustible étranger en France apparaissent très faibles.

Tableau 2 : Situation des pays exploitants nucléaire vis-à-vis du retraitement en 2010

Pays ayant recours au retraitement sur leur territoire (GWe)		Pays ayant eu recours au retraitement c/o pays tiers				Pays n'ayant jamais eu recours au retraitement de leur combustible (GWe)	
		qui poursuivent cette stratégie (GWe)		qui ont abandonné ou sont engagés dans son abandon (GWe)			
France (~80 %)	63,3	Pays-Bas (France)	0,5	Allemagne (F./UK)	20,5	Afrique du Sud	1,8
Royaume-Uni	10,2	Italie (F./UK)	(0)	Belgique (France)	5,8	Argentine	0,9
				Espagne (F./UK)	7,5	Brésil	1,8
				Suède (F./UK)	9,0	Canada	12,6
				Suisse (F./UK)	3,2	Corée du Sud	17,5
						Etats-Unis (>1972)	100,6
Russie (15 %)	21,7			Arménie (Rus.)	0,4	Lithuanie	1,3
				Bulgarie (Rus.)	1,9	Mexique	1,4
				Finlande (Rus.)	3,0	Pakistan	0,4
				Hongrie (Rus.)	1,8	Roumanie	1,3
Chine (pilote)	8,6			Rép. Tchèque (Rus.)	3,6	Slovénie	0,7
Inde (~50 %)	3,8			Slovaquie (Rus.)	2,0	Taïwan	4,9
Japon (mise serv.)	47,6			Ukraine (Rus.)	13,1		
Total	**155,7**	**Total**	**0,5**	**Total**	**71,8**	**Total**	**145,2**

Source : d'après IPFM, 2010

Un expansionnisme diplomatique et commercial à tout-va

En mars 2010, dans une conférence internationale sur l'accès au nucléaire civil, à Paris, Nicolas Sarkozy a énoncé, devant un parterre de chefs d'État, le « devoir » de la France : « celui de partager son expérience avec tous ceux qui veulent accéder ou qui veulent relancer des programmes nucléaires civils ». Organisée par l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN) de l'OCDE mais convoquée à l'initiative du Président de la République, la conférence n'a pas vraiment caché, sous l'apparence humaniste du « *droit légitime de développer l'énergie à des fins pacifiques* » pour les pays en développement, la volonté plus triviale de l'État français de soutenir l'industrie nucléaire nationale dans la course au marché nucléaire international.

Cette visée expansionniste du nucléaire français n'est pas nouvelle, mais elle s'était éteinte avec la traversée du désert de cette industrie au niveau international, les efforts se concentrant sur une stratégie de maintien et de renforcement des positions de l'industrie nucléaire française sur son marché domestique. Ravivée par la rhétorique de la « renaissance » nucléaire dont Anne Lauvergeon s'est faite à la tête d'Areva la plus fervente porte-parole, la volonté d'exportation du nucléaire français s'affirme aujourd'hui plus que jamais. Pratiquement érigé en intérêt suprême de la Nation, cet objectif d'exportation imprègne la politique étrangère, industrielle et énergétique de la France sans que les conséquences en soient jamais clairement analysées.

La diplomatie atomique

C'est d'abord au niveau diplomatique que se joue le travail d'influence censé favoriser les exportations du nucléaire français. La France est engagée de longue date, comme tous les pays exploitant cette énergie, dans des coopérations nucléaires avec ses homologues. Elle a notamment signé des accords intergouvernementaux de coopération scientifique et technique dans le domaine nucléaire ou de développement du nucléaire civil avec la Russie (depuis 1996), la Chine (depuis 1997), le Japon (depuis 1972), la Corée du Sud (depuis 1981), l'Inde (depuis 1978), ou le Brésil (depuis 1967). D'autres accords spécifiques bilatéraux existent avec d'autres pays, par exemple avec les États-Unis sur les réacteurs dits de « Génération IV ».

La politique de coopération internationale a toutefois pris une orientation nouvelle avec l'avènement, à partir de 2007, de ce qu'on peut qualifier de « diplomatie atomique » de la France, impulsée par le Président de la République lui-même. L'idée en est simple : la renaissance du nucléaire offre la promesse d'un important marché international sur lequel la France, qui pense s'appuyer sur son programme national pour faire valoir son savoir-faire, s'estime légitime à occuper une place prépondérante. Dès lors, la promotion du nucléaire et la valorisation du nucléaire français vont prendre une place croissante dans la politique étrangère

Cette action se traduit d'abord par un renforcement systématique du soutien de la France au nucléaire dans les négociations et les grandes instances internationales. Cette posture, qui vise à exploiter ces outils pour faire la promotion du nucléaire et créer, politiquement, voire financièrement, des conditions plus favorables à son développement international, est assez classique. La France a ainsi, au cours des dernières années, régulièrement plaidé, par exemple, pour que le nucléaire soit éligible, au même titre que les énergies renouvelables ou l'efficacité énergétique, aux Mécanismes de développement propre (MDP) et donc aux financements correspondants dans le cadre du Protocole de Kyoto. Plus récemment, la France a cherché à rassembler sous le vocable d'énergies non carbonées le

nucléaire et les énergies renouvelables, et de modifier dans ce sens les objectifs fixés par l'Union Européenne dans le cadre, par exemple, du Paquet climat énergie européen.

Le Président Sarkozy semble prêt à la surenchère dans ce registre. Devant la conférence de l'OCDE, en mars 2010, il n'hésitait pas à valoriser le volet consacré à la coopération nucléaire civile dans le Traité de Non Prolifération, en déclarant que « le nucléaire civil pouvait être, aux yeux de la France, le ciment d'une nouvelle solidarité internationale, où chacun aurait besoin des autres pour aller de l'avant ».

Revendiquant dans cette vision un effort de financement de la communauté internationale, il dénonçait un « ostracisme du nucléaire dans les financements internationaux » et jugeait qu'« il y a là matière à scandale », appelant la Banque mondiale, la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et les banques de développement à « s'engager résolument dans le financement d'une énergie nucléaire civile propre ». L'absence de crédits carbone pour le nucléaire dans les MDP, au contraire de « toutes les autres énergies décarbonées », constituait à ses yeux un autre scandale, porté par « des raisons idéologiques d'un autre temps ».

Le voyageur de commerce du nucléaire français

Mais c'est surtout dans les relations bilatérales que l'activisme de cette nouvelle diplomatie atomique va s'affirmer. Nicolas Sarkozy va ainsi prendre le rôle d'un VRP du nucléaire, n'hésitant pas à placer un accord de coopération dans ce domaine au cœur de différents sommets multilatéraux ou bilatéraux, depuis la Chine et l'Inde jusqu'aux pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. La visite du Président français en Lybie, fin 2007, et la réception en grande pompe à l'Élysée en 2008 de Mohammar Khadafi resteront comme le symbole très controversé de cet affairisme diplomatique.

Les déclarations d'intention et les accords de coopération se multiplient. Et en mai 2008, afin d'accompagner et de donner corps à ces partenariats, le gouvernement crée au sein du Commissariat à l'énergie atomique une structure, baptisée Agence France nucléaire international (AFNI), placée sous l'autorité d'un directeur nommé par les ministres chargés de l'énergie et des affaires étrangères. Le rôle de cette agence sera, « dans le cadre de la démarche française en matière de coopération internationale dans le domaine du nucléaire civil » voulue par le Président de la République, d'« apporter l'expertise française aux États étrangers qui souhaitent préparer leur environnement institutionnel, humain et technique à la mise en place d'une filière nucléaire civile, dans le respect des normes les plus strictes en matière de sûreté, de sécurité, de non prolifération et de préservation de l'environnement ».

L'appui proposé par l'Agence, qui repose évidemment sur la mobilisation de « l'ensemble des compétences des acteurs institutionnels français du secteur nucléaire », dont l'Andra et l'IRSN, et plus largement de ses acteurs industriels, n'est proposé qu'aux pays ayant préalablement signé un accord de coopération intergouvernemental avec la France et déclaré leur intention de développer un programme nucléaire. L'AFNI intervient au total, fin 2010, dans le cadre de 10 accords de ce type, tous passés depuis fin 2007 à l'exception d'un accord plus ancien, remontant à 1981, avec l'Égypte.

Pays	Date paraphe	Date signature	Entrée en vigueur	Publication
Algérie	15 décembre 2007	21 juin 2008	30 juin 2009	26 juillet 2009
Arabie Saoudite	En négociation			
Egypte		27 mars 1981	Oui (et possibilité de renouvellement en discussion)	
Émirats arabes unis		15 janvier 2008	22 octobre 2008	7 mai 2009
Jordanie		30 mai 2008	16 décembre 2008	1er septembre 2009 (Protocole à ratifier au Parlement)
Koweit	14 janvier 2010			
Lybie	Décembre 2007	Juillet 2008	Novembre 2009	
Malaisie	En négociation			
Maroc	2 juillet 2010			
Oman	En discussion			
Pologne	Cf. EURATOM			
Thaïlande	En négociation			
Tunisie	28 avril 2008	23 avril 2009	26 août 2010	
Vietnam		Novembre 2009		

Source : CEA/AFNI, 2011

Sept des autres pays concernés appartiennent également à l'Afrique du Nord ou au Moyen-Orient (Algérie, Émirats arabes unis, Jordanie, Koweit, Lybie, Maroc, Tunisie). La Pologne, avec laquelle la coopération s'inscrit dans le cadre du Traité européen EURATOM, et le Vietnam complètent ce portefeuille de clients potentiels. Trois accords supplémentaires sont en négociation avec l'Arabie Saoudite, la Malaisie et la Thaïlande, un quatrième est envisagé avec le Sultanat d'Oman.

Tableau 1 : Accords intergouvernementaux bilatéraux de coopération nucléaire entre la France et les pays souhaitant ou envisageant d'accéder au nucléaire (situation fin 2010)

L'instrumentalisation de la politique énergétique

La France est donc prête à vendre son nucléaire, sous couvert de grands principes, à tous les pays qui le souhaitent. Les déclarations conditionnant toute coopération nucléaire entre la France et les États candidats au respect par ceux-ci d'un certain nombre d'exigences internationales ne font guère illusion. L'accord de coopération signé par la France avec l'Inde en septembre 2008 pour ouvrir la voie à la commande de deux EPR en offre l'illustration. Alors que cet accord est le premier passé par une puissance occidentale avec cet État qui s'est délibérément mis hors du régime de non prolifération nucléaire pour accéder à la bombe, le fait que ce point n'ait même pas été débattu en dit long sur la hiérarchie de la morale et de l'intérêt mercantile.

Mais il ne suffit pas d'être prêt à vendre pour trouver des acheteurs. Alors même que l'expérience de la France dans l'exportation de réacteurs reste très limitée, puisque 11 réacteurs seulement ont été vendus par la France à l'étranger alors que 58 réacteurs ont été construits en France. De plus, la question de la compétitivité de l'offre française d'EPR se pose de façon répétitive sans qu'aucune réponse sérieuse n'y ait encore été apportée. S Thomas[1] l'exprime très clairement en écrivant *"The question that Roussely should have but utterly fails to address is whether the EPR is salvageable. Given the difficulties at construction sites, dramatically soaring construction cost estimates and difficulties of getting generic safety approval, this is surely the question that begs to be asked. It may be that the consequences to France's nuclear strategy if the answer is that it is not are so severe that the question is politically impossible for an inquiry commissioned by the French government .The fallout from the Roussely report seems set to continue with efforts by the French government to create a 'Team France' and the two key companies, EDF and Areva jockeying for position"*.

L'échec cuisant rencontré par la France dans la réponse à l'appel d'offre pour les réacteurs d'Abu Dhabi a conduit l'État à réorganiser l'ensemble de la filière nucléaire française.

Le contrôle de l'État sur les acteurs du secteur s'exerçait en effet jusqu'au dernier remaniement ministériel par deux moyens principaux :

- en tant que décideur des politiques publiques, notamment à travers les compétences de l'ex-DGEMP, devenue Direction de l'énergie et transférée au Ministère de l'écologie. La sous-direction de l'industrie nucléaire de la DGEC comprenait notamment un bureau « politique publique et tutelles », et un autre sur les « affaires extérieures » qui jouent un rôle majeur pour le nucléaire français à l'international,
- en tant qu'actionnaire, au travers de l'Agence des participations de l'État (APE), qui est un service à compétence nationale rattaché à la Direction générale du Trésor (DG Trésor) au sein du Ministère des Finances.

Il semble que cette répartition des compétences ait été vécue en interne comme une cause majeure de l'échec. Il n'est pas impossible que le traumatisme majeur qu'a constitué la perte du contrat d'Abu Dhabi (que le lobby nucléaire pensait tout cuit) ait été l'un des déclencheurs, sinon le déclencheur, de la réorganisation qui a suivi le remaniement et qui s'est manifestée par le retour de la DGEC (ou au moins de sa partie énergie) auprès du Ministère de l'industrie, lui même sous la tutelle du Ministère de l'économie. Mais cette réorganisation est aussi peut-être l'application de la feuille de route fixée par le rapport Roussely de juin dernier sur « l'avenir de la filière française du nucléaire civil ».

Celui-ci portait en effet des recommandations très claires sur ce point, autour de l'idée que « l'État doit renforcer son rôle dans l'organisation de la filière nucléaire française tout en s'adaptant à la nouvelle donne internationale », et préconisait :

« La gouvernance du nucléaire en France doit être renforcée et resserrée, pour assurer avec efficacité la maîtrise de la pluralité des enjeux (stratégiques, politiques, industriels) du secteur et un véritable suivi de l'offre nucléaire française à l'export. »

« L'importance stratégique et l'ampleur des missions de réflexion, d'animation et de coordination à mettre en œuvre dans le domaine du nucléaire justifient la constitution soit d'un ministère de l'énergie dirigé par un ministre de plein exercice soit d'un secrétariat général à l'énergie rattaché à la Présidence de la République. Ce ministère ou ce secrétariat général s'appuiera sur une direction d'administration centrale identifiée, disposant de l'ensemble des compétences nécessaires pour mener à bien ses missions et d'un budget propre. (…) »

« Parallèlement, la mission de l'Agence France Nucléaire Internationale (AFNI) doit être étendue pour développer l'action internationale de la France dans le domaine du conseil nucléaire. (…) L'État doit créer une structure industrielle dédiée pour l'exportation. (…) Cette interface n'a pas vocation à faire les offres mais uniquement à proposer l'organisation la mieux adaptée à la satisfaction de la demande du client. Il s'agit bien d'une société de services, en amont de l'offre. »

Le retour de la DGEC à Bercy n'est donc que la première étape d'une réorganisation visant à créer au sein de ce ministère, ou rattachée à lui, une direction spécifiquement dédiée à la promotion interne et externe, urbi et orbi du

1 - Steve Thomas EPR in crisis, University of Greenwich, London, novembre 2010.

programme nucléaire français. Le fait de confier cette responsabilité à l'homme politique qui a su si bien incarner « l'identité nationale » serait donc, finalement, parfaitement cohérent !

Le tout nouveau ministre de l'Industrie et de l'Énergie Eric Besson estime quant à lui que le retour du portefeuille de l'énergie dans le giron de Bercy était *« cohérent »*, se présentant par ailleurs en *« défenseur intransigeant »* du nucléaire civil. *« L'énergie revient à Bercy, j'imagine que certains dans cette administration s'en réjouiront. Pour ma part, ça me paraît assez cohérent »*, a déclaré Eric Besson lors de la cérémonie de passation de pouvoir avec son prédécesseur Christian Estrosi. *« Il y a un besoin de cohésion qui a manqué, je crois, sur tel ou tel appel d'offres international »*, a ajouté le ministre, faisant allusion à l'échec d'un consortium français fin 2009 dans un gigantesque appel d'offres dans le nucléaire à Abou Dhabi. Eric Besson a affirmé également être *« de ceux qui pensent que le secteur du nucléaire civil est une chance pour notre pays »*.

Gros Plan n° 1 : Une prise de position prémonitoire du collège de l'ASN

« Quel niveau de sûreté pour les nouveaux réacteurs nucléaires construits dans le monde ? »

Paris, le 6 juillet 2010, Communiqué de presse

Dans un contexte de regain de projets de construction de réacteurs nucléaires dans le monde, l'association WENRA (Western European Nuclear Regulators'Association), qui regroupe les 17 responsables des Autorités de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest, travaille à l'harmonisation des objectifs de sûreté des nouveaux réacteurs. Elle vient de proposer des objectifs de sûreté pour les nouveaux réacteurs électro-nucléaires construits en Europe.

Les objectifs affichés par WENRA sont parfaitement cohérents avec ceux fixés par l'ASN pour les nouveaux réacteurs tels qu'EPR.

La définition des objectifs de sûreté pour ces nouveaux réacteurs par l'ASN, conjointement avec l'Autorité de sûreté allemande, date de 1993. L'ASN inscrit son action dans une démarche permanente d'amélioration de la sûreté en fonction des possibilités offertes par la technique. Dès 2003 le directeur général de la sûreté nucléaire et de la radioprotection affirmait devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques :

« Il est évident que nous avons demandé davantage en exigences de sûreté pour le réacteur EPR que pour les réacteurs précédents. Je peux le traduire de façon plus abrupte : nous n'autoriserions pas actuellement la construction d'un réacteur N4. » Les réacteurs N4 sont les derniers réacteurs construits en France, à Chooz et à Civaux.

Les objectifs de sûreté que l'ASN a définis pour les nouveaux réacteurs, tels qu'EPR, ont pris en compte l'accident de Three Mile Island en 1979 et la catastrophe de Tchernobyl en 1986 qui ont montré que les accidents graves ne relèvent pas d'une réflexion théorique et formelle.

Ces objectifs comportent en particulier par rapport aux réacteurs en exploitation :

- la réduction du risque d'accident avec fusion du cœur

- la réduction, en cas de fusion du cœur, des rejets radioactifs dans l'environnement, d'où notamment la présence d'un récupérateur de corium sur EPR.

A la suite des événements du 11 septembre 2001, l'objectif de résistance aux chutes d'avion a été renforcé.

L'une des préoccupations majeures de l'ASN est l'harmonisation par le haut de la sûreté nucléaire et de la radioprotection dans le monde. Nous ne voulons pas d'une sûreté à 2 vitesses et nous continuons à promouvoir au niveau européen et international des objectifs de sûreté qui prennent en compte les leçons de Three Mile Island, de Tchernobyl et du 11 septembre 2001. Face à des projets d'exportation de réacteurs ne répondant pas à ces objectifs de sûreté, l'ASN n'hésitera pas à dire que de tels réacteurs ne pourraient pas être construits en France.

Gros Plan n° 2
L'Autorité de sûreté nucléaire appelle à ne pas forcer les exportations

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) française, une administration de contrôle devenue autorité indépendante à la suite de la loi sur la transparence et la sécurité nucléaire de juin 2006, se pose en garde-fou contre le risque lié à l'exportation tous azimuts de réacteurs nucléaires. Elle rappelle régulièrement qu'un certain nombre de conditions doivent être remplies pour assurer la sûreté de ces exportations et pose en principe moral la nécessité de garantir dans les pays importateurs le même niveau de qualité et de contrôle que celui qu'elle revendique en France, pays exportateur.

Ainsi, au plus fort de la diplomatie atomique menée par le Président de la République Nicolas Sarkozy, après la création de l'Agence France Nucléaire International et un certain nombre d'initiatives contestées vis-à-vis de pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient notamment, le collège de l'ASN s'était exprimé dès juin 2008 pour expliquer, dans une note d'information, pourquoi et comment « il faut assurer la sûreté des nouveaux projets de construction de réacteurs nucléaires dans le monde » (voir gros Plan précédent).

Partant de l'idée, partagée au sein de l'appareil d'État, que le contexte énergétique favorise une relance du nucléaire et que « de nombreux pays cherchent à construire des réacteurs », le collège de l'ASN rappelait tout d'abord que si la mission de l'agence et de contrôler la sûreté nucléaire et la radioprotection en France, et d'en informer les citoyens, cette mission passe par un effort de l'ASN pour « contribuer à développer et soutenir un haut niveau de sûreté nucléaire dans le monde ».

Dans ce contexte, une préoccupation majeure est celle des conditions préalables à remplir dans les pays qui, sans faire partie aujourd'hui des 32 pays exploitant ou ayant exploité des installations nucléaires pour la production d'électricité, envisagent de façon plus ou moins volontariste d'engager un tel programme nucléaire civil.

Se référant aux déclarations de l'AIEA en 2007 et de l'association des chefs d'autorité nucléaire des pays développés, INRA (International Nuclear Regulators' Association) en 2008, le collège de l'ASN attire l'attention sur ce qu'il appelle la « longue marche » de l'apprentissage de la sûreté nucléaire. Il est en effet indispensable qu'un pays qui s'engage dans un programme nucléaire civil, qui par nature réclame un effort important et s'inscrit dans la durée, prenne la responsabilité de se doter d'un contrôle efficace de la sûreté nucléaire. Ceci inclut des compétences, des personnes qualifiées, des institutions et des instruments juridiques.

La note pointe ainsi les différentes étapes indispensables de cette marche :

- tout d'abord, la mise en place d'une autorité de sûreté nucléaire « qualifiée et indépendante ». Clarifiant que ceci ne peut se réduire à l'importation de compétences ou à la duplication de règles juridiques développées dans les pays nucléarisés, l'ASN insiste sur le processus d'apprentissage nécessaire et juge qu'« il faut au moins cinq ans pour rédiger une loi, créer une autorité, la rendre opérationnelle en mobilisant les compétences adéquates » ;
- ensuite seulement peut commencer le processus d'examen par l'autorité d'une demande d'autorisation visant la création d'un premier réacteur, estimé par l'ASN à deux à dix ans, en fonction notamment de l'expérience préalable de l'autorité sur des installations de moindre complexité ;
- enfin, l'accompagnement par l'autorité de sûreté de la construction du réacteur lui-même, que l'ASN estime au minimum d'une durée de cinq ans compte tenu de délais techniques incompressibles et du rythme nécessaire à un suivi approfondi du chantier.

Appelant à une éthique de responsabilité en matière de sûreté et déclarant l'ASN ouverte aux collaborations pour renforcer la sûreté de nouveaux projets dans les pays sélectionnés sur cette base, le collège de l'ASN souligne que cette coopération doit aider au développement des compétences dans les pays concernés, et non se substituer à elles. Il est, en d'autres termes, illusoire de faire émerger des réacteurs dans de nouveaux pays accédants au nucléaire dans les conditions de responsabilité et de sûreté requises en moins de 15 à 20 ans.

Le nucléaire en France : un programme dans l'impasse

La transition énergétique et climatique contrariée par le primat nucléaire

Trente-trois ans après le démarrage du premier de ses 58 réacteurs nucléaires actuels, la politique énergétique de la France semble en profonde mutation. La montée des préoccupations liées à l'épuisement des ressources fossiles, et plus encore au risque de changement climatique se traduit dans les textes français et européens par de nouvelles orientations, assorties d'objectifs ambitieux et volontaristes. Le développement massif des énergies renouvelables et la réduction des consommations d'énergie sont devenues en quelques années, sur le papier, de véritables priorités de la stratégie énergétique et climatique française.

Le changement touche tous les secteurs de production et de consommation de l'énergie sauf un : le programme nucléaire reste, comme lors de son lancement officiel en 1974, le pilier de la politique énergétique française. Le principe d'un maintien de la capacité nucléaire actuelle, par la combinaison du prolongement de l'exploitation des réacteurs actuels et du remplacement de ceux qui devront fermer par de nouveaux réacteurs, est un principe de base déclaré non négociable. De fait, le domaine du nucléaire a été régulièrement soustrait des discussions récentes.

Ces deux orientations n'obéissent pas nécessairement aux mêmes logiques. Le développement d'une production décentralisée et le maintien d'une forte production centralisée, l'incitation aux économies d'énergie et l'existence d'une forte capacité de production en base, l'équilibre entre le secteur électrique et les autres secteurs de l'énergie ne vont pas de soi.

Le bilan à tirer des nouvelles orientations reste, du fait du manque de recul, confus et controversé. Sa lecture est de plus faussée par l'effet conjoncturel de la crise économique ouverte à la fin 2008 (Gros plan n° 1). Les statistiques et les projections suggèrent toutefois que la France n'est pas placée sur la trajectoire souhaitée, et mettent en question le poids du choix nucléaire dans la situation actuelle et son rôle dans l'avenir.

Le primat du choix nucléaire sur les choix énergétiques

Pour comprendre la situation actuelle, un petit retour en arrière est nécessaire. Le programme de déploiement du parc nucléaire actuel a été décidé en 1974 sur des bases qui incluaient :

- une projection sur la capacité de production nécessaire fondée sur une hypothèse de doublement mécanique de la consommation électrique tous les dix ans,
- une politique d'encouragement à la consommation d'électricité, marquée non seulement par l'absence de mesures consacrées à la maîtrise de la demande sur les usages existants, mais au contraire la promotion, à travers le slogan « tout nucléaire, tout électrique », d'une extension de l'électricité à de nouveaux usages, notamment le chauffage électrique,
- l'établissement d'un lien direct entre développement du nucléaire comme production domestique d'énergie et la fin de la dépendance au pétrole, alors même que la production d'électricité représentait moins de 12 % de la consommation de pétrole, contre plus de 25 % par exemple pour le secteur des transports auquel le nucléaire n'apportait rien, et qu'inversement le pétrole ne contribuait que pour 13 % à la production d'électricité.

Avec le recul, le caractère erroné voire trompeur des discours politiques de l'époque n'est simplement plus contestable. Les projections de consommation électrique, malgré une politique agressive de soutien de la demande, ne se sont

pas réalisées[1], menant à une surcapacité de production nucléaire qui n'a toutefois pas empêché, comme on le verra dans le bilan énergétique actuel, la dépendance française aux énergies fossiles importées d'augmenter[2].

Si le nucléaire a pu devenir le « pilier » de la politique énergétique qu'il incarne depuis plus de trente ans sur une base aussi fragile, c'est que le choix nucléaire de la France n'est fondamentalement pas un choix énergétique. Il trouve son origine dans la politique de reconstruction menée après la Seconde guerre mondiale, qui a fait du nucléaire un levier essentiel pour redonner à la France sa « grandeur ». Il est alors essentiellement question d'applications militaires et de génie industriel. La politique énergétique n'est devenue que vingt ans plus tard, à la faveur des chocs pétroliers, le vecteur privilégié du maintien de cet attribut national. Dès lors, et jusqu'à aujourd'hui, c'est la stratégie énergétique qui s'est adaptée aux exigences du nucléaire, et jamais le contraire.

Une analyse statistique déconnectée de la réalité

Le caractère idéologique – au sens d'un présupposé de l'analyse énergétique – du choix nucléaire se traduit d'abord par une lecture systématiquement biaisée des statistiques. Cette situation crée aujourd'hui une grande confusion, marquée par un écart croissant entre les objectifs affichés et la réalité des chiffres. Cet écart s'illustre particulièrement sur la question de l'indépendance énergétique. Le chiffre « magique » de 50 %, clé de voûte de la justification donnée au programme nucléaire, repose sur des conventions de calcul très fragiles voire absurdes, dont la correction réduit pour 2009 le niveau d'auto-suffisance énergétique de la France à moins de 10 % (voir Gros plan n° 2).

Il existe plus généralement un écart important entre la perception entretenue de l'importance du nucléaire dans l'énergie française et sa contribution réelle. La production d'électricité nucléaire a représenté en 2009 une proportion de 75,6 % de la production totale d'électricité. Paradoxalement, cette part est encore plus grande – 82 % – dans la production totale d'énergie primaire : la raison est que si cette production intègre d'autres sources hors électricité, notamment 12 % d'énergies renouvelables pour les usages thermiques (bois) et de récupération de déchets, le nucléaire est compté par convention environ le triple de sa contribution en électricité (correspondant à un rendement de 33 % des réacteurs). Dans le même temps, l'électricité ne représentait en 2009 que 23,7 % de la consommation finale d'énergie en France. Le nucléaire ne représente donc que moins de 18 % de la réponse à la demande énergétique française, qui reste largement dominée, à près de 70 %, par les énergies fossiles (pétrole 43 %, gaz 22 % et charbon 3 % en 2009).

Les mêmes biais se retrouvent sans surprise dans l'analyse de la situation française en termes d'émissions de gaz à effet de serre. La France obtient bien sûr, grâce au développement du nucléaire et de son complément en hydroélectricité, des émissions de CO_2 plus basses que les pays comparables dans le domaine de la production d'électricité. Mais le choix du nucléaire a peu d'influence sur le reste des émissions (autres secteurs et autres gaz), et les émissions françaises, à plus de 8 teqCO_2/hab en 2009 (hors émissions liées aux importations de produits estimées à près de 3teq/hab par l'INSEE[3]), restent globalement beaucoup trop élevées par rapport à un niveau soutenable situé à moins de 2 teqCO_2/hab.

La baisse des émissions observées ces dernières années, qui atteint 10,3 % par rapport au niveau de 1990, est en fait intervenue sur trois ans, entre 2007 et 2009. Elle combine un mouvement structurel sur les autres gaz que le CO_2, auquel le nucléaire est totalement étranger, et une baisse purement conjoncturelle sur le CO_2 liée à la crise économique (voir Gros plan n° 3). De plus, une analyse statistique publiée en août 2010 par le Commissariat général au développement durable conduit à penser que la stabilisation observée cache en fait une augmentation globale, réalisée dans les pays dont la France est importatrice, des émissions de gaz à effet de serre liées à la satisfaction de la demande finale française. Celles-ci représentaient en 2005 un surcroît de près de 40 % d'émissions par rapport aux émissions réalisées sur le territoire national.

Des objectifs ambitieux sans mise en œuvre concrète

Au total, plus de trente ans après le lancement de son parc de réacteurs nucléaires, la France reste en 2009 loin d'atteindre des niveaux soutenables vis-à-vis des risques d'épuisement des ressources fossiles et de changement climatique. La France s'est pourtant dotée d'objectifs très ambitieux dans ce domaine. Plusieurs textes de loi votés ces dernières années fixent ainsi des taux de progression ou des niveaux à atteindre aux horizons 2010, 2020, 2030 et 2050.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, dite loi POPE, introduisait dès 2005 des objectifs de développement des énergies renouvelables à 2010, de rythme de progression de l'intensité énergétique d'ici 2020 et 2030, et de baisse annuelle des émissions de gaz à effet de serre, avec un objectif de division par quatre à l'horizon 2050. Aucun de ces objectifs ne semble tenu ou sur la trajectoire à respecter en 2010 (voir Gros plan n° 4), faute de mesures à la hauteur des ambitions affichées.

1 - Voir du « Gâchis à l'intelligence » Cahiers de Global Chance n° 27…

2 - Voir « Nucléaire la grande illusion » Cahiers de Global chance n° 25.

3 - Les émissions de CO_2 du circuit économique en France, F Lenglart et al, INSEE, L'économie française 2010.

La réalisation de ces objectifs est pourtant déterminante pour inscrire la France sur la trajectoire d'une véritable transition énergétique. Tout retard pris dans cette direction reporte à plus tard les efforts et suppose de réaliser ensuite les mêmes évolutions sur une période plus courte, au risque que l'obstacle devienne insurmontable. De plus, l'urgence des problèmes à résoudre – en particulier la réduction des émissions – impose une action aussi rapide que possible.

C'est bien le sens des objectifs supplémentaires inscrits dans la loi n° 2009-967 de programmation du 3 août 2009 relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, issue d'un processus de négociation sur les questions environnementales engagé deux ans plus tôt avec les parties prenantes. Ces objectifs, complétés par les engagements pris par la France dans le cadre du « paquet Énergie-Climat » adopté par l'Union Européenne en mars 2007, portent sur l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et la réduction des gaz à effet de serre d'ici à 2020 (voir Gros plan n° 5). Ils constituent en quelque sorte des minima à atteindre à moyen terme pour s'inscrire sur une trajectoire soutenable à long terme. Mais la question reste posée des moyens mis en œuvre pour les atteindre. Le texte d'application correspondant, la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (Grenelle 2), y apporte très peu de réponses.

La politique énergétique et climatique française apparaît dans ces conditions comme une politique d'effet d'annonces, où la multiplication des objectifs crée l'illusion de l'action. Le cas de la « taxe carbone » est exemplaire. Considérée par la très grande majorité des experts comme l'un des moyens les plus justes et les plus efficaces de traduire un signal sur le changement climatique dans l'économie, cette mesure fiscale est l'une des principales recommandations du Grenelle. Son étude, prévue par la loi de 2009, s'est appuyée sur un rapport remis en juillet 2009 au gouvernement par l'ancien Premier ministre Michel Rocard, qui en validait le principe et concluait sur un consensus autour d'une valeur à atteindre de 100 €/tC en 2030. Son abandon, aux premiers jours de l'année 2010, suite à une décision controversée du Conseil constitutionnel[4], met sérieusement à mal la crédibilité de la France vis-à-vis des ambitions qu'elle continue d'afficher.

Impact sur les orientations des réalisations nucléaires

L'évolution qui avait conduit, avant cet abandon, à parler de « taxe carbone » illustre par ailleurs la façon dont le primat du nucléaire sur l'énergie pèse sur l'ensemble des décisions du gouvernement dans ce domaine. Celle-ci avait en effet d'abord été conçue par les associations qui ont porté cette proposition comme une « contribution climat énergie », avec une composante liée à la consommation d'énergie et une composante liée au contenu en carbone de l'énergie consommée. L'ensemble des scénarios mondiaux, européens et nationaux montre en effet que le transfert vers des énergies non carbonées n'est réalisable que s'il est couplé avec une action sur la demande. Cette proposition revenait à étendre la taxe à l'énergie nucléaire (tout comme, en fait, aux énergies renouvelables), ce que le gouvernement a refusé en réduisant la taxe aux seules consommations d'énergie fossile.

Parfois, ce ne sont pas les conclusions des analyses, mais leurs hypothèses mêmes qui sont tronquées pour préserver, voire renforcer la place du nucléaire au cœur du système énergétique français. La décision de principe de réaliser un premier réacteur de type EPR en France avait déjà, par exemple, été inscrite dans la Programmation pluriannuelle des investissements pour la production d'électricité de 2002 (PPI), puis dans la loi POPE avant même que le débat public national sur l'opportunité de ce projet ait eu lieu.

De même, en 2007, la question nucléaire a été d'emblée exclue par le Président de la République du champ de la négociation du Grenelle de l'environnement en invoquant l'impossibilité d'un consensus des partenaires sur ce sujet. Si cette séparation artificielle a favorisé une discussion plus ouverte sur les autres volets de la politique énergétique, elle n'existe pas dans la réalité, où l'évolution du parc nucléaire interagit nécessairement avec les développements de la maîtrise de la demande et des énergies renouvelables.

C'est ainsi que Nicolas Sarkozy a annoncé en janvier 2009 le lancement d'un deuxième EPR – dont la réalisation a une nouvelle fois constitué un postulat dans la PPI présentée en juin 2009 – comme un projet déconnecté des orientations du Grenelle. La projection officielle sur la mise en œuvre du Grenelle repose sur l'illusion que la production nucléaire ainsi renforcée pourra, pour faire de la place en France aux énergies renouvelables et à la maîtrise de la consommation, être massivement exportée (voir Gros plan n° 5). La prééminence nucléaire menace ainsi directement la réalisation des orientations reconnues comme prioritaires.

Rien ne permet donc aujourd'hui d'affirmer que les objectifs affichés, en dehors du nucléaire, seront tenus. L'essentiel est pour le gouvernement que cet effet d'annonce fonctionne. Ainsi, l'Agence internationale de l'énergie a par exemple publié en juillet 2010, comme tous les quatre ans, une revue de la politique énergétique française qui encourage, sans aucune analyse de cette incompatibilité fondamentale entre les orientations nucléaires et les orientations du Grenelle ni de l'absence de mesures concrètes sur certains objectifs chiffrés, la France à poursuivre le développement de son programme nucléaire[5].

4 - Décision n° 2009-599 DC du 29 décembre 2009 - Loi de finances pour 2010.

5 - Voir à ce titre l'analyse critique publiée le jour même par le Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER), « Revue de l'AIE sur la politique énergétique française : une analyse sourde, aveugle et muette ! », 26 juillet 2010.

Le paradoxe reste que si les projections peuvent faire illusion à l'horizon 2020 qui est celui du scénario Grenelle, leur prolongement à 2050 ne fonctionne pas. En 2008, le Conseil d'analyse stratégique, qui conseille le Premier ministre, avait produit un rapport de prospective énergétique visant à dessiner un ou plusieurs scénarios de division par quatre des émissions de CO_2 françaises à l'horizon 2050. Le rapport, qui ne considérait bien sûr que des scénarios de maintien ou d'augmentation du parc nucléaire, aboutissait à l'issue de puissantes modélisations à la conclusion que ce « facteur 4 » était impossible à atteindre[6]. Il préconisait l'abandon de cet objectif, pourtant seul cohérent avec les recommandations de la communauté scientifique, au profit d'un facteur 2,4 à 2,7.

Un des faits les plus marquants concernant le lien entre nucléaire et politique énergétique et climatique est sans doute qu'aucun nouvel exercice prospectif officiel n'est venu corriger cette vision. Ainsi, le gouvernement ne disposait fin 2010 d'aucun scénario pour montrer que les orientations de sa politique, qui reste fondée sur le pilier nucléaire, permettent d'atteindre les brillants objectifs qu'il s'est assignés à long terme.

Gros plan n° 1
Le bilan énergétique de la France en 2009

Le Ministre de l'environnement, Jean-Louis Borloo, a présenté en juillet 2010 un bilan énergétique annuel extrêmement favorable. Les statistiques établies par l'Observatoire de l'énergie pour l'année 2009 marquent en effet une baisse historique de la consommation d'énergie et des émissions de CO_2, combinée à une progression des énergies renouvelables. À y regarder de plus près, ces chiffres sont bien plus le reflet de phénomènes conjoncturels sur l'offre et la demande d'énergie que d'une supposée transformation structurelle du système énergétique français. Et le détail des chiffres montre que tout est loin d'aller dans le bon sens.

L'année 2009 est marquée par une baisse historique de la consommation d'énergie primaire, la plus forte enregistrée depuis 1975, -5,2 % en données corrigées des variations climatiques. La diminution de 12,6 Mtep (hors usages non énergétiques) efface d'un coup la hausse des dernières années. Ce résultat a toutefois peu à voir avec la politique énergétique.

Il s'explique en premier lieu par une baisse de la production nucléaire liée au mauvais fonctionnement du parc. Cette baisse record de -6,8 % représente 7,7 Mtep en énergie primaire. Surtout, elle se traduit par un recours accru à d'autres énergies dont le rendement primaire/final est globalement plus favorable. Il s'ensuit un gain mécanique dans l'efficacité du système énergétique dans son ensemble (63,3 % contre 62,1 % en 2008) : le différentiel entre cette baisse en énergie primaire et la baisse observée sur la consommation en énergie finale, qui n'est comparativement que de 3,3 %, en est la preuve.

La majeure partie de la décroissance de consommation d'énergie finale observée est imputable à la réduction de la consommation de matières premières, de biens et de services liée à la crise économique, qui se traduit par une baisse de 2,2 % du PIB. Il faut tenir compte également de la progression tendancielle, liée à l'évolution technique, de l'intensité énergétique, qui mesure le ratio entre la consommation finale d'énergie et la production économique : celle-ci s'établit en moyenne sur les années précédentes à 1 % par an. Ces multiples facteurs expliquent donc l'essentiel de la réduction de la consommation d'énergie.

Ainsi, la baisse record de 2009 ne mesure paradoxalement aucun effet structurant sur la consommation d'énergie. La répartition très inégale de cette baisse renforce ce constat : elle est beaucoup plus marquée dans les secteurs qui ont subi l'impact direct de la crise économique (-9,7 % dans l'industrie, dont -26,6 % pour la seule sidérurgie) que dans des secteurs comme les transports, où la baisse de 1,1 % cache même une augmentation de la consommation pour les véhicules particuliers, ou le résidentiel tertiaire (-0,9 %).

Du côté de la production, le bilan fait état d'une forte hausse des énergies renouvelables. Celle-ci est en fait modeste : estimée à 6,6 % hors hydraulique (et 1,8 % si on prend en compte la baisse de production de 10 % de cette énergie), cette progression constitue en réalité un sérieux coup de frein comparée aux 15,8 % hors hydraulique observés en 2008. La progression supplémentaire hors hydro-électricité s'élève à 0,93 Mtep, moins de la moitié de la progression de 1,91 Mtep en 2008. La contribution des énergies renouvelables à la consommation finale d'énergie ne progresse que de 4 % en 2009, pour s'établir à 12,2 % du total.

La production d'énergies renouvelables approche 20 Mtep, soit 15,3 %, loin derrière le nucléaire, qui reste la principale ressource en énergie primaire avec une production de 114,5 Mtep, soit 83 % de la production nationale. Le nucléaire ne représente pourtant qu'environ 18 % de la consommation finale d'énergie en France, soit seulement 1,5 fois plus que les renouvelables. L'essentiel de l'énergie finale consommée reste toutefois d'origine fossile, à près de 70 %.

6 - Centre d'analyse stratégique (France), Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 - Rapport de synthèse - 09/2007.

Gros Plan n° 2
L'échec de la politique d'indépendance énergétique

La France a officiellement regagné, grâce au programme nucléaire, une indépendance énergétique de 50 % en moyenne – 50,5 % en 2009 – contre 25 % en 1973. Ce résultat, qui est depuis plus de vingt ans le pivot de la justification énergétique du choix nucléaire, repose sur le calcul du ratio de la production nationale primaire d'énergie sur la consommation primaire (non corrigée des variations climatiques). Ce mode de calcul est contestable sur trois points essentiels :

- il donne un poids positif, par rapport à un calcul en énergie finale, à la mauvaise efficacité du système de production domestique vis-à-vis des productions importées[1],
- il comptabilise toute l'électricité alors qu'une part non négligeable est exportée,
- il comptabilise comme production domestique le nucléaire, alors que tout l'uranium utilisé dans les réacteurs français est aujourd'hui importé[2].

Un calcul en énergie finale, déduction faite des exportations d'électricité et de l'uranium importé, conduit à une indépendance énergétique inférieure à 10 % en 2009, contre 30 % selon le même mode de calcul en 1973. Ainsi, l'indépendance énergétique finale française n'a pas doublé mais a été divisée par 3 depuis le lancement de son programme nucléaire.

La raison en est simple : l'augmentation quasi-continue de la consommation d'énergie fossile, tirée en particulier par la progression constante du secteur des transports. La consommation de pétrole (en énergie finale et pour les usages non énergétiques) s'établit en 2009 à 78 Mtep. La crise économique a entraîné en 2008 et 2009 une baisse sensible, mais on a retrouvé pour la première fois en 2007 le niveau record de 94 Mtep qu'elle avait atteint en 1973, avant l'introduction de mesures d'économies de carburant et le développement du parc nucléaire. L'impact de ces deux politiques a atteint son maximum en 1985, avec une réduction de 20 % de la demande en pétrole par rapport à 1973, avant une hausse continue. Il faut de plus tenir compte du développement sur la même période du gaz, dont la demande finale est passée de 10 Mtep en 1973 à 35 Mtep en 2007, ramenée à 33,5 Mtep en 2009.

Rien d'étonnant, dans ces conditions, à ce que la « facture énergétique » de la France, c'est-à-dire la balance commerciale liée aux exportations et aux importations d'énergie, explose. Celle-ci reste massivement négative, et représente depuis plusieurs années la quasi-totalité du déficit du commerce extérieur : ainsi, en 2009, elle atteint 38 milliards d'euros, pour un déficit commercial total de 43 milliards d'euros. La facture énergétique reste largement dépendante des prix des énergies fossiles. Elle a baissé de près d'un tiers entre 2008 et 2009, en raison d'une baisse de la consommation liée à la crise mais surtout de la nette détente observée sur les prix du pétrole et du gaz. À l'inverse, elle avait atteint en 2008 un record absolu en euros constants, à 58 milliards d'euros.

Si ce niveau, compte tenu de la croissance économique, n'atteint pas les niveaux records de part du PIB observés au plus fort des chocs pétroliers (4,9 % en 1981), le poids de la facture énergétique sur l'économie française se situe toutefois entre 3 % en 2008 et 2 % en 2009, soit les mêmes niveaux que ceux qui ont déclenché le programme nucléaire en 1973-74, où ce poids était de 2,5 %.

1 - Le parc nucléaire, avec un rendement de 33 % en moyenne, dissipe deux tiers de l'énergie primaire fournie par la fission nucléaire, sous forme de chaleur qui est pourtant comptabilisée en production et consommation dans le calcul officiel. Toutes choses égales par ailleurs, l'indépendance énergétique calculée par le gouvernement diminuerait si le rendement des réacteurs augmentait ! À l'inverse, le taux d'indépendance atteindrait plus de 60 % si les réacteurs n'avaient qu'un rendement de 22 %.

2 - Deux arguments sont avancés pour justifier cette différence de traitement avec les importations de combustibles fossiles, y compris le pétrole brut raffiné en France. Comme l'uranium naturel peut être enrichi en France, la plus forte valeur ajoutée des transformations intervenant sur le territoire national, et le risque géopolitique moindre sur les approvisionnements.

Gros plan n° 3
Les émissions françaises de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre de la France ont enregistré en 2008 et 2009 une baisse importante qui les situe en 2010 à un niveau inférieur de 10,3 % à celui de 1990. Alors même que le Ministre de l'écologie s'empressait d'attribuer ce résultat à sa bonne politique énergétique, les services du Commissariat général au développement durable montraient, dans un rapport sur le « CO_2 et les évolutions économiques de la France », une réalité profondément différente.

En premier lieu, rien ne relie sérieusement la baisse avec une politique de fond dans le secteur de l'énergie. Au contraire, l'évolution des émissions est pour le CO_2 (gaz qui représente environ trois quarts des émissions françaises, et qui est le plus directement lié aux usages énergétiques) concentrée sur les deux dernières années. Ainsi, le niveau de 2007 (439 MteqCO_2) était équivalent à celui de 1990 (438 MteqCO_2), avant une baisse de -6,4 % en 2008 et de -4 % en 2009. Ces baisses, comme pour la consommation d'énergie, apparaissent essentiellement liées à la crise, qui a frappé en particulier des secteurs intensivement émetteurs. On observe ainsi en 2009 une baisse de -10,7 % dans l'industrie (portée par le fort recul de la sidérurgie) et de -12,8 % dans la branche énergie (essentiellement due à la crise du raffinage), contre -3,9 % dans le résidentiel-tertiaire et seulement -1,6 % dans les transports (imputable au recul de la circulation des poids-lourds).

La baisse des émissions de CO_2 en 2009 ne peut d'autre part pas s'expliquer par le développement des renouvelables. Leur progression limitée, de 1,8 %, ne compense pas une baisse historique de -6,8 % de la production nucléaire : au total, la production « non carbonée » d'énergie en France a chuté de 5,4 % en 2009. On ne saurait souligner plus clairement que, même si en l'espèce elle est conjoncturelle et non le fruit d'une véritable politique d'efficacité énergétique, c'est d'abord du côté de la demande que se joue l'évolution des émissions de gaz à effet de serre.

C'est justement là que l'étude du CGDD intervient. Le rapport analyse dans un premier temps, secteur par secteur, la composition de la demande (demande intermédiaire et demande finale des ménages) et l'impact des différents facteurs, tels que le contenu en CO_2 de l'énergie, l'intensité énergétique, le facteur démographique, et l'évolution de la demande finale de biens et de services. La conclusion est sans appel : si le progrès technique a effectivement conduit à une baisse unitaire des émissions de CO_2 de la production et de la consommation (hors utilisation des terres), l'augmentation de cette production et de cette consommation a globalement compensé cette baisse : ainsi, les émissions auraient techniquement diminué de 33 % – deux fois plus sous l'effet de l'intensité énergétique, peut-on souligner au passage, que du poids des énergies non carbonées – sans un effet rebond sur la demande des ménages et l'augmentation de la production. Si l'évolution technique l'emporte dans l'industrie, c'est a contrario l'évolution économique qui l'emporte dans le commerce et les services.

Le poids de la demande finale est d'autant plus évident lorsqu'on prend en compte les émissions qu'elle génère hors des frontières françaises. L'étude du CGDD apporte pour la première fois une évaluation de l'empreinte carbone de la France, c'est-à-dire des émissions associées à la demande finale, y compris lorsqu'elles sont générées à l'étranger. Il s'agit de déduire les émissions associées aux exportations, dont le solde net représentait en 2005, pour le CO_2, 23 % des émissions produites en France, et d'inclure les émissions associées aux importations, dont le solde net représentait en 2005 environ 42 % de la satisfaction de la demande française. Au total, l'empreinte carbone de la société française est 33 % plus élevée que les émissions du périmètre national pour le seul CO_2, et même de 38 % pour l'ensemble CO_2-CH_4-N_2O.

Tableau 1 – Comparaison des émissions en périmètre national et en empreinte carbone, 2005

Emissions associées à la production et à la consommation françaises ($MteqCO_2$)	Volume CO_2	Périmètre national CO_2	Empreinte nationale CO_2	Volume trois gaz	Périmètre national trois gaz	Empreinte nationale trois gaz
Emissions directes des ménages (voiture et chauffage)	**130**	130 (32%)	130 (24%)	**135**	135 (26%)	135 (19%)
Production intérieure pour la demande intérieure	**185**	185 (45%)	185 (34%)	**265**	265 (50%)	265 (36%)
Production intérieure pour la demande étrangère (exportations)*	**95**	95 (23%)	—	**130**	130 (24%)	—
Production étrangère pour la demande intérieure (importations)*	**230**	—	230 (42%)	**330**	—	330 (45%)
Total	**(640)**	**410**	**545**	**(860)**	**530**	**730**
Moyenne par habitant ($teqCO_2$/hab)		**6,7**	**9,0**		**8,7**	**12,0**

** Solde net des émissions liées associées aux exportations ou aux importations. Ainsi par exemple, les émissions associées aux exportations françaises représentent en réalité 205 $MtCO_2$, dont 110 $MtCO_2$ sont réalisées à l'étranger dans des productions intermédiaires importées en France pour entrer dans la fabrication de produits exportés, d'où un solde d'émissions en France pour les exportations de 95 $MtCO_2$.*

Source : CGDD, 2010

Ainsi, par rapport à un objectif d'émissions par habitant fixé à un niveau équitable et durable en 2050, ce n'est pas une division par 4 des émissions sur son sol que la France doit viser, mais une division par 5,5 de son empreinte carbone. Malgré la baisse générée par la crise économique, elle ne semble pas en prendre le chemin. Sur le plan intérieur, la transition énergétique n'est pas réellement engagée. La croissance de la demande nationale annule jusqu'ici les progrès réalisés en matière de « décarbonisation » à l'intérieur de nos frontières. Pire, elle semble même, au vu de l'augmentation du volume des échanges commerciaux et de leur caractère déficitaire, conduire à une « fuite » croissante de carbone, c'est-à-dire une augmentation des émissions réalisées à l'étranger pour les besoins français.

Gros plan n° 4
Les lois énergie et climat : des objectifs ambitieux mais non atteints

Le 13 juillet 2010 a marqué le cinquième anniversaire de la loi POPE, ou loi n° 2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Celle-ci prévoyait notamment que *« la lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique qui vise à diminuer de 3 % par an en moyenne les émissions de gaz à effet de serre de la France »* : ce taux moyen revient à atteindre en 2050 un niveau égal à 25 % des émissions de 2005, soit un facteur 4, s'inscrivant dans *« un objectif de division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici à 2050 »*. On en reste loin : la baisse moyenne entre 2005-2009 pour les seules émissions de CO_2 liées à l'énergie est de 2,35 % par an, ce qui aboutirait à un facteur 3. Mais l'évolution ne serait que de 1,2 % par an sans la baisse spectaculaire de 2009, essentiellement liée à la crise dans l'industrie.

La loi POPE prévoyait également que *« le premier axe de la politique énergétique est de maîtriser la demande d'énergie afin de porter le rythme annuel de baisse de l'intensité énergétique finale à 2 % dès 2015 et à 2,5 % d'ici à 2030 »*. Cet objectif non plus n'est pas sur la voie d'être tenu : l'intensité énergétique finale, qui mesure le ratio entre la consommation d'énergie finale et le niveau de production économique (rapporté au PIB) n'a baissé que de 1 % en moyenne par an sur 2005-2009, avec de grandes variations d'une année sur l'autre en fonction du niveau de croissance économique. Cette tendance, qui se situe dans le prolongement de la tendance passée, indique qu'aucun mouvement structurel ne s'observe au-delà du gain traditionnel en efficacité lié au progrès technique.

Enfin, la loi POPE prévoyait de *« diversifier le bouquet énergétique »* et fixait pour cela l'objectif de *« satisfaire, à l'horizon 2010, 10 % de nos besoins énergétiques à partir de sources d'énergie renouvelables »* en énergie primaire. Cette part atteint 7,7 % en 2009. On observe toutefois une progression, qui se mesure mieux dans la contribution des énergies renouvelables à la consommation d'énergie finale, passée de 9,1 % en 2005 à 12,4 % en 2009. Mais les progrès restent insuffisants, que ce soit globalement ou vis-à-vis des objectifs déclinés pour 2010 par secteur :

- la production d'électricité d'origine renouvelable représente en 2009 environ 13,5 % de la consommation intérieure d'électricité, contre 11,1 % en 2005 mais loin de l'« objectif indicatif » de 21 % en 2010 ;
- la production de chaleur d'origine renouvelable n'a augmenté que de 15,7 %, contre un objectif d'augmentation de 50 % ;
- la part des biocarburants atteint en 2009 environ 5 %, avec un objectif de 7 % fin 2010.

La loi « Grenelle 1 », adoptée le 3 août 2009 – avec sa loi d'application « Grenelle 2 » adoptée le 12 juillet 2010 – confirme l'objectif de réduction de 3 % par an, en moyenne, des rejets de gaz à effet de serre jusqu'à 2050. Elle prolonge par ailleurs les engagements de la loi POPE par des objectifs à 2020. Ceux-ci s'inscrivent dans le cadre plus large des engagements de la France du « paquet climat énergie » européen et des objectifs « 3 x 20 », qui prévoient d'ici 2020 :

- un gain de 20 % en efficacité énergétique par rapport à l'évolution tendancielle (cet objectif étant le seul non contraignant),
- une augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie pour atteindre 20 % au niveau européen, et 23 % au niveau français ; la loi estime que cela implique de passer d'une production annuelle de 17 Mtep à 37 Mtep en 2020,
- une diminution de 20 % des émissions de gaz à effet de serre, portée à 30 % en cas d'engagement fort de la communauté internationale.

La loi reprend tels quels ces objectifs et décline des objectifs particuliers dans deux secteurs qu'elle désigne comme prioritaires : les transports, autour d'une réduction de 20 % des émissions de CO_2 liées à ce seul secteur, et le bâtiment, avec un plafond de consommation d'énergie par surface pour les bâtiments neufs et un objectif de réduction de 38 % des consommations d'énergie dans les bâtiments et les logements existants d'ici 2020 (avec un programme annoncé de 400 000 rénovations par an).

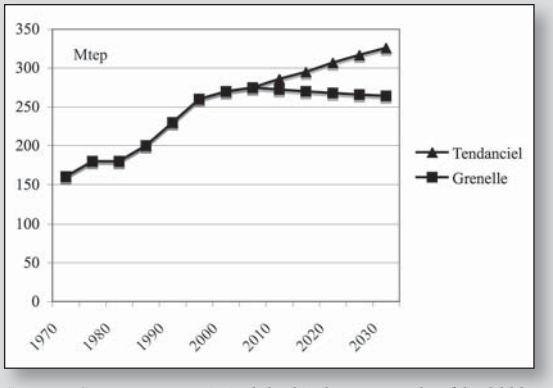
Avec cette loi, « la France se fixe comme objectif de devenir l'économie la plus efficiente en équivalent carbone de la Communauté européenne d'ici à 2020 ». Mais le retard déjà pris en 2009 sur les objectifs à 2010, et l'absence de mesures fortes propres à concrétiser les principaux objectifs laissent augurer d'un échec à atteindre l'excellence promise.

Et si le 20 août dernier, Jean-Louis Borloo annonçait bien que *« la diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES) s'accélère à un rythme spectaculaire, près de 4 % pour la seule année 2009, une réduction de 10,3 % de 1990 à 2009 »* il oubliait de signaler que cette baisse concentrée sur 2008 et 2009 était essentiellement due à la chute de l'activité productive de quelques secteurs très touchés par la crise (voir Gros plan n° 3).

Gros Plan n° 5
La contradiction entre nucléaire et Grenelle de l'environnement

Le scénario officiel issu du Grenelle, développé dans le cadre de la Programmation pluriannuelle des investissements pour l'électricité, le gaz et les réseaux de chaleur publiée en juin 2009, est en apparence historique : il prévoit pour la première fois une baisse immédiate de la consommation française, en énergie primaire (figure 1) comme en énergie finale.

Figure 1 – Projection sur la consommation d'énergie primaire dans un scénario tendanciel (2005-2030) et dans le scénario Grenelle (2005-2020)



Source : Commissariat général du développement durable, 2009

Ce scénario prend en effet en compte l'ensemble des objectifs sectoriels fixés par la loi à la suite du processus de négociation du Grenelle de l'environnement, en supposant l'existence et la mise en œuvre rapide de mesures politiques propres à réaliser ces objectifs. Il fait ainsi la part belle au développement des énergies renouvelables et à la baisse de la consommation d'énergie. Le scénario doit également intégrer des hypothèses sur l'évolution du nucléaire. Comme celui-ci avait été dès l'origine exclu du processus Grenelle, les hypothèses officielles restent dans ce domaine les mêmes qu'auparavant : il s'agit donc de maintenir la capacité installée à son niveau actuel, voire de l'augmenter avec la réalisation, outre l'EPR en construction à Flamanville, d'un second EPR décidé dans l'intervalle à Penly.

Les projections officielles « post-Grenelle » du gouvernement français prévoient donc explicitement, pour l'électricité, de stabiliser la consommation et de développer la part de la production électrique d'origine renouvelable tout en renforçant la capacité de production nucléaire. L'arithmétique rend la somme de ces hypothèses impossible, sauf à « boucler » comme le prévoit le scénario par l'exportation de l'électricité produite en surplus.

Ainsi le scénario repose sur une augmentation sans précédent des exportations d'électricité. Le solde exportateur devrait passer de 63,3 TWh en 2006, année de référence, à 129 TWh en 2020 – une production équivalente à 11 réacteurs EPR fonctionnant pour l'exportation. Or ce niveau n'a jamais été atteint, le record ayant été de 76,8 TWh en 2002. La situation française est une particularité au sein du réseau interconnecté européen (le second solde exportateur net revient à la Norvège, mais à hauteur de 20 TWh au maximum) qui tend à se réduire sous l'effet de l'amélioration continue des interconnexions et de la plus grande fluidité des marchés. La projection officielle du gestionnaire du réseau d'électricité français, RTE, prévoit en comparaison un solde exportateur de 53,7 TWh en 2020, dans une orientation à la baisse avec 22,8 TWh en 2030.

Même cette prévision plus basse semble en réalité optimiste au vu de la dégringolade du solde exportateur en électricité de la France ces dernières années, les problèmes connus par le parc nucléaire ayant accéléré les effets de l'évolution du système européen sur ces échanges. Ainsi le solde exportateur, après être tombé à 48 TWh en 2008, a encore chuté à 28 TWh en 2009. Le scénario suppose donc de multiplier par 4 le niveau actuel en 10 ans.

L'hypothèse sur les exportations n'a donc aucune chance de se réaliser. Du reste, les auteurs du scénario reconnaissent, lorsqu'ils sont interrogés sur la question, qu'aucune étude n'a été menée pour valider la vraisemblance de cette projection. Il s'agit d'un pur artifice pour cacher l'écart entre l'évolution dessinée par le Grenelle et l'évolution imposée par le primat nucléaire.

Mais cet écart n'existe pas que sur le papier. L'impossibilité d'exporter le surplus massif d'électricité va reporter cette production sur le marché français. Il s'agit, si l'on conserve une hypothèse autour de 50 TWh de solde exportateur en 2020, d'un surplus de 75 TWh environ. Soit l'équivalent d'une grosse dizaine de réacteurs de 900 MWe potentiellement au chômage mais qui continueront à produire.

Au total, la production cachée qui, pour des raisons économiques, devra finalement être consommée en France représente environ 15 à 18 Mtep en énergie primaire, soit davantage que la baisse de 11 Mtep affichée par le scénario (de 275 Mtep en 2005 à 264 Mtep en 2020). Cette situation ne peut à son tour qu'entraver les progrès sur la maîtrise de la demande ou les énergies renouvelables sur un marché national saturé. L'effet d'éviction, bien que caché, est bien réel : il sera impossible de réaliser à la fois les projets nucléaires, qui sont déjà engagés, et les objectifs qui restent théoriques sur le reste du système.

Le système électrique sous la contrainte nucléaire

Le système électrique occupe plus que jamais une place de choix dans la politique énergétique française. Cette situation tient bien sûr au statut central du parc de réacteurs nucléaire, qui est une constante depuis plus de trente ans. Mais elle est accentuée aujourd'hui par une tendance de fond plus générale.

D'une part, l'évolution de la société conduit, notamment à travers les nouveaux usages liés à l'informatique, l'électronique et la communication, au renforcement de la part de l'électricité dans l'ensemble de la consommation d'énergie : l'électricité est chaque jour davantage un usage privilégié et indispensable à notre quotidien. D'autre part, l'émergence de nouvelles applications de ces technologies à la gestion de la production – elle-même marquée par l'essor des énergies renouvelables – et au pilotage de la consommation amène à repenser la structure même du système.

Quel « smart grid » pour la France nucléaire ?

L'année 2009 a ainsi incontestablement été marquée par l'émergence dans le débat public du concept de « smart grid ». Ce concept désigne essentiellement le développement d'un réseau de distribution d'électricité dit « intelligent », qui, grâce aux technologies de relevé et de pilotage des données en ligne, doit permettre à la fois de mieux gérer le développement de sources de production décentralisées et l'évolution de la demande au niveau de chaque consommateur. Cette évolution peut aller dans le sens d'une plus grande sécurité du réseau, d'une économie de ressources et d'une réduction des impacts environnementaux associés. Encore faut-il, comme l'ont rappelé Global Chance et négaWatt dans un dossier commun publié au début de l'année 2010, ne pas résumer l'intelligence au recours aux technologies modernes, et développer non seulement un réseau mais un système électrique globalement intelligent, y compris dans la réflexion sur les usages.

Aux États-Unis, le Président de la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC), Jon Wellinghoff, a frappé les esprits en avril 2009 en dessinant autour de ce concept une véritable vision à long terme[1]. Selon lui, la combinaison du potentiel offert aujourd'hui par le développement des énergies renouvelables, la maîtrise de la demande électrique qui peut viser jusqu'à 50 % de réduction de la consommation d'électricité à confort égal, et des nouvelles technologies de réseau doit permettre aux États-Unis de se passer à la fois de nouvelles centrales au charbon et de nouveaux réacteurs nucléaires.

Dans cette vision, il n'y a plus de place à l'horizon 2050 pour ces grosses centrales de production en base, qu'il qualifie simplement d'« anachroniques ». Les centrales au gaz, plus flexibles, permettent d'assurer la transition indispensable au développement des nouvelles infrastructures nécessaires. Le Président de la FERC insiste notamment sur la nécessité d'orienter très rapidement les investissements vers ces nouvelles infrastructures, au niveau du réseau électrique en particulier, pour éviter de très importants coûts échoués liés au développement de moyens de production qui semblent indispensables avec les réflexes du passé mais s'avéreront inutiles dans ce nouveau système.

1 - « No need to build new U.S. coal or nuclear plants – FERC chairman », Greenwire, 22 avril 2009.

La question de la pertinence ou non de cette vision directrice à long terme, qui conditionne fortement les décisions à prendre à court terme sur l'orientation du système, ne trouve malheureusement pas sa place dans le débat public français. La réflexion reste enfermée dans une toute autre logique : c'est le choix du nucléaire qui constitue le pilier de la politique énergétique et la vision directrice à long terme pour le système électrique. Ce n'est pas la question de la place du nucléaire dans ce nouveau système qui est posée, mais celle des conditions de développement d'un « smart grid » autour du parc nucléaire.

L'évolution du système électrique français en 2010 ne montre pas, malgré les engagements dans ce sens, les signes d'une véritable transition énergétique. La baisse de la consommation d'électricité, liée à la crise économique et la chute historique de la production nucléaire, liée essentiellement à des problèmes techniques, masque provisoirement en 2009 les tendances structurelles d'un système où le poids du nucléaire entrave le développement des énergies renouvelables et les efforts de maîtrise de la demande d'électricité (voir Gros plan n° 1).

Un pilotage par l'offre autour du nucléaire

La France a mis en place à la fin des années quatre-vingt-dix un dispositif encore en vigueur d'orientation du système électrique qui ne permet pas de faire émerger cette problématique. Ce dispositif est centré sur une Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) qui, elle-même, s'appuie sur un bilan prévisionnel de l'offre et de la demande réalisé tous les deux ans par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE.

Le Bilan prévisionnel, établi sur quinze ans, croise des prévisions de consommation d'électricité, basées sur la projection tendancielle des consommations historiques, et des prévisions d'offre construites à partir des projets des industriels et des objectifs fixés par la PPI. Celle-ci intègre à son tour les prévisions de RTE pour établir, en fonction des besoins éventuels et des orientations de la politique énergétique, des préconisations sur les nouveaux moyens de production à réaliser.

Ce dispositif présente par rapport à une véritable orientation à long terme de nombreux biais. Le premier tient au mécanisme même du Bilan prévisionnel, qui ne prend que partiellement en compte les orientations politiques. Dans l'exercice publié par RTE en 2009 et mis à jour en 2010 (voir Gros plan n° 2), par exemple, la fourchette de prévisions sur la demande électrique se place, même pour les plus basses, à un niveau supérieur à l'objectif de quasi-stabilisation fixé sur la base du Grenelle de l'environnement par la PPI. Ce manque de volontarisme sur la demande conduit bien sûr à une évaluation plus élevée du besoin de capacité de production nécessaire pour maintenir, avec une confiance suffisante, l'équilibre entre offre et demande à moyen et long terme.

L'articulation entre le bilan prévisionnel et la PPI est sur ce plan ambiguë. Le bilan prévisionnel intègre de façon différenciée selon les filières les objectifs prévus dans la PPI, qui à son tour s'appuie plus ou moins selon les filières sur le bilan prévisionnel pour fixer les objectifs. Ainsi, sur le nucléaire, la justification du second EPR dans la PPI 2009 – comme celle du premier EPR à l'époque de la PPI de 2002 – repose sur des arguments externes au bilan prévisionnel : il s'agit ici à la fois du potentiel à l'exportation et de la marge de sécurité associée au risque de perte de capacité du parc existant, si certains réacteurs se voyaient refusée la prolongation de leur durée de vie au delà de 30 ans. En retour, le bilan prévisionnel retient comme acquise la réalisation de ces décisions politiques.

Ce principe de justification externe ne fonctionne pas pour les énergies renouvelables : ici, les prévisions de RTE restent sensiblement inférieures, en termes de capacité installée, aux objectifs fixés par la PPI. Enfin, le bilan prévisionnel intègre l'ensemble des projets consolidés des industriels dans le domaine des centrales thermiques fossiles, qui à leur tour sont considérées dans la PPI comme une donnée externe dont la compatibilité avec ces objectifs, environnementaux notamment, n'est pas ou peu discutée.

L'ensemble contribue donc à construire une vision à moyen terme du système électrique qui met en doute la réalisation d'objectifs ambitieux sur la maîtrise de la demande et le développement des renouvelables, qui prend au contraire comme hypothèse centrale la réalisation des objectifs fixés pour le nucléaire, et qui donne aux énergies fossiles un rôle essentiel dans l'ajustement de l'offre à la demande. L'augmentation des capacités de production en pointe est en effet la réponse privilégiée par RTE et la PPI au risque de défaillance, c'est-à-dire d'écart non rattrapable entre l'offre et la demande pouvant conduire, à un horizon prévisionnel donné, à une probabilité inacceptable de panne sur le réseau.

C'est ainsi que les exercices précédents ont poussé au développement des projets de centrales thermiques en cours de construction en 2009-2010. C'est le cas en particulier du Bilan prévisionnel 2005 qui prévoyait, sur la base d'estimations de la hausse de la consommation d'électricité qui ne se sont pas réalisées, un manque de capacités de production de l'ordre de 1 200 à 1 700 MW entre 2008 et 2010, puis de 1 000 à 1 200 MW supplémentaires par an à partir de 2010, en plus de l'EPR prévu en 2012.

Gros Plan n° 1
Le bilan électrique de la France en 2009

Le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, RTE, publie chaque année le bilan du système électrique français. Ces statistiques permettent, entre autres, de suivre l'évolution de la consommation, de la production et des échanges aux frontières.

Après une consommation record en 2008, atteignant 495 TWh en consommation intérieure brute, l'année 2009 a vu une baisse de 1,6 % de la consommation d'électricité à 486 TWh. Comme pour la consommation d'énergie en général, cette baisse n'apparaît pas comme le produit de mesures de maîtrise de la demande d'électricité, mais comme le simple résultat de la crise économique. Ainsi, en données mensuelles corrigées des variations saisonnières, le mouvement de baisse s'estompe en fait à la fin d'année 2009, où les effets de la crise s'atténuent, avec une consommation supérieure en novembre et décembre à celle de la même période en 2008, où les effets de la crise économique se faisaient déjà sentir.

L'aspect conjoncturel plutôt que structurel de la baisse de 2009 ressort de l'analyse de la disparité des évolutions sectorielles. La baisse globale de la consommation finale d'électricité, qui s'élève à -2,3 % en données corrigées du climat, frappe d'abord les secteurs qui ont subi la crise de plein fouet : la baisse est de -11 % pour l'industrie (et même -23 % pour la sidérurgie). En revanche, la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire, qui représente deux tiers environ de la consommation totale, poursuit malgré la crise économique sa tendance lourde à la hausse. Elle progresse en 2009 de 1,7 % (corrigée du climat, soit 2 % en données réelles), poussée malgré la situation économique par le développement de certains usages, en particulier l'électronique et l'informatique mais aussi le développement massif du chauffage électrique dans les logements neufs.

Du côté de la production, l'année 2009 est marquée par une baisse record de la production électrique nationale, en chute de -5,5 %. La production s'établit à 519,1 TWh, soit 30 TWh de moins qu'en 2008. Cette baisse résulte principalement d'une baisse, pour la troisième année consécutive mais avec une ampleur sans précédent, de la production du parc nucléaire qui perd 6,8 %. Avec 390 TWh (soit 28,3 TWh de moins qu'en 2008), le nucléaire représente toujours 75 % de la production française, mais il atteint son niveau le plus bas depuis 1999.

La deuxième filière de production, l'hydraulique, chute également de 9,2 %, à 61,2 TWh. Les autres renouvelables, loin derrière, progressent de près de 40 % pour l'éolien, qui reste néanmoins à 7,8 TWh, et de 7,5 % pour les autres filières (essentiellement à partir de biomasse), qui représentent en 2009 un total de 4,4 TWh. L'éolien, malgré ce progrès, ne représente que 1,5 % de la production électrique française en 2009. Au total, les productions non fossiles ont diminué alors que la production des centrales thermiques au fioul, au charbon et au gaz, davantage sollicitées pour boucler l'équilibre du système, a augmenté de 3,1 % à 54,8 TWh.

Malgré la baisse de la production, le parc de production français a poursuivi en 2009 une tendance constante à la hausse de la capacité installée, avec une augmentation de 2 600 MWe par rapport à 2008 essentiellement imputable à l'éolien et au raccordement de quatre nouvelles centrales thermiques (trois cycles combinés gaz et une turbine à combustion).

Le solde des échanges d'électricité entre la France et les pays frontaliers reste en 2009 exportateur net, mais le niveau des exportations baisse à 68 TWh et le niveau des importations atteint un record à 43,4 TWh. À part une légère reprise en 2006, le solde n'a cessé de baisser depuis son niveau record de 77 TWh en 2002. Cette baisse s'accélère en 2009 : après une baisse de 20 % environ à 48 TWh en 2008, il chute encore de 47 % en 2009 pour s'établir à 24,6 TWh.

Tableau 1 – Évolution de la puissance installée et de la production électrique, 2006-2009

	2006		2007		2008		2009	
	Puiss. (GWe)	Prod. (TWh)	Puiss. (GWe)	Prod. (TWh)	Puiss. (GWe)	Prod. (TWh)	Puiss. (GWe)	Prod. (TWh)
Nucléaire	63,3	428,7	63,3	418,6	63,3	418,3	63,1	390
	54,6%	*78,1%*	*54,6%*	*76,8%*	*53,8%*	*76,2%*	*52,4%*	*75,1%*
Thermique fossile	24,6	53,8	24,1	55,1	24,7	53,2	26,2	54,9
	21,2%	*9,8%*	*20,8%*	*10,1%*	*21,0%*	*9,7%*	*21,8%*	*10,6%*
Renouvelables	28,1	66,6	28,7	71,1	29,7	77,6	31,2	74,3
	24,2%	*12,1%*	*24,7%*	*13,1%*	*25,2%*	*14,1%*	*25,9%*	*14,3%*
Hydraulique	25,5	61,0	25,4	63,3	25,4	68,0	25,4	61,9
	22,0%	*11,1%*	*21,9%*	*11,6%*	*21,6%*	*12,4%*	*21,1%*	*11,9%*
Eolien	1,5	2,3	2,3	4	3,3	5,6	4,6	7,9
	1,3%	*0,4%*	*2,0%*	*0,7%*	*2,8%*	*1,0%*	*3,8%*	*1,5%*
Autres renouvelables*	1,05	3,3	0,95	3,8	1,0	4	1,2	4,5
	0,9%	*0,6%*	*0,8%*	*0,7%*	*0,8%*	*0,7%*	*1,0%*	*0,9%*
Total production	115,9	549,1	115,9	544,8	117,7	549,1	120,4	519,1

** principalement déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.*

Source : RTE, 2008-2010

Gros Plan n° 2
Le bilan prévisionnel et la programmation des investissements

L'orientation des investissements réalisés dans le système électrique français repose sur deux instruments réglementaires introduits à la fin des années quatre-vingt-dix. Le dispositif combine, de façon parfois confuse, un outil de prévision établi par le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, RTE, et un outil de programmation élaboré par les services du gouvernement et soumis à l'approbation du Parlement.

Le premier outil est le Bilan prévisionnel établi sur quinze ans, dont RTE a publié la quatrième version en 2009. Ce bilan, qui porte à l'horizon 2025, relève d'une problématique d'approvisionnement électrique. Il vise à identifier le risque d'une défaillance de la production française en regard du niveau de consommation, et les besoins de puissance nécessaires pour couvrir la consommation selon les prévisions d'évolution. Une actualisation publiée par RTE en 2010 étudie plus précisément les évolutions envisagées sur l'offre et la demande à l'horizon 2015.

Le second est la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI), qui a pour but de traduire, à l'attention des acteurs économiques, des préconisations sur les moyens de production, cohérentes avec les objectifs fixés par la politique énergétique. La PPI, dont la dernière version a été présentée par le gouvernement en juin 2009, prend en compte le bilan de RTE pour identifier les besoins en lien avec les enjeux de sécurité électrique, de compétitivité et d'impact sur l'environnement.

Le bilan de RTE s'appuie traditionnellement sur des prévisions de consommation d'électricité dont même les plus basses, intégrant tout le potentiel envisagé par RTE de maîtrise de la demande, restent à la hausse. Ainsi, les scénarios prévus dans le bilan 2009 prévoient, par rapport à la consommation intérieure de 484,9 TWh en 2008, une hausse comprise entre 4,9 % et 21,9 % à l'horizon 2025. Ces prévisions tiennent compte d'une baisse prévisible d'environ 10 TWh de la consommation liée au transfert de l'activité d'enrichissement de l'uranium pour les réacteurs nucléaires de l'usine Georges-Besse de Tricastin, basée sur le procédé de diffusion gazeuse, vers l'usine Georges-Besse II, sur le même site, mais basée sur la centrifugation. Hors cette baisse ponctuelle, les prévisions sont fondées sur des taux de croissance annuelle de la consommation allant de 0,5 % à 1,7 % jusqu'en 2015, puis de 0,4 % à 1,1 % de 2015 à 2025. L'actualisation 2010 introduit un correctif à la baisse sur les prévisions en 2015, essentiellement lié au report de la baisse induite par la crise économique en 2009 (voir Gros plan n° 1), mais sans révision des taux de croissance annuels.

Ces prévisions sur la demande, fondées sur une projection tendancielle des consommations passées, contrastent avec les objectifs et le scénario issus du Grenelle de l'environnement, qui tablent sur une quasi-stabilisation de la consommation d'électricité à l'horizon 2020. Ainsi, la PPI annonce un objectif de consommation de 492 TWh en 2020, contre 485 TWh en 2008. En comparaison, le scénario dit de « référence » de RTE prévoit une augmentation de 10,4 % à cette date par rapport à 2008, à 535 TWh. De plus, l'ensemble des scénarios sont revus à la hausse par rapport à ceux du bilan prévisionnel précédent, établi en 2007.

Ce contraste est d'autant plus frappant que le bilan prévisionnel RTE est censé intégrer au contraire, sur l'offre, les orientations définies par la politique énergétique sur le choix des options à développer et les projets mis en œuvre par les acteurs industriels. Cette intégration ne s'opère toutefois pas selon les mêmes règles pour toutes les filières de production.

Pour le parc nucléaire tout d'abord, la mise en service du réacteur EPR conformément aux prévisions initiales, c'est-à-dire en 2012, est présentée comme une hypothèse acquise. Le scénario retient également, sur la base d'un « avis communément partagé », l'hypothèse d'un prolongement d'exploitation des réacteurs existants de dix ans au-delà de leur troisième visite décennale, qui suppose pourtant l'obtention à venir des autorisations de sûreté correspondantes. Il évite ainsi toute fermeture de réacteur à l'horizon de moyen terme 2015, et ne les envisage qu'à partir de 2020. Le scénario intègre enfin, au titre des projets engagés en tant qu'il est prévu par le gouvernement, la réalisation du second réacteur EPR à Penly avec une mise en service en 2017. Au-delà de 2020, il prévoit « conventionnellement » le remplacement des réacteurs fermés par de nouveaux EPR afin de maintenir la capacité installée à 65 GW de 2020 à 2025.

Pour le parc de production renouvelable, le scénario ne prévoit aucune évolution particulière sur l'hydraulique mais encadre l'évolution des nouvelles filières. Ainsi, les scénarios centraux autour desquels sont prévus, à l'horizon 2020-2025, des hypothèses hautes et basses, sont les suivants :

- pour l'éolien, seuls les projets validés au moins par un permis de construire sont réputés acquis, soit une puissance totale de 7 GW à l'horizon 2012. Le scénario intègre en termes de projets engagés un développement supplémentaire de 1 GW par an, portant la puissance installée à 10 GW environ en 2015, puis comme hypothèse sur la suite un développement à 17 GW en 2020 et 22 GW en 2025. Cette trajectoire ne correspond pas à l'objectif fixé par le Grenelle de l'environnement et intégré à la PPI, qui est d'atteindre 19 GW de puissance éolienne terrestre plus 6 GW offshore en 2020 ;
- pour le photovoltaïque, la puissance jugée acquise est estimée à 150 MW début 2009, et la puissance correspondant aux projets engagés est estimée à 1 400 MW en 2015. Ici encore, bien que RTE affirme que ce point de passage est compatible avec l'objectif fixé par le Grenelle, on reste loin d'une puissance installée de 5 400 MW en 2020. L'objectif est pourtant prolongé dans le bilan à 10 GW en 2025 ;
- pour la biomasse, le scénario comptabilise au total 50 % des capacités nominales prévues lors des appels d'offre de 2006 et 2008. Par ailleurs, il prévoit la perte de 2 000 MW environ de capacité de production en cogénération entre 2009 et 2015. Aucune autre capacité n'est prise en compte à l'horizon 2020-2025.

Pour le parc thermique classique, enfin, le scénario enregistre les projets finalisés des industriels et comptabilise ainsi 550 MW de turbines à combustion réalisés en 2009 et en 2010, ainsi que dix voire onze cycles combinés gaz totalisant au moins 4 300 MW de capacité de production mis en service d'ici à 2012 ou au plus tard 2013. Le scénario prévoit également la fermeture avant 2015, du fait de leur non conformité aux nouvelles réglementations sur les émissions polluantes, de 3 400 MW de capacité charbon et 750 MW de capacité fioul. En 2025, le scénario prévoit au total 2 900 MW de capacité charbon, 11 400 MW de capacité gaz et 12 700 MW de capacité fioul, soit 27 GW de capacité thermique au total.

Gros Plan n° 3
Les plans de développement du véhicule électrique

Les engagements de la France en matière de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité et de maîtrise de la demande électrique seraient susceptibles, s'ils étaient tenus, de réduire le champ de la consommation d'électricité nucléaire. Afin de maintenir des débouchés pour le parc existant et à venir de réacteurs, le gouvernement et l'industrie ont développé, en lien avec les constructeurs automobiles français, l'idée d'un programme massif en faveur du véhicule électrique.

C'est ainsi que le Président de la République a fixé des objectifs très ambitieux, appuyés par un plan en 14 mesures présenté par le Ministre de l'écologie en octobre 2010. Le Plan national de développement des véhicules électriques vise un objectif de 2 millions de véhicules à l'horizon 2020, et 4,5 millions en 2025, ce qui représenterait environ 27 % du marché à cet horizon.

Malheureusement, c'est bien en partant d'une logique d'offre et non d'une analyse des usages, comme ils l'ont fait autrefois avec le chauffage électrique, que les défenseurs du nucléaire se font les promoteurs du véhicule électrique. C'est ainsi qu'on a pu voir, dans le groupe de travail installé par le Ministère de l'écologie sur la gestion de la pointe, Areva présenter sa vision du sujet[1]. Raisonnant en énergie, le constructeur de réacteurs estime que la demande supplémentaire liée aux véhicules électriques pourrait répondre au problème de surcapacité du parc nucléaire et permettre, en portant à plus de 90 % son facteur de charge moyen (qui est aujourd'hui en baisse, et inférieur à 83 %), de justifier une production supplémentaire de 67 TWh. Celle-ci correspondrait à la moitié des déplacements de véhicules particuliers et petits utilitaires, soit la quasi-totalité des déplacements de proximité. Selon Areva, un taux de 100 % d'électrification du parc automobile serait même atteignable avec 120 TWh de production supplémentaire par rapport au niveau actuel.

Le problème est bien sûr que ce n'est pas, compte tenu de la dynamique de recharge des véhicules sur le réseau, le raisonnement en énergie mais celui en puissance qui dimensionne les besoins. Pour Areva, qui note qu'un million de véhicules électriques en recharge lente appellent 3 000 MWe (l'équivalent de deux réacteurs EPR), cet obstacle peut être entièrement levé par un réseau « ultra intelligent ». C'est compter sans les problèmes techniques et les contraintes économiques que cette perspective soulève.

Principal gestionnaire des réseaux de distribution, la filiale dédiée d'EDF, ErDF, se montre extrêmement claire sur ce point[2]. Elle rappelle que si une recharge lente, en 10 heures, représente environ la consommation électrique d'un chauffe-eau, une recharge en 1 heure induit une consommation équivalente à celle d'un immeuble et une recharge « flash », en 3 minutes, l'équivalent de la consommation d'un quartier ! Ainsi, les véhicules électriques pèseront en moyenne dix fois plus en puissance appelée qu'en énergie sur le bilan national. L'appel de puissance pour 2 millions de véhicules pourrait atteindre 10 % de la puissance de pointe.

ErDF insiste également sur les aspects économiques. Les investissements dans l'installation des prises et le renforcement du réseau, estimés à 1,7 milliards d'euros pour 4 millions de bornes de recharge lente en zone urbaine dense, peuvent être multipliés par 3 ou davantage si des bornes de recharge rapide sont installées et si l'équipement s'étend à des zones moins denses. ErDF note également que la mobilité réduit l'efficacité économique de l'infrastructure : puisqu'il faut prévoir en moyenne 2,2 prises par véhicule (une au domicile, une sur le lieu de travail, plus les espaces publics), les investissements ne sont utilisés qu'à 45 %. Surtout, le mode de financement prévu par le gouvernement, qui repose notamment sur les mécanismes de péréquation, est en réalité inégalitaire puisqu'il implique que l'ensemble des consommateurs d'électricité paye le déséquilibre entre puissance et énergie généré par les seuls utilisateurs de véhicules électriques.

Le plan apparaît clairement comme une décision politique de soutien au nucléaire, prise en amont de toute réflexion prospective poussée sur la cohérence entre l'évolution à long terme du secteur des transports et de l'électricité – sans parler de l'absence totale d'analyse des marges de manœuvre pour réduire par l'aménagement du territoire et l'organisation de l'activité les besoins de mobilité individuelle. Il n'existe pas d'étude sérieuse comparant les conditions de déploiement de ces véhicules, prenant en compte les obstacles et les coûts associés, avec les autres options envisageables en termes d'évolution des transports.

Pire encore, ce sont à l'inverse les conclusions des études publiques qui doivent s'adapter aux discours politique. Ainsi, en 2008 déjà, la publication d'un rapport du Centre d'analyses stratégiques qui émettait trop de réserves sur le déploiement des véhicules électriques avait été retardée pour ne pas perturber les annonces du

1 - Areva, présentation au « Groupe de travail Maîtrise de la pointe électrique », atelier du 23 novembre 2009.

2 - ErDF, « Problématique de gestion de pointe du distributeur pour la recharge des véhicules électriques », présentation au Groupe de travail sur la gestion de la pointe électrique, atelier du 23 novembre 2009.

Président de la République en faveur d'un plan national au Mondial de l'automobile de Paris. Et, à l'été 2009, les conclusions d'une étude de l'ADEME sur les transports électriques ont été retouchées pour donner un tour moins critique à des résultats pourtant accablants sur l'impact environnemental du plan. Car si Areva affirme, faisant semblant de croire que les véhicules électriques seront alimentés en électricité nucléaire en base, que leurs émissions seront environ 5 fois moindres, à 20 gCO_2/km, que celles des meilleurs véhicules thermiques, la réalité du système électrique est toute autre. En France, tant que le parc reste limité à des flottes captives dont l'usage est parfaitement prévisible, la recharge de nuit à faible contenu de CO_2 a toutes chances de rester la règle. Mais si l'utilisation se répand dans le grand public, outre que l'accès à une prise de recharge de nuit risque de rester problématique pour les véhicules qui couchent dans la rue, il est très probable qu'une partie des usagers sera amenée à faire ou refaire le plein d'électricité dans la journée et évidemment bien plus rapidement qu'en 7 heures. Les constructeurs préconisent d'ailleurs l'installation de « bornes » pour des recharges à 80 % en une demi heure. Mais alors que la recharge de nuit en 6 ou 7 heures appelle une puissance de l'ordre de 3 kW (comme un chauffe eau), la recharge à 80 % en une demie heure appelle une puissance de l'ordre de 40 kW.

Si le plan du gouvernement marche comme sur des roulettes, en 2020 deux millions de véhicules électriques (6 % du parc) rouleront en France et, si tous les automobilistes les rechargent la nuit, nous économiserions alors environ 3 Mtonnes de CO_2. Si la moitié de ces véhicules rechargent leur véhicule de jour, l'économie de CO_2 tombera autour de 2 millions de tonnes. Si 1 automobiliste sur 20 profite de la pause du déjeuner pour effectuer une recharge « flash » de son véhicule, la puissance totale appelée brutalement sera de l'ordre de 2,5 GW avec un contenu de CO_2 par kWh de l'ordre du kg, de quoi ruiner l'effort accompli par le million d'automobilistes qui auront fait l'effort de ne recharger leur véhicule que la nuit. Et les émissions moyennes du parc de s'envoler.

Enfin, malgré des hypothèses plutôt favorables en termes de mix de production, l'ADEME estime qu'un véhicule électrique, atteint une moyenne de 126 gCO_2/km en Europe compte tenu de la composition actuelle du parc européen.

Une politique industrielle marquée par la monomanie EPR et la concurrence des acteurs

La politique industrielle dans le domaine nucléaire reste plus que jamais en France un domaine régalien. L'État, par la voix du gouvernement et parfois même du Président de la République, fixe les orientations stratégiques et pèse, quand il ne les dicte pas, sur les décisions des entreprises du secteur. Celles-ci, à commencer par EDF du côté de la production et Areva du côté des services, sont chargées de mettre en œuvre cette stratégie en coordonnant leurs actions dans l'intérêt public.

Ce schéma a permis le développement en France d'un programme nucléaire inégalé, si l'on considère la dimension du parc nucléaire par rapport aux besoins du pays, son niveau de standardisation et le déploiement associé de l'ensemble des services industriels de support à l'exploitation des réacteurs, de fourniture du combustible et de gestion des déchets. Il n'a pas empêché certaines erreurs, et les a même parfois encouragées, mais il a surtout permis de les absorber sans jamais remettre en cause la marche du programme[1]. C'est pourquoi ce système intégré constitue un modèle industriel aux yeux des promoteurs du nucléaire dans de nombreux pays du monde.

Ou plutôt constituait ? Car cette image a récemment volé en éclats. L'échec fin 2009 de la vente de plusieurs réacteurs de type EPR aux Émirats Arabes Unis a servi de détonateur. Il n'a en fait été que le révélateur des contradictions internes que ce système ne parvient plus à masquer. Au-delà des restructurations engagées par l'État pour remettre en ordre « l'Équipe de France » du nucléaire, l'année 2010 marquera sans doute une rupture dans le modèle de gouvernance de la politique industrielle nucléaire en France.

La monomanie EPR

Le modèle n'a pas foncièrement changé depuis le lancement du programme nucléaire par le général De Gaulle. Ainsi, c'est le Président de la République lui-même qui a annoncé, le 6 février 2009, le soutien de l'État à la réalisation à Penly d'un deuxième EPR, après celui en construction à Flamanville, entérinant au passage le choix de ce réacteur pour le développement ultérieur de la filière nucléaire en France. Le fait que les grands acteurs de l'énergie, autrefois de statut public, aient acquis un statut privé ne change rien à l'affaire. Au contraire, l'État s'est chargé, à travers le Premier ministre, de définir la part exacte que devraient prendre EDF, GDF-Suez, Total, et même les partenaires étrangers comme l'italien ENEL, à l'investissement du projet.

Comme pour Flamanville, cette annonce a bien sûr assez largement précédé le débat public organisé par la Commission nationale du débat public sur le projet. En 2005-2006, EDF avait très clairement, justifié son projet par une logique industrielle[2]. Il s'agissait, avant tout (et même si l'investissement n'était pas optimisé du point de vue des besoins énergétiques), de conserver par une réalisation concrète les compétences uniques d'ensemblier qu'avait développées EDF, seul électricien dans le monde à construire lui-même ses réacteurs nucléaires. La construction de l'EPR de Flamanville devait ainsi faire le lien entre le grand chantier de déploiement des 58 réacteurs à eau pressurisée (REP) aujourd'hui en fonctionnement et celui, envisagé entre 2020 et 2030, de leur renouvellement.

1 - Cahiers de Global Chance n° 25 sept 2008 « Nucléaire, la grande illusion », « L'aspect industriel ». www. global-chance .org

2 - Cahiers de Global Chance n° 22 (nov 2006) Voir « Débattre publiquement du nucléaire » www. global-chance .org

Cette question du maintien des compétences s'était posée dès la fin des années quatre-vingt-dix, alors qu'EDF achevait de construire ses derniers réacteurs et se trouvait pour la première fois depuis trente ans sans nouveau chantier. En 2003, le gouvernement avait identifié, à l'issue d'un débat national sur l'énergie centré sur la poursuite du nucléaire, quatre options[3] : la commande immédiate d'un EPR pour préparer le renouvellement, le recours après 2020 aux EPR sans avoir réalisé ce démonstrateur, et deux options écartant l'EPR en misant soit sur l'acquisition de réacteurs étrangers, soit sur les réacteurs de quatrième génération (si la prolongation de l'exploitation des réacteurs actuels permettait d'attendre leur avènement).

Aucun choix n'était alors officiellement arrêté. Mais les acteurs de la filière étaient déjà allés trop loin dans le projet de conception, de fabrication ou d'utilisation de l'EPR – sans projet alternatif. Le choix de l'EPR, seul réacteur « évolutionnaire » conçu et proposé par Areva, était de facto devenu depuis longtemps le seul possible. Ce choix, issu d'une analyse des enjeux sur les nouveaux réacteurs menée conjointement avec l'industrie allemande dans le contexte du début des années quatre-vingt-dix, reste près de vingt ans plus tard, sans les acteurs allemands qui se sont désengagés, la seule option développée par l'industrie française.

L'EPR, une réponse inadaptée aux enjeux actuels ?

Ainsi, la posture adoptée par EDF lors du débat public organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP), en 2005-2006, à propos de la construction d'un EPR à Flamanville posait déjà question. L'exploitant insistait sur la dimension industrielle plutôt qu'énergétique du projet, et sur la nécessité de disposer suffisamment en amont du renouvellement éventuel du parc d'un réacteur EPR testé en fonctionnement, afin de valider ou non le choix de ce modèle.

Personne, à commencer par EDF, ne semble plus en réalité prendre ce projet comme un test. Ainsi, en décembre 2008, alors que Flamanville-3 n'en était qu'au début de sa construction, le show pour les investisseurs étrangers offert par EDF à la City de Londres[4] confirmait le rôle crucial de l'EPR dans la stratégie de l'entreprise, en France comme à l'étranger – et surtout l'absence totale de projet alternatif.

Le choix d'un nouveau type de réacteur est pourtant un pari délicat. Le dimensionnement, le type de combustible utilisé, les objectifs visés en termes d'exploitation du réacteur, de sûreté, de production de déchets sont autant de paramètres fixés assez tôt dans le processus de conception et déterminants pour l'acceptabilité économique ou sociale du réacteur une fois le projet abouti. Dans le cas de l'EPR, l'étalement du processus conduit à proposer aujourd'hui un réacteur dont les options ont été fixées, pour certaines, il y a plus de 20 ans.

Quelles sont-elles ? D'un point de vue technique, l'EPR est profondément marqué par un double contexte. Le premier est la coopération entre la France et l'Allemagne pour tenter, à l'époque, d'imposer des standards techniques européens dans le domaine nucléaire. Les concepteurs et les autorités des deux pays ont donc coordonné leurs efforts pour développer un réacteur répondant à la somme de leurs exigences. Le second est la prise en compte de l'accident de Tchernobyl, survenu en avril 1986. La priorité de conception de l'EPR porte en conséquence sur la réduction du risque probabiliste d'accident majeur ; en corollaire, elle n'intègre pas d'exigence forte de progrès sur la question des déchets, qui s'impose aujourd'hui comme une question majeure, ni de réponse innovante aux préoccupations nouvelles de sécurité, concrétisées par le choc du 11 septembre 2001.

Du point de vue économique, l'EPR reste ancré dans le modèle intégré qui prévalait à l'époque de sa conception. Son dimensionnement autour de 1 650 MW (et jusqu'à 1 800 MW), en augmentation de 20 % par rapport aux précédents réacteurs français pour bénéficier d'un effet d'échelle, et sa conception optimisée pour la standardisation afin de bénéficier d'un effet de série, répondent aux besoins d'opérateurs disposant à la fois d'un réseau et d'une clientèle suffisamment dimensionnés pour absorber une telle capacité, et d'une capacité de planification et d'investissement telle que celle dont EDF bénéficiait dans son statut public.

Le réacteur EPR se révèle aujourd'hui surdimensionné pour des systèmes électriques de plus en plus flexibles, avec un investissement très lourd par rapport au risque attaché à chaque projet et au temps de retour sur investissement. Sa conception apparaît à la fois problématique par sa complexité du point de vue de la sûreté et pas assez poussée par rapport à d'autres risques : l'EPR, réacteur dit « évolutionnaire », n'est pas encore construit qu'on envisage déjà la nécessité de réacteurs plus avancés, dits « révolutionnaires », pour lui succéder. L'EPR est donc plus construit en réponse à des problèmes passés que porteur d'une vision d'avenir.

3 - Livre Blanc sur les énergies, Ministère délégué à l'industrie, 7 novembre 2003. Le Livre Blanc mentionnait également, mais sans la discuter, la possibilité d'une « scénario de sortie du nucléaire » où la question du renouvellement des réacteurs ne se poserait donc pas.

4 - EDF, Investors' Day, Londres, décembre 2008.

Un révélateur de la perte de compétences

Ces problèmes auraient pu être gommés si l'EPR avait pu s'imposer sur le marché national et international avec un temps d'avance sur l'offre des autres constructeurs de réacteurs dans le monde. Il aurait fallu pour cela réussir à le construire dans les délais très resserrés que l'industrie s'était fixés.

En visite sur le chantier de l'EPR à Flamanville, le 6 février 2009, le Président de la République déclarait : « C'est le chantier modèle de la renaissance du nucléaire dans le monde (…). Flamanville, c'est l'appartement témoin du nucléaire de la troisième génération ». En regard de ces déclarations, le chantier est un véritable fiasco. Les problèmes de qualification des intervenants, de qualité des ferraillages, des bétonnages ou des soudures ne se comptent plus.

L'instruction du dossier de sûreté fait par ailleurs apparaître différentes préoccupations, dont certaines conduisent pour l'instant l'Autorité de sûreté nucléaire à une position réservée sur la future autorisation de démarrage du réacteur, une fois la construction achevée. Cette échéance a déjà été retardée à plusieurs reprises, et un retard de deux ans au minimum sur la durée de construction initialement prévue de 5 cinq ans est d'ores et déjà certain.

Les problèmes rencontrés par EDF sur le chantier de Flamanville sont d'autant plus frappants qu'ils sont le miroir, avec quelques mois de décalage, des problèmes rencontrés par Areva sur le chantier de l'EPR finlandais. Destiné à maintenir les compétences françaises et les donner à voir à l'étranger, l'EPR révèle pour l'instant l'étendue des pertes enregistrées par l'industrie française dans ce domaine. La pyramide démographique des compétences dans les sociétés concernées est en effet liée au rythme de construction du programme français, très soutenu pendant deux décennies avant de se ralentir brusquement et de se voir gelé pendant presque dix ans.

La concurrence croissante des acteurs

Le choix unique de l'EPR et la perte des compétences nécessaires à sa réalisation sont d'autant plus dommageables que l'ensemble de l'industrie nucléaire française s'est unie autour de ce projet. Cette unité n'est d'ailleurs pas le moindre des paradoxes de la situation actuelle. Dès 2005, la question pouvait se poser de la pertinence d'une stratégie industrielle voyant les deux principaux acteurs français coopérer en France sur le projet EPR, tout en se faisant concurrence à l'international pour exporter ce réacteur : c'est en effet un service que proposent à la fois Areva, concepteur du réacteur, et EDF, fort de son statut de seul opérateur au monde assurant la construction de ses propres réacteurs.

La situation a empiré lorsque le nouveau groupe GDF-Suez, fort des compétences de sa filiale Tractebel, a déclaré une ambition nouvelle comme acteur de l'industrie nucléaire française. GDF-Suez vise à devenir un opérateur nucléaire à part entière sur le territoire français, et à exporter ensuite, à partir de l'expérience ainsi acquise, des réacteurs selon le même modèle économique qu'EDF. Associé par l'État au tour de table du deuxième EPR en projet, à Penly, GDF-Suez a ainsi annoncé début 2009 sa volonté d'être le maître d'œuvre et l'exploitant d'un prochain troisième EPR. Dans une moindre mesure, le groupe Total, qui a maintenu au fil des ans une participation dans Areva, visait aussi à prendre une part de ce que ces grands groupes ont anticipé comme un marché porteur pour l'EPR dans le cadre de la « renaissance » du nucléaire.

Les champions industriels français se multiplient donc… mais autour d'une technologie unique. Le réacteur EPR, de ce point de vue, joue une fonction symbolique importante en maintenant l'apparence d'unité stratégique de l'industrie nucléaire nationale. Mais la réalité est bien différente : ces acteurs, de plus en plus ouverts aux capitaux privés et exposés à un environnement libéralisé, obéissent de plus en plus à des logiques concurrentielles aux dépens d'une idée commune de l'intérêt public. Ainsi Areva et EDF, autrefois unis dans un partenariat semi-exclusif entre le prestataire de services et l'opérateur du parc, sont aujourd'hui en conflit ouvert autour du montant et de la mise en concurrence de plusieurs de ces services. De même, EDF et GDF-Suez sont en compétition sur le marché européen de l'électricité.

Unis autour du projet EPR lorsqu'ils partageaient l'idée que celui-ci était la clé commune d'un marché national et international prometteur, tous ces acteurs redeviennent concurrents dès lors que les obstacles s'accumulent.

Gros Plan n° 1
Les principaux acteurs économiques du nucléaire français

L'industrie nucléaire française a longtemps fonctionné sur un modèle étatique : les grands acteurs de la filière, tous de statut public, opéraient de façon coordonnée pour le développement d'un programme fixé par le gouvernement. L'essoufflement de ce programme, à partir de la fin des années quatre-vingt-dix, a coïncidé avec un mouvement d'ouverture économique qui a conduit, dix ans plus tard, à une réorganisation profonde du statut et des relations de ces acteurs.

Historiquement, le programme nucléaire français s'est bâti sur deux pôles, tous deux issus de la réorganisation par nationalisation du secteur énergétique français au sortir de la Seconde Guerre mondiale. Le premier est le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), créé en 1946 pour assurer le développement jusqu'au stade industriel du programme nucléaire militaire puis civil. Ces activités industrielles ont été regroupées en 1976 dans une société de droit privée, Cogema, qui a été fusionnée en 2001 avec Framatome, le constructeur de réacteurs nucléaires, pour créer le groupe Areva.

Areva est aujourd'hui une société anonyme dont la capitalisation, qui s'élevait au 31 décembre 2009 à 5,8 milliards d'euros, est détenue majoritairement par le CEA, actionnaire à hauteur de 79 % – le reste étant réparti entre l'État français (8,4 %), la Caisse des dépôts et consignations (3,6 %), et des acteurs privés, dont Total. L'entreprise, dirigée depuis sa création par Anne Lauvergeon qui avait pris la tête de Cogema en 1999, développe l'ensemble des activités de production et de services nécessaires à l'exploitation d'un parc nucléaire, à l'exception du stockage définitif des déchets qui relève d'une action publique pilotée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra). Le groupe Areva emploie au 31 décembre 2009 environ 48 000 salariés dans le monde, pour un chiffre d'affaires annuel de 8,5 milliards d'euros et un résultat net de 552 millions d'euros en 2009 (hors résultats de la filiale Transport & Distribution, cédée en 2009 à Alstom et Schneider Electric).

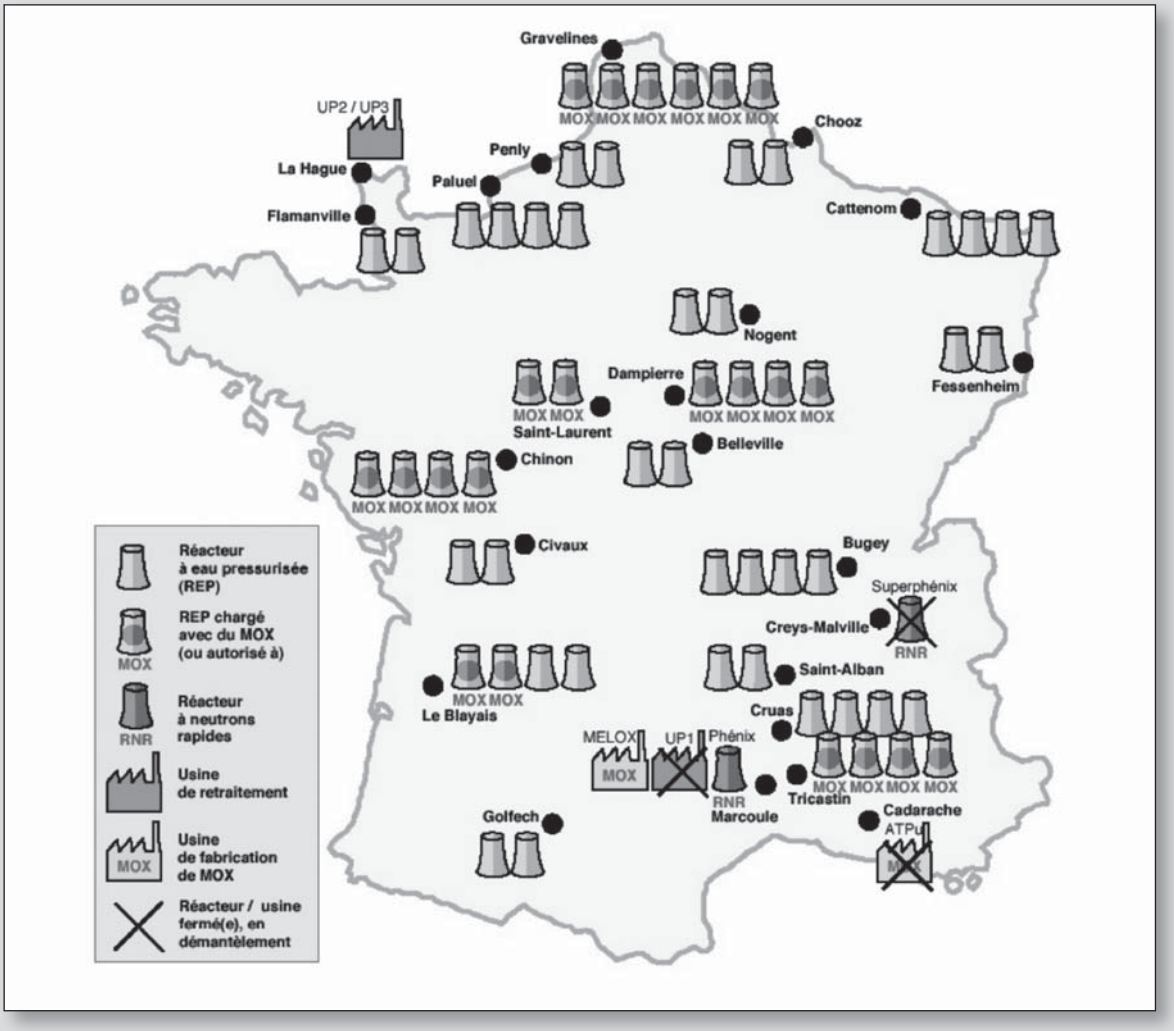
Le second pôle historique est bien sûr celui de la production, avec Électricité de France (EDF), entreprise créée par la nationalisation en 1946 qui a été chargée, à partir des années soixante et surtout soixante-dix, du développement du parc français de production électronucléaire, qui atteint aujourd'hui 58 réacteurs. L'entreprise a perdu en 2004 son statut d'Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) pour devenir société anonyme, et procéder à une ouverture de son capital. L'État reste au 31 décembre 2009 actionnaire majoritaire avec 84,9 %, les actionnaires institutionnels représentant 3,08 % et les salariés 2,43 %, pour une capitalisation totale de 76,6 milliards d'euros. Le groupe EDF, dirigé depuis 2009 par Henri Proglio, emploie 169 000 personnes, pour un chiffre d'affaires annuel de 66,3 milliards d'euros et un résultat net de 3,9 milliards d'euros en 2009.

Enfin, la réorganisation économique du secteur de l'énergie a fait émerger récemment un troisième acteur, dont les activités nucléaires en France restent limitées mais qui affiche son ambition de les développer. Il s'agit du groupe GDF-Suez, présidé par Gérard Mestrallet, qui regroupe depuis leur fusion en 2008 d'une part Gaz de France (GDF), qui était depuis 1946 l'équivalent pour le gaz d'EDF pour l'électricité, et d'autre part Suez, dont la filiale Tractebel est un opérateur nucléaire important, qui exploite les sept réacteurs belges et détient des participations dans les centrales françaises de Chooz et Tricastin. Le groupe pèse 66,7 milliards d'euros, détenus à 35,7 % par l'État français et répartis entre de nombreux acteurs institutionnels, industriels (dont Areva à hauteur de 1,2 %), salariés (2,8 %) et privés. Il emploie au 31 décembre 2009 plus de 200 000 collaborateurs (dont 48 % hors de France), pour un chiffre d'affaires annuel de 79,9 milliards d'euros et un résultat net de 4,5 milliards d'euros en 2009.

Gros Plan n° 2
Les principales installations nucléaires françaises

La France a développé un programme nucléaire très important en volume et complet sur le plan industriel. Elle compte ainsi un très grand nombre d'installations nucléaires sur son territoire, parmi lesquelles on peut distinguer :

- les réacteurs de production électronucléaire. La France possède 58 réacteurs en fonctionnement, exploités par EDF et répartis sur 18 sites de production. Ils appartiennent à la filière à eau pressurisée (REP) qui utilise un combustible à l'uranium enrichi ; 20 d'entre eux fonctionnent toutefois avec un maximum de 30 % de combustible dit mixed-oxides, ou MOX, fabriqué à partir de plutonium issu du retraitement du combustible usé et d'uranium appauvri. La France compte également de nombreux réacteurs arrêtés et en cours de démantèlement, notamment de la filière uranium naturel-graphite-gaz (UNGG) et de celle des réacteurs à neutrons rapides (RNR), avec Phénix et Superphénix ;
- les usines du cycle du combustible. Areva réalise en France l'ensemble des transformations nécessaires à la fabrication du combustible à l'uranium, notamment sa conversion (Malvési, Pierrelatte), et son enrichissement (Tricastin). Elle met également en œuvre le retraitement du combustible irradié (La Hague) et la fabrication de combustible MOX (Marcoule) ;
- les centres d'études et recherches, gérés par le CEA notamment à Fontenay-aux-Roses, Saclay, Marcoule, et Cadarache ;
- les sites de stockage de déchets (hors entreposage sur les sites précédents), gérés par l'Andra, dont le site fermé du Centre de stockage de la Manche (CSM) et celui de l'Aube (CSA), tous deux dédiés aux déchets faiblement et moyennement radioactifs à vie courte. La France compte également plus de 200 anciens sites miniers d'uranium, dont 17 de stockage de résidus, tous gérés par Areva.



Gros Plan n° 3
Le conflit EDF/Areva sur l'enrichissement et le retraitement

Si les aventures du réacteur EPR ont focalisé l'essentiel de l'attention politique et médiatique ces dernières années, un autre projet industriel structurant pour l'avenir de la filière nucléaire française est mené par Areva dans une relative indifférence. Il s'agit du remplacement de l'usine actuelle d'enrichissement de l'uranium, l'usine Georges Besse d'Eurodif à Tricastin, par une nouvelle usine, Georges Besse II. Le projet prévoit une capacité d'enrichissement maintenue par rapport à l'usine actuelle, soit 11 millions d'UTS (unités de travail de séparation isotopique), répartie sur deux modules dont le premier devrait démarrer en 2013, et envisage même la possibilité, à terme, d'une extension de capacité sur le site.

Avec cet investissement massif, annoncé à plus de 3 milliards d'euros, Areva se projette clairement dans la perspective du maintien, au delà du parc de REP actuel, des besoins nationaux d'enrichissement, qui représentent entre 5,5 et 6,5 millions d'UTS, et dans la poursuite d'une activité forte pour ses clients étrangers. Mais derrière la continuité apparente de la stratégie industrielle se cachent des tensions nouvelles entre ses principaux acteurs.

Premier changement majeur : la nouvelle usine d'enrichissement, basée sur le procédé de centrifugation, consommera infiniment moins que l'usine actuelle, basée sur le procédé de diffusion gazeuse, qui absorbe de l'ordre de 5 % de la production d'électricité française. La puissance nominale appelée passera de 2 500 MW à 50 MW environ. En pratique, ce sont deux à trois des réacteurs de la centrale de Tricastin, sur le même site, qui fonctionnent en permanence pour l'usine actuelle, et vont prochainement se trouver sans emploi… Outre la question de l'impact de ce changement sur le secteur électrique dans son ensemble, c'est l'équilibre de l'accord entre EDF et Areva – fondé sur l'échange de la fourniture d'électricité contre le service d'enrichissement – qui est ainsi remis en cause.

Un nouvel accord a été trouvé, sous l'égide des pouvoirs publics, pour la période 2013-2032. Celui-ci couvre des quantités moindres : alors qu'Eurodif fonctionnait à 60 % ou plus ces dernières années pour EDF, les commandes de l'opérateur français pourraient, si les projections de contrats pour des électriciens étrangers sont réalisées, tomber à 40 % environ de la production de Georges-Besse II. EDF prévoit en effet, ouverture des marchés à la concurrence oblige, de s'approvisionner pour partie auprès d'enrichisseurs étrangers. Mais le contrat en cours s'achevant fin 2010, le conflit porte surtout sur les années 2011 et 2012, En effet, EDF a annoncé son intention de ne pas prolonger le contrat et de recourir à ses stocks ainsi qu'à des contrats avec des prestataires étrangers – l'anglo-allemand-néerlandais Urenco et le russe Tenex – pour s'approvisionner pendant ces deux années. Soit un manque à gagner estimé à 500 millions d'euros pour Areva. Rendu public début 2010, ce conflit ne semblait toujours pas réglé à la fin septembre 2010, malgré l'intervention du gouvernement à plusieurs reprises dans le dossier. C'est dire à quel point les règles du jeu ont changé au sein de la filière nucléaire, dont les principaux acteurs sont, avant d'être les éléments d'un collectif au service de la politique publique, des entreprises guidées par leur intérêt financier et la rentabilité de leurs propres actifs.

Du reste, si ce dossier est le principal point d'achoppement entre les deux opérateurs historiques du nucléaire français, ce n'est pas le seul. Outre la concurrence ouverte sur le marché à l'exportation du réacteur EPR – et la course contre la montre pour savoir qui d'Areva à Olkiluoto en Finlande ou d'EDF à Flamanville achèvera le premier et avec le moins de retard sa construction –, chacun des services fournis par Areva à EDF est aujourd'hui susceptible d'être ouvert à concurrence.

Dans cette guerre semi-ouverte, EDF a par exemple lancé en juin 2010 un appel d'offre international pour le remplacement de 44 générateurs de vapeur dans le cadre de son programme de maintenance et d'extension de la durée de vie du parc actuel. Un contrat sur lequel comptent les responsables du Pôle nucléaire de Bourgogne, et qu'ils craignent aujourd'hui de perdre face au « dumping social » des concurrents russes ou japonais d'Areva[1]. Or, ce contrat représente plusieurs années de fonctionnement pour les usines de fabrication des gros composants de réacteurs rassemblées dans ce Pôle (Le Creusot et Châlon/Saint-Marcel), dans lequel Areva a justement engagé de lourds investissements pour faire face à une demande attendue en hausse.

1 - Le Journal de Saône-et-Loire, « Coup de chaud sur le nucléaire », 23 septembre 2010.

Un pas supplémentaire semble avoir été franchi avec l'annonce dans la presse en septembre 2010, que l'électricien travaille en propre sur une série de réacteurs de sa propre conception qui pourraient, si ces études sont finalisées, concurrencer l'EPR conçu par Areva[2].

Mais le dossier le plus difficile reste peut-être celui du retraitement. Dans ce domaine, le contrat qui régissait les volumes de combustible retraité et les livraisons de combustible MOX fabriqué à partir du plutonium ainsi séparé courait jusqu'à fin 2009. D'un côté, le retraitement et l'utilisation du MOX représentent pour l'électricien EDF un surcoût par rapport à un entreposage en l'état du combustible irradié : il a d'ailleurs progressivement augmenté, depuis les années quatre-vingt-dix, la part de combustible placé en attente, avec un contrat portant sur 850 tonnes retraitées par an sur 1 150 tonnes déchargées environ. De l'autre côté, les coûts de l'usine de retraitement de La Hague et l'épuisement des grands contrats de retraitement de combustible étranger pèsent sur Areva.

L'importance stratégique de ce dossier et l'engagement des pouvoirs publics en faveur du retraitement obligent les deux sociétés à s'entendre. Un accord-cadre passé en décembre 2008 prévoyait d'ailleurs la poursuite de cette option jusqu'en 2040. Mais au début de l'année 2010, les discussions butaient toujours sur le prix à payer par EDF. Il a fallu un arrêt temporaire du retraitement, une interruption par Areva des fournitures de combustible neuf à EDF et une intervention directe du Premier ministre pour qu'un accord de principe soit finalement annoncé en février 2010. Cet accord, dont la durée n'a pas été précisée, devait déboucher sur un contrat commercial au premier trimestre 2010, dont la signature n'a pas été confirmée. Officiellement, l'accord renforce le partenariat en portant les quantités retraitées à 1 000 tonnes par an et la fourniture de MOX de 100 à 120 tonnes par an.

2 - Dossier de L'Expansion, 28 septembre 2010.

La sûreté nucléaire en question

Les risques liés à la production d'électricité d'origine nucléaire en France

La problématique des risques

Le débat sur les risques qu'implique l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité doit se situer dans le champ de cette activité industrielle qui se déploie à très grande échelle et dont on peut penser qu'elle doit être relativement simple et sans dangers majeurs pour être facilement généralisable.

Il s'agit ensuite d'analyser ces risques dans la situation industrielle particulière de l'électronucléaire dont les techniques ont été héritées du développement des armes nucléaires, qu'il s'agisse des centrales à eau ordinaire sous pression (moteurs des sous-marins atomiques), de l'utilisation de l'uranium enrichi (usine de séparation de l'uranium 235) et des usines de retraitement (développées pour la production du plutonium nécessaire aux bombes nucléaires). Ces techniques nécessaires aux armes nucléaires n'ont pas été développées avec comme souci majeur la sûreté des installations ni la gestion des déchets.

Enfin, il faut prendre en compte les risques de certains choix technologiques, le retraitement des combustibles irradiés, l'extraction et l'utilisation du plutonium (combustible MOX), qui sont particuliers à un petit nombre de pays, notamment la France, et demandent un examen particulier.

Le système électronucléaire français présente trois principaux types de risques, de natures différentes :

- le risque d'accident majeur dans une centrale nucléaire ou une usine du combustible nucléaire (usine de retraitement ou de fabrication de combustibles au plutonium) ;
- les risques, notamment à très long terme, liés aux déchets radioactifs ;
- les risques de prolifération de l'arme nucléaire liés au développement des techniques électronucléaires (enrichissement de l'uranium, extraction et utilisation du plutonium).

Ce sont les trois grands domaines où des questions techniques, éthiques et politiques (la décision démocratique) se posent.

Le risque d'accident grave et la gestion des déchets concernent directement la sûreté nucléaire[1].

L'accident grave

Le problème central en ce qui concerne les accidents est celui de la perception et de l'acceptation ou non du risque d'un accident majeur dont la probabilité est très faible mais dont les conséquences sont extrêmement graves.

Les promoteurs du nucléaire ne nient pas la possibilité théorique d'un accident majeur, mais ils s'appuient sur le fait qu'il n'y a pas eu d'accident grave en France pour essayer de convaincre qu'il n'y en aura jamais parce que « toutes les précautions sont prises ».

1 - Dans une analyse complète de la sécurité du système français de production d'électricité, il faut également tenir compte de la vulnérabilité industrielle que présente un système reposant à 80 % sur une seule technique (centrales nucléaires à uranium enrichi et eau ordinaire sous pression) qui peut être l'objet de « pannes de mode commun » sans gravité pour les personnes ou l'environnement mais conduisant à l'arrêt de tout ou partie du parc nucléaire.

Mais, justement, la probabilité d'un accident majeur n'est pas nulle : cet accident est possible du fait de la nature même des réacteurs nucléaires et des usines du combustible.

Dans une centrale nucléaire à eau sous pression, l'accident majeur résulterait de la perte de refroidissement entraînant une fusion partielle ou totale du « cœur » (ensemble des éléments combustibles) du réacteur nucléaire. Un tel accident peut résulter soit de la rupture de la cuve du réacteur ou d'une tuyauterie du circuit primaire, soit d'une défaillance totale du système de refroidissement.

Les causes de rupture ou de défaillance des systèmes de refroidissement que l'on peut imaginer peuvent résulter d'un sabotage, d'un séisme exceptionnel, de perturbations météorologiques extrêmes (inondations, ouragans), de missiles externes non prévus (chute d'un gros avion par exemple), d'une accumulation d'erreurs humaines graves dans la conception, la construction ou l'exploitation de l'installation. On peut imaginer beaucoup de scénarios d'un tel accident, chacun ayant une probabilité très faible qui peut varier fortement au cours de l'Histoire : la prise en compte du risque de guerre ou d'attentat augmente considérablement les probabilités d'occurrence.

Or, on sait maintenant que, depuis l'accident de Tchernobyl, un accident majeur de ce type dans une centrale nucléaire peut avoir des conséquences dramatiques, aussi bien sur la santé de centaines de milliers d'individus que sur l'environnement de régions très étendues.

Les conséquences de Tchernobyl s'étendent dans l'espace, en particulier dans les territoires contaminés d'Ukraine et surtout de Biélorussie dont on parle peu, et dans le temps, pour les centaines de milliers de « liquidateurs » qui ont été irradiés, comme pour les populations vivant dans des zones touchées par le nuage radioactif (voir Gros plan « Les conséquences de Tchernobyl » p 20).

A Three Mile Island, aux États-Unis, on s'est trouvé à la limite de la catastrophe. La bulle d'hydrogène pouvait bien exploser et le gouvernement a eu raison d'évacuer la population. On comptait donc jusqu'au 11 mars dernier deux accidents majeurs dans des réacteurs de production d'électricité, dont l'un, heureusement sans conséquences autres qu'économiques et industrielles.

Au moment où nous parlons, nous savons qu'à Fukushima se sont produits des accidents majeurs sur au moins trois réacteurs, mais il est encore beaucoup trop tôt pour en faire le compte exact, et encore plus pour dresser un bilan des conséquences sur la santé des populations, l'environnement terrestre et marin.

Il y a eu suffisamment de défaillances inquiétantes en France même, depuis le démarrage de Fessenheim en 1978, pour que l'on puisse parfaitement imaginer l'occurrence d'un accident grave. Trois exemples récents : l'erreur de conception du circuit de refroidissement à l'arrêt des réacteurs du palier N4 (1998), l'inondation de la centrale du Blayais par la tempête (1999) et le blocage possible en cas d'accident des vannes des circuits de refroidissement de secours des réacteurs du palier P'4 (2001).

Si le risque d'accident est à peu près le même pour chaque centrale, il est évident que les conséquences peuvent être plus ou moins graves en fonction de sa localisation. L'exemple même de ce qu'il n'aurait pas fallu construire est la centrale de Nogent-sur-Seine à une centaine de km du centre de Paris (contre 250 entre Fukushima et Tokyo). Imaginons ce que serait la situation si un accident s'y produisait, même s'il s'avérait finalement être maîtrisé (ou qu'il n'aille pas « jusqu'au bout », comme cela s'est produit à Three Mile Island) et qu'il soit nécessaire de décider l'évacuation de la région parisienne (ce qui a été fait, à juste titre, à Three Mile Island).

Enfin, n'oublions pas que, en fonctionnement normal (notamment en périodes de révision et de rechargement) comme en cas d'accident, ce sont les travailleurs du nucléaire qui sont en première ligne (voir Gros Plan n° 1).

Le retraitement des combustibles irradiés et les déchets radioactifs

La technique du retraitement a été mise au point à des fins militaires : produire du plutonium pour l'arme nucléaire. Par la suite, la production de plutonium s'est poursuivie et amplifiée à des fins industrielles pour alimenter la filière des « surgénérateurs » à combustible au plutonium. La décision d'arrêt de l'exploitation de Superphénix en France en 1998 a consacré l'échec de cette filière, déjà abandonnée au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Allemagne. La stratégie des surgénérateurs a été un échec économique, mais elle présentait une certaine logique, au moins sur le papier (il ne faut oublier ni les difficultés techniques ni les risques particuliers de ce type de réacteurs).

Par contre, la « sous stratégie » consistant à utiliser le plutonium extrait des combustibles irradiés pour le mélanger à l'uranium sous la forme de combustible MOX (mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium) pour les centrales actuelles à eau ordinaire ne présente ni logique, ni intérêt économique, ni intérêt environnemental.

La question des déchets n'est pas simplifiée par le retraitement et l'utilisation du MOX. L'opération ne permet en effet de réduire que de 20 % (dans le cas « optimal ») la quantité de plutonium dans les déchets de haute activité de type C, mais entraîne une accumulation importante de déchets de moyenne activité, de type B ainsi qu'une augmentation de corps lourds radiotoxiques à vie longue (américium et curium). De plus les combustibles MOX irradiés doivent être stockés (leur retraitement ne présente pas d'intérêt) et leur temps de refroidissement est de 150 ans contre 50 ans pour les combustibles UO_2 classiques.

Au bout du compte, on garde sur les bras, dans les combustibles MOX irradiés, la plus grande partie du plutonium et l'étude Charpin Dessus Pellat évaluait à près de 150 millions d'euros le coût de la tonne de plutonium évitée par l'opération « retraitement + MOX ».

Le retraitement coûte cher à EDF et ne résout pas ses problèmes de déchets puisqu'elle devra de toute façon assurer le stockage de combustibles irradiés non retraités, classiques ou MOX.

Les pays étrangers qui avaient vu dans le retraitement à La Hague (ou à Sellafield en Grande-Bretagne) des combustibles irradiés produits dans leurs centrales nucléaires le moyen de s'en débarrasser ne s'y sont pas trompés : successivement l'Allemagne et la Belgique ont décidé d'abandonner cette opération coûteuse et de stocker directement leurs combustibles irradiés (ce que font déjà le Canada, les États-Unis, la Suède, etc.). Il reste comme client étranger le Japon, dont rien n'assure qu'il persistera dans cette voie (et qui construit sa propre usine de retraitement).

Le retraitement de combustibles irradiés venant de pays différents et l'utilisation du plutonium posent en outre des problèmes complexes de transports internationaux de combustibles nucléaires contenant du plutonium et de déchets radioactifs potentiellement dangereux, opérations extrêmement contestées et qui accroissent les risques de détournement de plutonium, matériau de base de l'arme nucléaire.

En ce qui concerne les déchets, aucune solution satisfaisante n'existe aujourd'hui ni en France ni au niveau mondial qui puisse assurer dans des conditions satisfaisantes la sûreté des stockages à long et très long terme des déchets ultimes de cette industrie.

Les centrales nucléaires en France

Les dix-neuf centrales et leurs réacteurs nucléaires

	Puissance nette	Année		Puissance nette	Année
	MW	Connexion réseau		MW	Connexion réseau
Belleville 1	1310	1987	Golfech 1	1310	1990
Belleville 2	1310	1988	Golfech 2	1310	1993
Blayais 1	910	1981	Gravelines 1	910	1980
Blayais 2	910	1982	Gravelines 2	910	1980
Blayais 3	910	1983	Gravelines 3	910	1980
Blayais 4	910	1983	Gravelines 4	910	1981
Bugey2	910	1978	Gravelines 5	910	1984
Bugey3	910	1978	Gravelines 6	910	1985
Bugey 4	880	1979	Nogent 1	1310	1987
Bugey 5	880	1979	Nogent 2	1310	1988
Cattenom 1	1300	1986	Paluel 1	1330	1984
Cattenom 2	1300	1987	Paluel 2	1330	1984
Cattenom 3	1300	1990	Paluel 3	1330	1985
Cattenom 4	1300	1991	Paluel 4	1330	1986
Chinon B1	905	1982	Penly 1	1330	1990
Chinon B2	905	1983	Penly 2	1330	1992
Chinon B3	905	1986	St Alban 1	1335	1985
Chinon B4	905	1987	St Alban 2	1335	1986
Chooz B1	1500	1996	St Laurent B1	915	1981
Chooz B2	1500	1997	St Laurent B2	915	1981
Civaux 1	1495	1997	Tricastin 1	915	1980
Civaux 2	1495	1999	Tricastin 2	915	1980
Cruas 1	915	1983	Tricastin 3	915	1981
Cruas 2	915	1984	Tricastin 4	915	1981
Cruas 3	915	1984			
Cruas 4	915	1984			
Dampierre 1	890	1980			
Dampierre 2	890	1980			
Dampierre 3	890	1981			
Dampierre 4	890	1981			
Fessenheim 1	880	1977			
Fessenheim 2	880	1977			
Flamanville 1	1330	1985			
Flamanville 2	1330	1986			

Nombre de centrales : 19.
Nombre de réacteurs (1 tranche nucléaire par réacteur) : 58
Puissance installée nette : 63 130 MWe

Les différences de caractéristiques des « paliers » des réacteurs du point de vue de la sûreté nucléaire : les enceintes de confinement

La stratégie de sûreté développée en France, a été basée sur la notion de « barrière » : elle consiste à interposer entre les produits radioactifs et l'environnement une série de barrières physiques résistantes, étanches, protégées et refroidies autant que nécessaire.

En ce qui concerne le cœur du réacteur, le combustible, qui retient la majeure partie des produits radioactifs au sein de la matrice solide dans laquelle se produisent les fissions, est enfermé dans une gaine métallique étanche : c'est la première barrière. Une deuxième barrière est constituée par l'enveloppe métallique du circuit de refroidissement primaire

comprenant notamment la cuve principale contenant le cœur. Enfin, la troisième barrière est constituée par un bâtiment en béton de forte épaisseur capable de résister à une certaine pression et à des agressions externes : c'est l'enceinte de confinement qui enferme l'ensemble du circuit primaire.

En France, deux types d'enceinte sont actuellement en exploitation :

a) Les enceintes à paroi unique du palier 900 MWe

Elles sont constituées d'un bâtiment cylindrique en béton précontraint de 37 m de diamètre et d'environ 60 m de hauteur, surmonté d'un dôme. La paroi cylindrique a une épaisseur de 90 cm et le dôme une épaisseur de 80 cm. Ce bâtiment a pour fonction de résister aux accidents aussi bien qu'aux agressions externes. Sa surface intérieure est recouverte d'une peau métallique de 6 mm d'épaisseur dont la fonction est d'assurer l'étanchéité.

b) Les enceintes à double paroi des paliers 1 300 MWe et 1 450 MWe (N4)

La paroi interne (120 cm d'épaisseur pour le cylindre et 82 cm pour le dôme, pour les tranches N4) est en béton précontraint et n'est pas recouverte d'une peau d'étanchéité. Elle a pour fonction de résister aux conditions de pression et de température internes tout en assurant une « relative » étanchéité : son taux de fuite en situation d'accident est réglementairement limité à 1,5 % par jour de la masse de fluides (air et vapeur d'eau) contenus dans l'enceinte.

La plus grande partie des fuites est récupérée dans l'espace entre parois (également appelé espace annulaire, ou EEE), maintenu en dépression par un système de ventilation et filtration appelé EDE. La paroi externe en béton armé (55 cm d'épaisseur pour le cylindre et 40 cm pour le dôme, pour les tranches N4) a pour fonction de créer l'espace annulaire et d'apporter la protection nécessaire vis-à-vis des agressions externes. La « relative » étanchéité de la paroi interne est vérifiée lors des épreuves de l'enceinte. Dans ces conditions d'essai, le taux de fuite est normalement limité à 1 % par jour de la masse d'air contenue dans l'enceinte, sans que puisse être faite une corrélation précise entre la valeur réelle et la limite réglementaire mentionnée ci-dessus.

Source : www_senat.fr

Des incidents répétés dans les centrales en fonctionnement

Le système d'injection de sécurité des 34 réacteurs de 900 MW

• Première étape : une « anomalie »

Note d'information d'EDF du 2 février 2011 : Anomalie sur la mesure du débit d'eau d'un système de sécurité.

Dans une centrale nucléaire, le circuit d'eau appelé « primaire », permet d'assurer la transmission de la chaleur dégagée dans le cœur du réacteur aux générateurs de vapeur. Ces derniers transfèrent les calories de l'eau de ce circuit primaire vers un deuxième circuit appelé « secondaire », dans lequel l'eau est transformée en vapeur, afin de faire tourner une turbine et un alternateur, qui produit ainsi de l'électricité.

Les centrales de puissance 900 MW sont composées de trois générateurs de vapeur. Le circuit primaire est donc composé de trois boucles identiques.

Des dispositifs de sécurité sont prévus pour parer à toute situation accidentelle, y compris les plus improbables. Ainsi, en cas de rupture du circuit primaire, un de ces dispositifs est le système d'injection de sécurité (RIS). Il se déclenche automatiquement et assure l'injection massive et rapide d'eau pour refroidir le cœur du réacteur. Cette eau contient du bore qui a la caractéristique d'absorber les neutrons et donc de réguler la réaction en chaîne dans le cœur du réacteur, en complément des grappes de contrôle, qui ont la même fonction.

Pour être efficace, l'injection d'eau doit se faire de manière équilibrée dans les trois boucles qui composent le circuit primaire. Les règles de sûreté nucléaire fixent une différence maximale entre les débits d'eau vers les trois boucles. Trois appareils permettent de vérifier l'équilibrage de ces débits d'eau, lors d'essais périodiques, par mesures de pression différentielle.

Lors de la conception des centrales, l'incertitude de cette mesure particulière des débits haute pression du système d'injection de sécurité n'était pas normalisée. Il ne faisait donc pas l'objet de prescriptions écrites. Des investigations techniques récentes ont permis d'évaluer l'incertitude de mesure de ces appareils. Le résultat indique une incertitude de l'ordre de 20 %. Cette précision de débit entre les boucles n'est pas compatible avec le critère qui fixe la différence maximum autorisée en la matière.

Dès le premier semestre 2011, une nouvelle instrumentation mobile, utilisant une technique par ultra son, sera testée sur un des sites concernés, avant d'être déployée sur l'ensemble des centrales de 900 MW.

Cet écart, dit « générique », car commun à plusieurs sites, constitue un écart de conformité, pour la mesure du débit d'eau d'un des systèmes de sécurité et a des conséquences potentielles sur la sûreté des installations des centrales concernées qui sont : Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Fessenheim, Gravelines, Saint-Laurent et Tricastin.

Pour cette raison, il a été déclaré, le 1er février 2011, à l'Autorité de sûreté nucléaire, au niveau 1 de l'échelle INES.

On remarque, dans cette note d'information que l'incertitude admise par les exigences de sûreté n'est pas indiquée (« … différence maximum autorisée en la matière » : quelle est-elle ?). D'autre part, le nombre de réacteurs concernés est de 34. Enfin, il s'agit bien d'un défaut générique qui touche tous les réacteurs du palier 900 MW (qui ont presque tous atteint 30 années de fonctionnement).

• Deuxième étape : Analyse de « l'incident » par l'IRSN

Extrait de la note d'information de l'IRSN du 17 février 2011.

En quoi consiste l'écart ?

Dans le cadre du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'IRSN a proposé que soient réexaminées les capacités fonctionnelles du système d'injection de sécurité au regard de ses différentes missions (voir rapport IRSN « Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales »). La question visait en particulier la méthode de détermination des performances mesurées sur les sites et la cohérence de ces performances avec les hypothèses des études d'accidents ; à cette occasion, il a été demandé à EDF de réévaluer les incertitudes liées à ces mesures. Cette réévaluation a mis en évidence que le dispositif de mesure n'était pas adapté et qu'en conséquence, le déséquilibre maximal de 6 % pris en compte dans les études d'accident n'était pas garanti. EDF a estimé de manière enveloppe que ce déséquilibre pourrait atteindre 20 %.

Quelles sont les conséquences ?

Les études menées par EDF ont consisté à supposer un déséquilibre aggravé de l'injection d'eau en cas de brèche dans une branche froide du circuit primaire. Ce n'est en effet qu'en cas de brèche dans une branche froide qu'une partie du débit d'eau injecté est perdu directement par la brèche compte tenu de l'emplacement des piquages du circuit d'injection de sécurité sur le circuit primaire. Par ailleurs, les seules brèches pouvant poser problème sont les brèches de taille intermédiaire (d'un diamètre équivalent compris entre 2 et 6 pouces) pour lesquelles les pompes d'injection à haute pression sont durablement en service. Les études d'EDF montrent que, pour certaines tailles de ces brèches intermédiaires et pour des valeurs de déséquilibre volontairement très élevées, les critères retenus dans les études d'accidents pourraient ne pas être respectés, d'où la possibilité de dégradations plus importantes du combustible que celles précédemment estimées.

Il est à souligner que la question ne concerne que les réacteurs de 900 MWe. En effet, sur les réacteurs de 1 300 MWe et de 1 450 MWe, de conception plus récente, l'équilibrage des débits est réalisé par des diaphragmes dont les ajustements sont réalisés par usinage lors des essais de premier démarrage. Par ailleurs, les essais destinés à vérifier le bon équilibrage des lignes utilisent des mesures de débit dont la précision est validée.

Les solutions proposées par EDF.

EDF prévoit de mettre en œuvre prochainement sur une Tranche Tête de Série un dispositif alternatif mobile de mesure, par ultrasons, dont la précision lui paraît compatible avec les valeurs d'incertitude prises en compte dans les études d'accidents. Ce dispositif, une fois validé, serait mis en œuvre lors des premiers essais concernant le système d'injection de sécurité sur les autres réacteurs de 900 MWe. En cas de déséquilibre effectif constaté entre lignes d'injection dépassant le critère, les ajustements nécessaires seraient réalisés par un réglage des vannes à pointeau. Ce sujet est en cours d'examen par l'IRSN qui transmettra ses conclusions techniques au plus tôt à l'ASN. Dans l'immédiat, en réponse à des questions évoquées dans les médias, l'IRSN n'estime pas nécessaire de procéder à une réduction de la puissance de fonctionnement de ces réacteurs, compte tenu de la faible probabilité des brèches concernées et du caractère limité des conséquences envisageables.

On apprend donc que le déséquilibre maximal pris en compte dans les études d'accident devrait être de 6 % (on en est loin avec 20 %).

On note également que c'est l'argument de la faible probabilité des brèches concernées qui motive au premier chef l'avis de l'IRSN.

• Troisième étape : l'avis de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire)

Avis d'incident de l'ASN du 7 février 2011.

Anomalie Générique

Le 1er février 2011, EDF a déclaré à l'Autorité de sûreté nucléaire une anomalie générique relative à la répartition des débits d'injection de sécurité à haute pression dans les branches froides du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe. Le circuit d'injection de sécurité (RIS) permet, en cas de brèche dans le circuit primaire principal, de maintenir le refroidissement du cœur du réacteur en réinjectant de l'eau dans ce circuit au moyen, notamment, de pompes dites de haute pression. En cas de sollicitation du RIS, les débits d'eau injectés à haute pression sont mesurés sur chacune des trois branches froides du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe. Cette mesure permet de s'assurer que le déséquilibre entre les débits injectés sur chaque branche froide est inférieur à 6 %, qui est la valeur prise en

compte dans le rapport de sûreté de ces réacteurs. Or des études récentes menées par EDF ont mis en évidence que la précision de mesure des dispositifs utilisés pour mesurer ces débits sur les réacteurs de 900 MWe est de l'ordre de 20 %. Ces dispositifs ne sont donc pas adaptés vis-à-vis du critère de déséquilibre qu'ils doivent permettre de vérifier. En conséquence, en situation accidentelle, pour certaines tailles de brèche du circuit primaire principal, l'injection de sécurité à haute pression pourrait ne pas permettre de refroidir suffisamment le cœur du réacteur.

Afin de résorber cet écart, EDF envisage de mettre en place une instrumentation par ultra sons permettant de mesurer de manière plus précise les débits d'eau injectés par le RIS à haute pression. Dans un premier temps, des essais seront réalisés début 2011 sur un réacteur. En fonction des résultats obtenus sur ce réacteur, cette solution sera implantée sur l'ensemble des réacteurs impactés par cette anomalie.

Ces remises en conformité seront suivies par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Cette anomalie a été classée au ***niveau 1*** *de l'échelle* ***INES*** *qui en compte 7.*

Gravité : « En conséquence, en situation accidentelle, pour certaines tailles de brèche du circuit primaire principal, l'injection de sécurité à haute pression pourrait ne pas permettre de refroidir suffisamment le cœur du réacteur ».

Ce sont 34 réacteurs ayant fonctionné pendant 30 ans qui sont concernés. Apparemment, aucune des « visites décennales » n'avait repéré l'affaire.

Des diesels qui ne démarrent pas

Avis d'incident de l'ASN du 17 février 2011.

Anomalie Générique

L'ASN classe au niveau 2 l'incident déclaré par EDF le 16 février 2011 concernant les groupes électrogènes de secours à moteur diesel de la centrale nucléaire du Tricastin.

Les groupes électrogènes de secours à moteur diesel permettent d'alimenter les systèmes de sûreté du réacteur en cas de perte de l'alimentation électrique par le réseau national. Chaque réacteur nucléaire est équipé de deux groupes électrogènes de secours. En outre, un groupe électrogène supplémentaire est disponible pour l'ensemble des réacteurs d'un même site. Chacun de ces groupes suffit à alimenter les systèmes nécessaires pour assurer la sûreté du réacteur à l'arrêt.

Un essai périodique effectué à la centrale EDF du Blayais a mis en évidence la défaillance d'un groupe électrogène. Les premiers éléments de l'analyse engagée par EDF et son fournisseur ont été communiqués à l'ASN le 7 février 2011. Ils mettent en cause une dégradation plus rapide que prévue des coussinets, qui sont des composants mécaniques destinés à limiter les frictions entre les pièces mobiles des moteurs diesel.

Sur les centrales nucléaires françaises, 26 groupes électrogènes sont équipés de coussinets du même type, et donc potentiellement sensibles. L'ASN a demandé à EDF de lui présenter un plan d'actions correctives. Les premiers éléments ont été transmis à l'ASN. Ils comportent notamment l'installation de coussinets neufs et la mise en œuvre d'une nouvelle procédure d'exploitation des groupes électrogènes concernés, en cours de validation. L'ASN procède, avec l'appui de l'IRSN, à l'examen des éléments fournis.

Sur tous les sites d'EDF, autres que celui du Tricastin, où sont présents des coussinets de ce type (Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines, Saint-Laurent), chaque réacteur dispose d'au moins un groupe électrogène, en propre ou sur le site, équipé de coussinets d'une autre marque, ne présentant pas ce défaut. L'anomalie est donc classée par l'ASN sur ces sites au niveau 1 de l'échelle INES.

En revanche, sur les réacteurs n° 3 et 4 du site du Tricastin, les deux groupes électrogènes, ainsi que le groupe électrogène supplémentaire commun à l'ensemble des réacteurs du site, sont équipés de coussinets potentiellement sensibles. C'est pourquoi, sur ce site, l'anomalie est classée par l'ASN comme incident de niveau 2 de l'échelle INES. La division de Lyon de l'ASN y conduit actuellement une inspection.

Donc, en cas de perte d'alimentation par le réseau (panne, tempête, sabotage…), les diesels de secours auraient pu ne pas démarrer.

Et pourtant, l'ASN avait publié un avis d'incident générique le 27 janvier 2010, classé au niveau 1 de l'échelle INES.

Sûreté nucléaire et accident grave dans les centrales françaises

Un rapport de l'IRSN définit ainsi dans son rapport « R&D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives »[2] ce que l'on entend par accident grave et présente l'objectif des recherches sur la sûreté relative à cet accident :

Dans ce rapport, on appelle accident grave un accident au cours duquel le combustible est significativement dégradé par une fusion plus ou moins complète du cœur du réacteur. Compte tenu des mesures de prévention des accidents mises en place par l'exploitant, ce type d'accident reste hautement hypothétique. Cependant, du fait des conséquences importantes qu'aurait le rejet de produits radioactifs dans l'environnement, et au titre de la défense en profondeur, des efforts significatifs sont consacrés à leur étude.

Un accident grave a généralement pour origine un défaut de refroidissement du cœur dont la puissance résiduelle ne parvient plus à être évacuée. En une à quelques heures, suite à des défaillances multiples, humaines et/ou matérielles,

2 - La Documentation française, janvier 2007. Rapport rédigé conjointement par l'IRSN et le CEA (Commissariat à l'énergie atomique).

incluant l'échec des procédures de sauvegarde, la structure des éléments combustibles se dégrade. Une suite de phénomènes nombreux et complexes se déroule alors, selon divers scénarios dépendant des conditions initiales de l'accident et des actions des opérateurs ; ces scénarios sont susceptibles, à terme, de conduire à la perte de l'intégrité du confinement et à des risques de relâchements importants de produits radioactifs à l'extérieur de l'enceinte de confinement.

Par convention, on appellera rejets précoces, les rejets susceptibles de se produire avant la mise en œuvre de l'ensemble des mesures de protection des populations.

Dans le domaine des accidents graves, les phénomènes physiques mis en jeu sont extrêmement complexes et sortent généralement du cadre des connaissances acquises hors du domaine nucléaire.

Les objectifs de la recherche sont donc de parvenir à comprendre au mieux ces phénomènes physiques et de réduire les incertitudes quant à leur quantification, afin d'être capable de développer des modèles applicables aux réacteurs. Ces modèles, regroupés au sein de codes de calcul informatiques, doivent permettre de prévoir le déroulement d'un accident grave.

Comme il est impossible d'effectuer, dans ce domaine, des essais à taille réelle et de reproduire toutes les situations envisageables, il est nécessaire de réaliser des essais élémentaires, permettant d'étudier séparément chaque phénomène physique, puis de confirmer sur des essais globaux les interactions entre ces phénomènes physiques. Le tout doit se faire à des échelles compatibles avec les capacités techniques et économiques des installations, tout en restant représentatives pour l'extrapolation à l'échelle du réacteur.

La recherche concerne les réacteurs en fonctionnement et les réacteurs futurs. Les phénomènes de base sont les mêmes pour les réacteurs à eau sous pression actuels ou en projet. ***Toutefois, dans le cas des centrales existantes, les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception****. Les modifications envisageables de l'installation sont donc restreintes et les recherches menées dans ce cadre ont essentiellement pour objectif de trouver des moyens de limiter les conséquences d'un éventuel accident grave. Elles sont articulées autour de deux directions complémentaires, la caractérisation des rejets et l'étude des modes de ruine du confinement et des moyens d'y faire face.*

Pour le futur réacteur EPR (European Pressurized water Reactor), l'Autorité de Sûreté a fixé comme objectifs de sûreté une réduction significative des rejets radioactifs pouvant résulter de toutes les situations d'accident concevables, y compris les accidents avec fusion du cœur. Des dispositions de conception spécifiques doivent être prises afin d'aboutir à une élimination pratique des accidents pouvant conduire à des rejets précoces importants et à une limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur à basse pression. Les recherches menées dans ce cadre doivent donc permettre de remplir ces objectifs.

Ce texte est remarquablement clair.

A la lecture du deuxième paragraphe, l'accident de Fukushima se déroule sous nos yeux. L'accident « hautement hypothétique » est devenu réalité.

Outre la complexité des phénomènes mis en jeu et donc l'extraordinaire effort de recherche nécessaire pour les comprendre et les simuler, trois éléments apparaissent clairement :

- Les phénomènes de base sont les mêmes pour les réacteurs à eau sous pression actuels ou en projet et donc pour l'EPR qui n'est pas d'une « troisième génération » mais bien le dernier palier de cette filière de réacteurs.
- Dans le cas des centrales existantes, les accidents graves n'ont pas été considérés lors de leur conception.
- Des objectifs ont été fixés pour l'EPR, notamment en termes de réduction des rejets radioactifs, mais les recherches continuent…

Notons enfin que, dans ce rapport de l'IRSN sont décrites les principales familles d'accidents liés à des événements initiateurs internes à l'installation pouvant entraîner le dénoyage prolongé du cœur et, par conséquent, sa fusion. Les scénarios accidentels susceptibles de résulter d'une agression externe (tremblement de terre, inondation, tempête, sabotages, situation de conflit armé…) ne sont pas décrits.

La description (Gros Plan n° 3) de l'accident du Blayais déclenché au cours de la tempête du 27 décembre 1999 est une bonne illustration de la possibilité d'un accident grave initié par une cause extérieure.

La sûreté de l'EPR

Origine et objectif du projet EPR

La nécessité de développement d'un nouveau réacteur tenant compte du retour d'expérience de Three Mile Island et de Tchernobyl était la justification du projet franco-allemand du réacteur EPR. Ce projet a donc démarré sous l'égide d'une joint-venture franco-allemande Framatome-Siemens, NPL (Nuclear Power International).

Le dessin de ce projet qui s'appuie sur les concepts du réacteur du palier N4 français et du réacteur allemand Konvoi est arrivé à maturité en 1994 avec une puissance initiale de 1 450 MWe. Il s'inspire des réacteurs N4, en particulier pour l'aspect confinement et du réacteur Konvoi, en particulier pour l'instrumentation. En matière de sûreté, les principales avancées concernent la redondance et le niveau de protection des systèmes de secours, pour réduire la probabilité d'aboutir à la fusion du cœur, et le rajout d'un « cendrier à corium » pour garantir qu'en cas de fusion du cœur, le corium fondu reste confiné dans l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur, permettant ainsi d'éviter des fuites radioactives massives hors de la centrale.

Le concept de sûreté de l'EPR reste donc fondé sur une évaluation probabiliste et une défense en profondeur, conformément aux principes mis au point à l'origine par l'IPSN, devenu aujourd'hui l'IRSN, dès 1986. Selon ces principes, les réacteurs devaient être construits de manière à prévenir au mieux un accident majeur et à réduire si possible les conséquences d'un tel accident, s'il venait à se produire, plutôt qu'à mettre en œuvre des principes nouveaux de sûreté intrinsèque pour exclure l'hypothèse de l'accident majeur. En bref, cette approche consiste à admettre la création d'un risque majeur et à tenter de le contrôler plutôt que de tenter de l'éliminer.

L'objectif de la doctrine de sûreté française a toujours été affiché comme la recherche d'une conception et d'un contrôle permettant de garantir que la probabilité d'un accident majeur, avec destruction importante du cœur, reste inférieure à 10-5 (1/100 000) par réacteur et par an, et celle d'un accident conduisant à des conséquences inacceptables pour la population reste inférieure à 10-6 (1/1 million) par réacteur et par an.

On peut résumer l'ambition de sûreté de l'EPR par la recherche d'un facteur 10 sur ces deux plans : une probabilité inférieure à 10-6 d'occurrence d'un accident majeur (1/1 million), une probabilité inférieure à 10-7 (1/10 millions) de conséquences inacceptables pour la population par réacteur et par an.

Un potentiel de danger plus important

Mais pour remplir cet objectif de réduction de probabilité d'accidents d'un facteur 10 le projet EPR admet un renforcement de la complexité qui constitue pour certains de ses évaluateurs un obstacle à la démonstration d'accroissement de cette sûreté.

La phase initiale de conception a démarré en 1995 avec l'objectif de démarrer la construction dès 2000 d'un EPR en France et de le mettre en route en 2006. Un certain nombre de points n'étaient cependant pas encore résolus, en particulier en ce qui concerne la sécurité (résistance à une chute d'avion) mais l'enceinte de confinement a reçu l'approbation des régulateurs français et allemands de l'époque. Et alors que l'autorité de sûreté française avait indiqué en septembre 1999 qu'elle donnerait ses conclusions sur la certification dans les mois qui suivaient, l'évaluation de sûreté a en fait pris cinq années supplémentaires pour cette autorité qui n'a finalement approuvé les dispositions principales du projet qu'en 2004.

Entre temps, des considérations économiques et des nouvelles dispositions de sûreté ont conduit à augmenter la puissance du réacteur de façon à pouvoir la pousser jusqu'à 1 800 MW. Pour ces mêmes raisons économiques, les concepteurs ont tenté de jouer sur l'efficacité du combustible avec un objectif de combustion sans précédent de 70 000 MW. jour/tonne, objectif qui pose des problèmes spécifiques de chaleur et d'intégrité du combustible. Ces modifications incluaient également la possibilité d'un fonctionnement à 100 % de combustible MOX (oxyde mixte UO_2-PuO_2 à uranium appauvri et 7 à 9 % de plutonium).

Mais ces deux dispositions renforcent les risques d'accident, en particulier l'usage massif de MOX dont le combustible irradié est beaucoup plus chaud car il contient plus de plutonium, beaucoup plus radiotoxique que le combustible UO_2 classique (voir Gros Plan n° 3).

Le processus de tentative de réduction de la probabilité d'occurrence du risque a donc conduit à une augmentation de l'ampleur du risque lui-même, aussi bien en terme de puissance du combustible qu'en terme de radiotoxicité.

Retards dans l'approbation du projet générique EPR

Les régulateurs finlandais et français ont donné leur feu vert aux commandes finlandaise et française respectivement en 2003 et 2005. Le niveau d'analyse de détail n'était pas cependant suffisant pour une évaluation complète de la sûreté. De ce fait, en parallèle à la construction en cours et malgré les nombreux retards des deux chantiers, l'agrément définitif n'est pas encore acquis pour ces réacteurs. Fin 2010, l'Autorité française de sûreté a laissé entendre qu'elle n'était pas en mesure d'autoriser le démarrage de Flamanville dans l'hypothèse d'une fin de construction à cette époque.

On se trouve dans le même cas pour les autres pays où l'EPR est en cause, en particulier le Royaume-Uni et les États-Unis. Aux États-Unis, Areva NP, qui avait présenté son projet à la NRC en 2004, espérait obtenir une approbation de principe de son projet dès 2008. En décembre 2007, Areva NP, en soumettant à cette même autorité une demande de certification d'un projet standard espérait voir bouclée la revue technique en 2010. Mais le processus est encore en cours et la NRC ne pense pas avoir fini son travail avant mi-2012, sans même tenir compte des délais que pourraient entraîner les questions actuellement soulevées par les autorités de sûreté finlandaise, française, et anglaise.

Au Royaume-Uni, le régulateur de sûreté HSE a lancé une évaluation générique de projet de l'EPR en août 2007 avec l'objectif de l'achever en juin 2011. HSE a déclaré récemment qu'elle ne serait en mesure de donner qu'un avis intérimaire d'approbation insuffisant pour donner le feu vert à la construction d'un EPR dans ce pays. Après l'accident de Fukushima, HSE a indiqué de plus que la nécessité de prendre en compte le retour d'expérience de cette catastrophe aurait pour conséquence probable d'allonger le délai initial prévu.

Les questions pendantes

Parmi les problèmes soulevés par les autorités de sûreté, l'une des principales concerne le contrôle commande. Dans l'EPR, le système de contrôle commande totalement informatisé est nouveau. Un premier essai de ce type avait été fait sur les réacteurs du palier N4 français et finalement abandonné au profit d'un système plus classique, avec pour conséquence un retard de quatre ans dans la mise en route du premier réacteur de ce palier. Les questions posées par ce nouveau système concernent les défauts de sûreté que pourraient entraîner sa complexité et sa redondance.

Cette question a d'abord été soulevée publiquement par HSE puis reprise par l'ASN française et STUK, le régulateur finlandais, qui ont finalement émis une note commune en novembre 2009 explicitant les questions sans réponse sans réponse et les clarifications qu'elles souhaitaient de l'opérateur finlandais TVO, de l'opérateur français EDF et d'Areva. Depuis, il semble que certaines réponses aient été apportées sans qu'on puisse considérer que le problème est entièrement résolu. La NRC, pourtant non partie prenante de cette mise en demeure publique, a confirmé qu'elle considérait cette question comme critique et non encore résolue.

Déclaration commune sur le réacteur EPR

2 novembre 2009

Traduction par l'ASN du « Joint Regulatory Statement » publié conjointement par HSE, STUK et l'ASN

1. L'Autorité de sûreté nucléaire britannique (HSE/ND), l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN) et l'Autorité de sûreté nucléaire finlandaise (STUK) examinent actuellement la sûreté du réacteur EPR.
2. Dans leurs examens respectifs, ces Autorités de sûreté ont chacune soulevé des questions techniques concernant le système de contrôle commande de l'EPR, pour lesquelles les exploitants et/ou le fabricant (AREVA) élaborent des éléments de réponse.
3. Bien que la conception des projets d'EPR dans chaque pays diffère légèrement, ces questions techniques soulevées sur le système actuel du contrôle commande sont très voisines, l'objectif des Autorités de sûreté étant d'obtenir collectivement le plus haut niveau de sûreté pour l'EPR.
4. Les questions techniques soulevées portent d'abord sur la garantie de l'adéquation des systèmes de sûreté (ceux utilisés pour gérer les situations où l'installation est en dehors des limites normales), et de leur indépendance vis-à-vis des systèmes de contrôle (ceux utilisés pour exploiter l'installation en fonctionnement normal).
5. L'indépendance de ces systèmes est importante. En effet, si un système de sûreté est appelé à servir en cas de perte d'un système de contrôle, alors ces deux systèmes ne doivent pas faillir simultanément. La conception d'EPR, telle que proposée initialement par les exploitants et le fabricant, AREVA, n'est pas conforme à ce principe d'indépendance dans la mesure où il y a beaucoup d'interconnexions complexes entre les systèmes de contrôle et de sûreté.
6. En conséquence, l'Autorité de sûreté nucléaire britannique (HSE/ND), l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN) et l'Autorité de sûreté nucléaire finlandaise (STUK) ont demandé aux exploitants et au fabricant d'améliorer la conception initiale de l'EPR. Les exploitants et AREVA ont convenu d'entreprendre des évolutions de l'architecture de la conception initiale de l'EPR qui seront examinées par les Autorités de sûreté.
7. Il incombe aux exploitants et au fabricant AREVA de répondre aux questions techniques soulevées par leur Autorité de sûreté. Cependant, comme les conceptions sont voisines, les solutions proposées devraient être très proches, sans être nécessairement identiques, prenant en compte les exigences de chaque exploitant et les exigences et les pratiques réglementaires nationales. Par exemple, vis-à-vis de la défense en profondeur, des solutions différentes pourraient être proposées pour pallier la perte de systèmes de sûreté. Dans tous les cas, cependant, les solutions conduiront à un haut niveau de sûreté équivalent.
8. C'est un bon exemple de démarche dans laquelle des Autorités de sûreté, indépendantes entre elles et coopérant étroitement, peuvent promouvoir une compréhension et une mise en œuvre partagées des standards internationaux existants, l'harmonisation de standards réglementaires et la conception de réacteurs avec le plus haut niveau de sûreté

D'autres questions sur certains points du projet restent en débat, aussi bien au sein même des évaluations engagées qu'en provenance d'expertises indépendantes. Elles concernent en particulier l'évaluation de la probabilité d'explosions de vapeur que pourrait déclencher le contact d'eau éventuellement présente dans le cendrier avec le cœur en fusion en cas d'accident, des défauts potentiels du système de refroidissement et la remise en cause de l'hypothèse selon laquelle les ruptures les plus graves des tubes de refroidissement du circuit primaire ne seraient pas envisageables.

Enfin un certain nombre de doutes sont apparus concernant les progrès de l'EPR en termes de sécurité vis-à-vis d'actes de malveillance qui sont devenus plus crédibles après le 11 septembre 2001, en particulier en ce qui concerne la capacité de l'enceinte de confinement du réacteur de résister au choc frontal d'un avion commercial qui n'était pas prévue dans le cahier des charges initial de l'EPR. Il a été dit que les études conduites par l'industriel montraient que la réponse était positive, mais la révélation de documents confidentiels d'EDF qui affirmaient le

contraire est venue jeter un doute sur la réalité de la première affirmation. Le classement secret défense de cette question en France ne permet pas de lever l'incertitude.

Les progrès de sûreté de l'EPR se fondent sur une augmentation de la complexité, sans changement de conception du réacteur, le but étant de diviser par 10 la probabilité d'accident majeur. Avec son augmentation de puissance, l'usage de MOX et l'augmentation des taux de combustion, l'EPR a pris le parti inverse d'un renforcement du danger.

Après Fukushima la question se pose évidemment de savoir si la conception même de sûreté à partir d'une analyse probabiliste d'un risque majeur peut perdurer et, de l'aveu même du directeur de l'IRSN (voir ci-dessous), s'il n'existe pas une barrière infranchissable en matière de sûreté. De plus, les différents accidents de Fukushima montrent la très grande dangerosité du corium quand les barrières qui lui sont opposées lâchent.

La vérité est que le calcul de probabilités n'a pas de véritable sens puisque nous nous révélons incapables, comme l'ont montré les différents accidents, d'en imaginer les scénarios. On calcule certes des probabilités, mais pas et de loin pas sur l'ensemble des événements possibles.

Le risque naturel met au défi la sûreté nucléaire

(Le monde mercredi 6 avril 2011)

Jacques Répussard, Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN)

« Sur le parc mondial, 14 000 années-réacteur sont déjà passées, et les statistiques montrent qu'on est à 0,0002 (2-10-4) accident nucléaire grave par an, soit vingt fois plus qu'attendu selon les études probabilistes, qui ne savent pas bien prendre en compte l'aléa naturel et le facteur humain. Le nucléaire fait jeu égal avec l'industrie chimique. C'est insuffisant. On peut donc se poser la question : l'homme est-il en mesure de maîtriser cette technologie pour diviser au moins par deux ce risque d'accident ? Y a-t-il une barrière ?

Ce serait une conclusion inquiétante, car cela signifierait qu'avec 1 000 réacteurs installés, un accident nucléaire grave se produirait en moyenne tous les dix ans, ce qui n'est pas supportable ».

Gros plan n° 1
Les travailleurs du nucléaire en première ligne

Extrait du texte : « Contribution pour le congrès UFICT », février 2011, Secteur nucléaire, syndicat Cnpe de Chinon.

« La CGT a toujours défendu un « nucléaire sûr ». Or, aujourd'hui, même si la technologie n'est pas mise en cause, nous affirmons que le nucléaire n'est plus sûr pour des raisons non techniques mais humaines :

- les conditions de travail et donc de maîtrise de l'outil de travail se dégradent pour le plus grand nombre,

- les effectifs et le temps manquent pour un travail de qualité garant de la sûreté des installations,

- la direction qui ne partage pas cette vision de la situation n'écoute ni les syndicats, ni les travailleurs, EDF ou prestataires, ni même l'encadrement…

- dans ce silence imposé (du fait de leur statut pour les sous-traitants, du fait du mépris affiché pour les agents EDF et l'encadrement), les travailleurs se démotivent et se démobilisent, ce qui est très dangereux pour la sûreté,

- les restructurations organisationnelles, réalisées sans concertation et, le plus souvent, dans l'opposition au personnel, font perdre tous les repères et donc toute l'efficacité des compétences individuelles et collectives,

- le management aux résultats provoque tricherie, mensonges, dissimulation, conflits… cassant la confiance professionnelle entre exécution et encadrement notamment, et rendant opaque la réalité de la situation et de l'état de l'installation nucléaire,

- des événements graves sont sous-estimés ou niés, comme on a pu le voir à Chinon avec nos collègues qui ont mis fin à leur vie ; le même déni s'exerçant sur les risques pour la sûreté…

- des questions sensibles pour la sûreté, en maintenance comme en exploitation, sont connues mais laissées en friche (pièces détachées, documentation fiable, sérénité pour les exploitants…),

des pseudo démarches qualité ou de vérification de la qualité de notre organisation – tel que l'Osart ne servent qu'à endormir l'opinion publique,*

- etc.

Pour tenter de traiter ces problèmes, l'action syndicale dans les instances prévues à cet effet, n'a plus d'efficacité face à une direction aveugle, sourde et arrogante.

L'action du personnel non plus, et à force de ne pas être entendue, la parole s'épuise…

Tel pourrait être résumée la situation telle que la vivent, dans leur grande majorité, mais chacun à sa manière, les travailleurs du nucléaire (qu'ils soient agents EDF, Sous-traitants, Encadrants).

Nous – syndicats et personnels, EDF et sous-traitants – avons répété à l'envi les déclarations d'ouverture (de CE, CHSCT, DP… et avant, CMP, SCMP…), multiplié les alertes – y compris à la presse (locale et nationale) pour médiatiser nos inquiétudes ou nos colères. Nous avons, autant que possible, favorisé et multiplié les mobilisations du personnel…

Tout cela sans effet notable sur cette organisation qui continue de se dégrader avec les dégâts prévisibles, puis révélés, sur le personnel et sur l'installation et l'environnement.

L'avenir – quant à lui – paraît bien sombre avec les départs en retraite d'agents expérimentés non remplacés, une organisation fragilisée par un nombre croissant d'agents isolés et souvent seuls détenteurs de connaissances précieuses pour la sûreté ; sans compter le départ des meilleurs salariés sous-traitants qui démissionnent, préférant le chômage à l'enfer qu'est devenu le nucléaire (question à laquelle le patronat trouve réponse grâce aux nouveaux dispositifs de gestion des chômeurs mis en place par leur allié Sarkozy : le travail dans le nucléaire pour les sous-traitants deviendrait-il « obligatoire » ?.. sans compter les possibles « déplacements » de main d'œuvre « bon marché » à l'échelle de l'Europe…). »

** L'explosion dans l'usine AZF s'est produite alors que la certification « Iso » garantissant l'absence de danger venait d'être renouvelée après un travail d'experts contrôlant la qualité de l'organisation de la sécurité… Aucune anomalie n'avait été relevée…*

Gros plan n° 2
Les « incidents » répertoriés par l'ASN du 3 janvier au 16 mars 2011

Centrale nucléaire de Paluel - EDF. Le 8 mars 2011, alors que le réacteur n° 3 était en cours de mise à l'arrêt dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement en combustible, une prescription des règles générales d'exploitation (RGE) portant sur les conditions d'isolement de l'enceinte du bâtiment réacteur n'a pas été respectée. (Publié le 16/03/2011)

La Hague - AREVA. UP3 A - Transformation de substances radioactives. Le 24 février 2011, sur la chaîne A de l'atelier de cisaillage-dissolution T1 de l'usine UP3-A, un volume d'eau non radioactive d'environ 9 m^3 s'est répandu dans plusieurs salles et dans des cuves à la suite d'un appoint d'eau dans un équipement de l'unité de production de vapeur nécessaire à la chauffe des unités de dissolution. Une cuve d'effluents pouvant contenir des matières fissiles a été remplie sans toutefois modifier notablement le risque de criticité du fait de la faible concentration en plutonium dans cette cuve. (Publié le 04/03/2011)

Centrale nucléaire du Bugey - EDF. Le 16 février 2011, alors que le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de production d'électricité du Bugey était à l'arrêt pour maintenance et rechargement dans le cadre de sa troisième visite décennale, l'exploitant de la centrale nucléaire a déclaré à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) un événement significatif pour la sûreté portant sur le maintien en position ouverte d'une vanne contribuant au confinement du bâtiment réacteur. (Publié le 02/03/2011)

Centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine – EDF. Le 7 février 2011, à la suite d'une panne sur le transformateur auxiliaire et en application des spécifications techniques d'exploitation (STE), l'exploitant a décidé de procéder à l'arrêt du réacteur n° 1. Le réacteur a atteint le domaine d'exploitation d'arrêt normal sur le circuit « refroidissement du réacteur à l'arrêt » (AN/RRA) le 8 février à 7 h 30. (Publié le 21/02/2011)

Centrale nucléaire de Cattenom - EDF. Fin 2010, des fissurations ont été détectées dans le béton d'ancrage des pompes des circuits d'eau brute secourue (SEC) des réacteurs n° 1 et 2. Ces fissurations remettent en cause la tenue au séisme de ces pompes. (Publié le 18/02/2011)

Anomalie Générique. L'ASN classe au niveau 2 l'incident déclaré par EDF le 16 février 2011 concernant les groupes électrogènes de secours à moteur diesel de la centrale nucléaire du Tricastin. (Publié le 17/02/2011)

Centrale nucléaire de Cattenom - EDF. Au cours de l'année 2010, lors de plusieurs opérations de maintenance préventive sur les compresseurs des systèmes DEG et DEL, des rejets de fluide frigorigène de type hydrofluorocarbure (HFC) et hydrochlorofluorocarbure (HCFC) ont été détectés. Ces rejets, qui ont totalisé 248 kg en 2010, sont en baisse par rapport aux années précédentes : respectivement 350 kg en 2008 et 291 kg en 2009. (Publié le 15/02/2011)

Centrale nucléaire de Cattenom - EDF. Dans la nuit du 14 au 15 janvier 2011, des alarmes ont détecté la présence de radioactivité dans plusieurs circuits d'eau réputés ne pas en contenir. Les investigations complémentaires menées par l'exploitant ont permis de mettre en évidence que cette radioactivité provenait du circuit de distribution d'eau déminéralisée, qui ne doit normalement pas en contenir. (Publié le 09/02/2011)

Centrale nucléaire du Blayais - EDF. Électricité de France a reclassé au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES un événement relatif à l'indisponibilité d'une vanne d'isolement de l'enceinte du réacteur de la centrale nucléaire du Blayais. Cette vanne se trouve sur le système de ventilation de balayage à l'arrêt (EBA). (Publié le 07/02/2011)

Anomalie Générique. Le 1er février 2011, EDF a déclaré à l'Autorité de sûreté nucléaire une anomalie générique relative à la répartition des débits d'injection de sécurité à haute pression dans les branches froides du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe. (Publié le 07/02/2011)

Centrale nucléaire de Cruas-Meysse - EDF. Le 31 décembre 2010, une chute intempestive de 2 grappes de commande lors d'un essai périodique réalisé alors que le réacteur était en puissance, a entraîné un défaut d'alignement des grappes. Dans cette situation, les spécifications techniques d'exploitation demandent de replier le réacteur, c'est-à-dire de le mettre à l'arrêt, en respectant une durée de repli n'excédant pas 2 heures. La durée de ce repli a été de 2 heures 43 minutes. (Publié le 04/02/2011)

Centrale nucléaire de Civaux - EDF. Le 8 janvier 2011, à la demande du réseau de transport de l'électricité (RTE), l'opérateur chargé de la surveillance du circuit primaire principal a entrepris d'augmenter la puissance électrique délivrée par la centrale sur le réseau. Pour mener à bien cette opération, il a retiré légèrement les grappes de commande du cœur en mode manuel puis a entrepris de passer la commande des grappes en mode automatique. Cependant, l'opérateur n'a pas validé ce basculement dans le délai imparti ce qui a laissé la commande de grappes en mode manuel. (Publié le 20/01/2011)

La Hague - AREVA. UP3 A - Transformation de substances radioactives - Le 12 janvier 2011, sur la chaîne A de l'atelier de cisaillage-dissolution T1 de l'usine UP3-A, deux intervenants en charge de la gestion des déchets ont déplacé à l'aide d'un pont de manutention une dalle de 3000 kg alors que la charge maximale autorisée est limitée à 400 kg lors des phases de fonctionnement de la chaîne A. (Publié le 19/01/2011)

Centrale nucléaire de Saint-Alban - EDF. Le 13 janvier 2011, alors que le réacteur n° 2 était en fonctionnement, l'exploitant du centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban/Saint-Maurice a détecté que le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur était partiellement indisponible. (Publié le 13/01/2011)

Centrale nucléaire de Saint-Alban - EDF. Le 10 décembre 2010, alors que le réacteur n° 2 était en fin d'arrêt pour rechargement en combustible et maintenance, l'exploitant du centre nucléaire de production d'électricité de Saint-Alban/Saint-Maurice a constaté une fuite de vapeur sur un raccord de tuyauterie connecté à une turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Le 25 décembre 2010 ; une fuite identique a été constatée sur la seconde turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur de ce réacteur. (Publié le 04/01/2011)

Centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire - EDF. Le 6 décembre 2010, alors que le réacteur n° 2 de la centrale de Belleville était en cours de redémarrage après son arrêt programmé pour maintenance, le mauvais positionnement d'une vanne a conduit à l'indisponibilité d'une pompe d'appoint en eau du circuit primaire principal. (Publié le 03/01/2011)

Gros Plan n° 3
Plutonium et combustible MOX

par Jean-Claude Zerbib

Le Plutonium

Le plutonium est un élément chimique de numéro atomique 94 et de symbole « Pu » qui n'existe dans la nature qu'en quantités infimes et qui est produit en quantités importantes dans le cœur des réacteurs nucléaires, à partir de l'uranium (numéro atomique 92 et symbole U).

Le plutonium produit dans les réacteurs est constitué d'un ensemble d'isotopes. Les uns, les plutoniums 239, 240, 241, 242, 243 sont produits à partir de la capture d'un neutron par un noyau d'U^{238} et l'isotope Pu^{238} est produit à partir de l'U^{235}.

Comme l'U^{235}, le Pu^{239} est fissile (le Pu^{241} également) et contribue à la réaction en chaîne dans le réacteur au fur et à mesure de sa création.

Production et utilisation du plutonium

A la fin de leur utilisation dans le réacteur nucléaire d'une centrale électrique (après trois ans environ), les combustibles irradiés sont stockés sous eau dans des « piscines » situées à proximité des réacteurs. Ils sont constamment refroidis par circulation d'eau afin d'évacuer la chaleur produite par la radioactivité des produits de fission et des transuraniens (dont le principal est le plutonium) qu'ils contiennent.

La solution adoptée dans la majorité des pays équipés de centrales nucléaires (États-Unis, Allemagne, Suède, Corée du Sud…) est de garder les combustibles irradiés en l'état, de les laisser dans les piscines de stockage, et plus tard éventuellement dans des sites de stockage à sec lorsque leur radioactivité et la chaleur qu'ils dégagent auront suffisamment diminué.

En France (La Hague) et au Royaume-Uni (Sellafield) par contre, le plutonium est extrait des combustibles irradiés dans une usine dite de « retraitement », aujourd'hui essentiellement à partir des combustibles de leurs propres centrales, mais aussi, dans le passé, pour des combustibles « étrangers » (Allemagne, Suède, Japon[1]…).

La technique du retraitement consiste à séparer par voie chimique les trois grands composants du combustible irradié : uranium, plutonium, produits de fission et transuraniens (autres que le plutonium). Cette technique a été historiquement développée durant la seconde guerre mondiale pour la production de plutonium à des fins militaires (la « bombe atomique », également développée avec de l'uranium 235 obtenu par « enrichissement » de l'uranium naturel). Puis la production de plutonium a été poursuivie et amplifiée pour fournir du combustible à la filière des « surgénérateurs » : Phénix et Superphénix en France.

En parallèle à cette utilisation, un nouveau combustible a été imaginé pour se substituer au combustible classique à uranium enrichi en U^{235} (3,5 % contre 0,71 % dans l'uranium naturel) dans les réacteurs à eau ordinaire et uranium enrichi (PWR et BWR). Ce nouveau combustible est appelé MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium : UO_2-PuO_2) qui contient de l'uranium appauvri en U^{235} et en moyenne 7 % de plutonium (5 à 12,5 % suivant la position dans le cœur). Superphénix ayant été définitivement arrêté et la filière abandonnée, le MOX s'est trouvé être le « débouché » pour une partie importante du plutonium produit par le retraitement (il reste cependant des quantités importantes de plutonium entreposées à l'usine de retraitement de La Hague, de l'ordre de 70 tonnes).

Les combustibles MOX neufs et usés sont beaucoup plus chauds que les combustibles UO_2 classiques. L'entreposage en piscine des combustibles MOX usés nécessite une compensation pour l'évaporation plus importante que celle des piscines qui contiennent des combustibles UO_2. Enfin, le temps de séjour en piscine des combustibles MOX usés est beaucoup plus long que celui des combustibles UO_2 et ces combustibles ne sont pas retraités[2] (il reste en fin de vie du combustible environ 4,5 % de plutonium). On estime généralement qu'il faut entreposer 50 ans en piscine un combustible irradié à base d'uranium avant stockage définitif mais 150 ans un combustible MOX irradié (les piscines devant être en permanence refroidies par circulation d'eau).

---

1 - Après le démarrage d'une usine de retraitement pilote d'une capacité de 100 t/an (Tokai Mura) en 1977, le Japon devait également démarrer à Rokkasho une usine de retraitement construite depuis avril 1993 par Japan Nuclear Fuel Limited (JNFL) avec l'appui industriel d'AREVA. Ce complexe industriel produirait du combustible MOX à partir du plutonium fourni par l'usine de retraitement (1 200 t/an). Cette construction a connu de nombreux retards et son coût a été multiplié par plus de trois (de 8 à 29 milliards de dollars). Les premiers tests de retraitement ont démarré en avril 2006 mais la fabrication du MOX pose problème. Les reports de démarrage se sont multipliés et il était question récemment de mi-2015.

2 - Entre 1998 et 2009 les usines de La Hague ont retraité 68,5 tonnes de MOX alors que dans le même temps, les combustibles UO_2 concernaient 12 445 tonnes. Le retraitement des MOX ne concerne que 0,55 % de l'ensemble des combustibles retraités.

Du combustible MOX est utilisé dans 22 réacteurs en France. Le rechargement annuel des réacteurs avec du combustible MOX est d'environ 7,4 tonnes par réacteur et par an. De 2006 à fin 2010, 740 tonnes de MOX ont été déchargées.

Fin 2010, l'entreposage dans les piscines de La Hague de combustibles irradiés issus des réacteurs à eau était de 9 670 tonnes, dont 1 380 tonnes de MOX. La capacité de ces piscines a été portée de 12 000 à 18 000 tonnes, après renforcement de la protection neutronique des « paniers » contenant les combustibles.

Du combustible MOX avait été chargé récemment dans des réacteurs japonais, dont le réacteur 3 de la centrale de Fukushima au Japon, aujourd'hui très gravement accidenté.

Radioactivité du plutonium

Du fait du rôle principal du Pu^{239} fissile, on oublie généralement les autres isotopes. Dans le cas d'un réacteur à eau et uranium enrichi, le Pu^{239} représente en poids 59 % du plutonium contenu dans le combustible usé et le Pu^{241}, 11 %, ce qui porte à 70 % la proportion d'isotopes fissiles, soit plus des deux tiers du Pu total.

Si le Pu^{239} est sur le plan « pondéral » l'isotope majeur du plutonium produit dans le réacteur, il n'en va pas de même en termes de charge radioactive (voir annexe 2).

Tous les isotopes et composés du plutonium sont toxiques et radioactifs. La radioactivité d'une quantité de plutonium dépend de sa composition en différents isotopes, chacun ayant une « durée de vie » différente et un type différent d'émission de particules[3].

Ainsi, le Pu^{239} a une « demi-vie » (temps au bout duquel la moitié de la quantité initiale de cet isotope s'est transformée) de 24 110 ans, tandis que celle de Pu^{241} est de 14,4 ans et celle de Pu^{238} de 87,7 ans.

Dans le plutonium couramment produit dans les réacteurs des centrales nucléaires, la radioactivité[4] provient surtout de Pu^{241} (émetteur « bêta », électrons) et de Pu^{238} (émetteur « alpha », noyau d'hélium). De plus, le Pu^{241} se transforme en américium 241, émetteur « alpha » de 433 ans de demi-vie[5]. L'activité massique très élevée du plutonium 238 produit, par absorption des « alpha » dans le combustible, un fort dégagement de chaleur.

Si des particules de plutonium sont inhalées ou ingérées, elles irradient directement les organes où elles se sont déposées : le poumon dans le cas d'une inhalation et dans le cas d'une ingestion le foie et les surfaces osseuses notamment. La période biologique du plutonium est très longue car l'élimination de 50 % de la charge de l'organisme nécessiterait 100 ans environ. Il peut donc affecter l'ADN et provoquer des cancers.

Pour ces raisons, les installations industrielles traitant du plutonium (usines de retraitement, usines de fabrication de combustibles au plutonium, transports de plutonium) nécessitent des barrières de protection épaisses (béton, hublots épais…) pour se protéger des émissions de rayonnements « gamma » et « neutrons » (neutrons qui proviennent des réactions nucléaires dans l'oxyde de plutonium qui est la matière ouvragée).

En termes de radioprotection, la limite de dose annuelle, fixée par les autorités de radioprotection pour le public (1 millisievert[6]/an) peut se traduire en limite d'incorporation du plutonium par voie respiratoire ou digestive. Ce calcul donne, pour un adulte du public exposé à l'inhalation de Pu239, environ 1/100ème de millionième de gramme (1/100ème de microgramme).

Un combustible MOX (« neuf ») est composé d'environ 7 % de plutonium issu du retraitement des combustibles irradiés et de 93 % d'uranium appauvri. L'activité « alpha-bêta » du MOX est complètement dominée par celle du plutonium. L'activité « alpha » est, elle, dominée par celle du 238Pu, tandis que l'activité totale est essentiellement constituée par l'activité bêta du 241Pu (voir Annexe 2).

L'activité de 1 kg de MOX (environ 30,7 TBq) est de l'ordre d'un million de fois plus importante que celle d'un kg d'uranium naturel (environ 2,5 10-5 TBq).

3 - Les isotopes du plutonium sont des émetteurs alpha à 100 % à l'exception du plutonium 241 qui est un émetteur bêta pratiquement « pur » (émission additionnelle alpha de 2,3 millième de %).

4 - Le becquerel (Bq) est l'unité de mesure de l'activité d'une source de rayonnements. 1 Bq correspond à une désintégration de noyau par seconde. Cette unité est très petite et on utilise couramment ses multiples, dont le térabecquerel (TBq : 1012 Bq ou mille milliards de becquerels).

5 - Voir Annexe.

6 - En cédant de l'énergie à une quantité de matière, on délivre une dose de rayonnement physiquement mesurable. Si cette dose est délivrée à une personne, il est possible d'évaluer l'effet biologique néfaste de cette dose au moyen d'un calcul, faisant intervenir des coefficients de pondérations liés à la nature du rayonnement incident et aux types de tissus et organes atteints. Le sievert (Sv) est l'unité de dose biologique utilisée pour mesurer les effets sur le corps humain de cette absorption de rayonnement (alpha, bêta, gamma, X, neutron). La valeur en sievert d'une dose de rayonnement est calculée à partir de l'intensité de la source de rayonnement externe à l'organisme ou de l'activité incorporée dans l'organisme (exprimée en becquerels) par voie respiratoire ou digestive.

Des risques accrus du fait du MOX, en fonctionnement et en cas d'accident

- Du fait de sa plus grande radioactivité alpha, un élément neuf de combustible MOX a une température de surface (paroi de la gaine du combustible) de 80 degrés, alors qu'un combustible neuf à l'uranium est à la température ambiante. Le maniement des combustibles neufs MOX nécessite donc des équipements particuliers.

  La présence de combustibles MOX dans un réacteur nucléaire (en général un tiers ou un quart du chargement total) rend donc la manipulation des combustibles (chargement et déchargement) plus difficile.
- La présence de combustibles MOX dans le réacteur rend le contrôle plus délicat (combustibles de natures différentes) et réduit l'efficacité des barres de contrôle.
- Les températures de fusion du plutonium (640 °C et 2 400 °C pour le PuO_2) sont plus basses que celles de l'uranium (1 135 °C et 2 865 °C pour l'UO_2).
- En cas de détérioration et de fusion des combustibles, le risque de « criticité » (emballement de la réaction en chaîne) est plus grand car la masse critique du plutonium est le tiers de celle de l'uranium 235 (celui-ci n'étant d'ailleurs pas séparé des autres isotopes en cas de fusion et ne représentant au maximum que 3,5 % de la masse totale de l'uranium du combustible UO_2).

  Ce risque de criticité peut se présenter également dans les usines de fabrication du combustible MOX ou dans les usines de retraitement.

  Ce risque est présent également dans les piscines de stockage des combustibles irradiés en cas de perte du refroidissement, détérioration et fusion de combustibles.
- La quantité de plutonium est beaucoup plus importante dans un combustible MOX (dans un réacteur ou dans une piscine de combustibles irradiés) que dans un combustible uranium. En cas de détérioration ou de fusion du cœur ou d'explosion ou d'incendie (dans le cœur ou dans les piscines de stockage), la quantité de plutonium pouvant être projetée dans l'environnement, qu'il s'agisse d'un combustible usé ou plus encore s'il est neuf, sera donc beaucoup plus importante.

Non seulement le MOX rend le réacteur plus difficile à piloter mais encore, en cas d'accident, sa présence facilite la mise à nu des combustibles (plus de chaleur donc plus d'évaporation de l'eau), la détérioration et la fusion des combustibles (dans le réacteur lui-même et dans les piscines des combustibles irradiés) et, en cas d'émissions radioactives, ce qui est le cas à Fukushima, des particules de plutonium peuvent être dispersées dans l'environnement (terre et eau principalement).

Annexe :
Calcul des activités comparées Uranium naturel (Unat) et MOX

Activité massique, exprimée en becquerel par gramme, des isotopes de l'uranium naturel

Isotope	U 234	U 235	U 238
Bq/g	$2{,}30.10^{8}$	$8{,}0.10^{4}$	$1{,}24.10^{4}$

L'uranium est un élément naturel constitué de trois isotopes : les ^{234}U et ^{238}U qui sont à l'équilibre et l'^{235}U. Dans une masse donnée d'uranium naturel, les activités des ^{238}U et ^{234}U sont donc égales, mais leurs masses respectives, très différentes, sont dans le rapport inverse de leur activité massique (la masse de l'^{234}U est 18 550 fois plus petite que celle de l'^{238}U).

Du point de vue pondéral, c'est l'isotope 238 qui constitue la quasi-totalité de la masse de l'uranium naturel (99,29 %). Nous calculons donc, pour 1 g d'uranium naturel, l'activité de l'isotope ^{238}U qui est égale à celle de l'^{234}U. Pour obtenir l'activité de l'uranium naturel, il suffit alors d'ajouter aux activités de ces deux isotopes à l'équilibre, celle l'activité de l'^{235}U.

Activité d'**1 g** d'U_{nat} :
= 2x (0,99287 g d'^{238}U x $1{,}24.10^{4}$) + ($0{,}713.10^{-2}$ g d'^{235}U x $8{,}0.10^{4}$) = **2,52.104 Bq/g**.

Soit pour **1 kg** d'U_{nat} = **$2{,}52.10^{7}$ Bq** ou **$2{,}52.10^{-5}$ TBq**.

Pour fabriquer du MOX, l'on utilise de l'uranium appauvri et du plutonium issu du retraitement des combustibles « usés » d'un réacteur, chargé initialement en combustible à uranium (enrichi à 3,5 %).

En prenant les compositions isotopiques du plutonium calculées à La Hague nous pouvons estimer l'activité d'un kg de plutonium :

Répartition pondérale moyennes annuelles en kg par tonne retraitée

Isotope	Activité spécifique (Bq/g)	Activité combustible (TBq/t)	Poids (kg/t)	Poids (%)
^{238}Pu alpha	$6{,}34.10^{11}$	150,8	0,237	2,58%
^{239}Pu alpha	$2{,}296.10^{9}$	12,45	5,422	59,06%
^{240}Pu alpha	$8{,}40.10^{9}$	21,11	2,513	27,37%
^{241}Pu bêta	$3{,}81.10^{12}$	$3{,}837.10^{3}$	1 ,007	10,97%
Total		**4 172,3**	**9,180**	**100%**

Composition de 1 kg de Pu : 25,8 g de ^{238}Pu + 590,6 g de ^{239}Pu + 273,7 g de ^{240}Pu + 109,7 g de ^{241}Pu

Activité de 1 kg de Pu :
= (25,8 x $6{,}34.10^{11}$) Bq + (590,6 x $2{,}296.10^{9}$) Bq + (273,7 x $8{,}40.10^{9}$) + (109,7 x $3{,}81.10^{12}$) Bq = **438 TBq**

Si l'on admet que le MOX est composé de 7 % de Pu et de 93 % d'uranium appauvri, l'activité de 1 kg de MOX sera de 438.10^{12} x 0,07 = $30{,}66.10^{12}$ + l'activité de l'uranium appauvri dont la valeur est beaucoup plus faible (de l'ordre de $2{,}5.10^{7}$ x 0,93). L'activité du MOX est complètement dominée par celle du plutonium tout seul et l'activité alpha par celle du ^{238}Pu.

L'activité totale du combustible MOX (« neuf ») est essentiellement constituée par l'activité bêta du ^{241}Pu.

L'activité de **1 kg de MOX (environ 30,7 TBq) est de l'ordre d'un million de fois plus importante que celle d'un kg d'uranium naturel (environ $2{,}5\ 10^{-5}$ TBq).**

Gros Plan n° 4
Le Blayais dans la tempête ou merci au bogue de l'an 2000 »

par Monique Sené (GSIEN)

(Fac-similé de l'article publié dans le n° 18 des « Cahiers de Global Chance », janvier 2004)

Le 27 décembre 1999 la tempête qui traverse la France atteint le site du Blayais où 3 tranches sur quatre sont en production, la quatrième est en arrêt maintenance.

Vers 18 h 30 les premiers effets de la tempête provoquent l'interruption de l'alimentation électrique auxiliaire 225 kV des quatre tranches. Le réseau 400 kV reste disponible pour évacuer l'énergie produite par les 3 réacteurs en production et assurer l'alimentation de la tranche 3 à l'arrêt.

Vers 20 h 50, au plus fort de la tempête, une surtension sur le 400 kV provoque l'arrêt des réacteurs 2 et 4. Les diesels de secours démarrent automatiquement pour assurer l'alimentation électrique. Par contre 1 et 3 restent connectés au 400 kV.

Les diesels ont démarré, merci au bogue de l'an 2000…

Mais la tempête fait toujours rage et l'eau monte dans les réacteurs 1 et 2 pour cause de digue insuffisante et d'une mauvaise protection de leurs galeries internes. L'eau s'infiltre via une porte coupe-feu déformée puis ouverte sous l'effet de la pression, dans les galeries de la paire 1/2. L'eau a circulé de trémies en trémies noyant les diverses galeries électriques et celle de précontrainte (réacteur 1) sous le réacteur et ce jusqu'aux puisards du bâtiment combustible.

La tranche 1, toujours en fonctionnement, s'arrête (0 h 30) en raison de l'encrassement des tambours filtrants de la prise d'eau : en clair l'eau charrie des tas de cochonneries qui bouchent les grilles et le refroidissement n'est plus assuré.

Toute la nuit les équipes vont se battre pour pomper l'eau et essayer de récupérer les possibilités de refroidissement du réacteur 1.

A 9 heures le Plan d'Urgence Interne est déclenché car le réacteur, alimenté par le 400 kV est certes refroidi par ses générateurs de vapeur ce qui assure l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur (25 MW). Mais il n'y a qu'une voie de secours disponible pour assurer le refroidissement des joints des pompes primaires. De plus les pompes du circuit d'injection de secours (RIS) et les pompes du circuit d'aspersion de l'enceinte

(EAS) sont noyées sous 1,5 m d'eau.

Il faudra attendre encore 2 h (soit 11 h du matin) pour que le réacteur 1 soit enfin sur son circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) (température 177 °C et pression inférieure à 32 bars). Sa puissance résiduelle est alors de 20 MW.

La tranche 1 a donc pendant 10 h fonctionné sans filet.

La crainte du bogue de l'an 2000 a heureusement aidé : les équipes avaient été entraînées et ont travaillé comme des chefs.

N'empêche, la tempête a frappé et même s'il s'agit finalement d'un simple incident, ce fut très juste. Comme écrit l'Autorité de sûreté « en raison d'une part de la dégradation notable de la fiabilité de matériels importants pour la sûreté, et d'autre part de l'indisponibilité totale de plusieurs systèmes de sauvegarde, l'incident, d'abord classé niveau 1 de l'échelle INES, a été reclassé au niveau 2 le 29 décembre ».

Le réacteur n'a tout de même été ramené en arrêt froid qu'au bout de 10 heures et pendant tout ce temps, il n'y avait aucun moyen supplémentaire pour refroidir le réacteur : il est clair que le personnel a travaillé sans filet mais rien de plus n'est arrivé… Tant mieux et bravo pour les équipes

techniques d'EDF.

Merci aussi aux exercices de préparation du bogue mais attention à tenir compte des avis sur les problèmes d'eau : la digue était trop basse et les bâtiments étaient toujours inondables contrairement aux affirmations d'EDF. Or, l'Autorité de Sûreté avait demandé le rehaussement des digues mais EDF avait négocié un délai, délai à l'origine de l'inondation pouvant conduire à un désastre.

Il ne faut pas compter sur la chance quand il s'agit de sûreté.

Notons cependant que, contrairement à ce qui a été souvent affirmé dans les media, la marée du 27 décembre 1999 n'avait un coefficient que de 77. La tempête aurait pu se produire au moment d'une marée de coefficient 118. L'incident grave aurait pu dégénérer en accident majeur, avec des routes impraticables s'il avait fallu évacuer[1].

Il n'est pas non plus rassurant de consulter sur le site de l'ASN la liste des incidents qui se sont produits par la suite dans la même centrale et dont nous retenons celui-ci :

Centrale nucléaire du Blayais - 4 réacteurs de 900 MWe - Blayais – EDF.

Le 28 décembre 2001, l'exploitant a découvert dans le cadre de ses procédures de surveillance que les aérations des locaux contenant les groupes électrogènes de secours du réacteur 4 étaient totalement obturées. Publié le 28/12/2001

1 - Source : Bella Belbéoch, « Le Blayais : la tempête du 27 décembre 1999 et les inondations à la centrale du Blayais : la sécurité absolue ne peut pas exister. Où l'on perçoit comment une situation peut dégénérer en accident majeur ». La Gazette Nucléaire, 181/182, avril 2000.

Un bilan de gestion des déchets toujours plus lourd

Le dossier des déchets nucléaires fait l'objet d'un encadrement de plus en plus régulier et rapproché des pouvoirs publics, soucieux, au-delà de la responsabilité de gérer correctement cet héritage, d'éviter que les préoccupations du public dans ce domaine constituent un obstacle à la poursuite du nucléaire. Ainsi, le dispositif institutionnel d'inventaire, d'orientation, de suivi et d'évaluation de cette gestion ne cesse de s'étoffer, notamment dans le cadre de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

Les années 2009 et 2010 ont par exemple vu l'actualisation de l'inventaire national des déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (Andra), la mise à jour du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) piloté par l'Autorité de sûreté (ASN) et le gouvernement, la publication des travaux du Groupe d'expertise pluraliste sur les mines d'uranium du Limousin (GEP), ou encore les premières interventions du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) dans ce domaine. Ces nombreux travaux ont toutefois du mal à se traduire dans les faits. Dans la pratique, les déchets continuent d'être produits et s'accumulent, mais peu de dossiers liés à la sécurisation de stocks problématiques ou à la mise en place de solutions à long terme trouvent une traduction concrète. Au contraire, les échéances les plus proches ont tendance à être repoussées, et la mise en œuvre de véritables solutions renvoyée à des réalisations futures.

L'accumulation de déchets sans solution de gestion

La France compte à ce jour trois centres de stockage exploités par l'Andra, qui concernent les déchets représentant les plus gros volumes – hors déchets miniers – mais également contenant le moins de radioactivité. On dénombre ainsi :

- le Centre de stockage de la Manche (CSM), qui contient 527 225 m^3 déchets faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) issus de l'exploitation des réacteurs, des centres d'étude et des usines nucléaires, y compris du retraitement à La Hague qu'il jouxte. Exploité de 1969 à 1994, le CSM est entré depuis janvier 2003 dans une phase de surveillance ;
- le Centre de stockage de l'Aube (CSA), qui contenait selon l'Andra, fin 2007, 208 053 m^3 de déchets du même type que le CSM, pour une capacité de 1 000 000 m^3. Exploité depuis janvier 1992, le CSA est prévu pour fonctionner pendant une soixantaine d'années et accueillir l'ensemble des déchets FMA VC associés au parc nucléaire actuel ;
- le Centre de stockage TFA de l'Aube, qui contenait fin 2007, selon l'Andra, 89 331 m^3 de déchets de très faible activité (TFA) principalement issus du démantèlement. Ouvert depuis 2003, le centre a une capacité de 650 000 m^3 qui ne sera pas suffisante pour accueillir l'ensemble des déchets de ce type attendus des installations existantes, évalué avec encore beaucoup d'incertitude malgré la précision du chiffre, à 869 311 m^3 à la fin 2030, et 637 500 m^3 de plus après 2030.

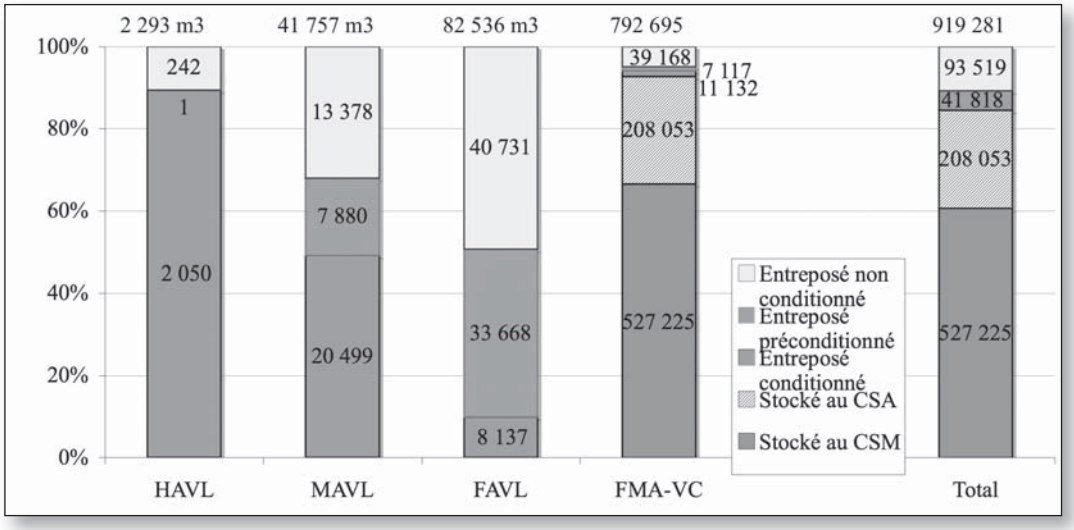
Une part non négligeable des déchets relevant de ces catégories reste, malgré l'existence de ces centres de stockage, entreposée sur différents sites de l'industrie nucléaire en attente d'une solution : il s'agit de déchets, en général

anciens, qui ne présentent pas un conditionnement adapté aux exigences techniques d'acceptation dans ces centres. Un problème plus fondamental encore est posé par les déchets présentant d'autres caractéristiques, en particulier une radioactivité plus élevée ou une durée de vie beaucoup plus longue. Ces déchets ne disposent aujourd'hui d'aucune solution d'élimination et de stockage, et sont entreposés, auprès des réacteurs et des usines ou dans des sites dédiés, sous une forme plus ou moins correctement conditionnée. On distingue en particulier :

- les déchets FMA-VC tritiés, principalement issus du programme nucléaire militaire, dont l'entreposage pour décroissance est à l'étude dans le cadre de la loi de 2006. L'Andra estime à 2 905 m³ le volume dans leur conditionnement définitif de ces déchets existants au 31 décembre 2007 ;
- les déchets faiblement radioactifs à vie longue (FA-VL), notamment les déchets radifères, principalement issus de l'industrie du radium, et les déchets de graphite qui correspondent aux chemises et empilements des assemblages combustibles des réacteurs de première génération, dits uranium naturel-graphite-gaz (UNGG). L'Andra estime leur volume existant fin 2007, en équivalent conditionné, à 82 536 m³ ; toutefois 8 137 m³ seulement font l'objet d'un conditionnement final. Le stockage de ces déchets est à l'étude et un site est recherché pour son implantation. Le délai fixé par la loi de 2006 pour la mise en service de ce site (2013), est déjà reconnu comme intenable, et la procédure de recherche de site est dans une impasse après le désengagement des deux municipalités s'étant dans un premier temps portées candidates ;
- les déchets moyennement actifs à vie longue (MA-VL), qui comprennent notamment les gaines de combustible usé et les boues de traitement d'effluents issues du retraitement. Ces déchets, dont plus de la moitié sont non ou mal conditionnés, représenteraient en 2007 un stock de 41 757 m³ en équivalent conditionné. La loi de 2006 prévoit l'élimination de ces déchets dans un stockage géologique profond, dont elle fixe l'objectif de mise en service industrielle à 2025 ;
- les déchets hautement actifs à vie longue (HA), qui contiennent, sous forme de colis vitrifiés, les produits de fission et actinides mineurs séparés des matières fissiles (uranium et plutonium) après retraitement du combustible usé. L'Andra estime à 2 293 m³ en équivalent conditionné leur volume fin 2007. Ces déchets vitrifiés doivent, selon la loi de 2006, rejoindre les déchets MA VL dans un site de stockage profond.

La gestion des déchets existants reste donc, plus de cinquante ans après le début de leur production à l'échelle industrielle, loin d'être aboutie. Le graphique ci-dessous résume la situation pour l'ensemble des déchets radioactifs existants fin 2007. Bien que sans solution en l'état pour une partie d'entre eux, les déchets continuent d'être produits, notamment au travers de la poursuite de l'exploitation des installations nucléaires existantes et, à terme, de leur démantèlement. L'Andra estime que le volume total de déchets, estimé à 1 152 533 m³ en équivalent conditionné fin 2007, aura doublé en 2030, et presque triplé à l'issue du démantèlement des installations existantes (Gros plan n° 1).

Figure 1 : Répartition des déchets radioactifs existants au 31 décembre 2007 selon leur catégorie et leur état de conditionnement/stockage (en m³ équivalents conditionnés)



a. Les volumes indiqués comprennent ici l'ensemble des déchets radioactifs français, hors matières dites valorisables, toutes filières d'origine confondues. Toutefois, ne figurent pas sur ce graphe :
- 1 564 m³ de déchets dits « filière de gestion à définir » en attente d'une définition de conditionnement,
- les déchets TFA, soit au 31 décembre 2007 un total de 231 688 m³, dont 89 331 m³ stockés,
- les déchets immergés,
- les déchets reconnus comme déchets étrangers.

Source : d'après ANDRA, Inventaire national, 2009

Le constat des situations historiques

Si l'absence de solution à long terme pour la fraction la plus dangereuse des déchets reste la préoccupation majeure, la robustesse dans le temps des solutions de stockage mises en œuvre dans le passé est un autre problème important qui émerge. Là où des solutions de gestion réputées définitives ont été mises en place, l'évolution des connaissances et des exigences conduit à s'interroger sur les problèmes posés et sur la nécessité d'une surveillance accrue, voire d'actions ponctuelles de renforcement ou de reprise des stockages existants.

Le Centre de stockage de la Manche (CSM) est l'illustration de ce problème. Sa conception a été établie sur la base de critères en vigueur dans les années soixante qui ont depuis, avec le retour d'expérience et la montée des préoccupations liées à la protection de la santé et de l'environnement, considérablement évolué. Sa gestion a été guidée par des pratiques peu rigoureuses qui ont conduit par exemple à l'accumulation dans le site de déchets contenant des radionucléides à vie longue, plutonium notamment. L'Andra reconnaît d'ailleurs gérer aujourd'hui ce stockage comme un héritage historique, et non selon le mode de gestion en vigueur sur les centres de stockage encore en activité. Dans une étude consacrée à l'état du CSM et son évolution, l'Association pour le contrôle de la radioactivité dans l'Ouest (ACRO) a dressé en 2009 le bilan des problèmes posés par l'inventaire ou les relâchements de radioactivité du site, soulignant que « l'empirisme qui a guidé l'édification de ce centre suscite déjà de nombreuses inquiétudes qui devraient s'aggraver dans l'avenir ».

Un autre problème posé est celui des stockages « in situ » qui ont pu être effectué sur les sites nucléaires, dans les années soixante et soixante-dix notamment. Les incidents survenus à l'été 2008 au Tricastin avaient par exemple fait apparaître l'existence d'un stockage, dans une simple butte de terre d'un volume d'environ 15 000 m^3, de déchets issus des installations de production d'uranium enrichi à usage militaire de Pierrelatte, qui ont été enfouis là entre 1969 et 1976. La Commission de recherche et d'information indépendantes sur la radioactivité (CRIIRAD) a dénoncé une « violation caractérisée des règles de stockage » et pointé les risques liés par exemple à l'érosion et au contenu radiologique et chimique de ces déchets[1]. La butte de Pierrelatte est l'un des huit stockages de déchets radioactifs constitués en butte, remblais ou lagune sur ou à proximité de sites industriels (nucléaires ou non) recensés par l'Andra, qui reconnaît par ailleurs que la connaissance de ces situations n'est pas nécessairement exhaustive.

Mais le volet principal de cet héritage historique, du point de vue des volumes en jeu, porte sans doute sur l'ensemble des sites issus de l'exploitation des mines d'uranium françaises, commencée dans les années cinquante et arrêtée avec la fermeture de la dernière mine à Jouac, en 2001. L'inventaire MIMAUSA (Mémoire et impact des mines d'uranium), établi par l'IRSN, recense dans sa version mise à jour en 2009 un total de 210 sites concernés par cet héritage. Les problèmes soulevés portent notamment sur le recensement et la gestion au cas par cas des verses et des zones de réutilisation de stériles, et sur la gestion des 19 stockages de résidus du traitement d'uranium répartis sur 17 sites. Le gouvernement et l'ASN ont engagé un plan d'action et mandaté un groupe d'expertise pluraliste pour identifier les orientations d'une gestion à long terme de cet héritage.

La précession de la production de déchets sur la sûreté

Outre l'absence de solution à long terme et les stockages historiques, l'entreposage des déchets pose d'ores et déjà de véritables problèmes de sûreté. Ces problèmes sont surtout aigus pour une partie des déchets produits par le retraitement de combustible usé, dans l'usine aujourd'hui fermée UP1 de Marcoule et dans l'usine UP2 de La Hague, avant la mise en place des techniques de conditionnement actuelles. Illustration parmi d'autres, une décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)[2] est venue rappeler en juin 2010 que certains déchets anciens entreposés dans des silos sur le site de La Hague doivent être repris. Il s'agit cette fois de 750 tonnes de déchets de structure des combustibles UNGG et de gravats contaminés dans une fosse et de 1 400 m^3 d'effluents et de boues dans une autre.

L'ASN se dit particulièrement préoccupée par la reprise de déchets magnésiens stockés en silo (bâtiment 130), « cette installation ne présentant pas un niveau de sûreté suffisant en regard des normes actuelles ». En 2008, une autre décision du même type portait sur la reprise de boues bitumées issues des effluents du retraitement, également entreposées en silo[3]. Dans les deux cas, les prescriptions successives de l'autorité de sûreté pour définir une solution technique de reprise ont été régulièrement outrepassées par l'exploitant. Avec ces deux décisions, l'ASN fixe un calendrier contraignant pour la démonstration, l'approbation et la mise en œuvre des solutions de reprise et

1 - CRIIRAD, « Scandale au Tricastin : Plus de 770 tonnes de déchets radioactifs enfouis depuis plus de 30 ans à même le sol, en toute illégalité ! », communiqué du 4 juillet 2008.

2 - Décision n° 2010-DC-0190 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 29 juin 2010 fixant à AREVA NC des prescriptions relatives à la reprise des déchets contenus dans le silo 130 de l'INB 38, dénommée STE2 et située sur le site de La Hague.

3 - Décision n° 2008-DC-0111 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 2 septembre 2008 relative à la reprise et au conditionnement des boues actuellement entreposées dans l'atelier STE 2 (INB 38).

de reconditionnement. Il n'est toutefois pas question d'un règlement rapide : les échéances fixées pour une reprise totale s'étalent entre 2020 et 2030…

La production de déchets radioactifs a dès l'origine du programme électronucléaire été intégrée comme une conséquence naturelle de cette activité pour laquelle des solutions appropriées, même si elles n'existaient pas à l'époque, seraient trouvées grâce au progrès technique. C'est ainsi que le retraitement, notamment, a pu se déployer en générant des déchets dont le problème de conditionnement, plusieurs décennies plus tard, n'a toujours pas pu être résolu. Toutefois, il serait faux de croire que ce phénomène n'appartient qu'au passé.

Ainsi, l'ASN a pris en décembre 2008 une autre décision tout à fait étonnante dans son principe[4]. Celle-ci s'inscrit dans la perspective du retraitement à venir de combustibles plus activés que les combustibles historiquement traités à La Hague – les combustibles dits à haut taux de combustion d'une part, les combustibles au plutonium et à l'uranium, dits MOX, d'autre part. Le retraitement de ces combustibles conduit à des teneurs accrues en actinides mineurs dans les déchets vitrifiés, qui dépassent les niveaux admissibles dans les spécifications d'origine pour ces déchets. L'ASN conclut que, puisque le retraitement de ces combustibles est nécessaire, elle n'a pas d'autre choix que de valider un changement des spécifications… tout en reconnaissant que la démonstration de la sûreté future de ces colis dans le stockage géologique reste à établir.

Le tour de passe-passe des « matières valorisables »

Cette décision illustre la fuite en avant qui préside à la gestion des déchets radioactifs, pour une raison fondamentale : son principe directeur n'est pas en réalité la gestion la plus robuste et la plus sûre possible des déchets, mais la poursuite du retraitement. La justification de cette stratégie par le tri, la réutilisation des matières et la réduction du volume des déchets apparaît comme une construction a posteriori, séduisante sur le plan intellectuel mais peu résistante aux faits.

Le bilan ci-dessus, bien que problématique en soi, reste de ce point de vue très incomplet. Il ne porte en effet que sur les déchets radioactifs reconnus comme tels par l'industrie et les pouvoirs publics, c'est-à-dire ceux qui n'offrent techniquement, dans l'état actuel des connaissances et de l'évolution du parc nucléaire envisagée par ces acteurs, aucune possibilité de réutilisation. Cette catégorie s'oppose aux matières valorisables, qui désignent l'ensemble des matériaux issus de la gestion passée ou actuelle qui contiennent des quantités significatives de matières fissiles (susceptibles de donner une réaction de fission) ou fertiles (susceptibles d'être converties en matières fissiles). En pratique, ceci concerne l'uranium et le plutonium sous toutes leurs formes dans la chaîne de production, d'utilisation et de retraitement du combustible.

L'industrie nucléaire française a déployé depuis le milieu des années soixante-dix la stratégie de retraitement commercial la plus poussée au monde. Initialement destinée à nourrir le développement d'un parc de réacteurs de type « surgénérateurs », cette stratégie a été poursuivie malgré l'échec de cette filière, marqué par l'arrêt définitif du réacteur Superphénix en 1998. L'industrie a dès la fin des années quatre-vingt mis en œuvre, par défaut, une réutilisation des matières issues du retraitement dans le parc de réacteurs à eau pressurisée existant (combustible MOX pour le plutonium et combustible URE pour l'uranium de retraitement), tout en développant une justification liée à la gestion des déchets.

L'efficacité de cette stratégie est en général résumée par un chiffre, décliné dans toute communication officielle sur le sujet : grâce au retraitement, « 96 % des matières du combustible usé sont recyclées » (soit 95 % d'uranium et 1 % de plutonium, ne laissant que 4 % de déchets « ultimes » vitrifiés et destinés au stockage géologique). La loi de 2006 préconise sur la base du même argument de rechercher « la réduction de la quantité et de la nocivité des déchets radioactifs (…) notamment par le traitement des combustibles usés et le traitement et le conditionnement des déchets radioactifs ». Elle constitue dans la pratique un encouragement à l'entreposage en vue de leur recyclage, même si celui-ci n'est pas envisagé ou même possible à court ou moyen terme, de tout matériau contenant de l'uranium et du plutonium ; elle autorise pour cela à leur donner le statut de « matières valorisables », par opposition à celui de déchets.

Un rapport du HCTISN consacré à la transparence de l'information sur la gestion du combustible usé et des matières nucléaires, publié en juillet 2010, a conclu qu'une telle présentation du bilan du « traitement-recyclage » ne devrait plus être employée car elle ne reflète pas la réalité. Le rapport, sur lequel des acteurs associatifs et non institutionnels membres du groupe de travail ont émis des réserves, ne va toutefois pas au bout du raisonnement, et se refuse à produire les chiffres pourtant aisément calculables sur la base des bilans fournis par l'industrie elle-même (Gros plan n° 2). Ces calculs montrent qu'aujourd'hui, environ 97 % des matières entrant à partir de l'uranium naturel dans la chaîne du combustible en ressortent avec le statut de matières valorisables sans être toutefois valorisées dans les conditions industrielles actuelles.

4 - Décision n° 2008-DC-0125 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 décembre 2008 relative à la spécification référencée 300-AQ-60 du colis standard de déchets vitrifiés avec teneur en actinides augmentée.

La réflexion sur le stockage des « matières valorisables »

La gestion actuelle conduit donc à l'accumulation de stocks massifs de matières sous diverses formes : uranium appauvri, uranium de retraitement, plutonium séparé, combustibles UOX, URE et MOX irradiés, rebuts de fabrication de MOX… La réutilisation effective de ces stocks pose question. Elle ne pourra certainement pas être assurée, pour la très grande majorité d'entre eux, dans le parc nucléaire existant. Elle dépend donc d'un hypothétique parc futur, c'est-à-dire en premier lieu de sa réalisation, qui n'est pas acquise, et en second lieu de ses éventuelles caractéristiques techniques. Toutefois, même dans l'hypothèse la plus favorable d'un parc de réacteurs de quatrième génération, à neutrons rapides, dimensionné et fonctionnant comme sur le papier, tous les stocks ne seraient pas réutilisés. La Commission nationale d'évaluation, chargée de suivre l'évolution des recherches pour la gestion à vie longue des déchets, met ainsi en garde dans son rapport annuel de 2010 contre l'incertitude portant sur les scénarios de déploiement de tels réacteurs, et le surdimensionnement dans toutes les hypothèses du stock d'uranium appauvri par rapport aux besoins de ce parc.

Le rapport du PNGMDR lui-même, alors qu'il qualifie la mise en œuvre de ce parc de quatrième génération de « solution industrielle de référence », reconnaît que les conditions de réutilisation des stocks de matières valorisables ne peuvent être garanties à long terme et appelle les exploitants à développer des études pour envisager le cas où ces matières devraient finalement être considérées comme déchets. Cette situation, présentée comme hypothétique, apparaît au contraire comme inéluctable pour une partie de l'inventaire de ces « matières valorisables ».

Après la gestion des stockages anciens non conformes aux doctrines actuelles, la reprise d'entreposages posant des problèmes de sûreté, et la recherche des solutions de stockage pour les déchets ultimes, cette nécessaire intégration de l'entreposage puis du stockage de matières nucléaires vient encore compliquer un dossier qui n'en finit plus de glisser. Qu'elle poursuive son programme nucléaire ou non, la France n'est pas prête de mettre en place des solutions définitives pour la gestion des stocks massifs de déchets à vie longue et de matières qu'elle continue d'accumuler.

Gros Plan 1
L'inventaire national des déchets radioactifs de l'Andra

La loi concernant les recherches sur la gestion des déchets radioactifs de 1991 avait confié à l'Andra une mission d'inventaire des déchets radioactifs français, renouvelée et même élargie aux entreposages de matières radioactives valorisables dans la loi de 2006. L'édition 2009 de l'Inventaire national est la troisième, après 2004 et 2006. Elle présente des données arrêtées à la fin de l'année 2007.

L'inventaire national établi par l'Andra présente à la fois un recensement des sites abritant des déchets radioactifs, quelque soit leur quantité et leur nature, et une classification technique des catégories de déchets, en fonction de leur radioactivité et de leur durée de vie, de leur origine et de leurs caractéristiques. Il fournit des évaluations des quantités existantes et des projections sur les quantités à venir. L'inventaire inclut, outre l'ensemble des déchets reconnus comme tels, une évaluation plus grossière des quantités de matières dites valorisables, c'est-à-dire contenant sous différentes formes de l'uranium ou du plutonium jugé réutilisable en réacteur.

L'inventaire national de l'Andra 2009 recense 1 121 sites où sont entreposés ou stockés des déchets radioactifs à la fin 2007, dont 30 seulement sont des sites dédiés d'entreposage de déchets radioactifs, et 3 des centres de stockage (auxquels s'ajoutent 23 « sites de stockage historiques » correspondant aux stockages réalisés avant la mise en place d'une réglementation dédiée, dans le périmètre de certaines installations). Ces sites contiennent des déchets très variés, qui constituent selon l'inventaire plus de 100 familles de déchets différentes.

Bien que l'inventaire regroupe l'ensemble des déchets, toutes origines confondues, ceux-ci proviennent essentiellement du secteur nucléaire, et en premier lieu de la production électronucléaire. Elle représente dans le stock existant 44,8 % des déchets très faible activité (TFA), 69,4 % des déchets faible et moyenne activité - vie courte (FMA-VC), 42,6 % des déchets faible activité - vie longue (FA-VL), 59,9 % des déchets moyenne activité - vie longue (MA-VL) et 80,1 % des déchets haute activité (HA). Les autres activités nucléaires, la recherche et la défense, constituent la plus grande part restante, l'industrie hors nucléaire et le médical représentant moins de 3 % du total.

L'inventaire fournit une évaluation détaillée, famille par famille, des quantités de déchets existants, en distinguant les productions historiques et les productions en cours, avec des hypothèses sur leur poursuite. Il décrit pour chaque famille ainsi prise en compte son conditionnement actuel et, s'il doit être différent, son conditionnement futur. Les volumes attendus en conditionnement final servent ensuite de base à une estimation plus globale des stocks existants, et des projections associées à la poursuite de l'exploitation des installations existantes. Ces estimations sont rassemblées dans le tableau suivant :

Tableau 1 : Stock de déchets radioactifs existant et projeté (en m³ équivalents conditionnés)

	Stock existant au 31 déc. 2007	*Stock total (existant + projeté) fin 2020*	*Stock total (existant + projeté) fin 2030*	*Déchets issus du démantèlement au-delà de 2030*
HA	2 293[a]	3 679[a]	5 060[a]	—
MA-VL	41 757	46 979	51 009	+ 9 750
FA-VL	82 536	114 592	151 876	+ 11 700
FMA-VC	792 695	1 009 675	1 174 193	+ 315 200
TFA	231 688	629 217	869 311	+ 637 500
À définir	1 564	—	—	—
Total	**1 152 533**	**1 804 142**	**2 251 449**	**+ 974 150**

a. Dont 74 m³ de combustibles usés anciens, issus du prototype industriel de réacteur à eau lourde EL4 de Brennilis, jugés impropres au retraitement. Tous les autres combustibles usés existants, sans exception, sont supposés faire l'objet d'un retraitement et sont exclus à ce titre de cette partie de l'inventaire.

Source : ANDRA, Inventaire national, 2009

Les déchets pris en compte dans le tableau précédent sont ceux que l'industrie nucléaire considère effectivement comme tels. Il n'inclut donc pas, à l'exception du combustible d'EL4, l'ensemble des matériaux recensés dans l'inventaire qui contiennent des matières fissiles ou fertiles et sont à ce titre théoriquement réutilisables dans différents types de réacteurs. Pour ces matières dites valorisables (uranium, plutonium et dans une moindre mesure thorium), l'Andra établit dans l'inventaire une estimation des stocks et une projection séparées. Ces estimations sont rappelées dans le tableau ci-dessous. Bien que les projections reposent sur une hypothèse de

poursuite de la stratégie de retraitement et de réutilisation des matières, l'inventaire prévoit une accumulation de ces matières qui suppose, si la même voie devait être poursuivie, la construction hypothétique d'un nouveau parc de réacteurs adapté à l'emploi de ces stocks.

Tableau 2 : Inventaire des matières nucléaires dites valorisables (uranium, thorium, plutonium) en France, estimation fin 2007 et projections à 2020 et 2030

		Fin 2007	Fin 2020[1]	Fin 2030[1]
Uranium naturel extrait des mines (tML)		27 613	32 013	32 013
Uranium enrichi[2] (tML)		3 306	1 764	2 714
Uranium séparé issu du retraitement (tML)		23 950[3]	36 000	49 000
Uranium appauvri (tML)		254 820	332 324	452 324
Thorium[4] (t)		9 399	9 399	9 290
Matières en suspension[5] (t)		21 672	0	0
Combustible contenu dans les réacteurs	UOX (tML)	4 500	3 860	1 100
	URE (tML)	80	290	0
	MOX (tML)	290	440	0
	Recherche (tML)	5[6]		
Combustible usé entreposé, en attente de retraitement	UOX (tML)	11 504[7]	13 450	11 000
	REU (tML)	251[8]	1 020	1 320
	MOX (tML)	1 028[9]	2 320	2 550
	RNR (tML)	104[10]	104	104
	Recherche (t)	42[11]	0	0
	Défense (t)	141[12]	230	298
Plutonium séparé issu du retraitement[13] (tML)		82[14]	55	53

1. Les projections sont fournies avec un nombre de chiffres significatifs issu de la méthodologie qui ne reflète pas l'incertitude attachée à ces projections.

2. Inclus l'uranium enrichi contenu dans du combustible neuf, en particulier dans l'UOX en attente d'utilisation sur les sites des réacteurs.

3. Dont 21 180 tML d'uranium de retraitement français, et 2 770 tML appartenant à des clients étrangers.

4. Dont 7 134 t entreposées comme sous-produit sur les sites de production de terres rares, et 2 265 t appartenant aux opérateurs nucléaires.

5. Thorium et uranium provenant du traitement des matières premières des terres rares.

6. Inclus environ 3 tML de combustible RNR dans Phénix.

7. Dont 3 584 tML sur les sites des réacteurs, et 7 920 tML, incluant 10 tML appartenant à des clients étrangers, à La Hague.

8. Dont 31 tML sur les sites des réacteurs, et 220 tML à La Hague.

9. Dont 308 tML sur les sites des réacteurs, et 720 tML, incluant 10 tML appartenant à des clients étrangers, à La Hague.

10. Combustible du réacteur Superphénix, entreposé sur site à Creys-Malville.

11. Dont 40 tML de combustible RNR de Phénix et 1 tML de combustible de réacteurs de recherche entreposés sur les sites du CEA, et 1 tML à La Hague.

12. Combustible usé des réacteurs utilisés pour la production des matières nucléaires du programme militaire, et des réacteurs des sous-marins à propulsion nucléaire.

13. Non inclus le plutonium sépare pour le programme militaire, couvert par le secret défense.

14. Inclus 61 tML à La Hague, 10 tML en cours d'utilisation pour la fabrication de MOX, 9 tML dans du combustible MOX ou RNR non irradié, principalement sur les sites des réacteurs, et 2 tML sur les sites du CEA. Le total se répartit en 60 tML de plutonium séparé français, dont 29 tML appartenant à EDF à La Hague, et 22 tML appartenant à des clients étrangers.

Source : ANDRA, Inventaire national, 2009

Gros plan n° 2
Le Statut des « matières valorisables » et l'uranium russe

La diffusion, en octobre 2009, d'un documentaire consacré à la gestion des déchets radioactifs sur la chaîne Arte a mis en évidence les pratiques de l'industrie nucléaire française en matière d'exportation d'uranium de retraitement (URT) en Russie. Une large part de l'uranium récupéré dans le combustible irradié à La Hague était en fait expédiée en Russie pour y être ré-enrichie, seule la part enrichie revenant pour être réutilisée en France, la part appauvrie étant cédée au prestataire russe.

Le trouble causé par cette information a conduit l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques et le Ministre d'État chargé de l'écologie à saisir le HCTISN sur la question des exportations et importations d'uranium de la France avec la Russie, en élargissant le champ à la transparence de l'ensemble de la gestion des matières et des déchets nucléaires produits aux différents stades du cycle du combustible. L'enquête menée au sein d'un groupe de travail du HCTISN a rapidement permis d'établir un tableau assez complet des envois d'uranium de retraitement, mais aussi d'uranium appauvri vers la Russie, dont Areva a finalement annoncé la fin en juillet 2010. Mais le groupe a cherché, au-delà, à analyser les flux associés à la gestion actuelle et passée des matières et des déchets nucléaires en France, pour en tirer des enseignements sur la transparence de l'information en la matière.

Ce travail a permis de mettre en évidence le biais fondamental des discours officiels en la matière, qui confondent volontairement la nature « recyclable » des 95 % d'uranium et 1 % de plutonium récupérés par retraitement dans du combustible irradié standard avec leur caractère effectivement « recyclé ». Mais le rapport publié en juillet 2010 n'est pas allé beaucoup plus loin, faute de progrès suffisant dans les discussions sur les causes et les conséquences de cette situation. Plusieurs membres associatifs et experts non institutionnels ont émis des réserves et publié leur propre évaluation. Celle-ci s'appuie, malgré plusieurs points d'achoppement sur leur réalisme et leur représentativité, sur les chiffres fournis au groupe de travail par les exploitants, résumés ci-dessous.

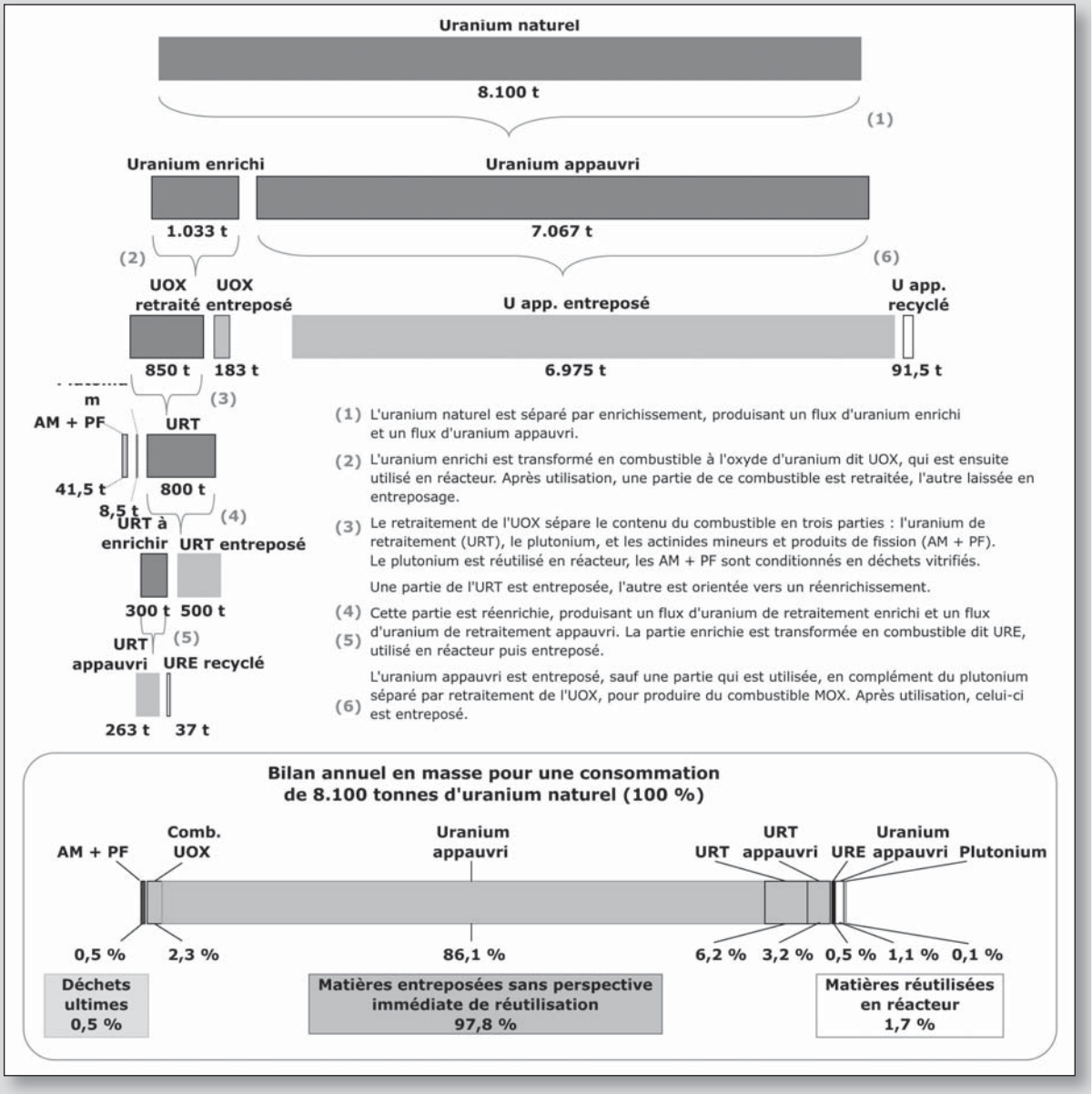
Tableau 1 : Flux annuels nominaux de matières nucléaires dans le parc nucléaire français, moyenne 2007-2009 et projection à partir 2010 (en tML, sauf autre unité précisée)

			Flux annuel moyen 2007-2008-2009	Flux annuel projeté à partir de 2010
(1)	Utilisation d'uranium naturel		8 100	7 600
(2) / (4)	Production d'uranium enrichi / chargement d'UOX (dont uranium ré-enrichi de (10))		1 070 (dont 37)	1 050 (dont 75)
(3)	Utilisation d'uranium appauvri (dans le MOX)		91,5	109,5
(5=9+3)	Fabrication et chargement de combustible MOX		100	120
(6)	Électricité produite		420 TWh	420 TWh
(7)	Combustible usé déchargé		1 170	1 170
(8)	Retraitement de combustible usé		850	1 050
(9)	Plutonium séparé par retraitement		8,5	10,5
(10)	Utilisation d'uranium de retraitement (URT)		300	600
(11)	Déchets produits par le retraitement		7 100 m^3	7 100 m^3
(12) / (13)	Quantités ajoutées (+) et prélevées (-) en entreposage	Uranium appauvri	+6 938,5	+6 440,5
		Plutonium séparé	+8,5 / -8,5	+10,5 / -10,5
		Combustible usé (dont URE et MOX)	+1 170 / -850 (dont +137)	+1 170 / -1 050 (dont 195)
		Uranium de retraitement	+800 / -300	+990 / -600

Source : d'après HCTISN, 2010

Les calculs proposés au groupe de travail par ces acteurs sont résumés dans la figure suivante. Il s'agit dans un premier temps de considérer les flux moyens de matières déchargées des réacteurs effectivement réutilisées dans les réacteurs, soit 8,5 t de plutonium dans le MOX et 37 t d'URT ré-enrichi dans l'URE sur 1 170 t déchargées. Le taux effectif de réutilisation est donc de 3,9 % au lieu des 96 % annoncé ; il devrait être porté selon les flux nominaux visés à partir de 2010 à 7,3 %. Dans un deuxième temps, le calcul s'élargit pour prendre en compte la réutilisation d'uranium appauvri dans le MOX, soit 91,5 t. La base de calcul est dans ce cas l'uranium naturel utilisé au départ, soit 8 100 t. avec 137 t réutilisées au total, le taux de réutilisation effective est sur cette base de 1,7 % ; porté à 2,6 % selon les flux nominaux visés à partir de 2010. À l'inverse, compte tenu de la formation au sein de la matière nucléaire, au cours du processus, de 0,5 % environ de déchets ultimes (produits de fission PF et actinides mineurs AM), ce sont 7 921 t sur 8 100 t au départ, soit 97,8 % du total, qui sont classées « matières valorisables » et entreposées sans aucune perspective immédiate de réutilisation. Ce taux serait abaissé à 96,9 % dans les flux prévus à partir de 2010.

Figure 2– Bilan de la réutilisation de matières nucléaires dans le « cycle » du combustible actuela



a. Les flux représentés correspondent aux données sur les flux moyens des années 2007 2009 fournies par EDF dans une note de novembre 2009 au HCTISN. Ces données ne font pas figurer l'existence de deux flux supplémentaires vers des entreposages : un flux de plutonium séparé non réutilisé, et un flux de rebuts de fabrication du combustible MOX impropres à l'utilisation.

Une « industrialisation » du démantèlement qui tarde

Selon le mot d'un ancien ingénieur général des mines, la fin de vie des installations nucléaires s'apparente à la redescente en montagne : une forme de démobilisation augmente le risque d'accident. Le démantèlement n'est donc pas une activité à prendre à la légère. Les opérations qu'englobe ce terme, depuis la mise en arrêt définitif des installations jusqu'à l'éventuelle libération de toute restriction d'usage du site, s'étalent sur des durées importantes et présentent des risques spécifiques – qui combinent l'aléa radiologique et les risques inhérents à tout chantier de démolition industriel. Le démantèlement des installations nucléaires génère également de grands volumes de déchets, qui comprennent essentiellement des bétons ou des ferrailles faiblement ou très faiblement radioactifs, mais aussi des composants activés ou contaminés moyennement radioactifs et à vie longue.

En ce sens, la gestion du démantèlement des installations nucléaires constitue une composante importante pour la maîtrise de l'ensemble de la gestion du parc nucléaire. Cette composante, au même titre que le devenir des déchets radioactifs, n'a pourtant pas ou peu été prise en compte dans le développement de cette industrie. Les premiers laboratoires, puis les usines et les premiers réacteurs français ont été conçus, construits et mis en service sans s'inquiéter de cette dimension. Alors qu'un grand nombre d'installations construites en France entre les années cinquante et quatre-vingt sont aujourd'hui confrontées à ce problème, ce n'est que depuis le début des années quatre-vingt-dix que les autorités se sont réellement saisies de la question et ont développé un cadre réglementaire spécifiquement tourné vers le démantèlement.

L'obligation d'intégrer la conception du démantèlement dès l'origine de l'installation et d'en présenter l'analyse dans le dossier nécessaire à l'obtention d'une autorisation de création n'a été introduite que tardivement. Elle s'applique par exemple au dossier instruit pour l'autorisation du nouveau réacteur EPR en cours de construction à Flamanville. Mais cette disposition reste en grande partie théorique, en l'absence de retour d'expérience suffisant en matière de démantèlement de réacteurs.

La recherche d'une industrialisation mythique ?

L'industrie nucléaire française a consacré dans les années quatre-vingt-dix d'importants moyens, via le CEA, à la recherche et développement de procédés et d'outils standardisés pour la conduite du démantèlement. Le défi était d'autant plus important que le démantèlement s'applique, par nature, à des installations très différentes qui ont chacune fait l'objet d'une exploitation singulière. L'enjeu d'une standardisation se posera différemment lorsque viendra le démantèlement du parc de 58 réacteurs en service ; jusqu'ici, la pratique du démantèlement reste une approche au cas par cas, qui se heurte à de nombreuses difficultés.

Le démantèlement du réacteur de Brennilis, en Bretagne, constitue un symbole – créé par l'industrie elle-même – des difficultés inhérentes à la fin de vie des installations nucléaires. La déconstruction et le déclassement, ainsi qu'on désigne parfois respectivement la composante technique (réduire l'installation et le site à un état prédéfini comme acceptable) et la composante réglementaire (quitter le statut d'installation nucléaire de base) du démantèlement, devaient marquer à Brennilis l'aboutissement de la phase expérimentale et le passage à une phase industrielle. Vingt-cinq ans après l'arrêt de ce prototype industriel de 70 MWe, son démantèlement partiel est en cours mais le démantèlement du bâtiment réacteur reste en suspens (voir Gros plan n° 1).

L'évolution des vingt dernières années a effectivement vu le démantèlement passer au stade industriel, dans le sens d'une multiplication des installations concernées et de leur taille croissante, jusqu'à englober des réacteurs de puissance ou des usines parmi les plus grandes installations construites en France. Mais plutôt que de favoriser une gestion en routine de cette activité industrielle, l'expérience accumulée jusqu'ici renforce au contraire l'image d'une démarche compliquée.

Au total, 54 installations nucléaires de base (INB) ont été définitivement arrêtées et à ce titre ont fait, font ou devront faire l'objet d'un démantèlement (voir gros Plan n° 2). Ce comptage ne porte cependant que sur les installations civiles. Plusieurs installations construites à l'origine pour les besoins du programme nucléaire militaire, dont l'usine de retraitement et les réacteurs générateurs de plutonium de Marcoule, font également l'objet d'un démantèlement.

Sur ce total de 54 INB, 18 d'entre elles, soit un tiers exactement, ont fait l'objet d'un démantèlement complet ou au moins d'un assainissement total du site, qui peut être assorti de servitudes d'usage. Toutefois, si ces démantèlements sont considérés comme achevés, aucune des installations de l'industrie nucléaire n'a atteint le stade dit du « retour à l'herbe », c'est-à-dire l'effacement de toute trace visible et de toute contamination et la libération inconditionnelle du site.

Des concepts pas encore figés

En réalité, il est difficile de juger de l'état réel d'avancement du démantèlement des installations, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, les démantèlements concernent pour la plupart des installations au sein de sites plus complexes – notamment tous les réacteurs de recherche et les installations des Centres d'étude nucléaire du CEA. Cette insertion favorise, par rapport à une installation en site isolé, la disponibilité d'un certain nombre de moyens d'entreposage, de traitement, de surveillance existants sur le site hors de l'installation. Elle permet également de considérer comme complètement démantelé un bâtiment vidé de ses équipements et décontaminé, et ainsi apte à une réutilisation, sans nécessairement procéder à sa démolition.

La deuxième raison réside justement dans l'ambiguïté qui entoure le terme de démantèlement complet. Dans la terminologie employée par l'industrie nucléaire, ce terme désigne le fait d'atteindre à l'issue des différentes opérations prévues l'état prédéfini comme objectif du démantèlement de l'installation concernée. Mais cet état prédéfini comme un démantèlement complet n'est pas nécessairement le retour à l'herbe tel que se le représente le public. En particulier, si le déclassement est l'objectif théorique du démantèlement, le démantèlement d'une installation ne prévoit pas nécessairement d'atteindre un stade final permettant la libération du site de tout cadre réglementaire spécifique lié à des risques persistants.

Cette articulation complexe entre le processus technique de démantèlement et le processus réglementaire de déclassement est le troisième motif de confusion. D'un point de vue technique, le démantèlement commence à l'arrêt définitif de l'installation, avec les opérations consistant par exemple, dans le cas d'un réacteur nucléaire, à le vider de son combustible (ce qui nécessite son refroidissement sur site, en piscine, avant évacuation) et à vidanger ses circuits. Mais ce n'est qu'à l'issue de ces opérations, qui relèvent encore du point de vue réglementaire du fonctionnement couvert par son décret d'autorisation de création (DAC), qu'après instruction du dossier remis par l'exploitant sur la stratégie et la conduite du démantèlement, et une fois le plan approuvé, qu'est pris un nouveau décret dit de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement (MAD-DEM) qui va encadrer l'ensemble des opérations techniques prévues.

Celles-ci peuvent viser un démantèlement partiel, dans le cas où le démontage d'équipements et la démolition ne sont pas complets et laissent une partie de l'installation, par exemple le bâtiment réacteur, dans une situation de confinement. Elles doivent à terme viser un démantèlement dit complet ou total, qui consiste à démonter et décontaminer ce qui peut l'être et permet théoriquement d'abandonner tout confinement, sans aller nécessairement à la démolition intégrale. La confusion vient toutefois de ce que ce cadre réglementaire a évolué et que de nombreuses opérations de démantèlement/déclassement ont été engagées dans un cadre beaucoup moins rigoureux que celui qui s'applique aujourd'hui.

Des obstacles à la standardisation

On compte en 2010 une trentaine d'installations en cours de démantèlement suivies par l'ASN en France, davantage si l'on inclut les installations couvertes par le secret (INBS) associées au programme militaire. Si certains des chantiers, facilités par les caractéristiques des installations et leur environnement proche au sein de sites nucléaires, se déroulent sans problème notable, un nombre important de chantiers témoigne, par les problèmes techniques ou les difficultés réglementaires auxquels ils sont confrontés, des obstacles à une industrialisation routinière du démantèlement.

L'essentiel des démantèlements les moins sensibles concerne des petites installations, souvent démantelées à l'intérieur de grands centres nucléaires comme Fontenay-aux-Roses (FAR), Saclay, Cadarache ou Grenoble. On compte ainsi parmi les 54 installations mentionnées plus haut un total de 15 réacteurs de recherche, arrêtés entre 1965 et 2002, de 13 installations autres des centres de recherche (ateliers pilotes, laboratoires…), arrêtées entre 1970 et 2008. Ces installations diverses sont parfois significativement contaminées et marquées par une perte de mémoire d'activités souvent anciennes qui augmente les risques et la difficulté du démantèlement. Seules 4 d'entres elles ont subi un démantèlement dit complet, les autres ont fait l'objet d'un décret de MAD et sont en cours de démantèlement.

Les réacteurs de recherche, plus compacts et mieux connus, se sont avérés dans l'ensemble plus faciles à démanteler. L'un d'eux, Minerve, a même pu être démonté pour être remonté dans un autre centre. Parmi les autres, sept ont fait l'objet d'un démantèlement dit complet, et trois n'ont été démantelés que partiellement, avec le maintien de parties confinées – y compris la première pile atomique française, Zoé, transformée sur le site de FAR en musée. Trois autres sont en cours de démantèlement. Le cas du réacteur Rapsodie, petit prototype de la filière des surgénérateurs refroidis au sodium liquide, rappelle les risques liés au démantèlement : celui-ci, près de vingt-sept ans après son arrêt en 1983, reste en attente d'un décret MAD-DEM après que les opérations de vidange du sodium ont causé la mort accidentelle d'un opérateur en 1994.

Le cas particulier des réacteurs de puissance et des usines du combustible

Le démantèlement des réacteurs de puissance s'avère en revanche beaucoup plus complexe. Sur dix réacteurs arrêtés au total, aucun des neuf réacteurs arrêtés entre 1973 et 1998 n'est aujourd'hui au stade du démantèlement complet – l'achèvement des premiers chantiers n'est pas prévu avant 2020 ou 2025. Au contraire, la plupart font l'objet d'un démantèlement partiel, et d'un entreposage d'une partie de leurs déchets les plus actifs, faute notamment de filières appropriées d'élimination et de conditionnement de ces déchets. Si le démantèlement de ces réacteurs se présente dans des conditions très différentes du futur démantèlement des réacteurs du parc nucléaire actuel, et qu'à ce titre toute transposition des observations menées sur les chantiers en cours est difficile, on peut au moins tirer un enseignement général sur la complexité et la lourdeur de ces opérations.

Outre le cas emblématique de Brennilis, qui reste un petit réacteur de puissance, le cas particulier du réacteur surgénérateur Superphénix mérite également d'être signalé. Il illustre, appliqués aux spécificités de cette filière, les problèmes qui peuvent se poser du fait d'un déficit de conception du démantèlement de l'installation. Aucun plan solide pour démanteler Superphénix n'avait en effet été préparé par le CEA ou par son exploitant, EDF, et celui-ci n'a été réellement envisagé qu'au moment de l'arrêt définitif du réacteur, fin 1997. Plusieurs problèmes techniques se sont posés dès les premières étapes consécutives à cette mise à l'arrêt définitif, à commencer par la nécessité, pour conserver la géométrie du cœur du réacteur lors de l'évacuation de son combustible, de fabriquer et d'insérer des crayons combustibles inertes pour remplacer les crayons activés retirés.

Ce combustible pose d'ailleurs problème : l'ensemble du cœur déchargé de Superphénix, ainsi qu'un second cœur fabriqué mais jamais utilisé, sont conservés dans l'ancienne piscine du réacteur, transformée en site d'entreposage, dans l'attente d'un éventuel traitement en 2045 ou au-delà. L'autre enjeu majeur du chantier est la vidange du sodium liquide. Celle-ci a nécessité la mise en place d'une installation de traitement du sodium, nommée TNA, visant à injecter au goutte-à-goutte les 4 000 t de sodium présents dans les circuits dans un flux de soude aqueuse utilisée ensuite comme constituant primaire de colis de béton qui constituent une nouvelle catégorie de déchets. Cette première étape du démantèlement nécessite donc la mise en place sur le site de l'ensemble d'une filière – installation TNA, atelier de cimentation, entreposage des blocs de béton – dont la mise en service se poursuit aujourd'hui.

Enfin, les premières expériences de démantèlement des usines témoignent également de la complexité de ce processus, en particulier pour celles qui ont manipulé l'uranium enrichi ou le plutonium sous forme gazeuse, liquide ou de poudre dispersable. On compte, sur 10 usines arrêtées, trois qui ont fait l'objet d'un déclassement, quatre dont le démantèlement est en cours et trois où il est en préparation. L'incident rendu public en 2009 autour d'un écart de comptabilité du plutonium à l'ATPu de Cadarache, lié à l'accumulation non prévue de plutonium dans une partie de l'installation découverte lors de la préparation du démantèlement, témoigne des risques attachés au démantèlement des usines, pourtant placé au second plan par rapport à celui des réacteurs.

Mais les années 2009-2010 sont surtout marquées, sur le plan du démantèlement des usines, par la mise en chantier de celui des premières installations de l'usine de retraitement de La Hague. Préfiguré par le chantier du démantèlement de l'usine UP1 de Marcoule, celui des installations de La Hague, plus gros site nucléaire de France, s'annonce comme le plus lourd et l'un des plus complexes chantiers de démantèlement auquel l'industrie nucléaire française va être confrontée. Le dossier consacré au démantèlement de l'atelier HAO, une installation insérée dans l'usine UP2 400, qui a fait l'objet d'un décret MAD-DEM en 2009, et le dossier consacré au démantèlement de

l'ensemble de cette usine, dont l'instruction se poursuit, fixent d'ailleurs des jalons en soulignant que plusieurs facteurs d'incertitude ne permettent pas de fixer dès aujourd'hui l'ensemble du déroulement de ce démantèlement. Celui-ci, avant même d'aborder le futur démantèlement des plus grosses usines en service à La Hague, UP2 800 et UP3, est prévu pour durer au moins jusqu'en 2035.

Une stratégie globale encore à inventer

La gestion du démantèlement manque enfin encore d'une vision stratégique globale telle qu'elle existe dans les autres secteurs d'activité de l'industrie nucléaire. C'est probablement parce que, malgré ce retour d'expérience important, elle a été bien davantage perçue jusqu'ici par le monde nucléaire français comme une contrainte inhérente à la poursuite de l'activité de recherche et d'étude ou de production des exploitants que comme une activité à part entière.

Ainsi par exemple, ce n'est qu'en 2004 et 2006 respectivement qu'EDF et le CEA, principaux exploitants concernés par le démantèlement en série d'installations (alors qu'Areva est confronté au démantèlement au coup par coup d'usines très différentes), ont remis à l'autorité de sûreté nucléaire des documents de cadrage de leur stratégie vis-à-vis du démantèlement. Encore faut-il souligner que la stratégie présentée alors par EDF s'appuyait sur un changement radical d'orientation validé par l'exploitant au début des années deux mille. EDF, qui préconisait jusque là un démantèlement différé de ses réacteurs, envisageant jusqu'à 50 années voire plus de confinement d'attente du bâtiment réacteur pour bénéficier de la décroissance radioactive avant d'engager la phase la plus lourde de la déconstruction, a adopté depuis une stratégie de démantèlement immédiat.

Considérant que les progrès accomplis sur le plan réglementaire depuis les années quatre-vingt-dix offrent désormais un cadre juridique adapté, et que les opérations de démantèlement sont aujourd'hui maîtrisées dans un cadre industriel, l'ASN entend se consacrer à l'élaboration d'une vision et d'une stratégie globale du démantèlement en France. Elle a publié en 2009 un guide fixant sa politique en matière de démantèlement et de déclassement des INB en France, qui préconise fermement de privilégier une stratégie de démantèlement immédiat chaque fois que cette option est possible.

Cette option apparaît en effet la meilleure garantie pour assurer le démantèlement, en évitant le risque d'une perte des compétences techniques, de la mémoire ou des capacités financières associé à un démantèlement différé. Elle apparaît également, à l'heure où le démantèlement prend véritablement une ampleur industrielle et s'étend à l'ensemble des secteurs du nucléaire français, comme une pression nécessaire pour mettre sur pied, au sein de l'industrie française, une véritable compétence industrielle dédiée à cette activité (voir gros Plan n° 3). Une telle évolution exige de sortir de la vision subie du démantèlement dans laquelle s'est enfermée l'industrie pour y voir au contraire une opportunité de nouveau développement, plus sûr et indépendant d'une poursuite incertaine du programme nucléaire.

Gros plan n° 1
Brennilis, démantèlement pilote

Le démantèlement du réacteur de Brennilis, sur le site des Monts d'Arrée en Bretagne, constitue aujourd'hui un cas exemplaire pour analyser le démantèlement. Il l'est d'autant plus que c'est l'industrie nucléaire elle-même qui a théorisé cette exemplarité. À la fin des années quatre-vingt et au début des années quatre-vingt-dix, le CEA et EDF présentaient en effet ce chantier de démantèlement comme une étape clé, la charnière entre une phase de recherche et développement et d'approche expérimentale du démantèlement, et le passage à une phase industrielle où cette activité pouvait désormais se gérer en routine.

Le réacteur de Brennilis est un petit réacteur de puissance (70 MWe), construit par le CEA dans les années soixante pour tester la filière eau lourde-gaz. Cette filière, utilisant l'eau lourde comme modérateur et le gaz carbonique comme fluide de refroidissement, n'a pas été retenue pour le développement ultérieur du parc. Le réacteur, démarré en 1967, a été exploité conjointement jusqu'en 1985 par le CEA et par EDF, qui est aujourd'hui en charge du démantèlement.

Les premiers travaux de mise à l'arrêt définitif comprennent l'ensemble des opérations préalables au démantèlement proprement dit, notamment le déchargement de tout le combustible nucléaire du cœur et la vidange des circuits de refroidissement. Le combustible, qui représente 100 tonnes environ, est aujourd'hui entreposé en silos à Cadarache, dans l'attente d'un éventuel stockage ; les modérateurs à eau lourde, représentant 100 tonnes environ également, ont aussi été placés en entreposage à Cadarache après un traitement à Grenoble. Ces travaux d'évacuation n'ont pris fin qu'en 1992. Malgré ce délai, l'heure était alors à l'optimisme. L'industrie nucléaire entendait faire du démantèlement de Brennilis une vitrine, montrant que cette opération peut être maîtrisée industriellement dans des délais acceptables. Suite aux demandes des acteurs locaux et de l'autorité de sûreté nucléaire, l'exploitant s'engageait en annonçant que le réacteur serait le premier à subir un démantèlement « total » en France.

La phase de démantèlement partiel, consistant principalement en la décontamination et au démontage des bâtiments hors réacteur, à l'évacuation des déchets nucléaires associés, et au confinement du bâtiment réacteur dans l'attente de son démontage complet, commence pourtant dans de mauvaises conditions. Des erreurs concernant le degré de dureté du béton ralentissent certaines opérations de démolition, tandis que l'autorité de sûreté suspend temporairement les interventions pour imposer une révision du zonage en lien avec la nature des déchets générés dans les différentes parties du chantier. Plusieurs incidents, dont une inondation par une montée de la nappe phréatique de la station de traitement des effluents, en décembre 2000, émaillent par ailleurs le chantier.

Les opérations prévues se poursuivent néanmoins, en même temps qu'une réflexion sur la stratégie applicable pour un démantèlement complet. Les travaux à réaliser pour un « retour à l'herbe » comprennent le démantèlement des échangeurs thermiques et du bloc réacteur, ainsi que la démolition du bâtiment réacteur et l'assainissement des sols. L'exploitant préconise en 1997 un démantèlement différé de 40 ans environ, comptant sur la décroissance de la radioactivité résiduelle des composants du réacteur, mais change de stratégie au début des années deux mille. C'est finalement un démantèlement immédiat qui est proposé. Le décret d'autorisation correspondant, pris en 2006, est attaqué par le Réseau Sortir du nucléaire, qui pointe l'incapacité de l'exploitant à mettre ce plan en œuvre dans les conditions indiquées. Son annulation par le Conseil d'État, en juin 2007, conduit EDF à revoir son dossier. Une lettre de suite d'inspection de l'ASN, rendue publique en juillet 2007, témoigne parallèlement d'un certain nombre de défaillances dans la gestion du chantier, relevant par exemple des approximations dans la comptabilité des déchets ou la présence de fûts présentant une corrosion externe élevée.

EDF présente en juillet 2008 un nouveau dossier de demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement complet du réacteur, prévoyant un étalement des travaux sur 15 ans. Ce plan a essuyé de nombreuses critiques. La Commission locale d'information, s'appuyant sur un rapport technique commandé à l'ACRO, a formulé un certain nombre de réserves. Après enquête publique d'octobre à décembre 2009, la commission d'enquête a remis début 2010 un avis négatif. Celui-ci souligne notamment les difficultés liées aux travaux de démantèlement en cours, l'absence d'inventaire complet de l'état radiologique et chimique des zones liées au traitement et à l'évacuation des effluents, l'absence de justification du point de vue des impacts d'une stratégie de démantèlement immédiat, et les problèmes liés à l'absence de solution opérationnelle pour l'entreposage et surtout le stockage de déchets moyennement actifs à vie longue attendus du démantèlement.

L'ASN, dans son avis du 16 mars 2010, a en conséquence recommandé au gouvernement qu'EDF soit autorisée à achever les opérations prévues dans le cadre du démantèlement partiel autorisé en 1996, mais s'engage dans une nouvelle procédure pour le démantèlement complet. Ainsi vingt-cinq ans après l'arrêt du réacteur et malgré les intentions d'origine, la partie « dure » du démantèlement de Brennilis n'est toujours pas engagée.

Gros Plan n° 2
L'état du démantèlement nucléaire en France

Tableau 1 : Installations nucléaires civiles définitivement arrêtées et démantelées, situation fin 2009

	Expl[1]	Arrêt	Situation réglementaire
Réacteurs de recherche			
FAR-Néréide (0,5 MWth)	CEA	1981	1987 Rayé liste INB
FAR-Triton (6,5 MWth)	CEA	1982	1987 Déclassé en ICPE
FAR-Zoé (0,25 MWth)	CEA	1975	1978 Déclassé en ICPE
FAR-Minerve (0,1 kWth)	CEA	1976	1977 Rayé liste INB
Cadarache-Peggy (1 kWth)	CEA	1975	1976 Rayé liste INB
Cadarache-César (10 kWth)	CEA	1974	1978 Rayé liste INB
Cadarache-Marius (0,4 kWth)	CEA	1983	1987 Rayé liste INB
Cadarache-Harmonie (1 kWth)	CEA	1996	2009 Rayé liste INB
Saclay-EL2 (2,8 MWth)	CEA	1965	Rayé liste INB
Saclay-EL3 (18 MWth)	CEA	1979	1988 Déclassé en ICPE
Grenoble-Siloette (0,1 MWth)	CEA	2002	2007 Rayé liste INB
Grenoble-Mélusine (8 MWth)	CEA	1988	2004 MAD et démant[1]
Grenoble-Siloé (35 MWth)	CEA	1997	2005 MAD et démant[1]
Réact. univ. Strasbourg (0,1 MWth)		1997	2006 MAD et démant[1]
Cadarache-Rapsodie (40 MWth)	CEA	1983	
Réacteurs de puissance			
Chinon A1 (UNGG, 70 MWe)	EDF	1973	1982 Démant[1] partiel
Chinon A2 (UNGG, 180 MWe)	EDF	1985	1991 Démant[1] partiel
Chinon A3 (UNGG, 360 MWe)	EDF	1990	1996 Démant[1] partiel
Bugey 1 (UNGG, 540 MWe)	EDF	1994	2008 Démant[1] complet
St-Laurent A1 (UNGG, 480 MWe)	EDF	1990	1994 MAD
St-Laurent A2 (UNGG, 515 MWe)	EDF	1992	1994 MAD
Superphénix (RNR, 1 200 MWe)	EDF	1997	2006 MAD, démant[1] complet
Chooz A (REP, 305 MWe)	EDF	1991	2007 MAD, démant[1] complet
Brennilis-EL4 (eau lourde, 70 MWe)	EDF	1985	1985 MAD
Phénix (RNR, 250 MWe)	EDF	2009	
Usines pilotes / labos et centres			
Le Bouchet (traitement minerais)	CEA	1970	Rayé liste INB
Grenoble-LCAC (analyse comb.)	CEA	1984	1997 Rayé liste INB
FAR-Bât 19 (métallurgie plutonium)	CEA	1984	1984 Rayé liste INB
Saclay-ARAC (fabrication comb.)	CEA	1995	1999 Rayé liste INB
Saclay-LHA (laboratoire)	CEA	1996	2008 MAD et démant[1]
Grenoble-LAMA (laboratoire)	CEA	2002	2008 MAD et démant[1]
Cadarache-LPC (laboratoire)	CEA	2003	2009 MAD et démant[1]
FAR-Procédé/Support (1)	CEA		2006 MAD et démant[1]
Grenoble-STED (traitement déchets)	CEA	2008	2008 MAD et démant[1]
Usines			
Gueugnon (traitement minerais)	CEA	1980	Rayé liste INB
Pierrelatte-FBFC (fabrication comb.)	Areva	1998	2003 Rayé liste INB
Miramas-Magasin d'uranium		2004	2007 Rayé liste INB
Cadarache-ATUE (traitement uran.)	CEA	1997	2006 MAD et démant[1]
Cadarache-ATPu (fabrication comb.)	CEA	2003	2009 MAD et démant[1]
Veurey-Voroize-SICN (fab. comb.)	Areva	2000	2008 MAD et démant[1]
La Hague-HAO (retraitement)	Areva	2004	2009 MAD et démant[1]
La Hague-UP2 (retraitement)	Areva	2004	
La Hague-AT1-STE2 (traitement)	Areva	1979	
Pierrelatte-Comurhex (conversion)	Areva	2009	
Autres installations			
ALS (accélarateur)		1996	2006 Rayé liste INB
Saturne (accélérateur)		1997	2005 Rayé liste INB
IRCA (irradiateur)		1996	2006 Rayé liste INB
SNCS Osmanville		1995	2002 Rayé liste INB
La Hague-Elan IIB (fabric. sources)		1973	
Orsay-LURE (accélérateur)		2008	

(1) Les INB Procédé FAR et Support FAR ont été créées en 2006 par le regroupement de l'ensemble des installations arrêtées à démanteler dans le cadre du programme de dénucléarisation du site de Fontenay-aux-Roses : l'atelier pilote de retraitement Attila (fermé en 1975), le laboratoire de chimie du plutonium LCPu (1995), le laboratoire de radio-métallurgie RM2 (1982), et les stations de traitement et d'entreposage des déchets, STED (2006) et STEDs.

Source : d'après ASN, 2010

Un nombre important d'installations nucléaires très diverses ont été arrêtées au fil du développement du programme français. Parmi ces installations, 22 ont été officiellement retirées, après un démantèlement complet ou au moins un assainissement, de la liste des installations nucléaires de base (INB), dont 3 pour être reclassées parmi les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). À l'inverse, 32 INB aujourd'hui définitivement arrêtées, dont les plus anciennes en 1973 et 1983, conservent en 2010 ce statut dans l'attente d'un déclassement, et dans un état de démantèlement partiel plus ou moins avancé.

Le tableau ci-dessous propose un point sur l'ensemble de ces installations, classées par catégories (réacteurs de recherche, réacteurs de puissance, ateliers pilote, laboratoires et stations de traitement des centres d'étude nucléaire, usines de la chaîne combustible, et autres installations). Il précise pour chacune d'elle, en regard de sa date d'arrêt définitif, sa situation du point de vue du déclassement en mentionnant le dernier acte administratif en vigueur la concernant : décret de mise à l'arrêt définitif (MAD) lorsqu'il existe, et/ou décret d'autorisation des opérations de démantèlement (partiel ou complet si ceci est précisé), voire décision de retrait de la liste des INB et/ou de classement comme ICPE. Le tableau précise également à quel état technique du démantèlement cette situation réglementaire correspond.

Ce tableau ne tient pas compte des installations classées comme INB secrètes (INBS), qui représentent toutefois une composante significative du démantèlement d'installations nucléaires en France aujourd'hui (et ne se distinguent pas ou peu, d'un point de vue technique, des installations civiles). Il s'agit notamment de plusieurs installations du site de Marcoule : l'usine de retraitement UP1, ainsi que les réacteurs G1, G2 et G3 de la filière UNGG qui ont servi à produire le plutonium du programme militaire.

Gros Plan n° 3
Le démantèlement, métier d'avenir du nucléaire ?

Et si la fin de vie du nucléaire était le meilleur débouché qui s'offre à cette filière ? Les Verts, à l'occasion de leur audition par la mission Roussely, ont jeté en avril 2010 un pavé dans la mare[1]. Au rapporteur, qui recherchait les raisons de la crise traversée par l'industrie de l'atome française et les moyens d'y remédier, leur délégation a fait une proposition originale. Elle consiste, en substance, à réorienter les compétences et les ressources du secteur nucléaire français, en abandonnant le développement de nouvelles installations pour la création d'une véritable industrie du démantèlement.

Cette approche est bien sûr fondée sur un préalable, inacceptable pour l'industrie, d'opposition globale à tout nouveau développement du nucléaire en France et dans le monde. Les Verts demandent une sortie du nucléaire au profit d'une politique de maîtrise de la demande énergétique et de promotion des énergies renouvelables. La nécessité technique de gérer les installations à fermer dans cette perspective, combinée à la condition politique de ne pas sacrifier brutalement les emplois et savoir-faire attachés à cette filière, les conduit à cette proposition pragmatique.

Son postulat anti-nucléaire prive évidemment cette proposition de toute chance d'être entendue par les décideurs du nucléaire français, traditionnellement sûrs de leur stratégie et fermés aux analyses externes. On peine d'ailleurs, sans surprise, à en trouver la trace dans la synthèse rendue publique du rapport Roussely. Débarrassée de son point de départ et prise en tant qu'elle-même, elle mérite pourtant d'être étudiée pour au moins deux raisons.

La première réside simplement dans une évaluation réaliste du potentiel qu'offre cette activité au niveau français et international. L'exemple du Royaume-Uni, où une agence nationale, la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), a dû être créée en 2004 pour reprendre le passif des entreprises nucléaires et gérer le démantèlement et l'assainissement des sites, illustre cet enjeu. Le coût pour la gestion de l'héritage de 10 réacteurs du type Magnox, de deux centres de recherche nucléaire, d'un site de stockage de déchets faible activité, d'une usine de fabrication de combustible et des deux complexes nucléaires de Dounreay et surtout de Sellafield, est colossal. Régulièrement révisée à la hausse à mesure que l'inventaire des problèmes et l'identification des solutions à mettre en œuvre progressait, la dernière estimation de la NDA, encore très incertaine, s'établit à plus de 100 milliards d'euros pour les cent prochaines années.

Le démantèlement, qui concerne au niveau mondial 125 réacteurs déjà fermés et 441 réacteurs en service dont la moitié risque d'être fermée dans les vingt prochaines années, ainsi que les nombreuses usines et installations des centres de recherche, représente donc un marché gigantesque. Sa réalisation est qui plus est certaine, contrairement aux projections hypothétiques sur la relance du parc mondial. Et ce secteur pourrait, à l'international, s'avérer beaucoup plus accessible que celui des nouveaux réacteurs aux entreprises qui feront preuve les premières du savoir-faire indispensable. Areva s'est du reste placée sur ce marché en devenir via une participation à la gestion du site de Sellafield.

Au-delà de cette participation, l'industrie nucléaire reste toutefois engagée dans une logique où la filière du démantèlement est gérée comme une activité secondaire – et souvent perçue comme une contrainte – par les exploitants eux-mêmes. Mettre en lumière, par contraste, les risques associés à cette situation est la seconde vertu de la proposition des Verts. D'une part, la stratégie subie de l'industrie nucléaire vis-à-vis du démantèlement conduit à ne pas mettre tous les moyens possibles dans cette activité au service du développement des meilleures compétences – aux dépens à la fois de la maîtrise des démantèlements auxquels cette industrie est confrontée et de sa place dans ce secteur à l'international. D'autre part, et surtout, la ligne suivie par le nucléaire français introduit une conditionnalité de la gestion du démantèlement des anciennes installations à l'exploitation des installations existantes, voire au développement de nouvelles, qui n'est ni acceptable sur le plan démocratique ni la meilleure garantie pour l'avenir.

1 - Les Verts, « Le démantèlement, avenir de la filière nucléaire française », communiqué de presse du 8 avril 2010.

Le mauvais exemple de la prolifération

La France mène aujourd'hui sur la scène internationale une politique de pompier pyromane, en soutenant officiellement le régime international de non prolifération, tout en développant de nombreuses initiatives qui le minent[1]. Du reste, elle s'est illustrée en participant activement au programme nucléaire militaire de plusieurs pays. Mais elle s'illustre également en déployant, au niveau domestique, des technologies incontestablement proliférantes liées à son « industrie du plutonium ».

L'industrie nucléaire française s'est faite la championne du concept de « traitement-recyclage », qui consiste à séparer le plutonium formé dans le combustible usé pour le réutiliser, mélangé avec de l'uranium appauvri, dans du combustible MOX rechargé en réacteur. Cette stratégie industrielle, outre qu'elle ne constitue pas la solution escomptée du point de vue de la gestion des déchets, est très sensible du point de vue de la prolifération puisqu'elle s'appuie sur la mise en œuvre du retraitement de combustible irradié. La technologie du retraitement, qui permet d'obtenir le plutonium, constitue l'une des deux voies pour produire la matière première des bombes nucléaires, l'autre étant la production par enrichissement d'uranium hautement enrichi.

C'est d'ailleurs du fait de son caractère proliférant que les États-Unis, tout en poursuivant l'enrichissement indispensable à la production d'uranium faiblement enrichi pour les réacteurs, ont cessé en 1977 tout développement du retraitement à usage civil, et veillé à empêcher l'acquisition par de nouveaux pays de cette technologie. La France, qui avec la Grande-Bretagne avait fait le choix d'un programme massif de retraitement, s'est ainsi vue contrainte d'abandonner, en 1976, un projet de construction d'une usine de retraitement au Pakistan.

La France a toutefois constamment cherché à minimiser la portée du retraitement du point de vue de la prolifération. S'appuyant sur la distinction établie par les américains entre le plutonium « weapon-grade » (de qualité militaire) et le plutonium « reactor-grade » (de qualité réacteur), les partisans du retraitement ont longtemps affirmé en France que le plutonium issu du retraitement du combustible des réacteurs d'EDF ou de clients étrangers à La Hague n'était pas utilisable pour la fabrication d'une bombe. Cette affirmation est contraire à la doctrine internationale fixée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), chargée de lutter contre la prolifération, qui considère que 8,5 kg de ce plutonium constituent la « quantité significative » à partir de laquelle on peut fabriquer une bombe : l'engin ne présenterait pas la même qualité qu'avec le plutonium de plus grande pureté isotopique qu'utilisent pour leurs armes nucléaires les pays qui en sont aujourd'hui détenteurs, mais il serait théoriquement opérationnel pour un État ou un groupe développant un programme clandestin.

Ainsi, le risque de détournement pour un programme militaire existe dès l'instant où la technologie du retraitement est mise en œuvre dans le cadre d'un programme civil. Le risque porte à la fois sur la technologie elle-même, et sur l'accumulation et la circulation de stocks de plutonium qu'elle engendre. Les activités de retraitement de la France constituent ainsi, concrètement, un vecteur potentiel de prolifération.

---

1 - Voir la partie « le nucléaire français dans le monde ».

La qualité de plutonium est fixée par sa teneur en isotopes fissiles (Pu 239 principalement), qui dépend essentiellement du degré d'irradiation en réacteur du combustible dont ce plutonium est extrait par retraitement. Le plutonium civil extrait du combustible des réacteurs d'EDF présente des taux autour de 50 % d'isotopes fissiles, alors que le plutonium dédié au programme militaire, issu de combustibles peu irradiés dans des réacteurs dédiés, présente des taux supérieurs à 90 %.

Cette implication du choix du retraitement est de plus en plus problématique dans le contexte actuel, caractérisé par la relance d'une course aux armements poursuivie par de multiples acteurs et par l'échec du régime international de non prolifération. Cet aspect de la stratégie française fait pourtant très peu débat. La classe politique, les médias et le public français sont très peu conscients de cet enjeu : dans la représentation collective, il n'y a pas de lien entre une technologie civile du plutonium développée en France et le risque de prolifération dans d'autres régions du monde.

Le lien existe pourtant bel et bien. Il porte d'abord sur le risque d'essaimage du modèle du « traitement-recyclage » et des technologies de l'industrie du plutonium associées. Les entreprises françaises du nucléaire, dans leur volonté d'exporter à tout prix, semblent tout à fait prêtes à transférer ces technologies à l'étranger. Il ne s'agit plus, comme dans les années soixante-dix, de construire directement une usine de retraitement dans un pays comme le Pakistan. Mais l'aide française au développement de ces technologies dans un pays comme la Chine, actuellement en question, ouvre la voie à une future extension par ce pays vers des pays tiers de son choix.

Ainsi, début 2008, les Chinois ont introduit dans leur négociation avec Areva pour la construction de deux réacteurs EPR en Chine une condition portant sur le transfert de technologie de retraitement du combustible irradié. Après avoir d'abord refusé, Areva a finalement accepté, selon les rares informations disponibles à ce sujet, de créer une co-entreprise avec son partenaire, la China Guangdong Nuclear Power Company (CGNPC), avec laquelle elle a engagé des études de faisabilité pour construire, à terme, une usine de retraitement en Chine. Dans ce cadre, un transfert de technologie est prévu d'Areva vers cette co-entreprise.

En octobre 2010, un accord signé entre la Belgique et la Chine a ouvert la voie à la construction en Chine par un autre acteur français, GDF-Suez, d'une usine pilote de fabrication de combustible MOX, qui utilise le plutonium issu du retraitement, L'implication de GDF-Suez passe par la société de services en ingénierie de sa filiale belge Tractebel, exploitant des réacteurs nucléaires belges. L'accord conclu le 6 octobre entre les Premiers ministres des deux pays pourrait selon des déclarations officielles « conduire à court terme à un accord commercial, incluant un transfert de technologie ». Illustration de l'indifférence de l'opinion française à cette question, cet accord est passé totalement inaperçu dans les médias nationaux. En décembre 2003, l'opposition publique avait conduit le Chancelier allemand Schröder à abandonner un projet d'exportation « clés en mains » vers la Chine de l'usine de fabrication de MOX d'Hanau, construite mais jamais mise en service. L'opposition soulignait notamment que cette usine, trop grande pour les besoins chinois, pourrait alimenter le programme militaire en permettant la fabrication de combustible pour des réacteurs à neutrons rapides eux-mêmes dédiés à la production de plutonium militaire.

Le lien porte ensuite sur l'accumulation et la circulation de quantités croissantes de plutonium séparé. La France, qui n'a jamais été en mesure de respecter son engagement d'équilibre des flux entre les quantités de plutonium séparé et réutilisé, se trouve aujourd'hui à la tête d'un stock de plutonium non irradié de 25,9 tML (tonnes métal lourd) appartenant à des clients étrangers, et 55,9 tML de plutonium français. Soit, au total, 81,8 tML ou presque 10 000 fois la quantité significative nécessaire selon l'AIEA à la fabrication d'une bombe.

C'est dire la sensibilité du contrôle, de la comptabilité, et de la sécurité des entreposages et des transports de ce plutonium. C'est le cas des nombreux transports en France, avec par exemple quasiment chaque semaine en moyenne un convoi de plutonium sur les routes entre l'usine de retraitement de La Hague et l'usine de fabrication de MOX de Marcoule. C'est également le cas des transports liés au retour du plutonium, généralement sous forme de combustible MOX neuf, aux clients étrangers, dont certains présentent un caractère particulièrement sensible. Il s'agit notamment du transport maritime de ce combustible MOX vers le Japon, dont deux expéditions ont eu lieu récemment, en 2009 et en 2010 et dont le niveau effectif de sécurité, en regard des problèmes de sûreté mais aussi du risque d'attaque et de piratage de leur cargaison dans les eaux internationales, a suscité d'importantes polémiques.

La comptabilité des stocks, compte tenu de leur volume croissant, de leurs mouvements et de leur diversité, constitue un défi croissant. L'année 2009 a été marquée de ce point de vue par un incident important, qui constitue un signal d'alarme sur le risque d'écart significatif dans la comptabilité des matières. Il concerne l'Atelier de technologie du plutonium (ATPu), une usine de fabrication de combustible MOX pour les réacteurs à neutrons rapides et les réacteurs à eau légère, implantée à Marcoule et définitivement arrêtée depuis 2004. Exploité par Areva, l'usine est restée propriété du Commissariat à l'énergie atomique (CEA) qui gère les opérations de fermeture et sera chargé du démantèlement. Les opérations de collecte du plutonium accumulé sur l'ensemble de la chaîne de fabrication qui sont menées dans le cadre de cette fermeture ont conduit à constater un écart très important sur la quantité de plutonium attendue, puisque celui-ci porte sur 30 kg environ.

Outre les enjeux de sûreté qui ont conduit l'Autorité de sûreté nucléaire à suspendre immédiatement les opérations, lorsque le CEA leur a fait part en octobre 2009 de cet écart pourtant constaté dès juin, la « perte » d'une quantité aussi importante pose des questions sérieuses sur la qualité du référentiel de comptabilité des matières. Il s'agit en effet de près de cinq fois la « quantité significative ». L'erreur rapportée porte sur les matières accumulées sur la chaîne, trouvées en quantités beaucoup plus grandes qu'estimées : Areva avait évalué leur total à 8 kg de

plutonium, et c'est après en avoir déjà collecté 22 kg que le CEA a réévalué l'estimation à 39 kg. Ce sont ainsi près de 30 kg de matières manquantes entre l'entrée et la sortie de la chaîne qui semblent n'avoir pas été détectées, ce qui met en cause la fiabilité du système pour alerter, le cas échéant, sur un véritable détournement de matières (lequel supposerait également une faille dans les différentes barrières de sécurité, qui ne sont pas mises en cause par cet incident).

La situation est d'autant plus inquiétante que la Commission européenne, chargée à travers le Traité EURATOM de la vérification des garanties (les « safeguards ») prévues par le régime de non prolifération sur le site, avait pointé en 2003 un écart « inacceptable », c'est-à-dire une masse manquante non expliquée supérieure aux quantités significatives, dans la comptabilité du plutonium de l'ATPu. Des explications sur la présence de matières anciennes et l'incertitude de certains appareils de mesure avaient à l'époque convaincu les inspecteurs qu'il n'y avait pas d'écart réel… si bien que la Commission avait jugé en octobre 2004 que la situation était revenue à la normale ! Ce n'était visiblement pas le cas. Il est important de noter ici que l'écart constaté à l'ATPu trouve bien son origine dans l'exploitation de l'usine, ce qui soulève la question de l'existence éventuelle d'une situation similaire et de la capacité à la détecter sur l'usine de MOX encore en fonctionnement à Marcoule.

Plus largement, c'est la fiabilité de l'ensemble de la comptabilité des matières dans la chaîne de l'industrie du plutonium, y compris à La Hague, qui est posée. Il faut souligner que c'est à travers la déclaration de cet écart au titre de ses implications pour la sûreté, et via l'autorité de sûreté qu'est venue la révélation de ce problème de comptabilité à l'ATPu. La doctrine appliquée en terme de secret défense par les autorités françaises veut en effet que, si une masse manquante apparaît dans la comptabilité des usines manipulant les matières nucléaires, cette information ne soit pas nécessairement rendue publique. De même, d'ailleurs, qu'une éventuelle vulnérabilité des transports de matières nucléaires à des scénarios crédibles de détournement par une attaque terroriste.

Il est pourtant fondamental de prendre la mesure des risques actuels, et de les mettre en débat avant de poursuivre dans la voie tracée par les pouvoirs publics. Le gouvernement et l'industrie projettent en effet dans leurs scénarios officiels le remplacement, à partir de 2040, d'une partie, puis à terme, de la totalité des réacteurs à eau légère actuels par des réacteurs dits de 4ème génération basés sur un « cycle » du plutonium, dont le projet Astrid doit être la préfiguration. Un scénario dans lequel les flux de plutonium passeraient de l'ordre de la dizaine de tonnes par an, comme actuellement, à plusieurs centaines, multipliant d'autant les risque associés à une défaillance des systèmes de sécurité.

Gros plan n° 1
L'évolution des stocks de plutonium

Le stock français de plutonium a continué de s'accroître en 2009. La quantité de plutonium civil entreposé en France, qui avait dépassé le seuil de 300 tML (tonnes de métal lourd), toutes formes confondues, en 2007, atteignait fin 2009 un total de 318,3 tML. Ce stock inclut 236,5 tML de plutonium contenu dans du combustible irradié, en hausse de 4,4 % par rapport à 2008, et 81,8 tML de plutonium non irradié, en baisse de 2,4 %.

La réduction du stock de plutonium non irradié provient d'une baisse de 2,4 tML du plutonium à retourner aux clients étrangers du retraitement (27,3 tML de plutonium destiné à ces clients restent encore en France). Mais la part française de ce stock, qui peut aisément être déduite des déclarations obligatoires annuelles de la France à l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), a continué d'augmenter en 2009, comme elle l'a fait chaque année depuis 15 ans que ces statistiques sont publiques.

Le stock français de plutonium séparé s'élevait ainsi à 55,9 tML fin 2009, en progression de 12,4 tML en dix ans, soit 28,5 % d'augmentation par rapport à 1999 et une croissance de 1,2 tML en moyenne par an (0,4 tML en 2009). Un résultat en contradiction flagrante avec l'engagement constant du gouvernement et de l'industrie, tout au long de ces années, de garantir un « équilibre des flux » entre les quantités de plutonium séparé issues du retraitement et les quantités de plutonium réutilisé sous forme de combustible MOX dans une partie des réacteurs d'EDF. Et qui place la France, malgré ses beaux discours, aux premiers rangs des pays producteurs de matières proliférantes dans le monde.

Tableau 1 - Évolution des stocks de plutonium entreposé en France, 1994-2010

Année (état au 31/12)	1. Plutonium séparé dans les usines de retraitement	2. Plutonium séparé en cours de fabrication / en produits semi-finis[a]	3. Plutonium contenu en combustible non irradié / produits fabriqués[a]	4. Plutonium séparé entreposé dans d'autres installations[a]	**A=1+2+3+4. Total plutonium non irradié entreposé en France[c]**	*(i) Dont appartenant à des organismes étrangers*	*(ii) Plutonium sous une des formes ci-dessus (1 à 4) à l'étranger*	**B=A-i. Total plutonium non irradié appartenant à la France[c]**	4. Plutonium en combustibles irradiés / sites des réacteurs[b]	5. Plutonium en combustibles irradiés / usines de retraitement[b]	6. Plutonium en combustibles irradiés / autres sites[b]	**C=4+5+6. Total plutonium irradié entreposé en France[c]**	**A+C. Total plutonium entreposé (irradié et non irradié)[c]**
1994	27,8	8,7	1,8	4,6	**42,9**	*21,6*	*0,6*	**21,9**	n.d.	n.d.	n.d.	**n.d.**	**n.d.**
1995	36,1	10,1	3,6	5,5	**55,3**	*25,7*	*0,2*	**29,8**	n.d.	n.d.	n.d.	**n.d.**	**n.d.**
1996	43,6	11,3	5	5,5	**65,4**	*30*	*0,2*	**35,6**	65	88	0	**153**	**218,4**
1997	48,4	12,2	6,3	5,4	**72,3**	*33,6*	*< 0,05*	**38,7**	66,7	88,8	0,5	**156**	**228,3**
1998	52	11,8	6,8	5,3	**75,9**	*35,6*	*< 0,05*	**40,3**	74,9	83,4	0,5	**158,8**	**234,7**
1999	55	13	8,2	5	**81,2**	*37,7*	*< 0,05*	**43,5**	80	79,2	0,6	**159,8**	**241**
2000	53,7	14,8	9,2	5	**82,7**	*38,5*	*< 0,05*	**44,2**	82,6	81,3	0,5	**164,4**	**247,1**
2001	51,1	14,1	9,9	5,4	**80,5**	*33,5*	*< 0,05*	**47**	89,4	83,3	0,5	**173,2**	**253,7**
2002	48,7	15	12,7	3,5	**79,9**	*32*	*< 0,05*	**47,9**	91,6	89,8	0,5	**181,9**	**261,8**
2003	48,6	13,3	13,2	3,5	**78,6**	*30,5*	*< 0,05*	**48,1**	94,1	96,5	0,5	**191,1**	**269,7**
2004	50,7	12,7	12,8	2,3	**78,5**	*29,7*	*< 0,05*	**48,8**	96,4	101,8	0,5	**198,7**	**277,2**
2005	49,8	14,4	15,9	1,1	**81,2**	*30,3*	*< 0,05*	**50,9**	99,1	105,9	0,5	**205,5**	**286,7**
2006	48,6	12,7	19,6	1,2	**82,1**	*29,7*	*< 0,05*	**52,4**	94,6	110,9	6,6	**212,1**	**294,2**
2007	49,5	9,7	22,1	0,9	**82,2**	*27,3*	*< 0,05*	**54,9**	95,3	116,8	6,6	**218,7**	**300,9**
2008	49,3	7,1	26,6	0,8	**83,8**	*28,3*	*< 0,05*	**55,5**	96,7	123,3	6,5	**226,5**	**310,3**
2009	47,1	6,8	27,2	0,7	**81,8**	*25,9*	*< 0,05*	**55,9**	100,3	129,6	6,6	**236,5**	**318,3**

a. Les lignes 2 et 3 correspondent respectivement, pour l'essentiel, au plutonium contenu dans les usines de fabrication et dans les centrales (hors réacteurs) ; la ligne 4 inclut le plutonium séparé pour les besoins de recherche.

b. Les lignes 1, 2 et 3 correspondent respectivement au plutonium contenu dans les combustibles déchargés encore sur les sites des centrales, transférés en usine de retraitement, et entreposés dans des installations de recherche.

c. Totaux calculés par WISE-Paris, non exprimés dans les déclarations officielles.

Source : Années 1994-1995 – Secrétariat à l'industrie, 1997 ; années 1996-2009 – Déclarations à l'AIEA (InfCirc), 1997-2010

Les coûts du nucléaire en France : secret, incertitude et spirale

Quand ils parlent des coûts du nucléaire, les pouvoirs publics français et l'industrie nucléaire ne manquent jamais l'occasion de rappeler que son coût actuel, estimé à 31 euros par MWh par la Commission de Régulation de l'Électricité, place notre pays dans une situation favorable par rapport à ses voisins. Mais ils oublient ce faisant que le coût du nucléaire à construire (par ex l'EPR) ou à réhabiliter et mettre aux normes (le parc existant dont la moyenne d'âge est de 25 ans et dont 20 réacteurs dépasseront 30 ans de vie fin 2011) est et sera très différent de cette valeur.

Pour l'EPR

Avec une commande passée en Finlande et une en France, l'EPR (European Pressurized water Reactor), un réacteur de 1 600 MWe basé sur un concept français et allemand et vendu par AREVA, était le premier réacteur dont la construction a été amorcée en Europe occidentale depuis dix-sept ans (vingt-huit ans hors de France) et le premier de son espèce à être construit dans le monde. Ajoutons que ce réacteur n'est pas de 3ème génération comme le prétendent ses promoteurs, mais le premier exemplaire du dernier palier de puissance de la 2ème génération des réacteurs de puissance construits en France, à uranium enrichi et eau ordinaire pressurisée qui équipent toutes les centrales nucléaires actuellement en fonctionnement en France et dont les coûts d'investissement n'ont cessé d'augmenter au fil du temps et avec les augmentations de puissance (voir Gros Plan n° 2).

Du côté finlandais, la compagnie d'électricité TVO avait annoncé, pendant la phase de demande d'autorisation, un coût de 2,5 milliards d'euros pour cette nouvelle centrale (Olkiluoto 3) et une durée de construction de quatre ans. Avec le choix de l'EPR, le prix (fixe) est monté à 3,2 milliards d'Euros. A la mi-2008, deux ans et demie après le début des travaux, le total des coûts d'investissement était estimé à 5 milliards d'euros et la durée de construction à sept ans. En août 2010 Areva reconnaissait que son estimation du coût final atteignait 5,7 milliards d'euros[1].

Du côté français, les premières estimations fournies en 2003 au gouvernement par son administration étaient un coût de l'ordre de 2 milliards d'euros d'investissement et 28,40 euros par MWh. Très vite d'ailleurs ces estimations « officielles » se sont interrompues au nom du « secret commercial[2] ». De façon plus réaliste, EDF prévoyait que le coût de production de son nouveau réacteur serait de 43 puis 46 euros 2004 par MWh, sur la base d'un coût d'investissement de 3,4 milliards d'euros (estimation de juillet 2008). En décembre 2008, EDF révisait ses estimations et annonçait un coût du MWh de 55 euros, sur la base d'un coût d'investissement de 4 milliards d'euros. Mais en juillet 2010 l'investissement était réévalué à 5 milliards d'euros selon l'AFP[3]. Quant au MWh du projet de Penly, quelque temps plus tard il était donné par la même EDF à 60 euros. De son côté, la compagnie allemande E.ON estime un investissement de 5 à 6 milliards d'euros pour un EPR[4].

Les coûts d'investissement de Flamanville et du réacteur finlandais, qui subissent tous deux encore des retards de chantier et des difficultés majeurs, dépasseront très certainement 3 500 euros/kW, alors qu'en 2000 encore le

1 - Steve Thomas « EPR Crisis » Geenwich University.

2 - Voir à ce sujet le n° 25 des cahiers de Global Chance « Nucléaire, la grande illusion » page 71-72.

3 - Agence France Presse EDF « 2 ans de retard et des augmentations de coût », July 30, 2010.

4 - Journal « Les Echos » du 3 décembre 2008.

rapport Charpin Dessus Pellat[5] retenait la valeur de 1 300 euros/kW proposée par les acteurs du nucléaire à cette époque pour une série de 10 EPR, sans même rappeler que la DIGEC en 2003 retenait pour son étude « coûts de référence de l'électricité » une valeur encore beaucoup plus faible, 1 050 euros/kW. L'inflation depuis cette époque (15 %) n'explique que moins de 5 % de cette escalade des coûts.

Mais depuis, les choses n'ont fait qu'empirer : remise en cause par les autorités de sûreté de France, de Finlande et de Grande Bretagne, de l'architecture de contrôle commande de la centrale et surtout catastrophe de Fukushima, au point que l'Autorité de sûreté songe à un moratoire pour l'EPR de Flamanville…

Au plan international : il n'y a pas de « prix du marché du nucléaire »

De plus, n'y a pas de « prix de marché » du nucléaire. Historiquement, dans la plupart des pays qui ont développé le nucléaire, cela s'est fait dans le cadre d'une politique de l'État, le plus souvent en lien avec des programmes militaires qui ont d'ailleurs dicté les choix de type de réacteurs et de combustible. Une partie des coûts a été prise en charge par l'État (voir Gros Plan n° 2).

Du fait du très faible développement de la production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde et en particulier dans les pays de l'OCDE depuis une vingtaine d'années, il n'existe pas de « prix de marché » pour les centrales nucléaires qui puisse être comparé au prix de marché des techniques largement développées comme les centrales à charbon, au gaz, hydrauliques et même éoliennes.

Sur la période 2003-2006 par exemple 10 GW de centrales nucléaires seulement ont été installées (2 % de la puissance totale installée) contre 203 GW de centrales à gaz, 182 de centrales à charbon, 71 d'hydraulique, 34 d'éolien, etc.

Enfin, en France le coût réel du nucléaire est devenu comme le rapport Roussely un secret de défense nationale…

Il ne faut donc pas s'étonner qu'on ne puisse pas aujourd'hui prévoir le coût du nucléaire à construire à près d'un facteur 2, entre 60 et plus de 100 euros/MWh.

Est ce mieux pour le parc existant ?

Les premières estimations d'investissement de mise à niveau des centrales du parc existant par EDF tournaient autour de 45 milliards d'euros. En faisant l'hypothèse très optimiste qu'à cette seule condition, le parc pourrait être prolongé d'une quinzaine d'années supplémentaires sans risque majeur, le surcoût actualisé du MWh atteindrait déjà plus de 12 euros/MWh[6]. Mais on sait bien que Fukushima va entraîner de nouvelles contraintes pour le parc existant : renforcement de l'enceinte de confinement des réacteurs, confinement des piscines de stockage de combustibles des centrales et peut être de la Hague, etc. Il est plus que probable que l'addition double, au moins : le coût du MWh atteindra alors au moins 60 euros/MWh, un niveau à peine inférieur au niveau actuel de l'éolien terrestre (65-70 euros).

La demande insistante d'EDF auprès des pouvoirs publics d'une augmentation des tarifs de l'électricité de l'ordre de 30 % en quelques années, que l'entreprise justifie au nom de la réhabilitation du parc nucléaire existant confirme cette évaluation (voir Gros Plan n° 1).

Indépendamment même de l'ampleur des sommes à débourser en investissement par les industriels et l'État, se pose enfin à l'évidence un problème de dynamique de ces investissements. Comment s'organiser pour mettre en chantier à très court terme la mise au norme de vingt ou trente réacteurs dans les cinq ans qui viennent alors que la génération des ingénieurs et des techniciens compétente est en train de prendre sa retraite ?

Des incertitudes majeures sur la fin du cycle nucléaire

Démantèlement.

Les démantèlements d'installations nucléaires en cours se révèlent plusieurs fois plus chères que prévu. D'autre part les États-Unis et la Grande Bretagne affichent des coûts de démantèlement de leurs centrales dans un rapport proche de 15 : alors que la NRC (Nuclear Regulatatoty Commission) américaine envisage des coûts de l'ordre de 210 millions d'euros par réacteur (une valeur proche de la valeur de 15 % de l'investissement initial que retenait la DIGEC dans ses calculs de coût de référence en 2003), la Grande Bretagne envisage, elle, un coût de l'ordre de 100 milliards d'euros pour l'ensemble du démantèlement de ses centrales, soit 2,9 milliard d'euros par centrale.

5 - Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, JM Charpin, B Dessus, R Pellat, La documentation française 2000.

6 - sur la base d'un taux d'actualisation de 8 % et 15 ans de production. Pour une production cumulée actualisée de 400 9,2 TWh = 3680 TWh et 45 milliards d'euros d'investissement le surcoût au MWh est de 45109/368010⁶ MWh = 12,2 Euros.*

Stockage définitif.

L'évaluation par l'Andra de l'investissement du stockage géologique est passé en quelques années de 15 à 35 milliards.

Ces incertitudes majeures sur les coûts futurs du démantèlement et du stockage peuvent avoir des conséquences très significatives sur le coût final du kWh.

Le coût du combustible ?

Un seul élément a priori favorable : l'effet Fukushima, en gelant de nombreux projets nouveaux et en arrêtant de nombreux autres devrait détendre le marché de l'uranium dont la bulle spéculative en formation risque bien d'éclater en entraînant l'effondrement des cours. Mais la France n'en bénéficiera guère, engluée qu'elle est dans la poursuite du retraitement et l'usage du Mox, en particulier dans l'EPR, combustible dont la compétitivité par rapport à l'uranium enrichi, déjà contestée pour des cours élevés de l'uranium, va encore se dégrader.

Il n'est guère nécessaire d'aller plus loin pour se rendre compte de très grande fragilité économique de notre modèle de tout nucléaire. Contrairement aux propos répétés mais non démontrés d'un lobby nucléaire et d'une oligarchie politique à courte vue, l'incertitude économique est beaucoup plus forte pour la filière nucléaire que pour une filière comme l'éolien, pourtant tant décriée, et plus encore que pour le potentiel d'économie d'électricité majeur que recèle notre pays dans les 20 ans qui viennent[7].

7 - Voir en particulier « Du gâchis à l'intelligence » Les Cahiers de Global Chance n° 27, janvier 2010.

Gros plan n° 1
Le coût de l'électricité du parc nucléaire actuel et son évolution à moyen terme

Le discours pro-nucléaire des pouvoirs publics s'appuie souvent sur le fait que l'électricité nationale grâce à l'énergie nucléaire est nettement moins chère pour les consommateurs français que pour ses voisins, par exemple d'un facteur deux par rapport à l'Allemagne.

Il faut tout d'abord prendre conscience qu'il ne faut en aucun confondre coûts de production et prix de l'électricité. Les prix de l'électricité sont le résultat de la somme des coûts de production, de transport, de distribution, auxquels s'ajoute les marges des entreprises et des taxes qui varient énormément d'un pays à l'autre. En Allemagne par exemple le prix plus élevé de l'électricité pour les particuliers résulte en partie d'une politique fiscale volontariste des pouvoirs publics allemands destinée à maîtriser la consommation d'électricité.

Dans un pays comme la France, le prix actuel de l'électricité pour un particulier se situe autour de 12 centimes d'euro par kWh. La part de la production électrique dans ce prix n'est que de l'ordre du quart de cette somme. Selon la Commission de Régulation de l'Électricité, le coût de production du nucléaire est de 3,1 centimes par kWh. Ce coût, effectivement assez faible, est associé à un parc nucléaire largement amorti puisque l'âge des centrales se distribue selon l'histogramme suivant : 6 % des réacteurs ont 31 à 33 ans, 34 % 26 à 30 ans, 40 % 21 à 25 ans 13 % 15 à 20 ans et seulement 7 % moins de 15 ans (en moyenne 25 ans). Mais on voit bien que près de 40 % des réacteurs atteignent leur limite d'âge de 30 ans aujourd'hui ou dans les quelques années qui viennent. Cette situation de coût n'est donc pas pérenne.

Depuis plusieurs années, et encore tout récemment, la direction d'EDF a essayé d'obtenir des pouvoirs publics l'autorisation d'augmenter ses tarifs de l'ordre de 30 % en 4 ou 5 ans, en justifiant cette demande par la nécessité d'investir lourdement dans la réhabilitation du parc nucléaire pour prolonger sa durée de vie moyenne de 30 à 40 ans, voire plus.

Pour un particulier cette augmentation se traduirait donc par un surcoût de l'ordre de 3,6 centimes d'euros justifiés par cette réhabilitation. Mais on voit du même coup que le coût du kWh nucléaire ainsi réhabilité passerait de 3,1 à plus de 6 centimes.

C'est donc une valeur de coût de cet ordre au minimum (sans tenir compte par exemple des nouvelles exigences de sûreté post Fukushima) qu'il serait raisonnable de prendre dans les comparaisons entre filières électriques pour les années qui viennent et non pas la valeur de coût actuelle qui ne concerne qu'un parc pratiquement obsolète.

Gros plan n° 2 : Le coût d'édification du parc nucléaire français : Un exemple de « désapprentissage en marchant »

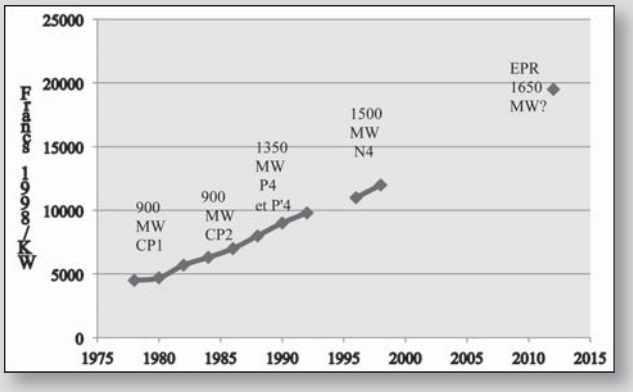
Arnulf Grubler (International Institute for Applied Systems Analysis),

Dans cet article Arnulf Grubler reconstitue le déroulement du programme nucléaire français de PWR, considéré unanimement comme le programme le plus réussi dans un pays industriel. Parmi les clés du succès, une centralisation complète des décisions, un degré élevé de standardisation, une stabilité institutionnelle remarquable et des délais relativement courts de construction. L'article s'intéresse principalement à l'évolution annuelle des coûts de ce programme. Le principal enseignement de cette étude est que, malgré ces conditions a priori idéales, ce programme se caractérise par des coûts d'investissement rapidement croissants au cours du temps. Par contre, les coûts de maintenance et d'opération du parc restent remarquablement constants malgré le handicap que constitue l'importance des moyens de base (75 %) qui se traduit par la nécessité de moduler la puissance nucléaire, affectant ainsi son facteur de charge.

L'exemple français montre bien que l'hypothèse d'un apprentissage industriel significatif supposé conduire à une réduction des coûts dans le temps dans ce domaine nucléaire aux unités très importantes et aux technologies complexes se révèle très inexacte. Les incertitudes concernant l'apprentissage industriel dans de telles technologies se révèlent bien supérieures à ce qu'on pouvait imaginer : les coûts spécifiques, au lieu de décroître avec l'accumulation d'expérience croissent significativement révélant ainsi un apprentissage négatif.

La courbe suivante illustre parfaitement cette situation paradoxale.

Évolution du coût d'investissement au kW nucléaire au cours du temps depuis 1977 (en Francs 1998)



On constate une croissance quasiment linéaire des coûts au kW depuis le début du programme des PWR avec une pente importante puisque les coûts d'investissement sont multipliés par 2,6 entre 1977 et 1998 en francs constants. On a placé sur cette courbe l'EPR de Flamanville en supposant qu'il soit réalisé en 2012 : on constate alors que son coût d'investissement serait de l'ordre de 20 000 francs 1998 le kW (3 500 euros 2010 le kW), ce qui est cohérent avec les coûts actuellement prévisibles de cette installation.

L'auteur tire de son étude une conclusion majeure : alors que l'industrie nucléaire a tendance à mettre en avant l'opposition du public et les errements administratifs pour expliquer l'augmentation des coûts, ne serait il pas plus utile qu'elle se pose la question de savoir si cette tendance n'est pas intrinséque à ce type de technologie qui se caractérise par une complexité croissante très difficilement gérable et qui vient contrarier les effets a priori positifs de la standardisationet de l'effet d'échelle ?

Gros plan n° 3
Un rapport américain qui en dit long sur la compétitivité du nucléaire aux États-Unis
Nuclear Power : Still not Viable without Subsidies

Doug Koplov, Union of Concerned Scientists 2011

L'auteur montre que tout au long de son histoire l'industrie nucléaire a toujours prétendu que les subventions qu'elle recevait étaient de nature très provisoire. En 1954 General Electric affirmait « dans 5 ans, en tout cas avant 10 ans, les réacteurs nucléaires pourront être entièrement financés par le secteur privé sans aucune subvention gouvernementale ». Le rapport montre que ce jour n'est jamais arrivé et contrairement à ce que prétend l'industrie nucléaire, n'est pas près d'arriver.

Les plus grosses subventions à l'industrie nucléaire aux États-Unis n'apparaissent pas directement sous forme de cash. Elles consistent plutôt à faire transiter une partie des coûts de construction et les risques de fonctionnement des investisseurs vers les contribuables, en mettant à leur charge une série de risques qui vont des surcoûts de construction ou des conséquences d'accident éventuels, jusqu'à la gestion des déchets. « Ces pratiques qui sont restées remarquablement constantes au cours du temps distordent les choix du marché, qui sans cela se seraient fixés sur des opérations moins risquées. Même sans transfert d'argent, cela constitue évidemment une subvention dont les conséquences sont importantes aussi bien pour l'industrie nucléaire que pour le contribuable ».

Pour étayer leurs propos les auteurs ont reconstitué les différentes subventions dont a bénéficié l'industrie nucléaire au cours de son histoire aux États-Unis : rapportées au kWh produit, les subventions qu'ils définissent comme « héritées »[1] qui ont accompagné la construction des réacteurs des années 80, représentent de l'ordre de 140 % du prix de vente moyen de l'électricité nucléaire produite entre 1960 et 2008.

Autrement dit « les subventions ont été plus rentables pour l'industrie nucléaire que la vente d'électricité ».

En plus de ces subventions héritées, les propriétaires des centrales nucléaires en fonctionnement (104 réacteurs nucléaires) bénéficient actuellement de subventions qui diminuent le coût de l'uranium, de l'assurance, de la sûreté et de la sécurité, de l'eau de refroidissement, de la gestion des déchets, du démantèlement, etc.. Plus difficiles à estimer que les précédentes, elles sont évaluées par les auteurs entre 13 % et 98 % du prix de l'électricité produite. Cette fourchette très large s'explique d'une part par l'incertitude sur les coûts réels d'un accident éventuel, sur les pratiques d'amortissement favorables des réacteurs appartenant au secteur public, et sur les subventions diverses accordées aux possesseurs privés de centrales vieillissantes. Mais le bas de la fourchette de subvention, qui s'applique aux investisseurs privés, avec une subvention de 0,7 ct$, représente déjà 35 % du coût de production nucléaire (coûts de fonctionnement de maintenance et de combustible, à l'exclusion des coûts d'investissement). Cela représente aussi 80 % de l'avantage relatif du coût de production nucléaire par rapport au charbon. Dans le cas de centrales appartenant à des organismes publics, les subventions sont deux fois plus fortes avec des conséquences proportionnelles sur la compétitivité réelle de l'électricité nucléaire.

Les auteurs analysent enfin le montant des subventions qui s'appliquent aux réacteurs actuellement en construction ou en projet. En effet, les subventions héritées ou actuelles sont des facteurs importants pour permettre de poursuivre sans pertes financières le fonctionnement des centrales existantes. Mais elles ne sont pas suffisantes pour attirer de nouveaux investissements dans le nucléaire.

Une fois de plus on constate que les subventions aux nouveaux réacteurs pourraient en fin de compte dépasser la valeur de la production d'électricité puisqu'elles se situent dans une fourchette de 4,2 à 11,4 ct$, soit 70 à 200 % de la valeur marchande prévue pour l'électricité produite.

Les auteurs dressent enfin un tableau croisé qui indique les principales subventions dont ont bénéficié, bénéficient actuellement, ou bénéficieront les réacteurs, selon qu'ils appartiennent à des investisseurs publics ou privés.

1 - Subventions « héritées » (legacy subsidies) : subventions accordées à l'industrie nucléaire dans sa phase de lancement et qui se sont poursuivies par la suite.

Subventions aux réacteurs existants et au nouveaux réacteurs aux États-Unis

En cts$ par kWh	Subventions aux réacteurs existants			Subventions Nouveaux réacteurs	
Type de subvention	Héritées	Actuelles			
Bénéficiaire	Tous types de propriétaires	Privé	Public	Privé	Public
Facteurs de production (1)	7,2	0,06	0,96-1,94	3,51-6,58	3,73-5,22
Coûts intermédiaires (2)	0,10-0,24	0,29 -0,51	0,16-0,18	0,21-0,42	0,21-0,42
Subventions à la vente (3)	0	0	0	1,05-1,45	0
Gestion Sécurité et risques (4)	0,21-0,22	0,10-2,50	0,10-2,50	0,10-2,50	0,10-2,50
Démantèlement et déchets	Nd	0,29-1,09	0,31-1,15	0,13 - 0,48	0,16- 0,54
Total	7,50-7,66	0,74- 4,16	1,53-5,77	5,01-11,42	4,20-8,68
% du prix de vente (5)	139%-142%	13%-70%	26% -98%	84%-190%	70% –145%

(1) Facteurs de production : subventions réduisant le coût de l'investissement, de la main d'œuvre et du terrain.

(2) Coûts intermédiaires : subventions réduisant le coût de l'uranium, de l'enrichissement et de l'eau de refroidissement.

(3) Subvention proportionnelle au niveau des ventes.

(4) Subventions qui couvrent les risques de sûreté spécifiques au nucléaire.

(5) Coût de référence de l'électricité ente 1960 et 1990 = 5,4 ct$, 5,9 ct$ pour 2009 et au delà de 2009 5,7 ct$.

Gros Plan n° 4 : Ne pas oublier l'ensemble des coûts, en particulier de fonctionnement.

L'estimation économique de la production d'électricité d'origine nucléaire, passée ou future, doit prendre en compte l'ensemble des coûts sur une longue période de temps, ce qui est une caractéristique particulière de cette technologie, liée à la question de la gestion à long terme des déchets radioactifs. Il est très important de pouvoir estimer non seulement les coûts d'investissement mais aussi les coûts de fonctionnement sur la durée de vie de la centrale et bien au-delà.

Dans le cas de la France, une étude réalisée en 1999 pour le Premier ministre[1] a montré que, sur la durée de vie du programme français de centrales nucléaires (jusqu'à 2000), le coût d'investissement représente 25 % du coût total, le coût d'opération et de maintenance représente 43 % et le coût du combustible 32 % (20 % pour le combustible avant réacteur et 12 % pour le combustible après réacteur), avec de grandes incertitudes sur le coût réel du combustible après réacteur.

Les coûts d'investissement

- La centrale nucléaire elle-même et en particulier le réacteur nucléaire, en fonction du choix d'une industrialisation autonome ou de l'importation de la technologie.
- Les industries du combustible nucléaire, avec la même alternative (enrichissement de l'uranium, fabrication des combustible).
- La gestion et le stockage des combustibles irradiés et, ou des déchets issus du retraitement, avec la nécessité dans tous les cas de capacités de stockage.
- Les équipements de Recherche et Développement.
- Un investissement souvent oublié : celui des lignes à très haute tension pour le transport de l'électricité à partir des centrales nucléaires de très grande puissance (de 1000 à 1500 MWe par unité ; en général une centrale comprend deux unités sur un même site).

Dans le cas du choix d'un développement autonome, les investissements sont très élevés. Dans le cas où l'essentiel de la technologie nucléaire est importée, le développement dépend d'une technologie et de prix fixés par le vendeur, sans bénéfice pour l'industrie et l'emploi locaux.

Les coûts de fonctionnement

- Combustible nucléaire (uranium naturel, uranium enrichi, éléments combustibles).
- Opération[2] et maintenance (remplacement des pièces) de la centrale nucléaire ;
- Gestion des combustibles irradiés et des déchets radioactifs.
- Déclassement et démantèlement des centrales nucléaires et des usines du combustible nucléaire.
- Coûts de fonctionnement de la Recherche et Développement.
- Suivi et contrôle de la sûreté nucléaire des centrales et des usines nucléaires (un très gros travail technique et administratif à la charge de l'État).

1 - Étude commandée par Lionel Jospin et réalisée par J.-M. Charpin, Directeur du Commissariat au Plan, B. Dessus, Directeur au CNRS, R. Pellat, Haut Commissaire à l'Energie Atomique, sur « L'évaluation économique de la filière nucléaire ».

2 - L'effectif du personnel de conduite (500 agents pour une unité de 1 500 MWe) est très supérieur à celui d'une centrale classique.

Éléments de conclusion

Au moment où nous mettons sous presse, la catastrophe de Fukushima continue de se développer sans que personne ne puisse sérieusement prévoir ni son évolution, ni ses conséquences à moyen et long terme, ni même les imaginer. Il n'est donc pas question, à l'issue de ce numéro de Global Chance, d'ailleurs presque exclusivement réalisé avant la connaissance de cet événement, d'en tirer des enseignements définitifs pour l'action dans notre pays.

Reste que le dossier ici rassemblé, au delà du bouleversement qu'entraîne la catastrophe de Fukushima, apporte des éléments de réponse à des questions qui continuent à se poser pour nos concitoyens.

Nous pouvons en outre déjà affirmer que le vaste débat citoyen qui a été toujours refusé ou détourné dans notre pays depuis l'origine du nucléaire civil par nos gouvernements successifs est devenu absolument indispensable.

Il ne peut être question comme le proposent certains, de considérer que les élections présidentielles soient le cadre adéquat de ce débat. Il nous semble totalement réducteur et antidémocratique en effet de réduire le débat sur l'avenir énergétique de notre pays qui s'impose plus encore après Fukushima, au choix d'un homme et/ou d'un programme, qui parmi ses dizaines de propositions en ferait une, plus ou moins satisfaisante aux yeux des uns des autres, dans le domaine de la politique nucléaire de notre pays.

Nous savons aussi que les quelques pseudo débats sur l'énergie qui ont parsemé notre histoire récente à l'initiative des pouvoirs publics ont été systématiquement organisés pour que la question nucléaire ne soit pas réellement abordée dans l'ensemble de ses dimensions. Le summum de l'hypocrisie a été l'exclusion de ce thème pourtant central du Grenelle de l'environnement, au prétexte qu'il ne faisait pas consensus en France parmi les acteurs participant à cette consultation…

Nous connaissons aussi les limites des débats et des rapports de l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques (OPECST) dans le domaine de l'énergie et tout particulièrement du nucléaire, où de fait, les parlementaires délèguent depuis bientôt deux décennies à deux ou trois « spécialistes » non seulement l'instruction des dossiers mais aussi les conclusions qu'il faut en tirer.

Nous savons enfin que les débats organisés par la Commission du débat public, malgré leur intérêt, ont buté sur la déconnexion totale des décisions gouvernementales et des enseignements du débat. Là aussi, le comble du mépris vis-à-vis des citoyens a été la tenue d'un débat public sur l'opportunité de la construction de l'EPR de Flamanville alors que la décision en était déjà prise et le chantier engagé.

Nous appelons donc les organisations de la société civile, associations, ONG, syndicats, etc., à s'emparer directement de cette question, à définir les conditions d'un véritable débat citoyen et à l'organiser sans attendre les initiatives éventuelles des pouvoirs publics.

Le dossier d'expertise que nous présentons à nos lecteurs aujourd'hui est une première contribution de notre association à ce débat.

Les 23 derniers numéros

N° 9 - novembre 1997
De Rio à Kyoto - La négociation Climat

N° 10 - mars 1998
Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - avril 1999
Le nucléaire en débat - N'avons-nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - novembre 1999
Environnement et mondialisation

N° 13 - novembre 2000
Faire l'économie du nucléaire ?
Un rapport récent relance le débat

N° 14 - mars 2001
Changements climatiques
Les politiques dans la tourmente
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - février 2002
Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N° 16 - novembre 2002
Maîtrise de l'énergie et développement durable

N° 17 - septembre 2003
Débat énergie
Une autre politique est possible

N° hors série - janvier 2003
Petit mémento énergétique
Éléments pour un débat sur l'énergie en France

N° 18 - janvier 2004
Le réacteur EPR : un projet inutile et dangereux

N° 19 - juin 2004
Climat, Énergie : éviter la surchauffe

N° 20 - février 2005
Les utopies technologiques : Alibi politique, infantilisation du citoyen ou lendemains qui chantent

N° hors série - septembre 2005
Petit mémento des déchets nucléaires
Éléments pour un débat sur les déchets nucléaires en France

N° 21 - mai 2006
Développement, Énergie, Environnement : changer de paradigme.

N° 22 - novembre 2006
Débattre publiquement du nucléaire ? Un premier bilan des deux débats EPR et déchets organisés par la Commission nationale du débat public

N° 23 - avril 2007
Énergies renouvelables, développement et environnement : discours, réalités et perspectives (en coédition avec Liaison Énergie-Francophonie)

N° hors série - septembre 2007
Petit mémento des énergies renouvelables
Éléments pour un débat sur les énergies renouvelables en France

N° 24 - mars 2008
De Grenelle à Bali : avancées, incertitudes, contradictions et perspectives

N° 25 - septembre 2008
Nucléaire : la grande illusion
Promesses, déboires et menaces

N° 26 - janvier 2009
Vers la sortie de route ?
Les transports face aux défis de l'énergie et du climat

N° hors série - avril 2009
Petit mémento énergétique de l'Union Européenne

N° 27 - janvier 2010
Du gâchis à l'intelligence
Le bon usage de l'électricité

N° 28 - décembre 2010
La science face aux citoyens

ABONNEMENT **Les cahiers de Global Chance**
2 numéros par an

Nom : ..... Organisme : .....

Adresse : .....

Code postal : ..... Commune : .....

❑ Abonnement individuel ..... 25 euros
❑ Abonnement d'institutions et organismes ..... 80 euros

❑ Ci-joint un chèque à l'ordre de l'Association Global Chance

❑ A facturer

Total : ..... euros Date : ..... Signature : .....

Association Global Chance, 17 ter rue du Val - 92190 Meudon
contact@global-chance.org

17 ter rue du Val - 92190 Meudon
Téléphone : 33 (0)1 46 26 31 57
contact@global-chance.org
www.global-chance.org

L'association GLOBAL CHANCE

GLOBAL CHANCE est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global (« global change ») pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

La situation actuelle comporte des risques de voir se développer des comportements contraires à cet objectif :

- comportement fataliste, privilégiant le développement de la consommation sans prendre en compte l'environnement,
- comportement d'exclusion des pays du Sud du développement pour préserver le mode de vie occidental,
- comportement d'intégrisme écologique, sacrifiant l'homme à la nature,
- comportement de fuite en avant technologique porteuse de nouvelles nuisances et de nature à renforcer les rapports de domination Nord-Sud.

Mais la prise de conscience de ces menaces sur l'environnement global peut aussi fournir la chance d'impulser de nouvelles solidarités et de nouvelles actions pour un développement durable.

Pour GLOBAL CHANCE, un tel développement suppose :

- Le développement réel de l'ensemble des pays du monde dans une perspective humaniste,
- Le choix d'une méthode démocratique comme principe supérieur d'action,
- Le retour à un équilibre avec la nature, certes différent de celui que nous connaissons aujourd'hui, mais qui n'apparaisse pas comme incompatible avec le développement humain. Ce retour à l'équilibre prendra du temps. Mais après une phase transitoire d'adaptation une telle condition implique de tendre :
  - vers des prélèvements globaux mineurs et décroissants de ressources non renouvelables,
  - vers des rejets nuls ou mineurs d'éléments non recyclables (sur des durées de l'ordre de quelques générations) dans les processus de la nature.

Après discussion interne au sein de l'association, GLOBAL CHANCE se propose de mettre les compétences scientifiques de ses membres au service :

- d'une expertise publique multiple et contradictoire,
- de l'identification et de la promotion de réponses collectives nouvelles et positives aux menaces de changement global, dans les domaines scientifique et technique, économique et financier, politique et réglementaire, social et culturel, dans un esprit de solidarité Nord Sud, d'humanisme et de démocratie.