

L'AVENIR DU NUCLÉAIRE



Dominique MAILLARD
(X, CM71)

Directeur général de l'énergie et des matières premières (DGEMP) au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie



Stéphane GRIT (IPA)

Sous-directeur de l'industrie nucléaire à la Direction des ressources énergétiques et minérales de la DGEMP

Quelle place pour le nucléaire dans le bilan énergétique futur dans le monde et en France ?

Représentant fin 2001 un parc de 438 réacteurs en fonctionnement soit 353 GWe de puissance installée, l'électronucléaire compte aujourd'hui pour 6,6% de la production mondiale d'énergie et 16% de la production d'électricité. Mais cette situation est très contrastée. Alors que les pays de l'OCDE recourent pour 24% au nucléaire pour leur production d'électricité, les pays de l'hémisphère sud ne l'utilisent pratiquement pas.

Malgré une baisse très nette des programmes d'équipement par rapport aux années 70 et 80, on continue à observer dans le Monde une croissance de la production nucléaire globale et la volonté d'un certain nombre de pays d'augmenter leur parc. C'est le continent asiatique avec le Japon, la Chine, la Corée et l'Inde qui représente la majorité des 32 réacteurs nucléaires en construction.

Si la plupart des pays occidentaux ont arrêté de construire des centrales, plusieurs envisagent l'avenir et le renouvellement des capacités actuelles. Aux États-Unis, le plan national énergétique "BUSH", adopté en mai 2001, prône une relance du nucléaire. Le seul maintien de la part actuelle du nucléaire dans la production d'électricité d'ici 2020 nécessiterait la construction de plusieurs dizaines de réacteurs pour compenser la fermeture des unités devenues obsolètes et pour suivre la croissance globale de la consommation. En Finlande, l'électricien TVO a déposé la demande de construction d'un cinquième réacteur. Cette décision a été approuvée sur le principe par le Gouvernement en début d'année puis par le Parlement finlandais en mai dernier. Au Royaume-Uni, le rapport demandé par le Premier Ministre sur la politique énergétique d'ici 2050, publié le 14 février 2002, recommande, entre autres, de laisser ouverte la possibilité de nouveaux investissements nucléaires. Depuis la mise en service en 1999 du 58^{ème} réacteur à eau pressurisée d'EDF, la France affiche une logique de maintien de l'option nucléaire ouverte à l'échéance du renouvellement du parc.

La réflexion internationale sur la place du nucléaire a repris de façon très importante à la fin des années 1990, parce que cette énergie présente des intérêts indéniables

Sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, le nucléaire permet au pays consommateur de limiter sa dépendance vis-à-vis de l'étranger et des marchés internationaux. Le livre vert de la Commission européenne intitulé "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique" prévoit ainsi que le recours aux énergies fossiles importées devrait croître dans la Communauté de 50% aujourd'hui à 70% en 2020 si la politique actuelle n'est pas infléchie. Dans ces conditions, l'épuisement progressif ou des scénarios de rupture dans l'approvisionnement des ressources fossiles sont probables. Par conséquent, le maintien d'une capacité nucléaire apparaît essentiel.

Malgré une forte hausse liée au choc pétrolier de 2000, la facture énergétique de la France a représenté en 2001 1,6% du produit intérieur brut (contre 0,9% en 1999 année de faible prix des produits pétroliers), là où elle s'élevait à 5% au début des années 80.

Il faut enfin rappeler la stabilité des coûts de production du nucléaire liée au faible prix de la matière première. Le coût du combustible nucléaire ne représente ainsi que 20% des coûts (contre 60 à 75% pour le gaz), dont seuls 5% nous font dépendre de l'étranger (minerai d'uranium situé du reste dans des pays diversifiés et majoritairement stables).

Sur le plan environnemental, contrairement à la production d'électricité fondée sur la combustion du pétrole, du gaz ou du charbon, le nucléaire ne rejette ni gaz à effet de serre, ni polluant acide, ni poussières. Il est à cet égard remarquable de constater que les pays les plus performants en matière de limitation des émissions de CO₂ s'ap-

puient de façon importante sur l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie.

Même s'il n'est pas la seule, le nucléaire fait incontestablement partie des réponses au problème du réchauffement climatique, aux côtés d'autres moyens énergétiques. À titre d'illustration :

- le livre vert de la Commission européenne indique que le parc nucléaire européen actuel (environ 30% de la production totale d'électricité) permet d'éviter l'émission de CO₂ à hauteur de la moitié de celle du parc automobile européen ;
- en France, pour couvrir la consommation intérieure, 27¹ millions de tonnes de carbone ont été évitées en 2001 (sur un total de 173 Mt) par rapport à un parc de production électrique où le nucléaire serait remplacé par les moyens de production les moins polluants à base de gaz naturel.

D'un point de vue économique, le nucléaire prouve sa compétitivité pour un fonctionnement en base² dans plusieurs pays,

- qu'il s'agisse comme aux États-Unis de parcs installés, amortis et rationalisés grâce au regroupement des électriciens ; depuis 1998, le coût de production du kWh nucléaire est devenu le plus faible devant le kWh produit à base de charbon (respectivement 1,83 c\$/kWh et 2,07 c\$/kWh en 1999) ;
- ou de choix de construction nouvelle à l'exemple finlandais de construction d'un cinquième réacteur nucléaire³.

Le nucléaire français est de son côté particulièrement compétitif grâce à un parc de réacteurs homogène, et amorti à plus de 50%.

Cette compétitivité est régulièrement vérifiée par le Ministère chargé de l'industrie à travers les études intitulées "coûts de référence de la production électrique" ainsi que par des observateurs "non gouvernementaux", qu'il s'agisse des rapports de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques ou encore des commandes spécifiques comme l'étude sur les coûts de la filière nucléaire commandée par le Premier ministre à Messieurs Charpin, Dessus et Pellat en 1999. Quel que soit le mode de calcul retenu, le constat est le maintien de la compétitivité du nucléaire pour la production d'électricité en base face aux meilleures alternatives existantes (cycle combiné au gaz). Ces résultats intègrent la totalité des coûts pour la filière nucléaire, tenant compte de la recherche et développement, du démantèlement des installations

ainsi que du traitement - recyclage des combustibles usés et de la gestion des déchets.

À l'inverse, la récente étude EXTERNE de la Commission européenne estime que la prise en compte des coûts externes de la production d'électricité, c'est-à-dire la valeur monétaire pour les dommages causés, ajouterait 25 à 100% du coût total pour les énergies fossiles alors que les coûts du nucléaire et des énergies renouvelables resteraient pratiquement inchangés. C'est aussi le verdict de l'étude Charpin - Dessus - Pellat.

Outre le fait qu'il met à disposition des entreprises et des ménages une énergie bon marché et permet d'alléger la facture énergétique extérieure¹, le nucléaire génère enfin des emplois et crée des richesses. Le nucléaire voit en effet l'essentiel de sa valeur ajoutée, et donc des emplois créés, localisés dans le pays producteur d'électricité nucléaire.

Si le nucléaire présente des avantages incontestables, la plupart des électriciens occidentaux sont confrontés à plusieurs incertitudes vis-à-vis de l'échéance du renouvellement de leur parc de production : la durée de vie des centrales actuelles et les conditions économiques qui prévaudront à l'échéance du renouvellement

C'est un truisme de dire que le premier type d'incertitude pour un électricien nucléaire est la durée de vie de ses installations. Le nucléaire est une industrie jeune ; l'ensemble des phénomènes qui déterminent cette durée de vie n'est pas cerné. Si le remplacement de certains éléments lourds comme la cuve du réacteur ou l'enceinte de confinement est considéré par les experts comme prohibitif sur le plan économique, beaucoup d'autres parties (couvercles de cuves, générateurs de vapeur...) peuvent faire l'objet de jouvence ou de remplacement de manière à poursuivre l'exploitation de l'installation dans des conditions optimales de sûreté. Un calcul économique déterminera in fine le choix de chaque électricien.

L'exemple américain est représentatif de l'effort de prolongation de la durée de vie des centrales et, plus généralement, d'optimisation de l'outil existant. Quelques réacteurs ont d'ores et déjà obtenu le renouvellement pour 20 ans de leur autorisation

d'exploitation par l'autorité de sûreté américaine : la Nuclear Regulatory Commission (NRC) la portant de 40 à 60 ans. Des demandes d'autorisation de prolongation de durée de vie sont actuellement à l'étude pour une vingtaine d'autres réacteurs. En 2002, la Nuclear Regulatory Commission a également donné son accord à un grand nombre d'opérations d'accroissement de la puissance individuelle des réacteurs. Collectivement, cette opération a permis d'augmenter la capacité de 22 réacteurs du parc américain de 994 MWe, soit la puissance installée d'un réacteur neuf. Le Japon envisage des dispositions identiques.

Le parc nucléaire de production d'électricité d'EDF est pour sa part jeune (17 ans en moyenne). Son renouvellement ne pourrait donc être entrepris qu'à partir de 2015 - 2020. EDF avance en effet une hypothèse de 40 ans de durée de vie tandis que l'Autorité de sûreté estime atteignable une durée de vie de 30 ans et demande à voir au cas par cas au-delà. La prolongation de la durée de vie du parc des centrales actuel présente un intérêt économique évident pour le rapport Charpin - Dessus - Pellat. Un rapport de la Direction de la Prévision fait le même pronostic comparant le coût du kWh nucléaire des centrales dont la durée de vie serait prolongée à 1,2 c€/kWh jouvences comprises contre 2,7 c€/kWh pour des centrales neuves.

La tendance à maximiser la durée de vie des centrales existantes s'explique également, dans un marché dérégulé de l'électricité, par l'aversion naturelle des électriciens vis-à-vis d'investissements de long terme. Il faut en effet cinq à sept ans pour construire un réacteur nucléaire contre deux à trois pour une centrale fonctionnant au gaz naturel. De plus, les coûts d'investissement au kWe installé sont beaucoup plus importants (environ 1 500€ au kWe installé pour un réacteur nucléaire contre 300 à 450 pour un cycle combiné au gaz naturel ou une centrale à lit fluidisé circulant au charbon). Ainsi, les coûts d'investissement des centrales nucléaires représentent environ 60% des coûts de production actualisés quand ils atteignent 20% pour les centrales au gaz³. La durée de rentabilisation d'un investissement est donc beaucoup plus élevée pour le nucléaire. L'engagement est nécessairement de long terme, donc moins résistant à toute remise en cause de la demande comme de la réglementation. L'engagement des gouvernements en faveur du nucléaire est dans ce cadre un facteur d'appréciation capital. Le choix des investissements futurs sera par ailleurs mesuré à l'aune de deux éléments

de contexte, facteurs d'incertitude dans un avenir de 10 à 20 ans.

Il s'agit tout d'abord du prix des combustibles fossiles et notamment du prix du gaz naturel, identifiée aujourd'hui comme l'alternative la plus crédible au choix du nucléaire pour la production en base. Le prix du gaz est bas aujourd'hui après avoir doublé entre 1999 et 2001 ; il reste par conséquent incertain à l'horizon 2010-2020. Dans la mesure où le prix du gaz est une partie importante du coût de production, une tension sur le marché des énergies fossiles qui pourrait être provoquée par un trop grand recours à cette matière pour la production d'électricité, changerait complètement la donne. De même, une fiscalité sur les émissions de gaz carbonique vis-à-vis des moyens de production utilisant des combustibles fossiles donnerait un avantage comparatif décisif au nucléaire. Selon la Direction de la Prévision, elle favoriserait l'industrie nucléaire à hauteur d'un centime d'€ par kWh pour des coûts complets actualisés aux alentours de 3 c€/kWh.

Le deuxième élément de contexte concerne les coûts finaux de la gestion des déchets et du démantèlement. Si ceux-ci sont intégrés dans les estimations de coût de production, l'attente d'une solution techniquement et politiquement validée d'élimination à long terme des déchets laisse planer une incertitude sur le coût global du kWh nucléaire. L'absence d'expérience de grande échelle en matière de démantèlement est du même ordre. On peut toutefois observer que ces coûts futurs sont éloignés et pèsent de manière faible sur le coût de production du kWh. Encore faut-il que les entreprises mettent en place progressivement les actifs dédiés qui, le moment venu, permettront de faire face à ces charges, ce à quoi s'emploient les acteurs français.

Selon les pays, les réponses sont diverses pour maintenir l'option nucléaire et limiter les facteurs d'incertitude

Il convient en la matière de ne pas céder aux sirènes du court terme en maintenant d'une part une politique soutenue de recherche et de développement et, d'autre part, en veillant au maintien des compétences industrielles.

L'ambition de prolonger la durée de vie des centrales actuelles au-delà de leur durée de vie initialement prévue passe par une connaissance fine des phénomènes de

vieillesse, qui sont d'ailleurs tous en rapport avec des considérations de sûreté nucléaire des installations. Ces recherches portent sur la tenue des composants et des matériaux de structure ou la modélisation du vieillissement. Elles ont pour objet de pouvoir définir une stratégie de maintenance lourde (compréhension des mécanismes d'endommagement et de corrosion sous contrainte et irradiation, identification de matériaux de remplacement). La disponibilité de méthodes et d'outils de contrôle non destructifs est également décisive.

Dans un horizon marqué par une "traversée du désert" en matière de constructions neuves et par l'intense compétition qui naît de la contraction de certains marchés, il s'agit également de préparer l'avenir en maintenant les atouts de l'industrie nucléaire. Les différents acteurs industriels répondent à ce souci en s'efforçant d'atteindre une taille critique suffisante pour mener, dans des conditions de compétitivité optimales, les opérations d'envergure relatives au lancement de nouvelles générations de réacteurs. Ils s'appuient pour cela sur le parc installé, client avec une forte visibilité de services aux centrales, de combustibles et de gestion du combustible usé et des déchets. Les récents mouvements de rationalisation et de concentration des entreprises du secteur, ont ainsi conduit à l'émergence de grands groupes prêts à assumer les défis de la mondialisation. En particulier, né le 3 septembre 2001 du rapprochement des trois opérateurs français du secteur (CEA-Industrie, COGEMA et FRAMATOME-ANP), le groupe AREVA est devenu le leader mondial du domaine, devant le britannique BNFL qui, de son côté, a absorbé durant la même période les activités nucléaires de WESTINGHOUSE et du groupe ABB - CE, et devant l'américain GENERAL ELECTRIC, qui s'est rapproché commercialement des groupes japonais TOSHIBA et HITACHI.

La préparation du futur conduit par ailleurs à s'interroger sur la nature et le type de réacteurs qui pourront remplacer ceux de la génération actuelle. Dans ce cadre, deux échéances peuvent être distinguées : le renouvellement des centrales les plus anciennes qui seraient atteintes par la limite d'âge sur la période 2010 - 2030, puis celui des centrales plus récentes, en signalant à nouveau l'incertitude calendaire attachée à la durée de vie.

Pour le premier "lot", il paraît rationnel de privilégier les technologies évolutionnaires et éprouvées des réacteurs à eau légère

(bouillante ou pressurisée) qui constituent l'essentiel du parc mondial (79% de la capacité installée). En effet, des technologies révolutionnaires nécessitent du temps pour en estimer la maturité technique, la rentabilité économique et, de façon plus pratique, adapter l'outil industriel du cycle du combustible en amont et en aval du réacteur. L'expérience passée a montré qu'une période de 20 à 30 ans pour satisfaire ces conditions n'était pas démesurée. Dans ce cadre, les électriciens et leurs fournisseurs mettent en avant ou présentent des modèles de puissance moyenne (1 000 MWe) à haute (1 500 MWe), présentés comme de troisième génération, compatibles avec les outils industriels et surtout les réseaux de distribution de l'électricité existants. Ce sont les modèles AP1000 (1 000 MWe), BWR90+ (1 500 MWe) de BNFL - WESTINGHOUSE, l'ABWR de 1 400 MWe de General Electric, les VVER 1 000 (1 000 MWe) du MINATOM russe, l'EPR (1 500 MWe) et le modèle bouillant SBWR1000 (1 000 MWe) de FRAMATOME ANP.

Dans une logique de plus long terme se développent des initiatives internationales : Generation IV (sous l'égide des États-Unis) et INPRO (sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique) pour étudier les potentialités de technologies innovantes, en rupture technologique avec la génération actuelle. Ces technologies sont diverses : réacteurs à neutrons rapides, à haute température, avec gestion intégrée du cycle du combustible, usage de combustibles réfractaires ou de cycles fondés sur des matières nucléaires comme le thorium. La motivation pour l'étude de ces systèmes est multiple et justifierait un coût d'acquisition au kWh installé plus élevé :

- **la modularité** : des réacteurs de plus petite taille seraient d'une part plus adaptés à certains réseaux de transport d'électricité, d'autre part plus accessibles à des électriciens de taille moyenne ; enfin ils permettraient de construire plus vite des capacités tout en collant à la demande ;
- **la cogénération** : un réacteur électrogène fonctionnant à haute température pourrait produire en plus de l'eau chaude (chaleur), de l'eau douce (dessalement de l'eau de mer) voire de l'électricité sous forme stockable (production d'hydrogène pour des piles à combustibles) ;
- **la transmutation des déchets radioactifs** de la génération précédente ou la réduction à la source de la production de radioéléments difficiles à gérer sur le long terme ;
- **la simplification des concepts de sûreté** (pour limiter les coûts importants liés à la

- redondance actuelle des systèmes) ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie en consommant plus efficacement la matière première par augmentation des taux de combustion, consommation de l'ensemble des isotopes de l'uranium voire surgénération (avec une multiplication potentielle des ressources par un facteur 50).

Le développement de séries de petits réacteurs intermédiaires, sans rupture technologique, semble moins probable, du moins dans des pays dont la structure de production est très centralisée comme la France. Il pourrait toutefois être envisagé d'en construire quelques exemplaires pour valider globalement certains aspects technologiques (comme l'alimentation directe d'une turbine par de l'hélium en tant que caloporteur d'un réacteur à haute température).

La communauté internationale procède aujourd'hui à un balayage large pour canaliser son attention vers les idées les plus prometteuses en étudiant les verrous technologiques de chacune des innovations envisageables. L'ampleur de la tâche nécessite un effort international pour en mutualiser les coûts. La poursuite de l'initiative "Generation IV" méritera toutefois d'être examinée sous l'angle de l'équilibre en matière de participation des industriels de l'ensemble des pays impliqués.

En France, la structure du parc de production d'électricité crée une situation insolite qui mérite une attention particulière

Le parc de production en service résulte de décisions prises avant 1986, date du dernier engagement nucléaire. Or, les conditions d'offre et de demande ont considérablement évolué depuis. L'évolution de la consommation est plus modérée. Les taux de disponibilité des réacteurs nucléaires sont plus élevés que prévus (82% contre les 75% envisagés au début du programme). Enfin, les études réalisées par EDF depuis 1990 dans le cadre du projet "durée de vie" ont montré que la durée d'exploitation des tranches existantes devrait atteindre en moyenne 40 ans, ceci dans de bonnes conditions de sûreté, de fiabilité et d'économie.

En 2001, les 58 tranches nucléaires en activité d'EDF ont délivré 401 TWh, soit 76,2% de la production totale nette d'électricité nationale. Elles ne représentent pourtant qu'un peu plus de la moitié de la puissance électrique installée (63 pour 115 GWe), ce qui traduit leur disponibilité et compétitivité.

Le parc de production d'électricité ne devrait dans un premier temps être modifié que pour les moyens de "pointe"⁶ généralement très polluants, en privilégiant leur remplacement par des énergies renouvelables. Dans l'hypothèse d'une croissance de 2% l'an pour la consommation électrique et en prenant l'hypothèse d'un maintien des exportations, la consommation en 2010 devrait atteindre 600 TWh. Le maintien à 400 TWh de la production nucléaire ferait progressivement passer la part du nucléaire de 75% à 65% réalisant ainsi une diversification plus importante du parc de production.

Dans l'hypothèse de travail d'une durée de vie de 40 ans des réacteurs nucléaires du parc actuel, ce n'est qu'à l'horizon 2015-2020 que la question du remplacement des réacteurs nucléaires interviendra. Le parc renouvelé comprendra à cet égard sans doute une moindre part d'électricité d'origine nucléaire, car l'ouverture à la concurrence de l'électricité et du gaz et les impératifs économiques liés au retour rapide sur investissement favoriseront ces nouveaux moyens de production. Ces filières resteront cependant productrices de gaz à effet de serre. Leur emploi massif ne permettrait pas à la France de répondre à ses engagements internationaux. La France s'est également engagée sur le plan européen à pousser de 15 à 21% la part de l'électricité issue des énergies renouvelables. Malgré un développement rapide, ces sources d'énergie ne pourront pas se substituer au nucléaire. Elles restent foncièrement très dépendantes de la disponibilité des éléments (pour l'éolien et le photovoltaïque ; pour l'hydraulique, les capacités disponibles sont toutes équipées). Plus fondamentalement, il est stérile de les opposer au nucléaire car elles sont complémentaires et visent deux secteurs bien distincts : la production centralisée d'énergie, pour le nucléaire, la production décentralisée et l'action au plus près du terrain pour les énergies renouvelables et les économies d'énergie.

Aussi loin de l'échéance, le nucléaire apparaît le candidat le plus sérieux à son remplacement. Néanmoins l'importance du parc installé peut laisser l'illusion d'une certaine aisance et d'une absence d'urgence à décider.

Sans présager des choix de renouvellement des réacteurs nucléaires actuels, la France est en la matière confrontée au choix suivant :

- construire une centrale de référence de l'EPR, pour préparer l'avenir de façon sereine et bénéficier du retour d'expérience

- ce nécessaire pour prendre la décision de lancer une série de plusieurs réacteurs de cette gamme le moment venu ;
- ou ne rien faire et choisir à cette date le meilleur modèle disponible sur "étagère".

Le premier scénario préserverait les capacités nationales de fabrication de l'industrie nucléaire pour l'horizon du renouvellement. L'effet de "vitrine" d'une construction en France pour accéder aux marchés à l'export en Asie, aux États-Unis voire en Finlande, est également à considérer.

Le second scénario conduirait de fait à cantonner le groupe AREVA sur les créneaux des services aux centrales et de la fourniture de combustible, en notant pour l'avenir que le concepteur-vendeur d'un réacteur est souvent bien placé pour proposer ce type de prestations. Sur le créneau des réacteurs, faute d'une vitrine à l'export, AREVA serait probablement confrontée à la nécessité d'abandonner l'EPR pour se préparer aux marchés d'un type nouveau de réacteurs voire de la quatrième génération, expérience plus hasardeuse en matière de coûts et de délais. En termes de maîtrise des choix futurs, cette décision conduirait sans doute à faire dépendre nos choix de l'étranger soit parce que le modèle retenu serait de conception étrangère⁷ soit parce que ce modèle aurait été conçu pour l'export alors que les besoins français, liés à la structure du parc de production et du réseau de distribution, sont particuliers.

Si l'on se place du point de vue de l'électrificateur, on ne peut exclure a priori l'un de ces deux scénarios.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit qu'une **programmation pluriannuelle des investissements (PPI)** constituera la traduction de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Par ailleurs, le Parlement sera amené à se prononcer périodiquement sur la PPI élaborée par le Ministre chargé de l'énergie, en particulier dans l'année suivant chaque renouvellement de l'Assemblée nationale. La PPI fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Les objectifs de cette programmation sont de garantir un équilibre durable entre l'offre et la demande d'électricité mais aussi d'assurer une diversification suffisante des modes de production et le respect des objectifs environnementaux.

Enfin, la loi du 10 février 2000, prévoit l'élaboration d'une loi d'orientation sur l'énergie. La préparation de cette loi s'inscrit tout à fait dans le cadre du débat national sur l'énergie, annoncé par le Premier ministre lors de son discours d'investiture du 3 juillet 2002. Ce débat sera l'occasion d'aborder en tout premier lieu la place du nucléaire dans le mix énergétique ainsi que les différents enjeux associés que sont les recherches sur l'aval du cycle ou la construction éventuelle de l'EPR et de répondre aux questions évoquées précédemment, notamment pour mesurer les avantages et les inconvénients des deux scénarios évoqués plus haut sur le choix de construire ou non un premier exemplaire.

En conclusion, il apparaît indispensable de maintenir pleinement ouverte pour l'avenir l'option nucléaire

Permettant à la fois de limiter les émissions de gaz à effet de serre à un moment où toute contribution est recherchée et de réduire la dépendance des pays industrialisés, facilitant ainsi l'accès à l'énergie des pays en développement, l'énergie nucléaire détend la contrainte énergétique mondiale, sans substitut disponible à court et moyen terme. Pour l'avenir et en respectant une nécessaire diversification, la production nationale d'électricité intégrera davantage d'énergies renouvelables et, vraisemblablement, plus de gaz. À conditions inchangées, le nucléaire restera prédominant pour la production d'électricité en France. Il importe donc non seulement de maintenir les conditions optimales de fonctionnement du parc nucléaire actuel, s'agissant de sa sûreté et de sa compétitivité, mais aussi de laisser ouverte la possibilité de recourir à cette technologie pour renouveler le parc de production.

Si ce sujet n'a que très peu été évoqué dans cet article, plusieurs défis doivent être relevés :

- **développer la participation et l'information du public** (débattre des choix énergétiques n'en est que la première étape ; l'exercice doit être continu) ;
- **continuer de faire de la sûreté l'objectif majeur de toute politique nucléaire en France comme à l'étranger** (la France y contribue dans ses efforts d'aide aux pays de l'Est et de l'ex-Union soviétique) ;
- **assurer une gestion des déchets radioactifs qui soit sûre, claire et rigoureuse** (les recherches menées dans le cadre du processus démocratique et ouvert sur le plan scientifique, défini par la loi dite

Bibliographie et références

- Les coûts de référence de la production électrique. Étude réalisée par la direction du gaz de l'électricité et du charbon de la direction générale de l'énergie et des matières premières. 1997. (n'existe malheureusement pas sous forme informatique et se trouve en cours de renouvellement comme document au débat national).
- L'aval du cycle nucléaire. Tome II : les coûts de production de l'électricité. Rapport GALLEY - BATAILLE de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. Mars 1999. <http://www.assemblee-nationale.fr/documents/index-oecst.asp#F45>
- Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. 2000. http://www.legifrance.gouv.fr/html/frame_lois_reglt.htm
- Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire. Rapport au Premier ministre de Messieurs CHARPIN, DESSUS et PELLAT. Juillet 2000. <http://www.industrie.gouv.fr/energie/nucleair/pdf/rapport-charpin.pdf>
- Livre vert de la Commission européenne "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique". Novembre 2000. http://www.industrie.gouv.fr/energie/politiqu/f1e_pol.htm
- L'impact économique d'un abandon du nucléaire en France. Étude réalisée par la direction de la prévision du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Novembre 2001. http://www.industrie.gouv.fr/energie/nucleair/f1e_nuc.htm

BATAILLE doivent être poursuivies avec vigueur).

S'il sait progresser sur ces aspects, le nucléaire renforcera sa position de solution incontournable. Il convient toutefois de ne

pas sombrer dans un optimisme à tout crin sur la capacité à prolonger la durée de vie ni dans l'attentisme pour ce qui concerne la préparation de l'avenir. Il s'agit de maintenir les conditions de l'offre pour pouvoir choisir demain.

¹ exactement 26,6 Mt d'équivalent carbone (obtenu en considérant le cas d'école où la production électrique du parc nucléaire serait remplacée par une production à base des technologies les moins polluantes fondées sur du gaz - cycle combiné -, en prenant l'hypothèse d'une émission de 300 g équivalent CO₂ par kWh produit et d'une production à base de gaz de 318 TWh (soit la production nucléaire actuelle moins la consommation d'EURODIF et les exportations).

² Par opposition au fonctionnement en pointe, la base commence pour des durées d'utilisation annuelles supérieures à 4 500 heures, soit 50% de la durée annuelle.

³ Sur la base d'un fonctionnement optimal de 8000 heures par an, les estimations finlandaises font état des coûts de production actualisés suivants : 21,8 €/MWh pour le nucléaire, 24,3 pour le charbon et 26,3 pour le gaz.

⁴ Le solde exportateur des échanges d'électricité a induit en 2001 une rentrée en devises de 2,8 Mds€ et une économie d'importation d'énergies fossiles pour environ 10 Mds€ (23 Mds€ en 2000, année de tension sur les marchés pétroliers).

⁵ avec un taux d'actualisation de 8% - Coûts de référence DIGEC 1997 - Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie.

⁶ On qualifie de pointe des moyens fonctionnant pendant de très courtes durées en appoint des moyens fonctionnant en base.

⁷ C'est le choix qui a été fait au milieu des années 70 lorsque fut décidé de développer une génération de réacteurs sur la base de la technologie WESTINGHOUSE des réacteurs à eau pressurisée.