

L'EPR

pour sauvegarder
la liberté de l'Europe
dans ses choix
énergétiques



Réacteur d'une nouvelle génération, destiné au renouvellement du parc électronucléaire français, l'EPR (1525 MWe) doit être construit et testé avant que vienne le moment de son déploiement.

L'EPR

pour sauvegarder
la liberté de l'Europe
dans ses choix
énergétiques

S O M M A I R E

- La France a conquis une très large indépendance énergétique en adoptant la technologie nucléaire des Réacteurs à Eau sous Pression : préserver cette indépendance demeure essentiel. p. 5
- La France recueille aujourd'hui les bénéfices de son programme nucléaire. p. 6
- Une capacité industrielle a été créée, basée sur la maîtrise technique et industrielle ainsi que sur le retour d'expérience. p. 8
- Si les capacités de l'industrie européenne ne sont pas maintenues, le renouvellement du parc de centrales nucléaires sera coûteux et difficile. p. 9
- L'option nucléaire doit rester ouverte pour préserver l'avenir. p. 10

NOTES DOCUMENTAIRES

<i>Note 1</i>	L'industrie nucléaire française	p. 17
<i>Note 2</i>	L'aval du cycle du combustible nucléaire	p. 19
<i>Note 3</i>	L'EPR	p. 23
<i>Note 4</i>	La construction du parc électronucléaire français	p. 27
<i>Note 5</i>	Bilan de l'industrie nucléaire américaine	p. 31
<i>Note 6</i>	Les objectifs de Kyoto	p. 33
<i>Note 7</i>	Les ressources énergétiques de l'Europe	p. 35
<i>Note 8</i>	Les coûts de production de l'électricité	p. 39
<i>Note 9</i>	Les besoins énergétiques mondiaux et français à long terme	p. 41
<i>Note 10</i>	Organisation des producteurs d'électricité	p. 43
<i>Note 11</i>	Les moyens de production d'électricité pour le futur	p. 45
<i>Note 12</i>	Le calendrier du renouvellement	p. 47
<i>Note 13</i>	Les économies induites par la centrale de référence	p. 51
<i>Note 14</i>	La place de Framatome dans la compétition mondiale	p. 53
<i>Note 15</i>	Le maintien des compétences	p. 55
<i>Note 16</i>	Les capacités de production	p. 57
<i>Note 17</i>	L'environnement réglementaire du nucléaire	p. 59
<i>Note 18</i>	Un parc électronucléaire a besoin d'une industrie vivante	p. 61



Tête de série du palier 900 MWe, en France, la construction de la centrale de Fessenheim avait été engagée en 1970, avant les chocs pétroliers. Cette anticipation permettra le lancement des grands contrats programme, quatre ans plus tard.

La France a conquis une très large indépendance énergétique en adoptant la technologie nucléaire des Réacteurs à Eau sous Pression : préserver cette indépendance demeure essentiel

La France a conquis, à partir de 1973, une large indépendance énergétique en adoptant la technologie nucléaire des Réacteurs à Eau sous Pression : préserver cette indépendance est essentiel.

Si l'opinion publique est vigilante à l'égard du nucléaire, les enquêtes montrent qu'elle soutient ce choix. Tout en étant satisfaits de la structure et du service d'approvisionnement en électricité, les Français attendent, à juste titre, plus de transparence et d'information sur les problématiques du nucléaire, notamment sur la gestion des déchets. En effet, la structure décisionnelle française, fondée sur la centralisation, a certes offert un cadre efficace au déploiement sûr du nucléaire, mais elle a probablement nuit à la transparence. Le mode de fonctionnement de la démocratie a évolué, et le public, plus méfiant vis-à-vis des institutions, exige maintenant d'être informé pour pouvoir se prononcer sur de tels sujets.

Il est certain qu'un effort de transparence s'impose au plan national comme au plan

local, associant les élus, les collectivités, les associations. Les opérateurs du nucléaire y sont ouverts. Toutefois, ces actions nécessaires de communication ne doivent pas, au risque de stériliser l'avenir, arrêter les programmes ni figer les décisions qui s'imposent. Aujourd'hui, la France continue de recueillir les bénéfices du nucléaire. Ce document a pour objet de montrer que, pour l'avenir, alors qu'une véritable structure industrielle s'est créée et rayonne à travers le monde (internationalisation de Framatome et de Cogema), il est capital de laisser l'option nucléaire ouverte. Pour cela, même si deux orientations s'offrent au choix, une seule finalité s'impose : comment assurer la continuité industrielle du nucléaire en France ?

La conception de l'EPR (European Pressurized water Reactor), projet de réacteur franco-allemand, est maintenant terminée. Peut-on attendre encore pour engager la phase de réalisation ?

La France recueille aujourd'hui les bénéfices de son programme nucléaire

Depuis le deuxième choc pétrolier, la France a déployé un programme nucléaire important destiné à lui redonner des marges d'indépendance, vis à vis des importations d'énergie. Ce programme s'est révélé un succès complet puisque **le taux d'indépendance énergétique du pays est passé de 20,4 % en 1973 à 49,6 % en 1997.**

La France produit actuellement près de 80 % de son électricité dans ses centrales nucléaires ; et le nucléaire fait preuve, chaque jour, de ses avantages économiques et environnementaux intrinsèques : il garantit la sécurité d'approvisionnement en électricité, à des coûts de production bas, insensibles aux secousses sur les prix des énergies fossiles et favorise l'emploi national et local ; les centrales nucléaires du parc produisent un kWh

très compétitif, qui procure à EDF un avantage concurrentiel important, en lui permettant de se positionner favorablement sur les marchés étrangers, au moment où ceux-ci s'ouvrent à la concurrence ; le nucléaire, enfin, est respectueux de l'environnement, et le recours à l'énergie nucléaire évite à la France une production annuelle de CO₂, que l'on peut évaluer à 240 Mt, ce qui correspond à 66 Mt équivalent carbone (MteC). Ce dernier chiffre peut être comparé à l'objectif de la France dans le cadre des accords de Kyoto : 144 MteC/an pour la période 2008-2012.

Il faut souligner que l'industrie nucléaire française a atteint sa maturité actuelle grâce à une expérience de fonctionnement étendue ; elle détient désormais l'intégralité des savoir-faire technologiques liés à la filière des REP (Réacteur à Eau sous Pression).

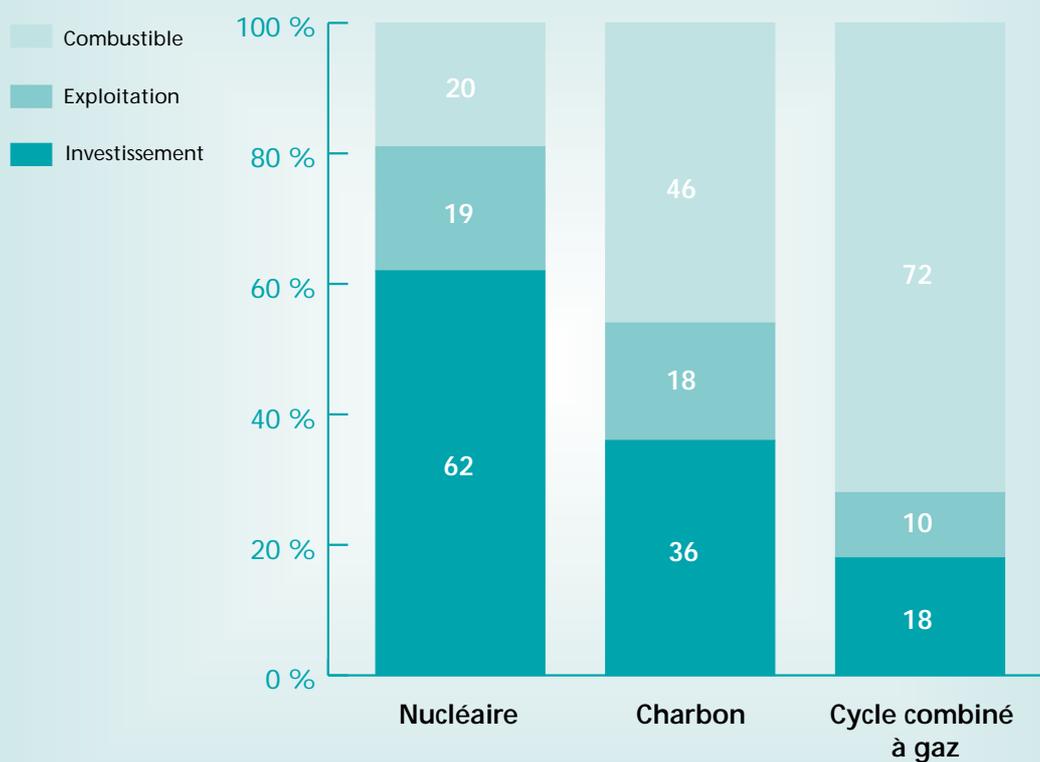
Estimations des coûts du kWh* pour de nouvelles installations en service industriel en 2005

	Nucléaire	Charbon	Cycle combiné à gaz
	EPR palier standardisé	Combustible médiane	Combustible médiane
Production en base	18	25	20,5
Production sur 4000 h	N.S.	38	27

* en centimes 1999, par kWh

Source : EDF

Structure des coûts de production du kWh



Source : EDF - 1999

Scénario de référence EDF

Prix du combustible : Charbon : 11,55 c/kWh, Gaz : 14,9 c/kWh, Taux d'actualisation : 8 %.

Une capacité industrielle a été créée, basée sur la maîtrise technique et industrielle ainsi que sur le retour d'expérience

En quarante ans d'efforts, la France a bâti une industrie nucléaire complète qui dispose de la maîtrise technologique et industrielle pour concevoir, étudier, réaliser et exploiter les systèmes de production de l'électricité nucléaire, tout en gérant le cycle du combustible et la prise en charge des déchets.

Note 1
p. 17

Note 2
p. 19

Cette maîtrise repose sur le développement de compétences correspondant au triptyque intégré conception-réalisation-exploitation, unique au nucléaire français. En particulier, des capacités d'ingénierie globales (conduite des grands projets) et de génie nucléaire (conception du système nucléaire et disciplines techniques spécifiques) ont été rassemblées chez Framatome comme à EDF. Des usines spécialisées fabriquent les équipements lourds.

L'utilisation méthodique du retour d'expérience des réalisations et de l'exploitation a été le ressort d'un processus d'amélioration continue qui constitue le fondement :

■ **d'une industrie vivante** : comme les industries les plus dynamiques, elle s'appuie sur le retour d'expérience d'exploitation afin d'innover dans les paliers en conception puis de mettre en œuvre et d'éprouver les progrès dans les tranches en construction ;

■ **de bonnes conditions d'exploitation du parc existant** : les capacités industrielles renouvelées et le retour d'expérience conduisent à améliorer les paliers en exploitation, leur conduite et leur maintenance.

La standardisation est la clé d'un avantage concurrentiel

Confiante dans sa maîtrise technique, EDF a

investi mille milliards de francs dans un programme de 58 tranches, standardisées par paliers. La standardisation, associée au retour d'expérience systématique, a engendré une grande efficacité de l'industrie et de l'action des Autorités de Sûreté et a permis à EDF de réaliser des investissements qui fondent aujourd'hui l'avantage compétitif d'un kWh bon marché.

L'industrie européenne doit conserver son avance

L'EPR est un produit de conception nouvelle, développé par Framatome et Siemens. Conjuguant les atouts des techniques française et allemande et répondant de façon assurée aux contraintes d'utilisation, – car résultant d'une évolution des modèles actuels –, il comporte des avancées sensibles. Aujourd'hui, le plus crédible de ses concurrents semble être l'ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) de General Electric.

Note 3
p. 23

Reporter ses espoirs de renouvellement sur des développements lointains serait risqué. Les qualités des performances des réacteurs à sûreté dite intrinsèque n'ont jamais encore été démontrées par une réalisation industrielle.

Note 5
p. 31

Le HTR (High Temperature Reactor) présente de nombreuses caractéristiques attrayantes, mais ne sera pas en phase industrielle avant 20 ans. Il n'a pas franchi l'épreuve d'une autorisation de sûreté puis d'une réalisation réussie à l'échelle de quelques centaines de mégawatts, seule base d'appréciation de la faisabilité pratique et de l'économie du projet.

Si les capacités de l'industrie européenne ne sont pas maintenues, le renouvellement du parc de centrales nucléaires sera coûteux et difficile

Note 4
p. 27

Le parc électronucléaire français a pu être construit rapidement et avec succès, à partir de 1970 et notamment dans le cadre du programme quantitatif lancé en 1973, grâce à un environnement économique, politique et industriel singulier.

Cette belle réussite ne doit pas cacher les difficultés rencontrées. Les défauts de jeunesse et les difficultés d'apprentissage au début de l'exploitation n'ont pas manqué, avant d'atteindre une bonne disponibilité.

Note 5
p. 31

La réussite française est à mettre en parallèle avec les difficultés américaines sur la même période de 1970 à 1990. La précipitation des électriciens s'est traduite par une grande hétérogénéité du parc installé. L'absence de nouvelles réalisations a depuis affaibli l'industrie qui a dû se réfugier dans la fourniture de services aux exploitants nucléaires.

Avec l'arrêt des réalisations de centrales, le tissu industriel devient fragile. L'effort du CEA s'est grandement ralenti. L'industrie lourde et les multiples ingénieries françaises, qui ont servi de creuset il y a trente ans, sont décimées.

L'environnement est ainsi devenu moins porteur et les exigences se sont accrues tandis que les moyens et le réservoir de compétences vont s'amointrer. Il deviendra encore plus difficile de rééditer l'exploit des années 70 dans vingt ans.

Si, faute de continuité dans les réalisa-

tions, les capacités de l'industrie européenne de conception et de réalisation actuelles n'étaient pas maintenues, le redémarrage, pour renouveler le parc de centrales nucléaires, serait très difficile, coûteux et aléatoire.



Achevée en 1986, la centrale de Paluel est la tête de série du palier 1300 MWe. La mise en service de la première tranche en 1984 précède largement celle de sa référence américaine South Texas, réalisée par Westinghouse.

L'option nucléaire doit rester ouverte pour préserver l'avenir

Les choix énergétiques des nations, qu'ils soient pris en charge par la puissance publique ou laissés à la responsabilité des acteurs économiques, reposent sur une réflexion qui doit intégrer le long terme.

Dans les années 50 à 70, période de croissance élevée et continue, ces choix étaient guidés par la nécessité d'équiper massivement le pays et par un engagement fort du monde politique et de l'opinion en faveur de l'indépendance énergétique de la France. Ce qui était vrai pour la France, valait aussi plus généralement dans l'ensemble des pays occidentaux.

Aujourd'hui, la situation est caractérisée par la montée des incertitudes :

■ **incertitudes techniques** (réalité de l'effet de serre, prise en compte croissante des aspects environnementaux, estimation des ressources énergétiques, perspectives liées à de nouvelles formes de production d'énergie),

■ **incertitudes économiques** (volatilité et évolution à long terme des prix des combustibles fossiles, prise en compte des externalités, perspectives de croissance économique, découplage PNB / énergie consommée dans la "nouvelle économie", prévision des besoins énergétiques, organisation des producteurs d'électricité),

■ **incertitudes géopolitiques** (instabilité politique des principaux fournisseurs de l'Europe en gaz et en pétrole, évolution des alliances politiques et des pôles économiques).

Ces incertitudes se répercutent sur les prévisions des coûts de production. La dérégulation

de l'électricité engendre une guerre des prix qui ramène nombre de transactions au coût marginal en pariant sur des ressources gazières illimitées et très compétitives : l'électricité se négocie en Europe à un niveau inférieur à 15 c/kWh qui ne semble pas tenable à long terme.

Maintenir l'option nucléaire ouverte

Il faut donc préparer l'approvisionnement énergétique futur en ménageant les options susceptibles d'apporter une réponse aux diverses évolutions possibles du contexte, c'est-à-dire :

- la disponibilité (ou l'indisponibilité) de ressources fossiles en grandes quantités à des prix bas, voisins des niveaux actuels,
- l'acceptation (ou le refus) politique et publique du recours à l'énergie nucléaire,
- la disponibilité (ou l'indisponibilité) des technologies et savoir-faire industriels.

Or, les savoir-faire associés à l'électricité produite à partir de charbon ou de gaz sont répandus : s'il était nécessaire d'y recourir massivement, le retour à partir du nucléaire vers le gaz se ferait sans difficulté particulière. En revanche le retour au nucléaire serait long et coûteux si la maîtrise avait disparu.

Dans un contexte aussi mouvant, le principe de précaution impose de ne pas se reposer sur une ressource unique : compte tenu de ses nombreux avantages, le nucléaire doit être maintenu dans l'ensemble des ressources accessibles. Sur le seul plan de la protection de l'environne-

Note 11
p. 45

Note 6
7
p. 33

Note 8
9
10
p. 39

Note 7
p. 35

ment, les engagements pris en matière d'émission de gaz polluants font obligation de maintenir l'option nucléaire ouverte pour l'approvisionnement de l'Europe et pour le renouvellement du parc existant. Le Gouvernement s'est d'ailleurs déjà prononcé en faveur du maintien de l'option nucléaire ouverte.

Mais, pour appliquer ce principe, deux orientations sensiblement différentes peuvent être retenues :

PREMIÈRE ORIENTATION : Étudier et réaliser la centrale de référence de l'EPR dès que possible

La décision de réalisation d'une centrale de référence dans la logique des paliers standardisés, peut sembler représenter un engagement précoce, mais, dans les faits, elle permet simplement de préserver la possibilité de choisir, le moment venu, la technologie nucléaire en continuité avec les REP actuels, pour le renouvellement d'au moins une partie du parc actuel.

La réalisation d'une centrale de référence est nécessaire pour assurer la continuité industrielle jusqu'au renouvellement du parc installé. Une telle réalisation s'impose pour faire évoluer les technologies et les pratiques et les mettre au banc d'essai. Cette même dynamique imprègne toutes les industries vivantes.

Note 12
p. 47

Cependant, le calendrier du renouvellement est flou. La prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de quarante ans reste incertaine et ne sera probablement pas uniforme. Le lancement de la réalisation de la centrale de référence en 2003 serait cohérent avec la mise en exploitation d'un palier standardisé à partir de 2020 (soit après quarante ans d'exploitation du parc actuel). On pourrait ainsi bénéficier du retour d'expérience d'exploitation de la centrale de référence et de la possibilité d'ajuster le palier standardisé pour en obtenir les meilleures performances.

Note 18
p. 61

La décision de réaliser la centrale de référence est essentielle pour assurer mieux l'exploitation du parc existant. En effet, la capacité de concep-

tion de système nucléaire et d'innovation consolide l'exploitation du parc dans la durée. Ainsi, le soutien disponible d'une industrie dynamique et en continuel perfectionnement permet de perpétuer les bons résultats en sûreté et compétitivité du parc actuel. On peut donc avancer que cela constitue une condition nécessaire et importante pour exploiter en qualité un parc dont la durée de vie sera longue.

En conséquence, si par chance il se révèle que les conditions sont propices à une exploitation du parc actuel jusqu'à cinquante ans et plus, la "précaution" d'avoir engagé l'EPR aura été utile. Le coût correspondant à cette décision est réduit, comparé aux coûts évités. Avec un parc existant correspondant à un investissement de 1 000 milliards de francs, un investissement sur 10 ans de 1 % au total de ce montant pour améliorer l'exploitation, valoriser l'outil de production et préparer sa relève, apparaît industriellement raisonnable sinon usuel.

Sur le plan du rayonnement commercial dans le monde, la France a acquis une position de leader industriel dans cette industrie où elle est associée à l'Allemagne. Notre industrie possède ainsi des perspectives solides d'exportation, notamment en Asie. L'engagement dans l'EPR servira également de référence et de support pour l'exportation.

Au moment où le nucléaire traverse une longue période creuse, la concurrence génère la consolidation des vendeurs autour de quelques groupes : General Electric, BNFL, Framatome. Le jeu des atouts et des contraintes conduit aussi à la formation de partenariats autour de Framatome : avec Siemens et, pourquoi pas, bientôt avec la Chine.

Il y a au total une responsabilité nationale et même au plan européen à maintenir notre présence dans le monde au cœur d'une industrie stratégique, avancée, riche en emplois de haut niveau intellectuel et professionnel, créatrice de valeur et protégeant l'autonomie énergétique future de l'Europe.

Note 13
p. 51

Note 14
p. 53

SECONDE ORIENTATION : Attendre que se manifeste le besoin de nouvelles capacités de production

Ce scénario pourrait apparaître naturel dans la mesure où le lancement d'une tranche nucléaire représente un investissement et qu'il n'y a pas aujourd'hui de sous-équipement au niveau de la production d'électricité en France : la tentation pourrait exister d'attendre, sans nouvelle réalisation, que les besoins se manifestent en espérant que la durée de vie dépassera les quarante ans pris en compte à la conception. Mais cet attentisme aurait des conséquences directes, inéluctables et irréversibles :

■ Sur la compétence industrielle

Les capacités se délitent progressivement : le maintien des compétences suppose impérativement le maintien d'un volume d'activités significatif dans chacun des domaines. C'est, en particulier, le cas pour la conception de systèmes nucléaires ; l'exportation dans les conditions actuelles ne peut suffire à ce maintien car le plus souvent elle implique la reconduction de modèles éprouvés et procure un faible volume d'activités pour l'industrie française.

Si l'engagement de l'EPR est suspendu, un dépérissement qualitatif risque de se produire avec une perte de la maîtrise complète de la technique. Cette même difficulté se fera jour du côté des organismes de contrôle, ceux-ci n'étant plus amenés à évaluer de nouveaux projets. Les capacités de production d'équipements nucléaires lourds disparaîtront rapidement et les capacités d'ingénierie de conception s'amourcissent peu à peu.

■ Sur l'exploitation du parc existant

Lorsque le processus d'innovation s'arrête, la maîtrise s'étiolle : en l'absence de projet comme l'EPR, même si une partie des compétences se maintient grâce à l'exploitation, le dépérissement de l'activité d'ensemble entraînera un risque de baisse de la disponibilité et de stagnation du niveau de la sûreté d'exploitation. Ce

risque n'est pas une simple spéculation ; des exemples sont connus de nations, naguères illustres dans le domaine, où la compétence de l'industrie et des régulateurs s'est dangereusement affaiblie.

■ Sur la capacité de renouvellement

Il faut également considérer les possibilités et les conditions du renouvellement du parc, - au moins partiellement -, par du nucléaire après une interruption des réalisations. Si la durée de vie est amenée jusqu'à cinquante ans et davantage, la traversée du désert sans nouveau projet sera très longue : l'hypothèse de renouveler ce qui a été vécu dans les années 70 est improbable car les conditions auront changé.

Rompre la continuité sur l'EPR paraît ainsi conduire à la fermeture de facto d'une option nucléaire basée sur une technologie européenne lors du renouvellement du parc ; n'ayant pas été développée, cette filière technologique semblerait ancienne et donc obsolète et risquée.

■ Sur le maintien de l'avantage compétitif d'EDF en production

Par ailleurs, ne maîtrisant plus toute la technique, EDF aura du mal à bâtir ses avantages concurrentiels de production. Or, c'est un enjeu majeur pour EDF, puisqu'il s'exprime par un différentiel de plusieurs c/kWh environ, de bâtir ses avantages comparatifs futurs dans la production par des centrales nucléaires si ce choix se révèle bon.

■ Sur l'indépendance énergétique et la puissance économique de l'Europe

L'Europe dépend largement de ressources énergétiques exogènes dont les incertitudes ont déjà été commentées. Se priver de la possibilité de recourir à l'énergie nucléaire pour fournir la production de base, en laissant les moyens industriels s'effondrer, relève de l'imprudence alors que la stratégie devrait être orientée par la recherche du " regret minimum " dans un monde où les pôles économiques et les alliances politiques évolueront grandement dans les vingt ans qui viennent.

L'Europe, comme les autres grands pôles éco-

Note 15
p. 55

Note 16
p. 57

Note 17
p. 59

nomiques, cherche à se doter d'avantages concurrentiels dans des domaines d'excellence. Si, abandonnant la voie de l'EPR, elle laisse périlcliter son avance actuelle d'une quinzaine d'années, elle se retrouvera, au moment où le nucléaire s'imposera - par ses qualités propres et par l'absence d'autre moyen de substitution massive -, inféodée à la domination industrielle d'autres continents. Ce déclin se manifestera par étapes : la perte de leadership technique et la difficulté de promouvoir, en l'absence de référence européenne, un modèle nucléaire performant freineront les exportations ; la mainmise de la réglementation et de la normalisation américaines, au niveau international et, à terme, en Europe, fera le lit des vendeurs avec qui elle est naturellement établie ; in fine, EDF et les électriciens européens ne pourront que recourir à un nucléaire américain revivifié avec qui l'industrie européenne trouvera difficilement sa place. Un recommencement basé sur une technique étrangère serait très coûteux.

En conclusion, seul le scénario de continuité sans hâte et sans rupture permet de préparer l'avenir de façon raisonnée, en laissant ouvertes toutes les possibilités de choix lors du renouvellement du parc existant, et en maintenant une industrie vivante qui constitue le seul contexte réaliste d'une exploitation prolongée du parc nucléaire.

Par son programme nucléaire, la France et à travers elle l'Europe ont acquis un savoir-faire stratégique du point de vue de la compétitivité économique, comme du point de vue de l'indépendance énergétique. La décision de maintenir ouverte l'option nucléaire conduit à la préservation des acquis industriels. Différer le lancement de l'EPR jusqu'à ce que les besoins de renouvellement du parc nucléaire existant le demandent, conduirait à un dépérissement de l'industrie nucléaire et ferait de fait l'option nucléaire pour EDF et pour l'Europe.



Dimensionnée pour produire simultanément les composants de six tranches par an, l'usine Framatome à Chalon-Saint-Marcel a fabriqué tous les gros composants chaudronnés du programme nucléaire français.



Les deux tranches de la centrale de Civaux représentent le stade le plus avancé de la technologie nucléaire actuelle. Elles constituent également l'étape ultime de la francisation d'une filière initialement développée aux États-Unis.

NOTES DOCUMENTAIRES

Références principales

- Rapport sur l'aval du cycle nucléaire T. I : Etude générale - Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques - Christian BATAILLE et Robert GALLEY - juin 1998.
- Rapport sur l'aval du cycle nucléaire T. II : Les coûts de production de l'électricité - Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques - Christian BATAILLE et Robert GALLEY - février 1999.
- L'énergie nucléaire en 110 questions - Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières - janvier 2000.
- Le principe de précaution - Rapport au Premier Ministre - Philippe KOURILSKY et Geneviève VINEY - janvier 2000 - La Documentation française.

L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE FRANÇAISE

Pendant 25 ans après la fin de la 2^e guerre mondiale, l'expansion de l'économie mondiale, en général, et de la France en particulier, s'est accompagnée d'une fringale d'énergie que rien ne semblait pouvoir arrêter. Les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont permis, surtout dans les pays occidentaux, une prise de conscience pour tous de l'obligation de mieux maîtriser leurs besoins énergétiques et les moyens de les satisfaire. On conçoit, dans ces conditions, l'importance attachée à la réalisation d'un programme ambitieux de réalisation de centrales nucléaires d'un type éprouvé. Il fallait faire vite, et le mieux possible.

Ceci s'est traduit pour EDF par deux mots d'ordre :

- **standardiser au maximum**, tout en n'ignorant pas les progrès possibles (d'où la politique de paliers),
- **maîtriser l'ensemble des fournisseurs** par un découpage qui, assurant à EDF un rôle d'architecte industriel en plus de celui d'exploitant, permettait de garantir la sûreté et la qualité des installations, dans de bonnes conditions économiques. En effet, il faut noter la capacité d'EDF à "bien acheter" : passer des contrats fonctionnels à responsabilité globalisée et tirer parti de l'effet de volume pour pousser les constructeurs à s'organiser industriellement et à tirer les coûts et les prix.

Bien entendu, le pouvoir politique exerçait sa tutelle : il avait pris en charge la politique énergétique, pesé l'importance de l'indépendance énergétique, adopté le nucléaire et décidé de la réalisation d'un programme. La Commission PEON examinait les besoins futurs et proposait les programmes d'équipement. Le pouvoir poli-

tique veillait à la convergence de tous : EDF, constructeurs, CEA. Les Autorités de Sûreté s'attachaient à ce que la sûreté soit assurée, mais sans exiger un formalisme inapproprié. EDF et Framatome, fournisseur de la chaudière, coopéraient dès le départ à la résolution des problèmes de sûreté dans un esprit constructif.

Framatome développa ses compétences sur la chaudière nucléaire ; Alstom développa les siennes sur la salle des machines. EDF assura les fonctions d'architecte industriel pour tout ce qui concernait les auxiliaires nucléaires et hors nucléaire. **La synergie, au sein de Framatome, entre ceux qui conçoivent les gros équipements (cuve et générateurs de vapeur) et ceux qui fabriquent fut et demeure toujours très appréciée**, se traduisant par une meilleure efficacité au niveau de la conception et de la réalisation. Par ailleurs, EDF et Framatome décidèrent, à l'instigation de l'Autorité de Sûreté française, de formaliser un ensemble cohérent de RCC (Règles de Conception et de Construction des centrales nucléaires). Cet énorme travail de rédaction technique était destiné tout à la fois à simplifier les relations entre Framatome et ses partenaires en France et à faciliter l'exportation des centrales nucléaires.

La France a bâti une industrie nucléaire globale dont EDF a su retirer un avantage compétitif

Cette organisation a permis une réalisation du programme nucléaire dans des temps records et avec une standardisation bien réussie des équipements.

EDF a mis en œuvre la standardisation du parc nucléaire français, qui est l'une des causes fondamentales de sa réussite. **Comme prévu, des réductions de coûts ont été obtenues grâce à la courbe d'expérience et à l'effet de série** : les plans des centrales sont valables pour des séries entières et la durée du montage de la chaudière passe de quarante et un à vingt-sept mois.

Le parc électronucléaire représentait en 1997 avec 61,2 GWe installés, 54,6 % de la capacité de production d'électricité française. Or, avec 376 TWh produits, l'électronucléaire a assuré 78,2 % de la production d'électricité. Cette mise à contribution plus que proportionnelle du nucléaire est une indication de sa compétitivité en fourniture de base. ■

L'AVAL DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

L'objectif de l'ensemble des opérateurs français a été de maîtriser l'ensemble des techniques susceptibles d'intervenir dans la filière, couvrant donc l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le retraitement du combustible irradié

Chaque année, EDF décharge de ses réacteurs de 1100 à 1200 tonnes de combustible irradié, qui est constitué des éléments suivants :

- uranium enrichi à teneur résiduelle de 1 % : 96 %
- plutonium : 1 %
- produits de fission et actinides mineurs : 3 %

En France, le combustible irradié est majoritairement retraité à plus ou moins court terme ; une partie reste stockée à La Hague. Le retraitement consiste à séparer les matières recyclables contenues dans ce combustible, comme l'uranium ou le plutonium, des seuls vrais déchets ultimes, les actinides mineurs et les produits de fission, qui ne présentent plus d'intérêt énergétique et qui sont conditionnés sous la forme de verres aptes à être stockés définitivement.

Le retraitement du combustible irradié obéit à deux motivations. En premier lieu, on récupère les matières énergétiques non consommées, comme l'uranium 235 non brûlé et l'uranium 238 non transformé et on récupère la matière énergétique formée au cours de la combustion, en particulier le plutonium, qui est lui-même une matière fissile. Pour 1000 kg de combustible présents au départ, le plutonium formé au cours de l'irradiation représente environ 9 kg. En second lieu, les déchets radioactifs sont séparés et le volume dans lequel ils

sont stockés peut être réduit.

D'une manière générale, le plutonium suscite l'inquiétude par les utilisations militaires qui en ont été faites et par les stocks qui subsistent. Cette inquiétude est renforcée à cause de sa radiotoxicité, la période de ses isotopes les plus abondants étant de surcroît de très longue durée (au bout de deux cents ans, sa part dans la radiotoxicité totale atteint 90 %). Certains pays le considèrent comme un déchet et n'envisagent pas son recyclage.

Pourtant, il peut être recyclé soit, dès maintenant, dans les réacteurs à eau sous pression (REP) sous forme de combustible MOX (mélange d'oxyde d'uranium et de plutonium), soit, si cela s'impose économiquement dans un avenir plus lointain, dans les réacteurs à neutrons rapides qui permettent de le brûler avec efficacité, tout aussi bien que d'en régénérer. Sans permettre l'élimination du plutonium, le recyclage retarde la croissance des stocks. Quant à l'uranium de retraitement (de même d'ailleurs que l'uranium appauvri produit en aval des usines d'enrichissement), il peut être réutilisé ou entreposé sans difficulté. Notons qu'en 1999, 17 REP français étaient chargés en combustible MOX ; 3 autres le seront en 2000.

Les déchets radioactifs

Comme toute activité industrielle, l'industrie nucléaire produit des déchets, que ce soit pour la production d'énergie, pour la recherche ou pour la santé. Or, il est parfois reproché à l'industrie nucléaire de produire des déchets dont elle ne sait que faire. Il ne faut pas oublier que, si la production des trois quarts de l'électricité

nationale occasionne environ 1 kg de déchets radioactifs par habitant et par an, dont 100 g sont des déchets à vie longue et 5 g des déchets à vie longue et haute activité, l'industrie classique produit environ 2500 kg de déchets industriels par habitant et par an. D'ailleurs, parmi ces déchets industriels, certains sont plus toxiques que les déchets nucléaires, et cela pour une durée infinie.

Si les quantités de déchets radioactifs sont faibles, leur nocivité potentielle nécessite un traitement des plus rigoureux. Leur gestion doit être assurée avec le double souci de préserver l'environnement, en évitant toute dispersion de matière radioactive, et de limiter les contraintes pour les générations futures. La gestion des déchets radioactifs est de la responsabilité de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA). L'ANDRA est depuis la loi du 30 décembre 1991, explicitée plus loin, un établissement public autonome, indépendant des producteurs de déchets.

La France se préoccupe des déchets radioactifs depuis environ 50 ans. Ils sont regroupés en trois catégories : les déchets très faiblement radioactifs, les déchets radioactifs à faible et moyenne activité et à vie courte, les déchets à moyenne et haute activité et à vie longue.

■ **Pour les déchets très faiblement radioactifs**, un stockage spécialisé est prévu, dont la conception serait proche d'une décharge classique.

■ **Pour les déchets radioactifs à faible et moyenne activité et dits "à vie courte"**, parce qu'ils deviennent inoffensifs au bout de quelques centaines d'années, la technique pour les isoler de l'environnement consiste à placer les "colis" dans des structures bétonnées, recouvertes ensuite d'une couche imperméable constituée de plusieurs matériaux. Ils vont dans les centres de stockage définitifs en surface. Le premier centre de

stockage de ce type est situé près de La Hague dans le département de la Manche. Ouvert en 1969, il est arrivé à saturation en 1994 et sera surveillé durant une période de quelques 300 ans. Depuis 1992, un nouveau centre de stockage plus moderne est ouvert : il s'agit du centre de l'Aube, situé à Soulaines, destiné à recevoir un million de m³ de déchets radioactifs, soit plus de quarante ans de production de déchets.

■ **Quant à la gestion des déchets radioactifs à moyenne et haute activité** et à vie longue, depuis 1991, pour répondre aux attentes des citoyens et aux impératifs de la filière nucléaire, la question est traitée publiquement. La loi du 30 décembre 1991, dite loi Bataille, définit d'une part un cadre législatif qui donne toute garantie sur l'intervention du Parlement pour les décisions clés. Elle fixe d'autre part un horizon de temps et une méthode pour les études à conduire et les réalisations à mettre en œuvre dans le but d'apporter les meilleures solutions au traitement des déchets nucléaires. S'agissant des études à conduire, la loi du 30 décembre 1991, dans son article 4, définit trois axes principaux :

- la recherche de solutions permettant la séparation et la transmutation des éléments radioactifs à vie longue présents dans ces déchets,
- l'étude des possibilités de stockage réversible ou irréversible dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains,
- l'étude des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée en surface de ces déchets."

Pour l'instant, ces déchets sont entreposés temporairement en surface dans des conditions sûres, sur les lieux mêmes de séparation et de conditionnement - La Hague, Marcoule - ou dans les centres du CEA. Cet entreposage est pratiqué de façon sûre depuis des dizaines d'années.

La séparation et la transmutation

La séparation et la transmutation des radioéléments à vie longue (axe 1 de la loi de 1991, sous la responsabilité du CEA) consistent en leur transformation en radioéléments à vie plus courte pour en réduire la toxicité. Des recherches ont montré les possibilités théoriques d'élimination de certains des éléments radioactifs à vie longue par les surgénérateurs ou à l'aide de systèmes innovants tels que les systèmes hybrides (constitués d'un accélérateur de particules et d'un réacteur sous-critique). Pour ces derniers, il reste toutefois à explorer la faisabilité spécifique, sans doute pour chaque élément. Pour les surgénérateurs, on peut utiliser Phénix, la seule installation existante après la fermeture de Superphénix. Néanmoins, la transmutation ne permettrait pas de se passer du stockage de la partie des déchets qu'elle n'aurait pas éliminée.

Le stockage dans les formations géologiques profondes

Le sens commun veut que plus le stockage est profond, plus la sûreté est grande. Avec un dispositif de stockage en couche géologique profonde (axe 2 de la loi de 1991, sous la responsabilité de l'ANDRA), des durées extrêmement longues, de plusieurs centaines de milliers d'années, peuvent être envisagées, en termes de stabilité de la présence des radioéléments en profondeur. Le principe de sûreté du stockage profond est l'interposition, entre le colis de déchets et les populations environnantes, d'une barrière dont la dimension est telle que la migration des radioéléments vers la surface est très peu probable. Des techniques existent pour maximiser la sûreté des colis eux-mêmes : la multiplication des barrières entourant les colis et l'utilisation de matrices d'immobilisation d'une durabilité étendue.

Le CEA a mis au point des modèles mathématiques du comportement des matrices de verre

en situation de dissolution. Sous réserve de vérifications expérimentales complémentaires, ces modèles montrent que la durabilité d'une matrice de verre en contact direct avec une eau basique et réductrice (cas le plus fréquent) est de 100 000 ans. Avec la multiplication des barrières, la durabilité sur des temps géologiques est en pratique assurée.

De nombreux thèmes de recherche nécessitent des expériences en laboratoire souterrain. Parmi ceux-ci, on peut citer la durabilité des conditionnements et des barrières dans les milieux géologiques profonds, la migration des radioéléments dans le sol, les procédés de manutention, de dépôt et de reprise des colis, etc. Tout cela rend nécessaire la construction des deux laboratoires - au moins - prévus par la loi du 30 décembre 1991. Lors du Comité interministériel du 9 décembre 1998, le Gouvernement a décidé la construction de deux laboratoires d'étude du stockage en couches géologiques profondes : dans l'argile sur le site de Bure, dans l'Est et dans le granit sur un site à déterminer.

L'entreposage de longue durée en surface et en sub-surface

L'axe 3 de la loi de 1991 couvre le développement et la qualification de dispositifs permettant la conservation des déchets dans des conditions acceptables de sûreté pendant des durées se comptant en décennies ou en siècles, dans l'attente des modalités de gestion issues des recherches des axes 1 et 2. La première contrainte de la surface et de la sub-surface provient de la nécessité d'une surveillance permanente, même à distance, des installations. Le risque d'intrusion est évidemment plus élevé qu'en stockage profond. Les conséquences d'un éventuel relâchement de radioactivité sont plus immédiates. Cette surveillance doit porter à la fois sur la sécurité physique des installations et sur leur sûreté.

La production des déchets

La production des produits de fission est proportionnelle à l'énergie produite; aussi, les modèles de réacteurs ne se différencient-ils pas à ce sujet. Par contre, la production des transuraniens varie selon les types de réacteurs. En effet, le plutonium qui se forme par irradiation de l'uranium 238 est exposé au rayonnement neutronique et brûlé in situ en produisant de l'énergie. La production de plutonium extrait avec le combustible usé diminue donc, à production d'énergie égale, lorsque le taux de combustion augmente. L'EPR se placera bien de ce point de vue. Le HTR, dont le combustible demeure très longtemps en réacteur, serait nettement plus performant encore, mais il n'est pas encore industriel.

Le recyclage permet également de brûler du plutonium à la place d'uranium 235; l'EPR pourra être chargé entièrement avec du combustible MOX.

Enfin, en théorie, l'utilisation de thorium comme matériau fertile permettrait de produire de l'uranium 233 fissile au lieu de plutonium, mais cette voie n'a guère été explorée.

L'industrie nucléaire se préoccupe de ses déchets et a su jusqu'à maintenant les gérer. La loi du 30 décembre 1991 a permis de laisser un temps de réflexion à la collectivité nationale pour choisir le meilleur mode de gestion futur des déchets à haute activité et à vie longue, grâce aux diverses voies de la loi de 1991. Il est possible que, pour leur gestion finale, il n'y ait pas une voie unique. Le Parlement est informé tous les ans de la progression des recherches. La loi de 1991 prévoit en outre qu'un bilan global des recherches sera fait en 2006, de manière à choisir la solution la meilleure et la mieux adaptée pour la gestion des déchets à haute activité et à vie longue. L'Assemblée nationale et le Sénat auront alors à statuer sur les solutions

que la communauté scientifique et le Gouvernement lui présenteront. ■

L'EPR

Les études de l'EPR, projet de réacteur franco-allemand, ont été engagées en 1992 et la conception est aujourd'hui terminée. Ce projet est porté par la volonté de coopération entre la France et l'Allemagne à différents niveaux :

- d'abord au niveau des constructeurs, Siemens et Framatome, dont l'accord de coopération signé en avril 1989 est à l'origine du projet,
- ensuite au niveau des Autorités de Sûreté, qui ont dû confronter leurs approches, et dans une certaine mesure les harmoniser,
- enfin au niveau des compagnies d'électricité qui soutiennent le projet.

L'EPR est un produit de conception nouvelle qui représente un exemple parfait d'innovation. Il a été conçu par la mise en commun des connaissances accumulées par Framatome et Siemens qui maîtrisent chacun une technologie propre de REP. Les choix de l'EPR ont résulté d'une confrontation rigoureuse et sincère des solutions adoptées dans chaque pays. Les experts et Autorités de Sûreté français et allemands ont analysé ensemble les grands objectifs et les critères de sûreté et, en parallèle, la conception de l'EPR. Cristallisant les atouts conjugués des techniques française et allemande et répondant de façon assurée aux contraintes d'utilisation, car il résulte d'une évolution des modèles actuels, il comporte des progrès sensibles. Sa sûreté est accrue puisque, seul modèle au monde à offrir ce niveau de confinement, il peut supporter un accident grave de fusion du cœur sans effet sur l'environnement voisin de la centrale. Cela est acquis alors même que sa sûreté intrinsèque, c'est-à-dire les protections

vis-à-vis des accidents graves a été notablement améliorée. Le coût de l'électricité produite est compétitif dans des hypothèses vraisemblables d'évolution du prix des énergies concurrentes.

L'îlot nucléaire EPR est une filiation directe avec les tranches françaises de type N4 (centrales de Chooz et de Civaux) et Konvoi, dernière famille de réacteurs construits en Allemagne.

Pour l'îlot nucléaire, l'avant-projet détaillé a d'abord consisté à analyser différentes options techniques répondant aux avis des Autorités de Sûreté, avec une volonté constante d'optimisation des coûts et une recherche de réalisme dans les approches.

Pour l'îlot conventionnel, les études ont eu pour but essentiel la recherche des options les mieux adaptées techniquement et les plus intéressantes économiquement, en anticipant, au travers d'une discussion élargie avec les principaux constructeurs européens de groupes turboalternateurs, les tendances des marchés futurs de machines de grande puissance.

Une conception "évolutionnaire"

Le choix d'une conception "évolutionnaire" a été retenu, conformément aux orientations définies par les Autorités de Sûreté, pour bénéficier pleinement de l'expérience de construction et d'exploitation des réacteurs en fonctionnement en France et en Allemagne, mais aussi dans le reste du monde. Ce capital de connaissance et d'expérience commun, sur la base des réalisations des deux pays, est un acquis considérable qui donne une dynamique

unique au processus de développement de l'EPR. **C'est le premier réacteur dont la conception prend en compte aussi complètement le retour d'expérience d'exploitation du parc.**

Le niveau de sûreté est renforcé parce que dans le domaine scientifique et industriel, la mise en pratique de l'amélioration de "l'état de l'art" est une attitude logique et constante. D'une part, une baisse de la probabilité d'endommagement du cœur est obtenue à partir de la réduction de la probabilité d'occurrence des événements initiateurs et par une meilleure fiabilité des systèmes de sécurité. D'autre part, une limitation des conséquences radiologiques en cas d'accident est obtenue grâce à la conception de l'enceinte de confinement et des systèmes qui en assurent l'intégrité mécanique pour ce type d'accident. Il est le seul modèle au monde à offrir ce niveau de confinement.

Par ailleurs, un travail approfondi a été effectué au cours de l'avant-projet détaillé pour veiller à ce que la conception conduite à des niveaux d'exposition du personnel au cours de l'exploitation aussi faibles que possible.

Les fonctions de sûreté les plus importantes sont assurées par des systèmes diversifiés et redondants. Les combinaisons de fonctions qui augmenteraient la complexité de fonctionnement des systèmes sont évitées. Une redondance d'ordre quatre (dite à quatre trains) est appliquée aux systèmes de sûreté et aux systèmes support associés. Cette architecture rend possible la maintenance en cours d'exploitation, ce qui contribue à augmenter la disponibilité.

Les différents trains des systèmes de sûreté sont installés dans quatre bâtiments différents pour lesquelles une stricte séparation physique est appliquée. Une défaillance de mode commun qui résulterait d'une agression interne (inondation, incendie) ou externe (chute d'avion) est donc exclue.

La réduction du risque qui résulterait des défaillances de mode commun qui peuvent affecter les systèmes redondants a été obtenue par une application systématique d'une diversification fonctionnelle. Si un système redondant est complètement perdu, il existe toujours un système diversifié qui permet d'assurer la fonction et d'amener l'installation dans un état sûr.

Diverses dispositions, dont la présence de quatre trains pour les systèmes de sûreté, ont permis de **diviser par dix la probabilité de fusion du cœur, ramenée à 10^{-6} par an.**

En outre, de grands progrès ont été obtenus en matière de sûreté grâce à des dispositions novatrices permettant de **réduire les conséquences d'un hypothétique endommagement du cœur sur les populations environnantes**: même dans ce cas très improbable, le corium (mélange de combustible fondu et de structures métalliques) résultant de cet accident serait confiné et refroidi dans un compartiment dédié, protégeant ainsi le sous-sol, la nappe phréatique et le voisinage immédiat de la centrale :

- renforcement du confinement constitué d'une double paroi avec récupération et filtration des fuites résiduelles,
- l'enceinte est munie d'un système de dépressurisation interne par aspersion, dédié aux situations d'accidents graves,
- un système de dépressurisation du circuit primaire principal est installé sur le pressuriseur pour éliminer le risque de fusion à haute pression,
- des recombineurs catalytiques sont installés dans l'enceinte pour éliminer le risque d'explosion de l'hydrogène après accident. L'augmentation de la pression qui résulterait de la combustion de l'hydrogène est prise en compte dans la conception de l'enceinte (pression de conception de 6,5 bar),
- le réservoir d'eau nécessaire au refroidissement du cœur est implanté dans l'enceinte et peut également servir à recouvrir d'eau le corium. Les parois du compartiment dédié à l'étalement du corium sont protégées de façon

à prévenir l'endommagement du béton de structure et donc maintenir l'étanchéité de l'enceinte,

■ les fuites résiduelles de la paroi interne de l'enceinte vers l'espace annulaire sont reprises par un système de ventilation dédié et envoyées vers des filtres à haute efficacité.

Ces dispositions permettent de réduire considérablement les conséquences sur les populations et sur l'environnement d'un hypothétique accident d'endommagement du combustible. En particulier, les rejets en césium 137 seraient réduits d'un facteur au moins égal à 100 et ceux en iode 131 d'un facteur 1000 par rapport aux centrales existantes. Ces gains se traduisent par l'absence de nécessité d'évacuation en dehors du voisinage immédiat de la centrale, par des mesures de confinement limitées des populations limitrophes, par l'absence de restrictions à long terme concernant la consommation des aliments, évitant ainsi tout besoin de relogement permanent.

Par rapport aux paliers précédents, l'EPR intègre un niveau de protection accru vis-à-vis du risque d'agressions externes et particulièrement de chute d'avion (prise en compte de la chute d'un avion militaire lourd et en conséquence, bunkérisation de certains bâtiments).

Compétitivité

Les évaluations du coût du kWh montrent qu'il est possible d'atteindre une valeur d'environ 18 centimes dans le cas de la construction d'une série de plusieurs centrales. L'EPR se place donc favorablement vis-à-vis des moyens concurrents.

Rendement : la pression au secondaire (78 bar), laquelle conditionne le rendement du cycle thermodynamique au secondaire, est la plus élevée de sa catégorie. Compte tenu de l'état de l'art des turbines à vapeur, un rendement de 36 % peut être obtenu, ce qui est la meilleure valeur pour une centrale nucléaire à eau légère.

Volume des déchets : la conception de la chaudière est compatible avec un combustible à épuisement élevé (jusqu'à 65 GWj/t). Intrinsèquement, un combustible à épuisement élevé permet de réduire le volume de déchets à haute activité par unité d'énergie produite.

Allongement des campagnes et réduction des périodes d'arrêt pour rechargement et maintenance : des gains seront obtenus sur l'allongement des campagnes, avec des cycles de 24 mois. En outre, l'installation générale des équipements est prévue pour faciliter les opérations de maintenance et en réduire la durée.

La conception des systèmes permet de faire des opérations de maintenance en service, ce qui allège le planning des opérations à faire pendant l'arrêt de l'installation. Un arrêt standard en dix-neuf jours est possible pour l'ensemble des opérations nécessaires : refroidissement du réacteur, déchargement du combustible, inspection, maintenance, rechargement puis montée en température.

Disponibilité : la faible durée des arrêts, la réduction du nombre d'arrêts intempestifs dus à des indisponibilités de matériel, permettent de tabler sur une disponibilité globale de 92 %.

Durée de vie : la durée de vie technique de l'EPR est de 60 ans de façon à maximiser le bénéfice économique de l'exploitant.

Installation générale optimisée : l'installation générale est basée sur une nette séparation des systèmes redondants. Par ailleurs, une distinction entre les zones à accès limité, parce que contenant des équipements actifs, et les zones ne contenant que des équipements non actifs, permet de réduire l'exposition du personnel.

La prise en considération systématique des activités de maintenance a également conduit à prévoir des aires de dépose largement dimensionnées pour faciliter les opérations de maintenance.

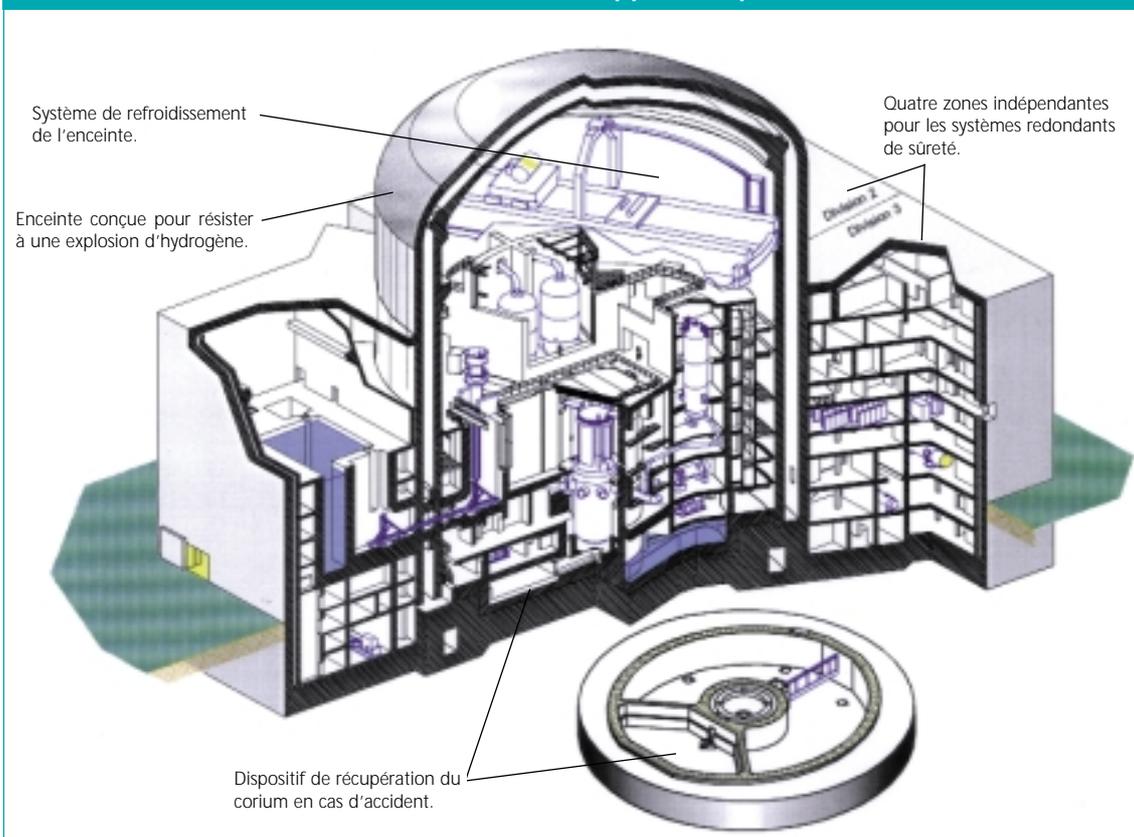
Un modèle performant

Au total, l'EPR est un modèle performant. Bien que son coût de construction soit supérieur à celui du N4, ses options permettent d'escompter une disponibilité améliorée et un coût du cycle du combustible plus faible. **Ceci se traduit par un coût compétitif du kWh, en retrait d'au moins 10 % sur celui du N4.**

Il a été examiné par les Autorités de Sûreté françaises et allemandes et franchit progressivement les étapes de son approbation. En outre, des pas considérables ont été faits vers une harmonisation de la réglementation nucléaire au niveau européen.

Sa puissance d'environ 1 500 MW est adaptée aux réseaux importants, en particulier européens. En effet, dans un réseau maillé de densité européenne, voir apparaître des noyaux de 1 500 MW est une solution raisonnable. ■

Améliorations de sûreté apportées pour l'EPR



LA CONSTRUCTION DU PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE FRANÇAIS

La licence concédée par Westinghouse a donné accès à ce qui était, à l'époque, une excellente conception de chaudière nucléaire. Dans le cadre du programme standardisé d'EDF, soutenu par une politique affirmée du gouvernement, tous les acteurs ont pu collaborer dans une synergie efficace mais sans concession sur le plan de la qualité des réalisations.

Il a fallu vingt ans pour s'affranchir de la licence de Westinghouse en 1981. Ce programme massif, s'inscrivant dans une démarche étalée sur près de quarante ans, a permis d'établir et de maintenir une maîtrise technique complète. Il ne s'est pas, cependant, déroulé sans difficulté. Le choix de la filière a suscité quelques hésitations. La mobilisation des fournisseurs sur des contraintes de qualité spécifiques au nucléaire, inédites à l'époque, a demandé de grands efforts à tous. Le management de grands projets est un exercice périlleux ainsi que le montrent de multiples exemples d'échecs dans d'autres domaines (défense, informatique, travaux publics, etc.).

Le choix de la filière

En 1952, le CEA lance avec le concours d'industriels la construction de 3 réacteurs graphite-gaz (G1, G2 et G3), qui utilisent directement l'uranium naturel, la disponibilité d'uranium enrichi apparaissant à l'époque inaccessible pour un pays de taille moyenne. Acheter de l'uranium enrichi aux Etats-Unis aurait aliéné un peu de la liberté nationale et de cette nécessité politique découle le choix d'EDF : les premières centrales françaises exploiteront la filière graphite-gaz (6 réacteurs lancés à partir de 1956).

Dès cette époque, il était envisagé de prolonger cette première filière par celle des réacteurs à neutrons rapides. Rapsodie diverge en 1962 et Phénix en 1966. Les équipes françaises explorent aussi la filière des réacteurs modérés à l'eau lourde et refroidis au gaz carbonique (EL4). Des compétences nucléaires nombreuses avaient pu ainsi se développer au CEA, à EDF et dans l'Industrie à l'occasion de la réalisation des réacteurs à graphite-gaz et des installations expérimentales du CEA.

En 1964, le gouvernement constitue une commission, dite Commission PEON, chargée d'élaborer un rapport sur les choix des techniques nucléaires et l'ampleur du programme électronucléaire français. Dans un premier temps, le choix de la filière oscille entre la filière graphite-gaz et la filière à eau légère. Le succès de l'usine d'enrichissement d'uranium militaire à l'usine de Pierrelatte montre que la technologie d'enrichissement de l'uranium est maîtrisable. En 1969, la décision prise pour Fessenheim est remise en cause : la centrale se fera bien, mais pas en graphite-gaz. Deux techniques demeurent toutefois en concurrence : la filière à eau sous pression, développée par Westinghouse, avec pour licenciés Framatome en France et Siemens en Allemagne, et la filière à eau bouillante, développée par General Electric, avec pour licenciés Sogerca, filiale de la CGE en France et AEG en Allemagne. Après la réalisation par Framatome des premières centrales de Chooz et de Tihange, lancées respectivement en 1961 et 1969, une connaissance du REP (Réacteur à Eau sous Pression) préexistait ; Framatome avec sa filière à eau sous pression l'emporte en octobre 1970 en proposant

d'entrée de jeu un prix de série. Le même scénario se répète en 1971 pour la construction des centrales de Bugey 2 et 3.

Les contraintes de la licence Westinghouse

La société Westinghouse a mis au point le modèle de réacteur à uranium faiblement enrichi, modéré à l'eau ordinaire sous pression, le REP. Le 1^{er} décembre 1958, plusieurs sociétés des groupes Schneider, Empain, Merlin-Gerin et Westinghouse créent Framatome (Franco-Américaine de Constructions Atomiques). L'unique vocation de Framatome est de défendre une filière toute nouvelle. Framatome est à l'origine une société d'ingénierie nucléaire : son objet consiste à prendre en charge les études et à assurer le rôle d'entreprise générale des chaudières nucléaires. Elle doit, à terme, pouvoir proposer un produit identique à celui de Westinghouse dans ses techniques, ses spécifications et ses performances.

A la mi-février 1959, un accord de licence est signé entre Framatome et Westinghouse et en septembre 1961, Framatome décroche un contrat clé en main pour la construction de la chaudière de Chooz A, centrale prototype de 242 MWe. Dans cette première réalisation, Westinghouse joue un rôle dominant. Celui de Framatome consiste essentiellement à transmettre vers les fournisseurs les contraintes imposées par Westinghouse et Gibbs & Hill, bureau d'études retenu pour la chaudière. La tâche est ingrate, car lesdits fournisseurs sont principalement des sociétés industrielles très prestigieuses, habituées à imposer leurs exigences plutôt qu'à subir celle d'un client, Framatome étant de surcroît une de leurs filiales, mineure et inexpérimentée.

Les Américains imposent des contraintes très rigides. Ils vont jusqu'à refuser les installations de contrôle-commande développées en France et déjà utilisées par EDF dans ses centrales thermiques. Ils exigent partout des com-

mandes manuelles, fussent-elles dépassées par la pratique du moment.

Malgré l'acquisition progressive par Framatome, à l'occasion du programme nucléaire quantitatif, de la pleine maîtrise technique du REP jusqu'à la reconnaissance d'une technologie propre, il faudra plus de vingt ans à Framatome pour s'affranchir de la licence Westinghouse.

Les contraintes de qualité spécifiques au nucléaire

La conception d'ensemble du réacteur à eau sous pression de Westinghouse révèle quelques défauts de jeunesse et des incidents plus ou moins importants se produisent sur la centrale de Chooz A. Cette expérience conduit Framatome à porter une très grande attention à la sûreté et à la qualité, ce qui se traduit par la mise en place d'un système d'Assurance Qualité inspiré de ce qu'on commençait à faire aux Etats-Unis. Cela ne se passe pas sans difficulté. La mise en place de procédures contraignantes est ressentie par certains comme une agression et il faudra beaucoup de pédagogie et d'efforts pour les convaincre. Ce n'est que dans les années 90 que cette politique s'est généralisée dans le monde occidental (normes ISO, série 9000, première édition en 1987).

Mobilisation des fournisseurs

Dès la construction des premières centrales à eau pressurisée, Framatome doit étoffer sérieusement ses moyens. Creusot-Loire construit un atelier "lourd" (cuves), un atelier "hyperlourd" (générateurs de vapeur) et Jeumont-Schneider, un atelier spécial (pompes primaires et mécanismes de commande de barres de contrôle). Après le choc pétrolier, le gouvernement français demande à EDF, en 1974, de lancer un vaste programme de construction de centrales nucléaires (premier contrat programme de 16 tranches de 900 MWe) avec pour objectif d'atteindre un taux d'indépendance énergétique de 50 % en 1990.

Dans leurs prévisions les plus optimistes, Framatome et Creusot-Loire envisageaient jusqu'alors de construire une ou deux centrales par an et s'étaient équipés en conséquence. Or, EDF demande aux dirigeants s'ils pourraient tripler ou quadrupler leur activité. Le pari industriel était énorme.

Les difficultés d'approvisionnement les plus criantes ne se situent pas forcément où on les attend : l'un des problèmes les plus délicats est celui de la robinetterie, avec près de cinq mille vannes, soupapes ou robinets sur un réacteur REP (Réacteur à Eau sous Pression). A cela s'ajoutent les problèmes de logistique pour acheminer les composants lourds - cuves, générateurs de vapeur, etc. - autant que possible par voie d'eau.

Les difficultés d'un parc construit dans l'urgence

Pendant quinze ans, les équipes fonctionnent à plein. Jusqu'à douze chantiers simultanés seront ouverts en France et à l'étranger (capacité demandée de six tranches annuelles, en en ajoutant même deux pour l'exportation).

Il faut avancer coûte que coûte et il n'y a pas toujours le temps de recourir à une longue pédagogie. Il faut parfois prêcher par l'exemple. A l'usine de Chalon-Saint Marcel, il faut aller très vite : structurer une hiérarchie, compléter les effectifs par une embauche massive. L'usine recrute nombre de gens sans culture industrielle qu'il faut intégrer et former et cette période d'adaptation n'est pas toujours facile.

Par ailleurs, la coordination des chantiers est délicate, particulièrement en ce qui concerne les travaux d'installation des circuits auxiliaires dont la robinetterie est complexe. Le programme de construction a été très rapide, et il est arrivé que certains travaux démarrent alors que les précédents étaient encore inachevés, ce qui imposait des reprises, des adaptations, etc.

Parmi plusieurs difficultés techniques, en particulier à Fessenheim qui fait office de tête de série, un événement majeur survient en décembre 1978 : des micro-fissures ou DSR (Défauts Sous Revêtement) sont détectées dans le métal d'une cuve à l'usine du Creusot. Le défaut, lié à l'opération de revêtement des cuves, est générique : toutes les cuves installées ou en fabrication sont mises en cause. Framatome réagit aussitôt en dégageant des moyens à la hauteur de l'enjeu. On se situe alors à la limite des connaissances de l'ingénieur. Il faut améliorer les moyens d'investigation (contrôles non destructifs), faire évoluer la fabrication, et affiner les calculs (mécanique de la rupture, modélisation de la propagation des fissures). Il faut aussi une expertise forte des organismes de contrôle, et notamment du BCCN (Bureau de Contrôle des Constructions Nucléaires), qui contribue à éclairer et à résoudre les problèmes techniques. Après de multiples investigations, il est démontré que ces défauts n'affectent pas la sûreté. Le procédé de fabrication est cependant modifié pour éviter dès lors tout risque d'apparition de micro-fissures.

Par ailleurs, en 1975, à l'occasion d'une campagne visant à définir et à préparer les futures opérations de maintenance, on détecte des défauts sur les tubes de générateurs de vapeur. On observe en effet la présence de minces dépôts de carbure de chrome, dus à une imperfection du procédé de fabrication et susceptibles de faciliter les phénomènes d'érosion.

Des difficultés se font également jour sur les groupes turbo-alternateurs.

Tirer les enseignements du retour d'expérience

La volonté de prendre en compte systématiquement et sereinement le retour d'expérience d'exploitation s'est faite jour au fur et à mesure du déroulement du programme.

Finalement, la réalisation du programme nucléaire fut opérée dans des conditions de rapidité exceptionnelles, mais la disponibilité des tranches n'a pas toujours atteint au début le même niveau que celles d'autres pays (Allemagne, Finlande, certaines grandes compagnies électriques des Etats-Unis).

Le lancement d'un EPR maintenant permet d'une part de valider diverses améliorations qui ont été apportées à la conception et d'autre part de détecter assez tôt les problèmes de réalisation afin qu'ils soient tous résolus au moment du déploiement de la série. Parmi les voies de progrès dans la conception, on peut relever des dispositions nouvelles facilitant l'exploitation: repli de puissance avant l'arrêt d'urgence, possibilité d'accéder pour travaux à l'intérieur du réacteur tranche en marche, dispositifs de manutention locale d'équipements contaminés plus répandus, facilités d'inspection. Ces points témoignent de l'effet d'expérience. ■

BILAN DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE AMÉRICAINE

Aux Etats-Unis, 109 tranches nucléaires sont actuellement en service. L'énergie nucléaire représente entre 20 et 22 % de l'électricité américaine, jusqu'à 55 % dans certains états.

Un lancement dynamique en ordre dispersé

La dernière commande de construction d'une centrale aux Etats-Unis date de 1973 et a été suivie d'une traversée du désert durable. L'éparpillement des électriciens n'a pas permis d'adopter la standardisation qu'EDF a su respecter. L'hétérogénéité des filières et des modèles de centrales a engendré un flottement dans certaines études et facilité un harcèlement juridique dans les audiences publiques ("hearings"). Au soutien initial sans faille de l'Administration Fédérale ont succédé alors des doutes et un désengagement politique. Ainsi, en 1975, le nucléaire a été quasiment abandonné, les taux d'inflation et d'intérêt ainsi que les durées de réalisation ayant rendu les coûts de construction rédhibitoires. La réalisation des dernières tranches engagées a duré jusqu'à vingt ans, à cause des hésitations au niveau de l'administration, des réticences de l'opinion publique, mais aussi du manque d'organisation des industriels du nucléaire.

Le gel des constructions de centrales a conduit les entreprises du secteur nucléaire à chercher à exporter leurs produits, même dans des conditions très pénalisantes (transferts de technologie, utilisation de main d'œuvre locale, prix très bas, embargo sur les exportations vers la Chine...), en plus des activités de services à l'exploitant.

Une rationalisation de l'exploitation

Il y a cinq ans encore, le secteur nucléaire restait très fragmenté (55 exploitants en 1980, 44 en 1997), trop tourné vers les aspects techniques (à cause du vieillissement de sa population d'ingénieurs) et pas assez impliqué dans les aspects politiques, managériaux et commerciaux. D'importantes réductions d'effectifs ont touché les exploitants comme les ingénieries du secteur nucléaire depuis plusieurs années. Entre 1993 et 1995, les effectifs totaux de l'industrie nucléaire américaine sont ainsi passés de 300 000 à 265 000 personnes (soit une baisse de 12 %), ce qui correspond au niveau le plus faible depuis 1970. La décroissance a été plus importante pour les techniciens (- 15 %) que pour les ingénieurs (- 9 %) et les scientifiques (0 %). Elle a touché de manière drastique les activités de conception (baisse d'un tiers des effectifs en deux ans), bien plus que les activités d'exploitation (- 4 %), qui représentent le tiers des emplois nucléaires.

Néanmoins, les performances ne cessent de s'améliorer sous l'effet d'une exploitation rationnelle rendue pressante par la concurrence. En 1999, le facteur de charge moyen a dépassé 84 %.

Une industrie qui survit

Du côté des fabricants, se fait jour un manque de capacité à piloter et suivre les sous-traitants qui ont aussi perdu des compétences, par exemple en ce qui concerne la fabrication de matériels de remplacement (générateurs de vapeur).

General Electric, qui a reçu un soutien fort de l'électricien japonais TEPCO, constitue une exception notable; cette entreprise a ainsi pu développer et construire l'ABWR (Advanced Boiling Water Reactor). Lancée en 1978, la conception de l'ABWR (aujourd'hui certifié par la NRC) a été réalisée en partenariat avec Toshiba et Hitachi et en collaboration avec les licenciés de General Electric (allemands, suédois, japonais). La démarche, qui s'est étalée sur près de dix ans, a consisté d'abord à choisir les meilleures conceptions des réacteurs à eau bouillante existant dans le monde, et ensuite à simplifier le modèle obtenu sous l'autorité exigeante de TEPCO. Les premières tranches construites à Kashiwazaki-Kariwa (K6 et K7), mises en service en novembre 1996, ont été réalisées en consortium entre General Electric, Toshiba et Hitachi et semblent bien fonctionner.

L'ABWR est cependant moins avancé que le N4 et l'EPR au plan de la sûreté et, en particulier, sur le sujet sensible, pour l'interface homme-machine, du contrôle-commande et de l'informatisation. Il pose également des problèmes de fabrication des composants très lourds. ■

LES OBJECTIFS DE KYOTO

L'élévation de la température moyenne du globe a sans doute plusieurs causes, naturelles ou anthropiques. Ces causes demeurent certes à préciser et il reste, tâche immense, à pondérer les influences des différents facteurs. Mais il est un facteur incontestable : la modification de la composition de l'atmosphère. Celle-ci connaît un accroissement de la concentration du CO₂, un gaz renforçant l'effet de serre qui peut jouer un rôle dans la modification du climat. Rappelons que, d'après les données de l'OCDE et l'AEN, les émissions mondiales de gaz carbonique ont progressé de 7 % entre 1990 et 1996. Or, l'augmentation de la concentration de l'atmosphère en CO₂ constitue une cause potentielle d'augmentation de la température moyenne de la planète. Avec la montée des eaux et la multiplication des perturbations climatiques, les conséquences en seraient telles que l'humanité ne peut pas prendre le risque de ne rien faire.

La conférence internationale de Kyoto sur l'environnement, tenue en décembre 1997, montre que le souci mondial de maîtriser les gaz à effet de serre a gagné en importance. Par le protocole de Kyoto, les principaux pays industrialisés s'engagent à ramener leurs émissions de CO₂ en 2008-2012 à 5 % en dessous de leur niveau de 1990, et même, pour l'Union européenne, à 8 % en dessous de son niveau de 1990.

Les émissions annuelles de CO₂ résultent de l'utilisation de combustibles fossiles, dans les transports, les usages résidentiels et la production d'électricité. Ces émissions s'élevaient à 6,3 milliards de tonnes de carbone, soit 23 milliards de tonnes de CO₂ en 1996. On souligne

souvent le rôle important du transport dans l'augmentation des émissions de CO₂; le choix des filières de production de l'électricité ne l'est pas moins. Si pour le charbon, les réserves sont relativement abondantes, ce combustible reste notoirement polluant. Sa combustion dégage des produits toxiques - dioxyde de soufre (SO₂) et oxyde d'azote (NO_x) - et surtout du gaz carbonique. Sa combustion pour produire de l'électricité est la cause de 40 % du total des émissions de gaz à effet de serre. Notons que le parc nucléaire évite à la France l'émission de 30 % de supplément de gaz à effet de serre (soit 276 millions de tonnes de CO₂). La question des parts respectives du nucléaire, du charbon et du gaz dans la production d'électricité à l'avenir est donc d'une très grande importance, compte tenu de leurs performances très inégales en matière d'émissions de CO₂.

Comment produire de l'électricité sans émettre de CO₂ ?

Il faut que les producteurs d'électricité, et particulièrement ceux des pays développés, se tournent vers des sources d'énergie non polluantes. Dans ce contexte, l'électronucléaire présente un avantage décisif. Contrairement aux centrales à charbon, à fuel et à gaz, les centrales nucléaires ne rejettent pas de gaz carbonique (pas de SO₂ et pas de NO_x non plus) et les usines du cycle du combustible nucléaire n'en rejettent que des quantités infimes. Les énergies dites renouvelables produisent des effets similaires et plus réduits en termes de coûts, mais ne permettront, au mieux, que d'assurer 10 % de nos besoins sur le long terme et certaines réserves peuvent être émises quant à leur utilisation :

■ **L'hydraulique** continue d'assurer une part importante de la production mondiale d'électricité (18 %), mais les principaux sites favorables à son exploitation sont maintenant équipés, ce qui limite son apport, du moins pour les pays développés. Il faut, de plus, souligner des risques sérieux : inondation des zones de retenues, perturbation du cours des fleuves et des équilibres écologiques.

■ **Le bois de chauffe** reste encore la seule source d'énergie pour des millions d'individus vivant dans les pays en développement. Il est clair que son usage devra être à l'avenir réduit car il entraîne la déforestation et est source de pollution. En effet, il conduit à diminuer la masse végétale, ce qui empêche l'absorption de 3 à 4 milliards de tonnes de CO₂ par an ; sa combustion contribue, en outre, à l'effet de serre tout autant que le charbon.

■ **L'énergie solaire** est actuellement réservée aux zones d'habitat dispersé et à fort ensoleillement comme aux Antilles ou en Afrique. Hormis ce cas de figure particulier, l'énergie solaire est beaucoup trop onéreuse pour que l'on puisse, en l'état actuel de la technique, lui accorder une part significative dans la production d'électricité des pays développés.

■ **L'énergie éolienne** est actuellement l'énergie renouvelable la plus proche de la compétitivité économique. Cependant, les ressources qui lui correspondent sont très limitées. Seul un petit nombre de sites bénéficient des conditions météorologiques qui permettent d'atteindre des coûts de production presque acceptables. Par ailleurs, la plus grosse éolienne en France, de 39 mètres de diamètre, ne produit que 2,2 MW.

Les objectifs de Kyoto, pour difficiles qu'ils soient à atteindre, ne peuvent représenter qu'une étape. La stabilisation à 550 ppmv (parties par million en volume) de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère, un objectif reconnu comme capital par les climatologues, exigera

des efforts beaucoup plus importants. Comment stabiliser les émissions de carbone à un niveau compatible avec l'objectif de moins de 10 milliards de tonnes émises ?

Pour les 30 ans à venir, les évolutions technologiques qui pourront avoir un impact quantitatif sont d'ores et déjà identifiées. Si le terme posé était plus lointain, des sources d'énergie totalement innovantes pourraient éventuellement apparaître.

A la lumière des résultats obtenus, il apparaît que le développement du nucléaire présente un double intérêt. D'une part, il contribue bien évidemment à la diminution des émissions de CO₂. Installer un réacteur nucléaire revient à éviter chaque année le rejet de 10 millions de tonnes de dioxyde de carbone dans l'atmosphère et à soulager la pluie de 50 000 tonnes d'oxyde de soufre. D'autre part, même si des permis négociables doivent toujours être introduits, l'accélération des programmes nucléaires permet d'en abaisser notablement le coût. ■

LES RESSOURCES ENERGETIQUES DE L'EUROPE

A l'échelle mondiale, les ordres de grandeur des réserves économiquement récupérables, en nombre d'années de consommation actuelle, sont de plus de deux cents ans pour le charbon, d'un siècle et demi pour l'uranium (sans recourir au recyclage ni aux surgénérateurs) et d'un demi-siècle pour les hydrocarbures.

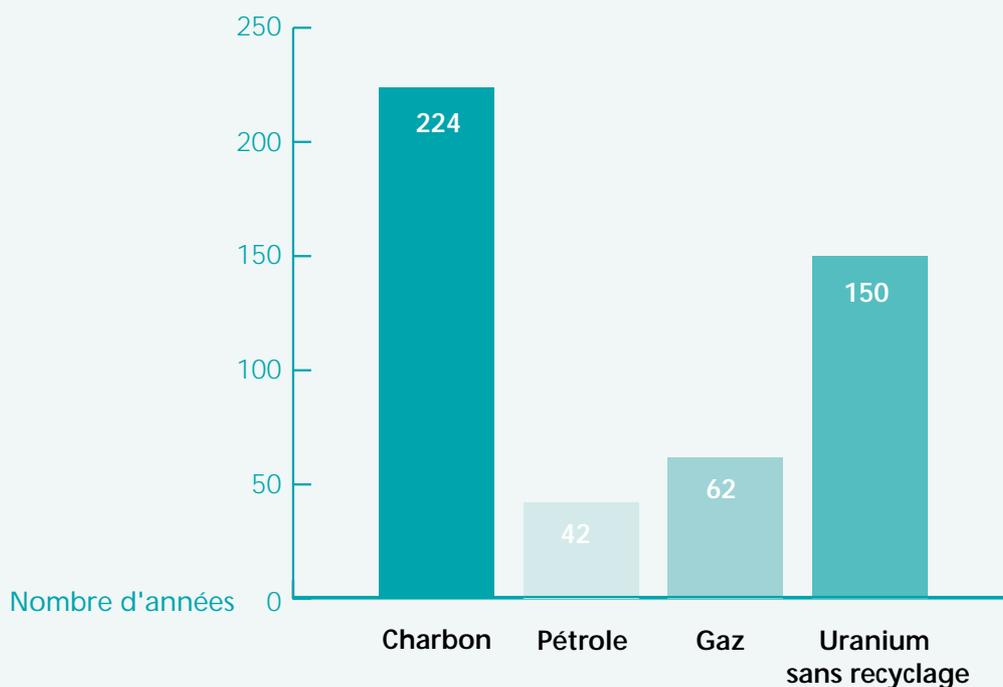
La position du Moyen Orient était, en 1976, prédominante pour les réserves pétrolières, avec 54 % des réserves mondiales. Cette position s'est renforcée, puisque la part du Moyen-Orient est passée à 65 % en 1996. Les découvertes les plus importantes de la période 1976-1996 ont en effet été faites

en Amérique latine (Mexique, Venezuela) et au Moyen Orient (Irak, Arabie Saoudite, Emirats Arabes Unis). S'agissant du gaz, les découvertes majeures de gisements de gaz ont eu lieu durant la période considérée en Russie et au Moyen Orient (Iran, Qatar) et non pas en Europe.

L'accès aux ressources : incertitudes géopolitiques

Si les disponibilités physiques en pétrole, gaz et a fortiori en charbon et uranium ne doivent pas en apparence faire craindre de tensions immédiates, l'accès aux réserves,

Estimations des réserves mondiales, en années de consommation



comme la liberté de circulation, reste une préoccupation majeure. La concentration géographique des ressources de pétrole et de gaz porte les germes de situations qui doivent inciter à une extrême prudence. En effet, les incertitudes géopolitiques menacent l'approvisionnement. En cette matière, la prudence des nations leur interdit de céder à l'euphorie d'une abondance provisoire.

L'épuisement à partir de 2020 des gisements de gaz de la mer du Nord contraindra l'Europe à se tourner vers des approvisionnements extérieurs. Or, les principaux gisements extérieurs, de plus en plus éloignés des lieux de consommation, se trouvent dans des zones sujettes à des aléas politiques majeurs : la Russie et le Moyen Orient concentrent 72 % des réserves mondiales de gaz.

Les perspectives d'évolution de l'indépendance énergétique

Les prévisions d'évolution du taux d'indépendance énergétique de l'Europe au cours des vingt années à venir ne sont pas encourageantes.

Le Royaume-Uni devrait voir - toutes choses égales par ailleurs - son indépendance énergétique passer de 96,6 % en 1990 à 55,6 % en 2020, du fait de l'épuisement progressif des gisements de Mer du Nord. L'Allemagne connaîtra une baisse d'activité programmée de ses mines de charbon et divisera par deux son taux d'indépendance de 52,3 % en 1990 à 23,9 % en 2020. Au total, le taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne évoluera de 53,4 % en 1990 à 35,1 % en 2020.

De fait, le nucléaire garde son importance de par sa contribution à l'indépendance énergétique. Rappelons qu'il a permis de faire passer l'indépendance énergétique

française de 20,4 % en 1973 à 49,6 % en 1997.

Le nucléaire offre une sécurité globale d'approvisionnement en électricité

C'est dans ce contexte européen d'appauvrissement en ressources fossiles que se pose la question du choix des filières de production de l'électricité. Or il est crucial d'assurer la sécurité d'approvisionnement, si l'on veut pouvoir faire face aux trois enjeux :

- les ruptures d'approvisionnement,
- ajuster l'offre par rapport à la demande à des niveaux de prix supportables,
- prévenir les chocs environnementaux qui perturbent le développement durable (effet de serre, par exemple).

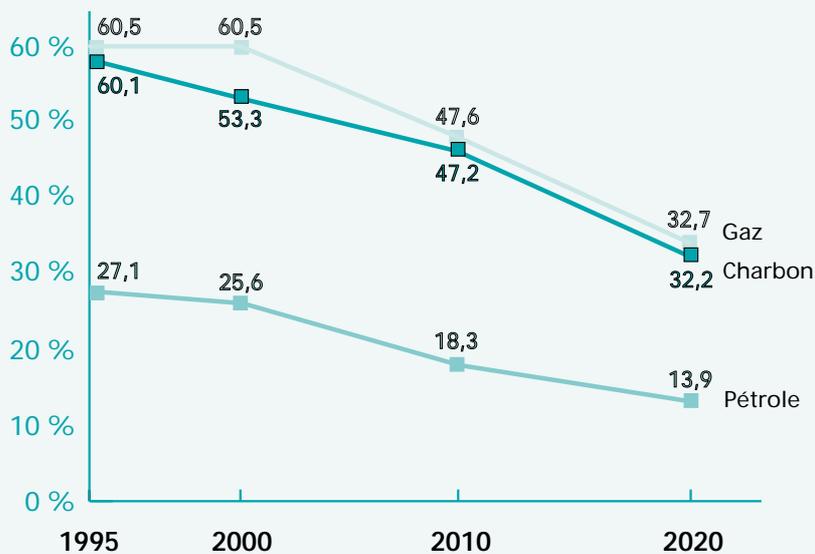
L'un des atouts du nucléaire est l'abondance des réserves d'uranium et leur bonne répartition géographique. Les ressources en uranium naturel sont en effet beaucoup mieux réparties que les ressources pétrolières à la surface de la planète (Canada, Australie, Afrique Occidentale et Centrale, Afrique Australe, certains pays de l'ex-URSS essentiellement), ce qui diminue les risques de tension sur les cours dont l'impact sur le coût du kWh est, par ailleurs, modeste. Les réserves actuelles d'uranium sont estimées à 75 milliards de tonnes d'équivalent pétrole, dans l'hypothèse de l'utilisation des seuls réacteurs à eau légère. Dans le cas du recours à la filière des réacteurs à neutrons rapides, qui permettent de valoriser la totalité du contenu énergétique de l'uranium, ces mêmes réserves sont multipliées par 50.

Finalement le nucléaire offre une sécurité globale d'approvisionnement.

Récemment encore, le risque de tension sur les ressources fossiles était largement sous-estimé. Pourtant, les cours du baril de pétrole ont été presque multipliés par trois en 1999 et le mouvement s'est poursuivi en 2000. Les cours ont

ainsi retrouvé les valeurs atteintes lors de la crise du Golfe de 1990-1991, valeur dont il a été estimé, a posteriori, qu'elles étaient équivalentes à une prime d'assurance payée de 10 dollars par baril. Et l'on sait que le prix du gaz suit, avec décalage mais assez régulièrement, celui du pétrole. La sécurité d'approvisionnement, comme les assurances, ne s'apprécie que lorsqu'on en a besoin. Il nous était difficile, en période de pléthore énergétique et bas prix, d'être très sensibles aux risques potentiels, perçus comme lointains, sur nos approvisionnements, mais la situation a évolué. Nous avons plus que jamais la responsabilité d'offrir des choix de filières de production d'électricité aux générations futures. ■

Évolution du taux d'indépendance énergétique de l'Union européenne par rapport aux différents combustibles fossiles (1995-2020)



Source : PRIMES

LES COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Des évaluations crédibles de coût de production de l'électricité existent pour l'avenir, établies par les exploitants mais aussi par l'administration. Ces études donnent des résultats similaires et mettent toutes en évidence une convergence des performances des différentes filières, y compris pour de nouvelles installations.

Toutefois, la faible dépendance du coût du kWh nucléaire envers des matières premières importées, donne un avantage important au kWh nucléaire. Elle garantit une meilleure stabilité des coûts de production pour la durée de l'exploitation, alors qu'il est bien hasardeux de s'engager sur les coûts futurs des combustibles fossiles, sujets à de fortes fluctuations. En effet, le combustible ne représente que 20 % du coût de production du kWh nucléaire contre 72 % pour le kWh produit avec le cycle combiné au gaz. Certes, des progrès technologiques sont encore prévus sur les turbines à combustion qui procureront des rendements encore meilleurs, mais la limitation des réserves de gaz, quelle que soit l'ampleur de celles-ci, et l'augmentation de la consommation, devraient favoriser une remontée des prix, à un horizon qu'il est bien évidemment impossible de prévoir. Ainsi, une variation de 3 % du prix du gaz se traduit par une variation d'un demi centime du coût du kWh, soit environ dix fois plus que pour la même variation du prix de l'uranium.

En France, le choix du nucléaire a pour effet, outre de desserrer la contrainte extérieure sur les approvisionnements énergétiques, de maîtriser le coût de l'électricité. "Il serait inconséquent de s'en remettre totalement aux évolu-

tions, largement hors de notre contrôle, du marché" concluait Christian Pierret, Secrétaire d'Etat à l'Industrie, devant les Parlementaires au début 1998. Cette position a été réaffirmée lors des débats parlementaires du 21 janvier 1999.

En outre, le parc nucléaire français a un âge moyen de 12 ans et il est à moitié amorti. C'est un amortissement dégressif qui s'applique aux réacteurs. La durée de vie espérée étant d'au moins 40 ans, une période d'exploitation après amortissement fiscal et économique se profile, accompagnée d'une baisse du prix du kWh nucléaire. **Fessenheim produit d'ores et déjà le kWh à 13 centimes et celui de Cattenom est passé de 19 à 16 centimes entre 1998 et 2000.**

Taux d'actualisation et coûts externes

L'influence des paramètres de calcul est fondamentale. En particulier, le choix du taux d'actualisation utilisé dans la méthode influence le résultat d'une manière déterminante. Ceci résulte de la méthode du coût de production moyen actualisé : dépenses nettes actualisées / production actualisée. Plus le taux d'actualisation est élevé, plus la dépense à long terme est minorée. Mais le même effet joue sur le dénominateur, à savoir la production. L'actualisation tend à minorer le coût du capital mais aussi l'importance de la production à long terme. En réalité le taux d'actualisation habituellement choisi de 8 % ne correspond plus aux conditions économiques. A l'heure actuelle, celui correspondant aux conditions de financement à long terme est de 5 %.

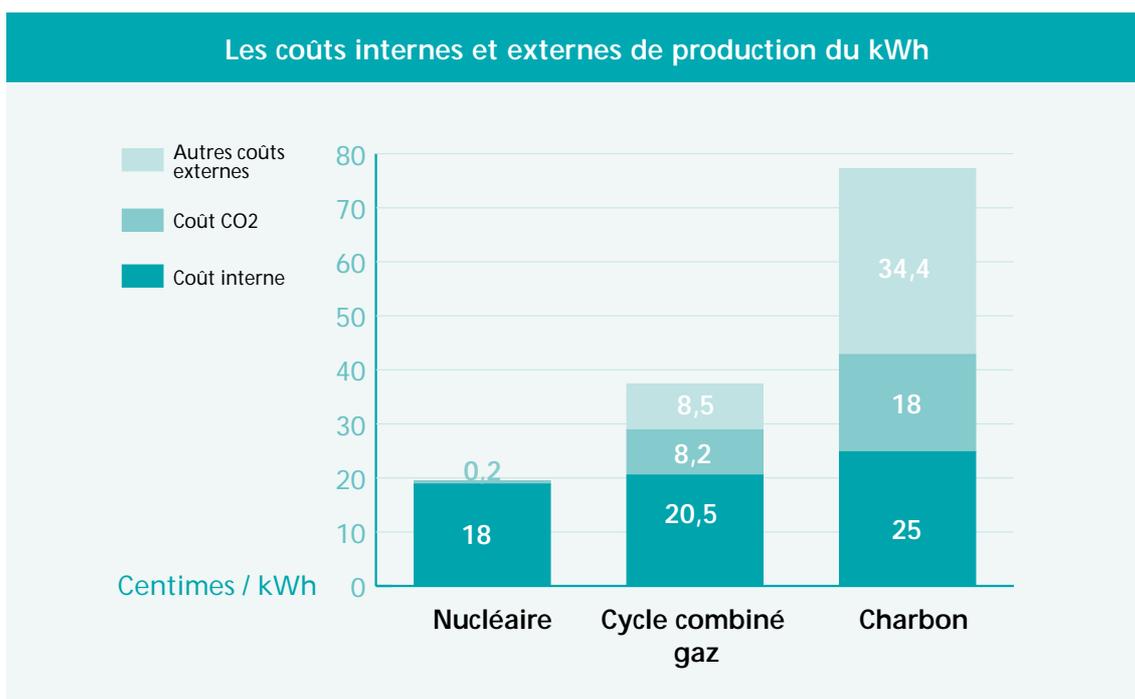
M. Robert Galley, député, a souhaité que, non seulement le taux d'actualisation associé à la durée de vie des installations soit fixé à 5 % contre 8 % actuellement, mais que les coûts externes soient désormais inclus dans les calculs officiels sur les coûts de production de l'électricité.

L'électronucléaire est la seule filière de production d'électricité dont les coûts intègrent à la fois les coûts de production directs et la plupart des coûts externes, à savoir ceux de l'aval du cycle du combustible et même du démantèlement. ■

En effet, les analyses nouvelles de la compétitivité des filières électriques cherchent à juste titre à intégrer les coûts externes de la production d'électricité, au premier rang desquels figure le coût du CO₂. La maîtrise des émissions est appelée à avoir, dans les filières utilisant des combustibles fossiles, un coût de plusieurs centimes par kWh qu'il convient de prendre en compte. Toute comparaison est effectivement faussée si l'on n'intègre pas dans les coûts de production des filières leurs coûts externes : gaz carbonique, mais aussi coût des divers polluants comme les SO_x, les NO_x et les particules rejetées dans l'atmosphère.

L'intégration des coûts externes montre que le coût du kilowattheure nucléaire est inférieur à celui de toutes les autres filières, y compris le cycle combiné à gaz, comme l'illustre la figure ci-dessous.

1 - ExternE, *Externalities of Energy*, Commission européenne, DG XII, EUR 16520 EN, Bruxelles 1995.



LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES MONDIAUX ET FRANÇAIS À LONG TERME

En 1998, les experts réunis à Houston (Etats-Unis) à l'occasion du 17^e Congrès mondial de l'énergie, évoquaient la perspective, à l'horizon 2020, d'une augmentation des besoins énergétiques de l'ordre de 50 %, à raison d'une croissance annuelle de 3 %. La croissance de la consommation d'électricité évoluerait à un rythme deux fois plus élevé que celui des besoins d'énergie primaire. Cette forte augmentation de la demande touchera plus spécialement les pays en voie de développement et principalement l'Asie.

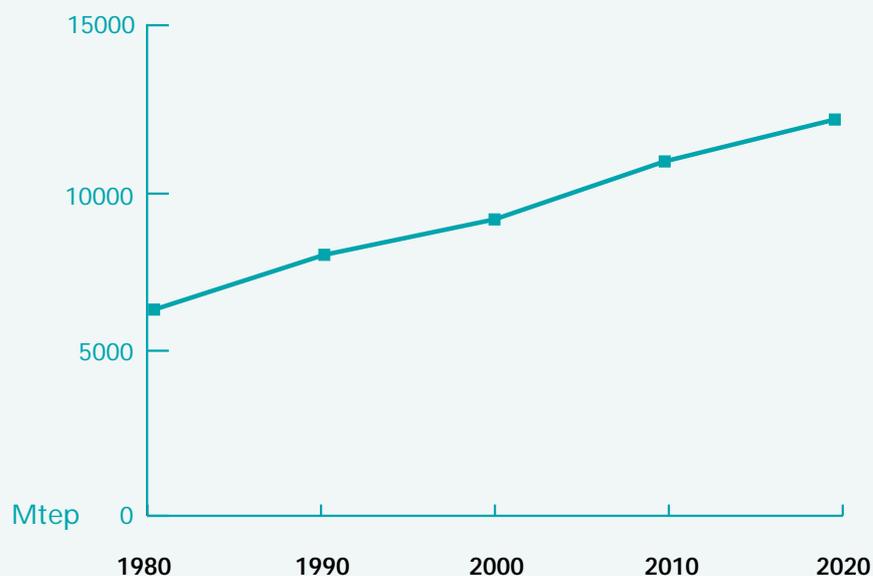
La moitié au moins de l'accroissement de la demande de gaz en Europe pourrait être due à la production d'électricité à l'horizon 2020. La capacité de production installée était de 34,3 GW en Europe de l'Ouest fin 1994. Un an plus

tard, elle avait pratiquement doublé à 61,4 GW. Les prévisions pour 2000 ont été réévaluées à 96,6 GW.

Les prévisions de consommation d'électricité en France.

En France, les prévisions énergétiques donnent aujourd'hui à penser qu'aucun besoin de capacité de production supplémentaire ne sera nécessaire avant le renouvellement du parc électronucléaire. Mais cette analyse est notamment fondée, d'une part, sur une extrapolation prudente de la conjoncture économique récente - ralentissement regrettable de la croissance économique, et, d'autre part, sur des perspectives modestes de ventes de courant EDF en Europe.

Prévision de consommation d'énergie primaire commerciale pour le monde

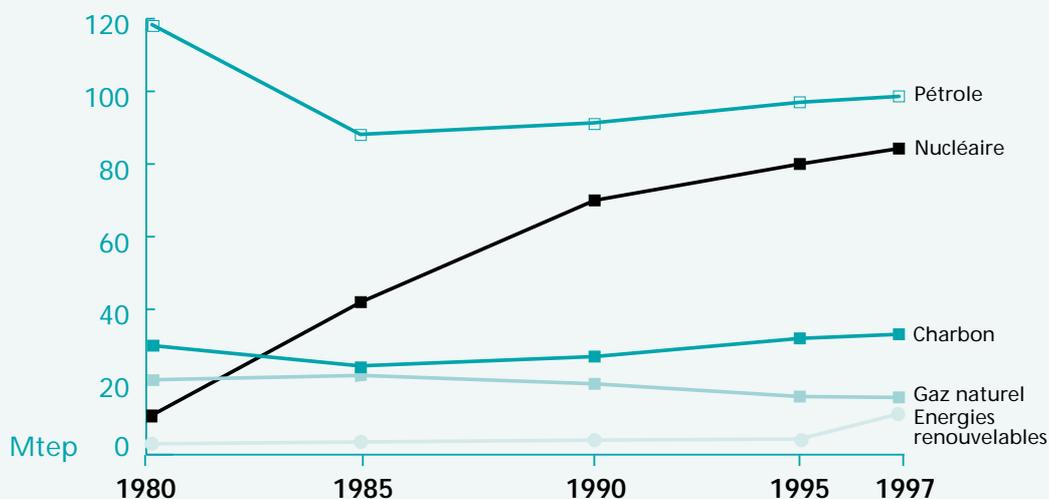


Source : DG XVII (1996)

Actuellement, l'intensité énergétique (consommation par unité de PIB) française semble atteindre un plancher.

Des économies d'énergie dans l'habitat ont déjà été faites. Dans les transports, les voitures individuelles ont vu leur consommation baisser et on a eu recours au gazole à plus fort pouvoir énergétique. Enfin, sur les années récentes, les années de forte croissance semblent entraîner une augmentation de la consommation intérieure d'électricité. Par ailleurs, de nouvelles perspectives d'exportation d'électricité se profilent, en raison, d'une part, du retrait des centrales anciennes en Allemagne, en Belgique et plus tard aux Pays-Bas, et d'autre part, d'éventuels chocs sur les prix du gaz à l'horizon 2010 (renouvellement des contrats d'approvisionnement). ■

Consommation française d'énergie primaire - par source, en Mtep



Source : Observatoire de l'Énergie (1998)

ORGANISATION DES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le mouvement de dérégulation lancé en Europe se traduit à la fois par une concurrence forte sur la production d'électricité, par des réorganisations visant à accroître l'efficacité et par des restructurations pour atteindre des tailles respectables.

Ce mouvement de consolidation aboutira, comme dans l'aéronautique, à un petit nombre de grands producteurs d'électricité très efficaces, intéressés à d'autres énergies, possédant leurs métiers et diffusant à leurs unités opérationnelles leurs meilleures pratiques. EDF, qui est déjà un très gros exploitant et qui a l'expérience de la standardisation pour faire jouer les effets d'échelle, est bien placé dans cette compétition.

Les objectifs d'EDF

Un des objectifs stratégiques d'EDF paraît être l'accélération de son développement international et sa préparation à l'ouverture de son marché à la concurrence.

Cependant, EDF a la responsabilité de maintenir ouvertes les options énergétiques pour l'ensemble des électriciens européens. A cet égard, les orientations fixées à l'entreprise dans le document de vision stratégique "Vers le client, le compte à rebours européen" sont d'imposer EDF comme le "premier énergéticien d'Europe".

Conserver la maîtrise future

Dans la perspective de la préparation de la compétitivité de l'outil de production d'EDF au-delà de 2020, le surcoût d'anticipation

d'une centrale nucléaire EPR de plusieurs milliards de francs pourrait être largement justifié.

En effet, la vocation d'EDF est d'être un grand opérateur en Europe, et notamment un exploitant nucléaire. Pour affirmer cette vocation, il apparaît souhaitable qu'EDF investisse dans la construction d'une centrale de référence du réacteur EPR. S'il n'y a pas un projet de réalisation, tout le potentiel technique sera absorbé par l'exploitation. Sans nouvelle construction, il n'y a pas d'innovation. ■

LES MOYENS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ POUR LE FUTUR

Pour réfléchir sur les parts des différentes énergies dans le parc français du futur, il faut avoir à l'esprit la complémentarité des rôles des différentes énergies.

Des énergies complémentaires

Chaque type de filière de production d'électricité a des caractéristiques intrinsèques particulières. **Le nucléaire est fait pour assurer la production d'électricité en base.** D'ailleurs, on peut raisonnablement penser que la compétitivité du nucléaire restera dans le futur limitée à ce domaine. Ceci veut dire qu'un réacteur nucléaire a vocation à fonctionner en continu, avec le moins possible de variations de puissance.

Le gaz a une plage d'utilisation optimale appelée la semi-base, c'est-à-dire 4 000 à 7 000 heures par an, au lieu de 8 000 pour le nucléaire. Le charbon a à peu près les mêmes caractéristiques.

Le gaz ne peut pas couvrir tous les besoins de production massive

Avec un coût de série visé de 18 c/kWh pour l'EPR, l'énergie nucléaire reste compétitive avec le gaz (de 16,5 à 20,5 c/kWh). Toutefois, la part des investissements dans le coût pèse beaucoup plus lourd (62 % contre 18 % pour le gaz). Les nouveaux venus sur le marché européen préféreront construire des petites centrales à cycle combiné au gaz, impliquant un rapide retour sur investissement. Le recours au gaz pour la production d'électricité a toutefois ses limites. "Si tous les pays européens arrêtaient le nucléaire, il faudrait doubler les approvisionnements en gaz, ce qui

poserait un double problème: trouver de nouvelles ressources et réaliser des investissements colossaux dans les réseaux de transport", souligne Pierre Gadonneix, PDG de Gaz de France. Des investissements que certains évaluent à 1 000 milliards de francs. Par ailleurs, le remplacement abrupt à 100 % du parc nucléaire existant par des centrales à cycle combiné au gaz naturel aurait pour conséquence des émissions additionnelles de CO₂ de 140 Mt, soit un accroissement de 37 % de l'ensemble des émissions françaises de CO₂.

La production d'électricité décentralisée, principalement par cogénération

A côté des sources de production d'électricité centralisées, apparaissent les moyens de production décentralisés, comme la cogénération, les éoliennes et bientôt les piles à combustibles, qui peuvent satisfaire des besoins locaux en résolvant par exemple des problèmes de réseau. La cogénération, production combinée d'électricité et de chaleur valorisée, constitue un enjeu important. Sur le plan énergétique, elle offre de très bons rendements, et contribue à la diversification du parc français de production en électricité et en chaleur, dans la mesure où elle permet de réduire leur facteur énergétique. Quant aux énergies renouvelables, malgré des recherches actives dans le monde depuis plus de vingt ans, l'état actuel de la technique conduirait à en limiter l'usage à certains cas particuliers, là où leur disponibilité est abondante et où la dispersion des points de consommation conduit à préférer une production décentralisée. ■

LE CALENDRIER DU RENOUVELLEMENT

Les premières tranches nucléaires (900 MWe) à eau sous pression du parc EDF ont été mises en service il y a une vingtaine d'années. Les tranches des 900 et 1 300 MWe en exploitation sont relativement jeunes : 17 ans en moyenne pour les 34 tranches de 900 MWe, 11 ans en moyenne pour les 20 tranches de 1 300 MWe.

L'exploitation est ponctuée par les visites décennales

La réglementation française n'impose pas de limite à la durée d'exploitation d'une centrale, mais exige que l'installation soit, en permanence, conforme au rapport de sûreté. Pour atteindre cet objectif, il a été convenu avec l'Autorité de Sûreté de procéder tous les dix ans :

- à l'examen de la conformité des tranches par rapport au référentiel de sûreté,
- à la réévaluation de ce référentiel en tenant compte de l'évolution des règles de sûreté et de l'expérience acquise, puis à la mise en conformité des tranches par rapport à ce nouveau référentiel.

Ce processus commence à partir de la deuxième visite décennale et se traduit, au sein du projet 2^e visite décennale (VD2), par l'identification et la réalisation d'un "lot de modifications" de nature fonctionnelle et d'un "programme d'investigations supplémentaires" visant à s'assurer de la pertinence des choix des zones faisant l'objet de contrôles. Pour les 34 tranches 900 MWe, ce projet représente un coût total d'environ 10 milliards de francs. La première tranche concernée a été Tricastin en novembre 1998 et la généralisation à

l'ensemble du palier durera environ dix ans. La première VD2 du palier 1 300 MWe débutera vers 2005.

La préparation des troisièmes visites décennales (VD3) des tranches 900 MWe aura bien entendu une très grande importance pour leur durée de vie (première réalisation vers 2008, définition du contenu vers 2003).

Prolonger la durée de vie des centrales

EDF envisage de prolonger la durée de vie de ses centrales jusqu'à 40 ans, voire davantage. La position prise par l'Autorité de Sûreté vise à une amélioration permanente de la sûreté, tenant compte de l'évolution des connaissances ; elle attend de la part d'EDF les justifications, au plan technique, du respect de ce souhait, en particulier l'évaluation, en fonction de leur état actuel, de la durée de vie des matériels les plus sensibles, et par voie de conséquence des réacteurs. L'échéance des 30 ans de fonctionnement des centrales est, du point de vue de l'Autorité de Sûreté, une étape-clé.

En avril 1998, l'Autorité de Sûreté a demandé à EDF d'engager des actions visant à démontrer la remplaçabilité des matériels jugés sensibles. La disponibilité d'une solution recouvre à la fois la disponibilité des composants de remplacement et la faisabilité d'un procédé industriel pour l'intervention de réparation ou de remplacement. Dans ce dernier cas, le délai de développement du procédé est un paramètre-clé. A titre d'exemple, il n'existe

Centrales nucléaires équipées de réacteurs Framatome

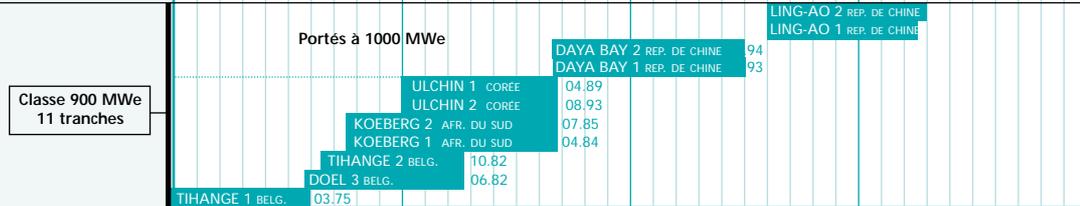
Nombre total de tranches 71
 Nombre total de tranches couplées au réseau 67

PROGRAMME FRANÇAIS



Programme de construction : dates de couplage au réseau

COMMANDES A L'EXPORTATION



pas de procédé industriel avéré pour remplacer tous les câbles électriques ou les tuyauteries principales du circuit primaire. En outre, la disponibilité de composants de qualité suffisante suppose que la pérennité des industriels susceptibles de les fournir soit assurée.

Par ailleurs, il existe des matériels qualifiés de "non remplaçables" : la cuve et l'enceinte du bâtiment réacteur. Pour les enceintes et peut-être un jour pour les cuves, certains procédés de réparation sont envisageables et doivent être développés. Là encore, l'objectif poursuivi par l'Autorité de Sécurité est que tous les éléments soient disponibles à l'échéance des 30 ans d'exploitation des centrales pour statuer sur la durée de vie résiduelle de chacun de ces matériels non remplaçables.

Préparer le renouvellement du parc nucléaire

Si la durée de vie du parc est de quarante ans, en France, les besoins de renouvellement des centrales nucléaires s'étaleront entre 2017, pour Fessenheim, et 2040, pour Civaux 2, sachant qu'une dizaine de tranches seraient retirées du service en 2020.

Dans cette hypothèse, les premières centrales de remplacement seraient lancées en réalisation après 2010. Pour optimiser le retour d'expérience, trois ans d'exploitation de la centrale de référence sont nécessaires, ce qui correspond à un couplage sur le réseau en 2007. Le compte à rebours idéal aurait demandé un démarrage du chantier en 2001, le décret d'autorisation en 2002-2003, et une première approbation du projet par l'Autorités de Sécurité début 2000.

Bien entendu, si la durée de vie peut être prolongée au-delà de quarante ans, le lancement du renouvellement pourra être décalé. Pour quarante-cinq ans de durée de vie, les premières tranches seraient réalisées à partir de 2015.

Néanmoins, des incertitudes demeurent

quant à la durée de vie des centrales nucléaires. Elle ne sera d'ailleurs vraisemblablement pas uniforme ; chaque centrale sera évaluée individuellement. Dans ces conditions, une attitude raisonnable consiste à préparer le renouvellement sans délai. ■

LES ÉCONOMIES INDUITES PAR LA CENTRALE DE RÉFÉRENCE

L'évaluation des coûts de l'anticipation d'une centrale de référence de l'EPR n'est pas aisée, compte tenu de l'incertitude des choix et des perspectives futurs. On peut néanmoins tenter d'en approcher un ordre de grandeur.

S'il faut dépenser un surcoût annuel d'un milliard de francs pendant dix ans pour la centrale de référence de l'EPR, par rapport au coût d'une tranche d'un palier standardisé d'EPR, pour anticiper sa réalisation, cet investissement est à comparer aux gains attendus dans deux scénarii complémentaires.

Allongement de la durée de vie du parc existant

La réalisation de l'EPR contribuera à l'augmentation de la durée de vie du parc existant. Or, un allongement d'une année procure déjà un gain important.

En effet, le kWh produit coûte, amortissement compris, de l'ordre de 20 c/kWh ; or, dans la période de prolongement après amortissement, EDF verra ses coûts réduits à 11 c/kWh soit un gain de l'ordre de 9 c/kWh.

Sur la base d'une production annuelle de 400 milliards de kWh nucléaires, le gain attendu d'une année d'allongement serait donc de 35 milliards de francs.

Meilleure disponibilité immédiate du nouveau palier

Si la durée de vie se limitait à quarante ans, le renouvellement devra être commencé en

2020. Afin de garantir la disponibilité requise pour le palier standardisé EPR, il est nécessaire d'avoir exploité auparavant une centrale de référence. En comparant avec le démarrage du parc actuel, on peut penser que l'élimination des défauts de jeunesse due à la centrale de référence procurera un gain en disponibilité de 10 % pendant plusieurs années, diminuant d'autant la capacité de production nouvelle à réaliser. Cela suffirait à éviter l'immobilisation d'environ 50 milliards de francs pendant le même temps.

A cela, il faudrait ajouter le coût évité de reconstitution des moyens d'ingénierie et de fabrication qui seraient tombés en désuétude. Ce coût est difficile à estimer mais pourrait à lui seul excéder le coût d'anticipation de la centrale de référence.

Les gains en durée de vie et en disponibilité sont donc sans commune mesure avec le coût d'anticipation de l'investissement à consentir pour réaliser la centrale de référence de l'EPR. ■

LA PLACE DE FRAMATOME DANS LA COMPÉTITION MONDIALE

Le resserrement des marchés nucléaires est un phénomène mondial, et un certain nombre d'acteurs disparaissent : concepteurs et fabricants de chaudières nucléaires, concepteurs et fabricants de groupes turboalternateurs, forgerons et fondeurs, robinetiers...

Toutefois, les restructurations industrielles offrent des opportunités. Dans cette évolution, celui qui résiste agrandit sa part de marché et se renforce. L'atout des compétences et des références devient dans ce contexte un élément décisif. Framatome et Siemens ont regroupé leurs forces, créant un ensemble nucléaire de 3,1 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Le britannique BNFL, après avoir acquis les activités nucléaires de Westinghouse, a racheté celles du groupe suédois ABB. Ces grandes manœuvres ont aussi une ambition offensive : préparer la relance du nucléaire à l'horizon 2020.

Pour la France, de nouvelles perspectives d'exportation de centrales nucléaires pourraient se profiler, notamment :

- en Finlande : vers un 5^e réacteur,
- en Chine : poursuite du programme après remise en ordre administrative et poursuite de l'équipement du réseau de transport de l'électricité.

Sans centrale de référence EPR rapprochée, les partenaires français Framatome et EDF seraient peut-être durablement privés de toute chance sérieuse de jouer un rôle sur ces marchés export où la compétition sera redoutable dans les années futures. Framatome ne disposerait plus à moyen terme d'un modèle

avancé d'îlot nucléaire face à la concurrence internationale, notamment américaine :

- ABWR de General Electric, modèle construit au Japon et à Taiwan,
- modèles avancés de BNFL-Westinghouse-ABB, certifiés par la NRC.

Le lancement d'une centrale de référence EPR, même avant qu'elle ne soit couplée sur le réseau et puisse pleinement servir de référence, serait un précieux atout pour l'industrie française : image de dynamisme, de maintien des compétences au plus haut niveau, de leadership mondial. D'autant plus que, à l'export, la normalisation française est attractive, riche d'un ensemble complet de codes de conception et de construction d'équipements nucléaires. ■

LE MAINTIEN DES COMPÉTENCES

Les compétences, une fois perdues, ne se reconstituent pas facilement, car elles ne sont pas constituées, loin de là, par de simples connaissances techniques et ne sont pas toutes inscrites dans les livres. Au contraire, elles incluent la capacité à éviter les erreurs, à résoudre les difficultés de réalisation lorsqu'elles se présentent : elles intègrent l'expérience. Dès lors, une interruption, ou simplement une diminution, d'un programme de réalisations nucléaires pose un double problème :

- adapter les ressources aux besoins de la période de transition,
- préserver, en tout état de cause, un noyau opérationnel. Celui-ci permettra de reconstituer le dispositif de déploiement nécessaire lors du renouvellement du parc.

L'approche consistera essentiellement à adjoindre, le moment voulu, à ce noyau, d'une part des moyens moins expérimentés ou moins spécialisés prélevés dans d'autres secteurs d'activité de l'entreprise, d'autre part des embauches appropriées.

Les compétences incontournables

L'étude du noyau de compétences ne peut pas se faire par un simple examen mécanique des compétences actuellement disponibles. Il demande un jugement sur celles qui sont spécifiques et celles qu'on pourra trouver ailleurs pour les adjoindre, le moment venu, au noyau.

Sur le plan conceptuel, on peut dire qu'il est nécessaire, non seulement de préserver les compétences pour concevoir et réaliser, mais aussi les métacompétences qui permettent la mise en œuvre maîtrisée des compétences. Le noyau comportera donc des compétences (connaissances et savoir-faire), d'une part, et des métacompétences (organisation, méthodes, approches, façons d'utiliser les compétences), d'autre part.

Les activités liées à l'exploitation et à l'exportation ne suffisent pas

Les activités liées à l'exploitation et à l'exportation ne suffisent pas

Cela étant, les activités liées à l'exploitation ne peuvent pas remplacer les études de concepts nucléaires au niveau d'études technico-économiques et d'avant-projets sommaires ; elles ne suffisent pas à conserver durablement des compétences de conception d'ensemblier de systèmes :

- d'une part, parce qu'elles ne portent en général que sur des parties limitées (et pas nécessairement spécifiques) du système. Elles n'entretiennent pas les compétences de conception de système nucléaire dans son ensemble, dans lesquelles la préoccupation de cohérence d'ensemble conduit à tenir compte des contraintes sur toutes les parties.
- d'autre part, il s'agit d'interventions de taille réduite (par rapport à une réalisation de centrale étalée sur plusieurs d'années). Or, le rôle d'ensemblier met en jeu des métacompétences équivalentes à celles d'un "grand projet". De plus, le nombre de compétences sollicitées pour une même modification est limité.

D'ailleurs, comme le fait clairement apparaître une analyse menée conjointement par Framatome et EDF depuis plusieurs années sur le maintien des compétences, un certain nombre d'entre elles ne s'entretiennent pas simplement par une activité de services et de vente de combustible. Les compétences d'ensemblier sont les premières mises en péril :

- **Conception d'un modèle nouveau** (spécifications fonctionnelles des performances requises en matière d'exploitation et de maintenance, bases de conception déterministes et

probabilistes, architecture de systèmes, installation générale, génie civil).

■ **Fabrications spécifiques** (cuve, générateurs de vapeur, mécanismes de commande des grappes de contrôle, équipements internes de cuve du réacteur).

■ **Ingénierie générale** (conduite de projet, politique d'achats, planification, montage, mise en service).

Les compétences suivantes ne sont pas entretenues par une éventuelle activité de construction à l'export :

■ **Conception** (dans une large mesure, les tranches sont la reconduction de projets déjà réalisés en France ; il faudra de plus assurer, par un partage des responsabilités, le transfert progressif de la compétence sur le partenaire local jusqu'à son autonomie totale).

■ **Montage** (pris en charge localement)

■ **Fabrication** (progressivement assurée par l'industrie locale).

Du dimensionnement des noyaux durs à la réduction des effectifs

On appelle noyau dur, dans un métier donné, le nombre minimum de personnes nécessaires au maintien d'une activité réellement opérationnelle, donc capable, d'une part, de mener à bien sans préavis important l'étude de problèmes de grande ampleur sur le parc en exploitation et, d'autre part, de faire face à des interventions sur site fortuites, limitées. A titre d'exemple, les métiers incontournables de l'ingénierie de Framatome sont les suivants :

- Métiers du procédé,
- Métiers des Équipements primaires et matériels,
- Métiers de Conception des systèmes,
- Compétences transverses de conception chaudière : intégration technique, analyse et remontage économique,
- Secrétariat Permanent de Crise,
- Conduite d'affaire,
- Métiers de chantier, des achats et de la qualité.

Concernant Framatome, on déplore une baisse régulière, substantielle et préoccupante de la char-

ge sur l'ensemble des activités. Framatome continue à accompagner cette réduction de charge en réduisant régulièrement ses effectifs qui passent :

■ pour les Services Nucléaires de Lyon et Chalon, de 1 100 personnes en 1995 à 860 en 2000,

■ pour les Réalisations Nucléaires de Paris, de 1 319 personnes en 1995 à 1 050 en 2000,

■ pour Saint-Marcel, de 600 personnes en 1995 à 460 en 2000. Soit, globalement, une baisse de 21 % sur les cinq dernières années.

En particulier, à l'usine Framatome de Saint-Marcel près de Chalon-sur-Saône, la capacité a été réduite, ce qui ampute notablement la capacité de réaction en cas d'imprévu, notamment sur la réduction des délais de mise à disposition des composants. La recherche de renforts temporaires serait très difficile compte tenu de la spécificité des métiers nécessaires qui ne sont plus maintenus. D'ailleurs, il y a un réel problème à terme, en France, de compétences intrinsèques d'ouvriers (celles des soudeurs, par exemple), en raison des spécifications très pointues exigées par EDF.

La réalisation de l'EPR pour le maintien de l'ensemble des compétences

Dans ces conditions, la réalisation de l'EPR constitue une condition nécessaire à la survie de certaines compétences spécifiquement tributaires du développement de nouveaux modèles de chaudières, et contribue largement au maintien de l'emploi dans l'industrie nucléaire.

Le lancement de l'EPR permettra de maintenir une activité de recherche et développement dans les organismes spécialisés, au premier rang desquels le CEA, pour valider certaines caractéristiques spécifiques de l'avant-projet détaillé de l'EPR (par exemple celles qui sont relatives à la mitigation des accidents graves et à la maîtrise de leurs conséquences radiologiques).

La génération de 2020 sera une génération de purs exploitants, s'il n'y a pas de réalisation d'ici là. Quelle que soit la compétence de ceux-ci, le métier qu'ils exercent est différent de celui des concepteurs. Il faudra alors réapprendre. ■

LES CAPACITÉS DE PRODUCTION

En l'absence de réalisation dans la période de transition avant le renouvellement du parc électronucléaire, il est fort à craindre que le potentiel industriel spécifiquement nucléaire se délite fortement et rapidement en France. La fabrication de composants de rechange pour EDF n'est pas un levier d'action suffisant pour maintenir à niveau les outils pour tous les composants spécifiques importants, particulièrement les plus lourds. La perte d'un savoir-faire distinctif est à redouter.

Une menace réelle de perte de savoir-faire industriel

L'usine de Framatome, près de Chalon-sur-Saône, a beau être l'unité au monde bénéficiant de la plus forte charge de travail dans son domaine, elle n'a guère de visibilité sur son plan de charge au-delà de l'horizon 2002. Le maintien de l'usine est soumis à trois conditions toutes nécessaires: la continuation du programme chinois (assistance et maîtrise technique), la construction des générateurs de vapeur de remplacement et la réalisation de l'EPR.

Pourquoi est-il préférable que Framatome continue à fournir les composants principaux ?

Une chaudière nucléaire est l'ensemble le plus petit d'une centrale ayant une fonction pour laquelle le fournisseur peut s'engager et fournir des garanties de performance et de bon fonctionnement. Les éléments clés qui conditionnent le bon fonctionnement sont, d'une part, la cuve et les écoulements à

l'intérieur de celle-ci et, d'autre part, les échanges au niveau des générateurs de vapeur.

La défaillance des composants génériques peut avoir des répercussions graves sur l'ensemble de la fonction. Pour garantir le fonctionnement, il faut garantir les composants principaux génériques. Pour cela, il est bon de les concevoir et de les faire, ce qui a été un grand atout pour Framatome.

Si les composants devaient être importés, les garanties exigées supposeraient que le fournisseur étranger, en plus de la maîtrise technique, possède la capacité financière de les assumer. En outre, l'ensemblier devrait mettre en place un dispositif lui permettant de s'assurer de la qualité de fabrication de ces composants, ce qui, en particulier, implique des connaissances précises du savoir-faire de fabrication.

Acheter, à l'extrême de l'évolution industrielle en marche, des composants à un concurrent peut s'avérer risqué, car celui-ci dispose alors de la possibilité d'en augmenter le prix, compromettant ainsi la compétitivité globale du vendeur de chaudière; plus largement, cela introduit une dépendance insupportable.

La qualité des fabrications

Se pose par ailleurs le problème de la qualité des fabrications. Le nucléaire français possède ses propres pratiques sur les composants du circuit primaire principal. Si l'usine de Chalon

venait à fermer et que les composants soient importés, l'Autorité de Sûreté, et plus particulièrement le BCCN (Bureau de Contrôle des Constructions Nucléaires, organe normalisateur et contrôleur, intégré à la Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires), aurait toujours les mêmes exigences, à savoir, entre autres, d'effectuer un contrôle rigoureux de la qualité des fabrications.

Une diversification difficile

Dans l'attente de nouvelles commandes de centrales nucléaires, les fournisseurs des équipements tentent de se diversifier pour retrouver de la charge et maintenir ainsi leur outil industriel. Cette diversification cependant s'avère très difficile : conçus pour une fabrication d'équipements spécifiques en grande série, les équipements et l'organisation de ces ateliers n'offrent souvent pas la flexibilité et les capacités d'adaptation nécessaires au lancement de nouveaux produits pour d'autres marchés.

De plus, certaines de ces industries traversent une période de crise grave - c'est le cas par exemple de la mécanique et de la chaudronnerie - et l'arrivée de nouveaux entrants sur ces marchés s'avère dans ces conditions, difficile sinon impossible. Enfin, ces efforts de recherche de compétitivité présentent fréquemment un coût social élevé : de nombreux licenciements interviennent dans ces unités en difficulté, entraînant forcément une perte globale de compétence à terme. Finalement, il apparaît d'une façon générale, très difficile dans le contexte industriel actuel de trouver de la charge non nucléaire pour ces usines. ■

L'ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE DU NUCLÉAIRE

Tous les intervenants de l'industrie nucléaire ont maintenant pris clairement conscience qu'à des exigences de qualité et de sûreté élevées, devaient correspondre une organisation et des ressources humaines possédant une pleine maîtrise des connaissances et du savoir-faire d'étude et de réalisation spécifiques. Un système organisationnel et humain de ce type ne peut plus ni s'improviser, ni même être créé de toutes pièces au moment de l'action.

Réglementation

Les exigences de la réglementation française, en matière de sûreté, n'étaient pas en 1970-1980, et de loin, celles en vigueur maintenant. Ce qui ne signifie pas pour autant que la sûreté était d'un niveau inférieur. Mais, d'une part, elle distinguait clairement les accidents pris en compte dans le dimensionnement de ceux relevant du risque résiduel considéré comme acceptable et, d'autre part, les enseignements de l'accident de Three Mile Island (1979) n'ont été pris en compte qu'ultérieurement.

Outils et méthodes

Le modèle d'ingénierie lors du renouvellement ne peut pas être la reconduction de celui qui a soutenu la réalisation du programme nucléaire quantitatif. En effet, les outils et les méthodes ont considérablement évolué sur une période de 40 ans. La contrainte technique a été fortement réduite car d'une part, le savoir-faire a pu être largement explicité en connaissances formulées et en normes, et d'autre part, une meilleure fiabilité des réalisations par les fournisseurs a pu être obtenue grâce à l'assurance de qualité. Les

outils de conception informatisés se sont beaucoup développés (CAO, modèles de simulation phénoménologiques). C'est donc au profit de la méthode que la contrainte technique s'est desserrée, ce qui renforce l'importance d'une maîtrise des méthodes, des outils et des pratiques de l'ingénierie moderne.

Certification et qualification

Par ailleurs, il faut se persuader que les exigences de qualité, de certification et de qualification des équipements font qu'un arrêt de toute construction pendant dix ans provoquerait un délai de redémarrage ex nihilo de l'ordre de trois à quatre ans de démarches de certification et de développements divers.

Le tissu industriel

En l'absence d'une prochaine réalisation, la trame même du tissu industriel sera gravement touchée et ne pourra être reconstituée qu'au prix d'un effort considérable, comme l'a montré le lancement de l'industrie nucléaire française au début des années soixante-dix. Encore l'industrie française s'appuyait-elle alors sur des licences étrangères, dont elle a depuis réussi à s'affranchir. A ce propos, la licence était à l'époque bon marché (1 % du coût de réalisation), car la concurrence était rude, mais cette opportunité ne se retrouvera pas. De plus, à l'époque le "savoir pourquoi" existait chez Westinghouse.

En outre, un des atouts dans les années 70 était la disponibilité d'équipes complètes qui avaient déjà commencé à travailler (des équipes de recherche au CEA avec les UNGG et les RNR, par

exemple). De plus, le boom industriel battait son plein, alors qu'aujourd'hui, sans Creusot-Loire ou une industrie lourde comparable, il n'y a plus de matrice pour abriter une renaissance et il risque de se poser le problème de la conservation de la mémoire. Notons que c'est le nucléaire qui, pendant la période récente, a soutenu l'industrie lourde et non plus l'inverse. Les quelques fournisseurs d'équipements spécifiques peinent à garder leurs moyens en fabriquant les pièces de rechange du parc en exploitation. L'industrie lourde et les multiples ingénieries françaises, qui ont servi de creuset il y a trente ans, sont décimées. Le soutien du CEA s'est également grandement réduit.

Certes, un engagement de réalisation pourrait paraître précoce, alors qu'il n'y a pas de besoin proche pour la capacité de production correspondante. Cependant, dans le cas contraire, au moment du renouvellement du parc actuel, l'industrie nucléaire française aura de grandes difficultés à mobiliser des capacités financière et industrielle suffisantes pour rester concurrentielle. ■

UN PARC ÉLECTRONUCLÉAIRE A BESOIN D'UNE INDUSTRIE VIVANTE

Le volume de la production d'électricité d'origine nucléaire apporte une contribution majeure à la compétitivité d'EDF et à la politique énergétique nationale. Le parc électronucléaire, amorti à près de 50 %, représente un capital technique et financier d'importance stratégique, tant pour EDF que pour la France.

Les enjeux pour EDF d'une option nucléaire maîtrisée

Une prolongation de dix années de la durée de vie au-delà des trente envisagées initialement se traduirait par des marges supplémentaires pour EDF d'au moins 150 milliards de francs, utilisables pour baisser les tarifs et, dans une certaine mesure, se désendetter, préparer le parc électrique du futur et se développer.

EDF doit tout mettre en œuvre vis-à-vis des Autorités de Sécurité et du public pour être en mesure de justifier et d'atteindre une durée de vie prolongée du parc électronucléaire. La stratégie générale repose d'abord sur une exploitation de qualité au quotidien. La maîtrise du parc nucléaire existant est donc primordiale et se traduit par la nécessité de :

- maintenir dans la durée au moins le niveau de performance actuel de l'exploitation (sûreté, disponibilité, coûts, sécurité, environnement),
- assurer la possibilité d'exploiter les tranches pendant la durée de vie de conception et si possible au-delà de 40 ans,

- consolider l'acceptation du nucléaire reposant largement sur la confiance de l'opinion.

L'innovation au service du parc en exploitation

L'innovation, dans la perspective de projets nouveaux, associée à la conception de nouveaux modèles d'équipements et de réacteurs, participe directement à l'amélioration du parc actuel et de son exploitation. L'apport d'équipes entraînées à la conception, capables de porter des jugements techniques, permet aussi de résoudre avec davantage de certitude et de rapidité d'éventuelles anomalies qui se révèlent de temps à autre sur des installations industrielles. D'ailleurs, les quelques difficultés génériques rencontrées sur le parc nucléaire, normales dans tout démarrage d'installations industrielles, en attestent. Deux innovations élaborées à l'occasion des études sur l'EPR, ont été exploitées pour le parc : la maquette MAEVA et des moyens supplémentaires de surveillance du cœur, ces derniers étant désormais proposés sur le parc. Le projet MAEVA consiste en l'étude expérimentale d'une structure en béton précontraint, sous des chargements mécaniques et thermiques similaires aux conditions attendues en situation accidentelle, à l'intérieur d'un bâtiment réacteur. Des essais réalisés sur une maquette ont d'ores et déjà conduit à la réparation de l'enceinte de Belleville 2, pour améliorer de manière significative l'étanchéité de la paroi interne.

La réalisation de l'EPR pour conserver la maîtrise industrielle et technologique

Sous l'aspect industriel, il s'agit de maîtriser l'évolution du tissu industriel pour disposer en permanence des compétences, des savoir-faire et des outils nécessaires à l'exploitation des tranches. EDF a donc un intérêt au maintien, d'une part, d'un constructeur de chaudières européen pour l'avenir, alors qu'il y a consolidation des concurrents et, d'autre part, d'un fournisseur performant pour la maintenance du parc existant.

Face à la menace pour EDF de voir sa maîtrise technique décliner, la réalisation d'une centrale de référence EPR présente l'avantage de préserver :

- toute la gamme des compétences avec le dynamisme de l'industrie et des équipes,
- la maîtrise technique et industrielle complète construite depuis une trentaine d'années,
- l'existence de capacités de production d'équipements lourds dans le domaine nucléaire,
- la capacité de réalisation d'un palier standardisé d'EPR, appuyée sur le retour d'exploitation pendant quelques années de la centrale de référence.

La réalisation d'une centrale de référence permettrait également de renouveler les équipes existantes par l'embauche de jeunes auxquels l'expérience considérable acquise au cours de la réalisation du parc actuel pourra être transmise. En attirant de jeunes ingénieurs, cette nouvelle réalisation contribuerait à rajeunir des équipes déjà affaiblies par de nombreux départs à la retraite.

De plus, conserver un projet comme l'EPR dans une période de très grande transition pour EDF (vers le client, la concurrence, l'internationalisation), lui permet de rester dans une continuité d'attitude. ■

C R É D I T S P H O T O S

Couverture p. 2
Dessin de l'EPR, documents NPI.

p. 4
Centrale nucléaire de Fessenheim, photo Framatome, Y. Jannès.

p. 9
Centrale nucléaire de Paluel, photo Framatome L. Godart.

p. 13
Usine Framatome à Chalon-Saint-Marcel, photo Framatome, L. Godart.
Centrale nucléaire de Civaux, photo Framatome, C. Pauquet.

p. 26
Schéma de l'EPR, documents NPI.

D O C U M E N T R É A L I S É A V E C L A C O L L A B O R A T I O N D E M R C O N S E I L

Décembre 2000

