

EDF et la production nucléaire : les clés d'une réussite industrielle

Dans le cadre d'une politique énergétique française claire et constante, EDF a réussi le programme nucléaire grâce à la standardisation et à ses compétences d'architecte ensemblier, mais aussi parce qu'elle avait déjà effectué les bons choix industriels. Au-delà de l'exploitation performante – la sûreté avant tout – d'un parc de 58 tranches, l'enjeu se tourne à présent vers la durée de vie de celles-ci et la préparation de leur remplacement. Le réacteur EPR a été développé dans ce but depuis quinze ans ; sa tête de série, Flamanville 3, est engagée. Ainsi pérennisé, le savoir-faire d'EDF devient un atout d'autant plus fort que le crédit économique et politique du nucléaire s'accroît mondialement.

Par **Bernard DUPRAZ**, Directeur général adjoint, Production et Ingénierie
et **Laurent JOUDON**, Directeur adjoint « Economie et Stratégie de la Production »

Le développement rapide du programme électronucléaire français des années 1970 est un trait majeur de l'histoire d'EDF, qui a fortement façonné l'identité actuelle du Groupe. Conduire un aussi vaste programme n'aurait cependant pas été possible sans l'active préparation de l'avenir, qui avait commencé vingt ans plus tôt, alors que l'équipement hydroélectrique et l'efficacité des filières à combustible fossile mobilisaient tous les efforts.

LA GENÈSE : DES RÉACTEURS « GAZ-GRAPHITE » AUX RÉACTEURS À EAU PRESSURISÉE

En 1956, le CEA met en service son premier réacteur sur le site de Marcoule. L'objectif premier est la production de matière fissile, mais EDF y couple un géné-

rateur d'électricité – d'une puissance symbolique de 2 MW – pour acquérir des connaissances dans cette forme de production. L'expérience est renouvelée avec deux autres réacteurs sur le même site, la puissance électrique passant à 40 MW. EDF lance alors dans la décennie qui suit, désormais comme investisseur et exploitant, la construction de six centrales du même type que Marcoule, mais de taille unitaire croissante (jusqu'à 540 MW). Cette filière, « UNGG » (uranium naturel – graphite – gaz), est la seule que la France des années 1960 peut déployer en toute indépendance. Parallèlement, EDF s'engage dans les filières à uranium enrichi et eau légère, qui se développent notamment aux Etats-Unis. Une centrale REP (réacteur à eau pressurisée) de 300 MW est construite à Chooz de 1959 à 1967, en partenariat avec les électriciens belges, dans le cadre du traité Euratom ; le constructeur en est Framatome, associé au concepteur Westinghouse. Le

même partenariat franco-belge construit quelques années plus tard la centrale belge de Tihange 1, mise en service en 1975, qui, avec ses 900 MW, n'est plus du tout expérimentale.

Ces années de « gymnastique nucléaire », selon les mots de Marcel Boiteux, permettent à EDF de prendre la mesure des enjeux économiques et de se convaincre pour cette raison de la supériorité de la filière à eau légère. Celle-ci est ainsi choisie lorsque la France décide, en 1970, d'un renforcement de sa capacité nucléaire (1) : six tranches REP de 900 MW, sous licence Westinghouse, sont lancées entre 1970 et 1973 sur les sites de Fessenheim et de Bugey. EDF en est « architecte assembleur », établissant des relations durables avec les principaux fournisseurs, portant elle-même la relation avec l'autorité de sûreté nucléaire.

Grâce au choix d'un modèle de réacteur aux qualités techniques et économiques éprouvées, grâce à la mise en place d'une filière industrielle française (autour de Framatome pour la construction de la chaudière nucléaire, de Cogema pour le cycle du combustible et d'Alsthom pour le groupe turbo-alternateur), grâce au grément d'une compétence d'ingénierie nucléaire, EDF aborde les années 1970 avec des acquis décisifs pour l'avenir.

LE PROGRAMME NUCLÉAIRE : LE CHOIX DE LA STANDARDISATION

En octobre 1973, le choc pétrolier rompt brutalement en faveur du nucléaire les incertitudes sur la compétitivité relative des divers moyens de production, tandis que se matérialisent les risques d'une dépendance énergétique française qui a dépassé 75 %. Le Gouvernement, fort de la qualité des choix industriels qui ont été faits, peut engager le pari d'un vaste programme électronucléaire. Décidé en mars 1974, le Plan Messmer prévoit l'engagement de 16 tranches REP de 900 MW, toutes identiques. Dix nouvelles tranches de 900 MW sont programmées en 1976. L'industrie, comme l'ingénierie d'EDF, se dotent des capacités pour tenir un rythme de cinq à six mises en service par an. Cette même année, EDF lance à Paluel la tête de série d'un nouveau palier de 1 300 MW, qui comprendra 20 unités couplées entre 1984 et 1993. Enfin, EDF et Framatome conçoivent, dès 1978, un palier de 1 500 MW qui s'affranchit de la licence du constructeur américain.

La puissance publique soutient le programme nucléaire d'une politique énergétique claire et constante. Du point de vue industriel, des procédures rigoureuses en matière de qualité, des exigences de sûreté en ligne avec

(1) Les réflexions étaient conduites par la Commission consultative pour la production d'électricité d'origine nucléaire. Voir notamment les rapports sur « les perspectives de développement des centrales nucléaires en France » (1968) et sur « le choix du programme de centrales nucléo-électriques pour le Sixième Plan » (1970).

les meilleurs standards internationaux se révèlent compatibles avec la gestion des évolutions ou des modifications techniques et le respect des délais (par exemple lorsque les enseignements de l'accident de Three Mile Island, en 1979, sont tirés). Enfin, EDF et les pouvoirs publics partagent d'emblée le souci de l'information du public et du dialogue à tous les niveaux avec les élus et les parties concernées, favorisant ainsi l'acceptation du nucléaire en France. Comme actionnaire en revanche, l'Etat ne contribue guère à l'effort d'investissement : EDF le finance par endettement et ressources propres, recherchant par sa politique tarifaire une allocation efficace, dans la durée, des avantages économiques vers les consommateurs, jetant aussi les prémices d'un marché européen *via* les exportations que permet la compétitivité de son parc nucléaire.

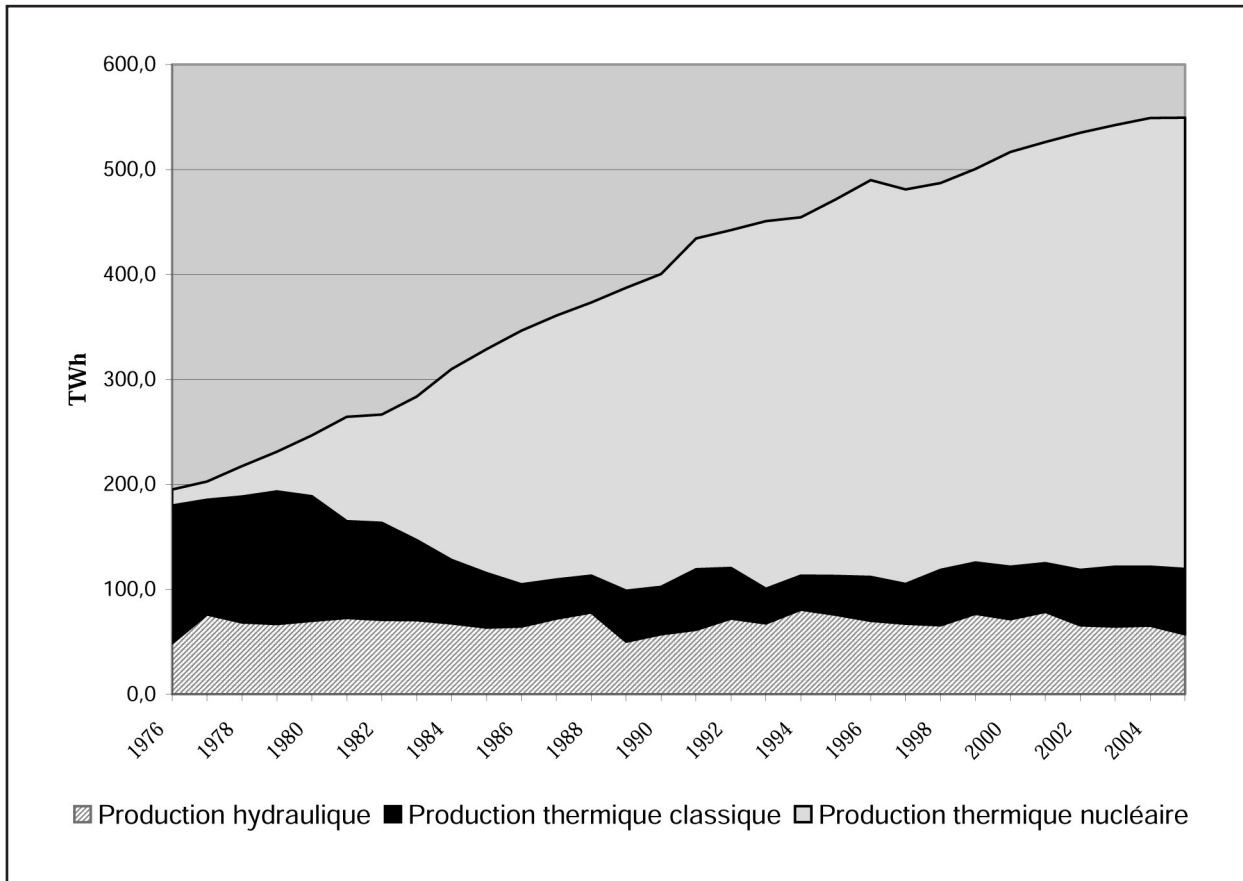
Sur le plan industriel, tout s'organise autour de la standardisation des ouvrages, qui relèvent d'une seule filière, et de la politique de paliers. Un effet de série est ainsi obtenu, puisque EDF et les constructeurs peuvent amortir les frais de développement sur un nombre important d'unités. La conception par paliers permet de conserver cet avantage tout en profitant des améliorations techniques (notamment celles issues de l'expérience du palier précédent) et des gains de productivité (notamment ceux permis par l'augmentation de la taille unitaire). Enfin, la possibilité d'enchaîner la construction de deux – et même souvent de quatre – tranches identiques sur un même site a complété les économies d'échelle. Au total, agissant comme architecte assembleur grâce à son ingénierie intégrée (2), jouant un rôle central dans la conception des paliers et des référentiels de sûreté, lotissant les travaux d'aménagement et sélectionnant les fournisseurs, EDF, avec l'engagement des industriels, réussit à maîtriser les coûts et les délais de construction.

L'objectif de politique énergétique est tenu : dès la fin des années 1980, plus de la moitié de la consommation d'énergie primaire française est couverte par une production nationale (dont l'essentiel, près de 40 %, par le nucléaire). En 2005, la production française d'électricité est à 90 % indépendante des énergies fossiles (voir la figure ci-après).

L'EXPLOITATION ET LA MAINTENANCE : LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE, PREMIÈRE DES PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES

EDF exploite aujourd'hui 58 centrales REP d'une puissance totale de 63 GW et a accumulé une expérience de 1 200 années × réacteur, une situation sans

(2) Le témoignage de la Direction de l'Équipement d'EDF est livré dans : « Chooz de A à B, une histoire de la filière à eau pressurisée », F. Torres et V. Lefebvre, Public Histoire / Efil Communication, 1996.



Production d'électricité en France (1976-2005).

équivalent dans le monde : cette taille dépasse d'un facteur 3 à 4 le parc d'autres grands producteurs qui, de plus, est souvent réparti en plusieurs filières (3). Le métier d'exploitant s'est construit en prolongeant l'avantage de la standardisation, en profitant de la proximité avec l'ingénierie qui a conçu et construit les centrales, en recherchant un progrès permanent pour toutes les performances, au premier rang desquelles figure la sûreté nucléaire.

La « culture sûreté » est développée, notamment par la formation et l'entraînement du personnel (celui d'EDF, près de 25 000 salariés, comme des sous-traitants), par des processus permanents de comparaison des résultats et des bonnes pratiques entre les sites et les tranches, et par l'anticipation des défaillances *via* l'analyse des incidents précurseurs.

La sûreté nucléaire repose également sur un contrôle interne présent à tous les niveaux. Un ingénieur de sûreté est en appui permanent auprès du chef d'exploitation, responsable de la conduite des installations ; une mission sûreté qualité est directement rattachée à chaque directeur de site ; auprès du directeur de la production nucléaire, un service « d'inspection nucléaire » effectue régulièrement une évaluation globale de la

sûreté de chaque site ; l'inspecteur général pour la Sûreté nucléaire, auprès du président d'EDF, porte chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire, avis rendu public. Enfin, l'ensemble des dispositions relatives à la sûreté (conception et exploitation) est contrôlé par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

On illustrera la performance et la qualité d'exploitation par la réduction de la dose moyenne de radiation collectivement reçue pendant l'exploitation annuelle d'une tranche (de 2 à moins de 0,8 Sievert de 1990 à 2005), ou encore par celle du nombre annuel moyen d'arrêts automatiques de réacteur (divisé d'un facteur 4, toujours sur les 15 dernières années).

UNE PRODUCTION À 85 % NUCLÉAIRE : OPTIMISATION ET DURÉE D'UN PARC PRODUISANT EN BASE ET EN SEMI-BASE

Avec près de 430 TWh (2005), le parc nucléaire fournit environ 85 % de l'électricité produite par EDF en France, un atout majeur quand le pétrole coûte 60 USD par baril et quand la lutte contre l'effet de serre devient une réalité politique et économique. La production d'électricité en France émet, en effet, 8 fois moins de dioxyde de carbone que la moyenne des pays de l'OCDE.

(3) ROSENERGOATOM exploite environ 21 GW, TEPCO (Japon), EXELON (E.-U.) et KHNP (Corée) 15 à 17 GW chacun, British Energy (R.-U.) et E.On (All.), premiers exploitants nucléaires après EDF dans l'Union européenne, une dizaine.

En matière de performances économiques, l'évolution du taux de disponibilité, après les « difficultés de jeunesse » des années 1980, traduit, depuis désormais 15 ans, la maturité industrielle des centrales et de leur exploitation, avec une disponibilité toujours supérieure à 80 % (83,4 % en 2005).

A cet égard, le poids relatif considérable de la production nucléaire dans le système électrique français lui confère un mode d'exploitation atypique au plan international. Le parc nucléaire fonctionne à la fois en base et en semi-base, ce qui explique pourquoi son facteur de charge est structurellement inférieur à celui d'autres exploitants, dont les centrales sont exploitées uniquement en base ; EDF place en saison creuse les arrêts pour entretien et renouvellement du combustible et, parfois, ne peut appeler toute la puissance nucléaire techniquement disponible.

selon les pays. Dans certains pays, la durée de vie autorisée est fixée à l'origine; ainsi, aux Etats-Unis, cette durée était initialement fixée à 40 ans ; elle a été, ces dernières années, étendue à 60 ans pour plus de quarante de la centaine de centrales américaines, dont beaucoup sont proches des centrales françaises.

L'approche française est plus continue ; tous les dix ans, l'exploitant effectue, sous le contrôle de l'ASN, un réexamen du référentiel de sûreté, pour tenir compte du retour d'expérience et du progrès des connaissances ; à l'occasion des visites décennales des centrales, l'exploitant apporte des modifications aux centrales, conformément à ce réexamen ; ce n'est enfin qu'à l'issue de ces opérations que l'ASN se prononce sur une nouvelle période de 10 ans. Ainsi, les troisièmes visites décennales du palier 900 MW, dont le contenu a fait l'objet de plus de cinq ans d'études par EDF et d'ana-



Le site de Flamanville en 2012 : à gauche la « tête de série » EPR ; à droite les deux tranches de 1 300 MWe (image de synthèse).

La durée de vie du parc nucléaire : un objectif au-delà de 40 ans

EDF se donne comme objectif au moins 40 ans d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, cette durée prudente étant utilisée pour les amortissements comptables. L'ambition de dépasser substantiellement 40 ans est raisonnable. Sur un plan technique, d'importants travaux de R&D sont consacrés à l'étude du vieillissement des installations ; ils visent notamment à démontrer l'acceptabilité d'une durée de vie de 50, voire 60 ans, pour les composants non remplaçables, la cuve du réacteur en premier lieu. D'autres matériels lourds, comme les générateurs de vapeur, peuvent, eux, être remplacés ; ce type d'opération est même devenu courant. Au-delà des questions techniques, le cadre réglementaire relatif à la durée de vie des centrales varie

lyses par l'ASN, commenceront en 2009, avec, pour EDF, l'objectif d'obtenir une autorisation d'exploitation jusqu'à 40 ans.

Allonger la durée de vie au-delà de 40 ans comporte un enjeu économique considérable, puisqu'il s'agit de différer d'autant l'investissement pour remplacer 63 GW de capacité. Compte tenu du retour d'expérience français et international, notamment américain, et des résultats des importants travaux d'ingénierie et de R&D qui y sont consacrés, EDF est confiant. Cependant, il ne serait pas raisonnable de parier aujourd'hui sur une extension future et importante de la durée de vie de toutes les centrales. Dès lors, disposer d'un modèle capable de prendre le relais vers 2020, quand les plus anciennes centrales auront 40 ans, est indispensable. C'est la raison première de l'implication d'EDF dans le développement de l'EPR.

LE DÉVELOPPEMENT DU MODÈLE EPR : PRÉPARER À NOUVEAU L'AVENIR

Un double constat marque la fin des années 1980 : d'une part, le parc nucléaire d'EDF, dont la construction s'achève, fonctionne bien et vieillit bien ; d'autre part, le ralentissement de la croissance de la demande d'électricité rend suffisante pour longtemps la capacité installée ou en cours d'installation. Il en résulte que le dernier palier de 1 500 MW ne connaîtra que quatre réalisations (mises en service entre 1997 et 2002) et, surtout, qu'une vingtaine d'années sans nouvelle construction nucléaire. Une nouvelle page s'ouvre ; pour garder ouverte l'option nucléaire et pérenniser l'avantage comparatif acquis, l'heure est à la préparation d'un nouveau modèle, pouvant être déployé à partir des années 2010, capitalisant tous les progrès techniques au service de performances encore accrues. EDF souhaite naturellement conserver l'organisation industrielle qui a permis de recueillir les fruits de la standardisation et de maîtriser les coûts, et donc un rôle d'architecte ensemblier.

EPR est conçu comme un projet à vocation européenne et conduit par tous les partenaires français et allemands, électriciens, constructeurs (Framatome et Siemens) et Autorités de sûreté des deux pays. Les études sont engagées dès 1992 ; les améliorations sont recherchées à partir des plus récents paliers, le 1 500 MW français et le « Konvoi » allemand. L'objectif est la validation du modèle par les ASN des deux pays. Le projet demande beaucoup de ténacité, alors que l'accident de Tchernobyl a entraîné l'arrêt de la construction de centrales nucléaires dans de nombreux pays et que le contre-choc pétrolier amène le prix du pétrole à moins de 20 dollars par baril, ce qui rend largement compétitif le cycle combiné à gaz pour produire de l'électricité en base. L'avant-projet détaillé, dit « *basic design* », commence en 1995 ; les plans de l'îlot nucléaire sont prêts en 1999 ; les études détaillées se poursuivent jusqu'en 2003.

Entre temps, les contextes politiques ont divergé. La République fédérale d'Allemagne décide, en 2000, d'une sortie progressive du nucléaire, tandis que la France confirme le rôle du nucléaire dans le mix énergétique (loi d'orientation énergétique de 2005). C'est donc EDF qui conduit le projet d'une centrale EPR, tête de série d'un futur palier. Le site de Flamanville, déjà équipé de deux tranches de 1 300 MW, est choisi en octobre 2004 ; un large débat public est organisé entre l'automne 2005 et le printemps 2006, à l'issue duquel EDF décide l'engagement effectif du projet. A ce jour, les principaux contrats sont signés (chaudière, groupe turbo-alternateur, génie civil). Les travaux préparatoires de terrassement ont commencé en août 2006. Les prochaines étapes sont le décret d'autorisation de création, puis les premiers bétons (fin 2007). Flamanville 3 doit être mise en service en 2012, un horizon où l'addition d'une puissance de production de

base de 1 600 MW sera utile au système électrique français. Surtout, ce calendrier s'inscrit parfaitement dans la logique de préparation industrielle du remplacement du parc actuel. Si l'on veut pouvoir mettre en service les unités suivantes vers 2020, il faut les mettre en chantier vers 2012-2015 : on disposera d'un premier retour d'expérience de la construction et des débuts de l'exploitation de la tête de série. Dit autrement, il devenait risqué d'attendre davantage.

La première centrale EPR engagée dans le monde n'est cependant pas celle de Flamanville. Fin 2003, l'électricien finlandais TVO, dont les actionnaires sont notamment des industriels électro-intensifs et soucieux d'assurer durablement leur approvisionnement à des prix stables et compétitifs, a en effet choisi ce modèle, à l'issue d'un appel d'offre international.

LES PERSPECTIVES MONDIALES DU NUCLÉAIRE : COMMENT CULTIVER UN AVANTAGE COMPARATIF

Un regard sur les perspectives de développement de la production nucléaire passe par trois questions : a-t-on besoin de construire des capacités ? Le nucléaire est-il accepté ? Est-il compétitif ? (4). Les réponses semblent aujourd'hui claires dans les grands pays asiatiques, qui représentent la moitié, soit quelque 80 GW, des centrales nucléaires engagées ou prévues pour 2020.

Le besoin de construire de nouveaux moyens de production est également réel en Europe. D'une part, la période du suréquipement est révolue et il faut répondre à la croissance – même modeste – de la consommation. D'autre part – et surtout – le vieillissement du parc de production imposera d'aujourd'hui à 2030 le remplacement de 300 GW de capacité de production en base. Ce nouveau cycle d'investissement vient de commencer ; il a été anticipé par la remontée de 50 % du prix de marché de l'électricité constatée en Europe entre 2002 et 2004 (donc avant que la hausse du prix des hydrocarbures n'amplifie le mouvement). Pour renouveler les moyens de production sans dégrader l'environnement ni dépendre massivement de l'approvisionnement gazier, même en développant au mieux les énergies renouvelables et la maîtrise de la demande, le nucléaire est incontournable : cette prise de conscience a provoqué la réouverture récente des débats dans nombre de pays où les projets de nouvelles centrales – parfois en cours de construction – avaient été abandonnés depuis plus de vingt ans. Aux Etats-Unis, l'*Energy Policy Act* de 2005 encourage de nouveaux projets *via* des crédits d'impôt et des garanties financières. En Grande-Bretagne, le Gouvernement a conclu l'*Energy Review*, en juillet 2006, en affirmant le

(4) Le « World Energy Outlook 2006 » de l'AIE contient de nombreux éclairages sur ces questions.

rôle du nucléaire parmi les moyens de production futurs et en initiant, avec les acteurs intéressés, une réflexion sur les conditions réglementaires adéquates. Plusieurs pays européens s'interrogent sur la pérennité du moratoire qu'ils ont décidé.

Comparer le coût de revient des diverses filières de production en développement est une question délicate en raison du choix des hypothèses à retenir : le coût du capital est crucial pour le nucléaire, tandis que le coût d'un cycle combiné à gaz provient pour deux tiers du combustible. Les estimations actuelles placent le coût d'une production en base entre 50 et 60 €/MWh pour le gaz ou le charbon (sur la base de scénarios situant le prix du pétrole entre 40 et 60 dollars par baril, et d'une pénalisation des émissions de CO₂ entre 10 et 20 € par tonne). EDF évalue le coût de la tête de série EPR à 46 €/MWh, mais les gains que permettrait le déploiement d'une série pourraient réduire ce coût d'environ 10 %. La production nucléaire est donc compétitive vis-à-vis du charbon et du gaz, dans le nouveau paysage énergétique mondial.

La mesure de l'avantage compétitif du nucléaire ne serait pas complète sans considérer la question du financement et des risques. L'intensité en capital de l'investissement nucléaire, qui doit de surcroît être décidé huit à dix ans avant la mise en service, invite à s'assurer des conditions dans lesquelles l'autorisation d'exploiter sera donnée, l'énergie produite vendue (gestion des

risques de marché), les obligations de long terme honorées (déconstruction, déchets). La clarté des règles du jeu édictées par la puissance publique est cruciale. Tel est, par exemple, l'objet des travaux lancés par le Gouvernement britannique.

Un nouveau défi pour le leader mondial de la production nucléaire

L'EPR, dont deux exemplaires sont engagés en Europe et que l'électricien américain Constellation souhaite faire certifier aux Etats-Unis, semble correctement placé dans la compétition avec ses trois ou quatre concurrents. Cela dit, l'avantage compétitif que construit EDF autour de l'EPR réside tout autant dans la capacité du Groupe à développer ce modèle (voire d'autres) comme investisseur et exploitant, et aussi, dans les marchés où le Groupe EDF est présent, à en tirer parti comme commercialisateur.

Quand EDF, il y a plus de quinze ans, a lancé le développement d'un réacteur avancé, elle songeait principalement au remplacement futur du parc nucléaire français. Aujourd'hui, une seconde façon de gagner est offerte par les perspectives qui s'ouvrent au-delà de l'Hexagone : voilà un nouveau défi pour le *leader* mondial de la production nucléaire.