

LA PROBLÉMATIQUE DU FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS ÉLECTRONUCLÉAIRES

BRUNO LESCCŒUR ET PHILIPPE PENZ*

La question du financement des équipements de production d'électricité d'origine nucléaire est aujourd'hui souvent réputée difficile, en particulier lorsqu'il s'agit de faire appel à des capitaux privés. L'idée selon laquelle la rentabilité du nucléaire serait trop incertaine, dans un marché concurrentiel, pour attirer les investisseurs est ainsi parfois avancée (World Energy Council, 1997). Pour autant, les causes des difficultés sont rarement vraiment explicitées. En outre, le succès de la privatisation de British Energy, société regroupant la production d'électricité d'origine nucléaire en Grande-Bretagne, semble indiquer qu'il n'y a probablement pas de réticence spécifique des investisseurs à apporter des capitaux propres pour financer le nucléaire dès lors qu'ils peuvent en espérer une rentabilité satisfaisante.

On cherchera donc, dans cet article, à analyser le problème du financement du nucléaire en essayant d'en distinguer les différents aspects : compétitivité relative par rapport aux autres moyens de production, spécificité de la filière nucléaire, évolution du mode d'organisation du secteur électrique.

L'article comporte cinq parties. La première est consacrée à l'évolution de la problématique des choix d'investissements et de la place du nucléaire qui peut en résulter. La seconde partie traite de la spécificité du nucléaire (caractère très capitalistique, rôle des Etats). On aborde dans la troisième partie le sujet de l'adéquation au cas du nucléaire de la technique du financement de projet. On analyse dans la quatrième partie la question de l'incidence du caractère très capitalistique du

* Au moment de la rédaction de cet article, Bruno LESCCŒUR était Directeur Adjoint à la Direction Financière d'Electricité de France et Chef du Service Financement - Trésorerie. Philippe PENZ était, au sein de ce Service, Chef du Département Etudes Financières et Evaluation.

Les auteurs s'expriment dans cet article à titre personnel. Les opinions qui y sont exprimées n'engagent donc pas Electricité de France.

nucléaire sur son mode de financement¹. Enfin, la cinquième partie a pour objet le financement du nucléaire dans un marché concurrentiel.

CHOIX DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE ET PLACE DU NUCLÉAIRE

L'évolution du contexte

Les années 70 et la première partie des années 80 ont été marquées par un prix élevé des énergies fossiles, amenant certains pays (la France en particulier) à développer un programme nucléaire de grande ampleur. Dans les pays faisant un tel choix, la majeure partie de l'électricité devait être produite par des équipements nucléaires. Dans une logique de régulation monopolistique du type *cost plus*, les prix de l'électricité en production étaient alors amenés à refléter, pour des consommations « en ruban », les coûts de développement de ces équipements.

La situation actuelle est très différente pour deux raisons : la première tient à l'évolution des compétitivités relatives des différentes filières de production, la seconde aux changements de contexte institutionnel que connaît le secteur électrique.

8 Le nucléaire ne dispose plus, aujourd'hui, du même avantage comparatif que par le passé et se trouve - y compris pour de l'électricité fournie en base - en concurrence avec des équipements produisant de l'électricité à partir du gaz. Plus précisément, le coût de développement du nucléaire en base pourra être plus élevé ou moins élevé que celui d'un cycle combiné au gaz (CCG) selon le scénario à long terme du prix du gaz qui est retenu. C'est en particulier ce que montrent, dans le cas de la France, les exercices de comparaison réalisés en 1997 par la DIGEC², rappelés dans un récent rapport du Commissariat général au Plan (1998) consacré à l'énergie. Compte tenu du fait que le coût de combustible peut représenter jusqu'à 70 % du coût de développement d'un cycle combiné au gaz, ces comparaisons sont très sensibles aux niveaux retenus pour le prix du gaz exprimé en dollars, ainsi qu'au taux de change du dollar. De même, les relativités de coûts de développement dépendent du taux d'actualisation retenu : une baisse du taux d'actualisation est plus favorable au nucléaire en raison de son caractère plus capitalistique.

En outre, la compétitivité relative des différents moyens de production pourrait se trouver très fortement affectée par l'introduction d'une « valeur du carbone ». Celle-ci aurait pour but de limiter l'émission de dioxyde de carbone (CO²) dans une optique de réduction de l'effet de serre. Elle pourrait être révélée par des mécanismes de marché (si un marché de droits d'émission de CO² voit le jour). Le rapport du

Commissariat général au Plan précédemment cité évalue ainsi à environ 6 centimes /kWh dans le cas d'une centrale au gaz et à 12 centimes /kWh dans le cas d'une centrale charbon, l'accroissement de coût de développement qui résulterait d'une « valeur du carbone » égale à 100 USD par tonne de CO².

La seconde modification importante qui affecte le choix des investissements est liée aux mutations du cadre institutionnel régissant le secteur de la production d'électricité. Dans les pays développés, celui-ci évolue vers un mode de fonctionnement plus concurrentiel (notamment au sein de l'Union européenne à partir du début de l'année 1999) : par conséquent la rentabilité des investissements de production va devenir exposée au risque d'évolutions défavorables des prix de l'électricité. De même, dans les pays émergents faisant appel à des producteurs indépendants pour développer leur capacité de production d'électricité, il existe un risque de renégociation des contrats de vente d'électricité, en cas d'évolution des coûts de développement du secteur électrique (G. Fiancette et Ph. Peuz, 1998). Ce changement du contexte institutionnel a des conséquences en matière d'appréciation du risque économico-financier lié aux différentes filières de production d'électricité et, par conséquent, en matière de choix du *mix* optimal de production.

Contexte institutionnel et risques économico-financiers des différentes filières de production

9

Nous analyserons les risques économico-financiers des différentes filières de production, et en particulier du nucléaire, dans différents contextes institutionnels allant d'un système monopolistique de type *cost plus* à un système concurrentiel. La typologie retenue à cet effet a un caractère relativement schématique et n'a évidemment pas vocation à intégrer toutes les nuances de situations possibles³.

Le cas d'une régulation monopolistique de type « cost plus »

Dans ce système - qui a longtemps constitué le mode dominant d'organisation du secteur électrique - l'optimisation du parc de production d'électricité est confiée à une société disposant d'un monopole régional ou national. Les tarifs de vente d'électricité pratiqués par la société d'électricité sont régulés et calés de telle sorte qu'elle puisse rémunérer correctement son capital. Dans ce contexte, qui correspond à la situation prévalant en France lorsque le programme électronucléaire a été réalisé, le choix des investissements est un choix en avenir incertain visant à rendre le plus faible possible le coût actualisé de production d'électricité. Le nucléaire y joue le rôle d'un actif de production économiquement peu risqué, car les incertitudes qui affectent les coûts

actualisés des équipements de production fonctionnant à partir de combustibles fossiles (gaz, charbon) sont plus fortes - en raison des aléas qui affectent l'évolution des prix de ces combustibles - que celles qui sont relatives au nucléaire.

Dans ce cadre, un souci de réduction des risques économiques peut justifier un recours accru au nucléaire, et ceci d'autant plus que la composition du parc optimal de production résulte d'une attitude de plus forte aversion au risque économique. En particulier, il serait sans doute pertinent, dans le cadre d'une régulation de ce type, de développer des équipements nucléaires pour satisfaire une partie de la demande d'électricité en base, même si leur coût de développement était jugé un peu plus coûteux, en espérance mathématique, que celui des cycles combinés au gaz (compte tenu des scénarios envisagés en matière de prix des combustibles fossiles).

A contrario, un investissement nucléaire est pénalisé, dans sa comparaison avec un investissement en moyens plus légers comme les cycles combinés au gaz, par son caractère plus irréversible. En raison des caractéristiques d'un investissement nucléaire (et en particulier de la durée nécessaire à la construction d'une centrale), il n'est, en effet, pas possible d'ajuster le rythme de réalisation d'un programme nucléaire aux inflexions du rythme d'évolution de la demande de façon aussi souple qu'avec un programme de centrales thermiques classiques, dont la construction est plus rapide.

Il convient toutefois de souligner que la question de l'irréversibilité des choix énergétiques ne se réduit pas à l'aspect que l'on vient d'évoquer. Ainsi, pour un pays cherchant à minimiser ses coûts d'approvisionnement en énergie, la décision de maintenir une compétence industrielle dans le domaine du nucléaire correspond au souci de maintenir une certaine flexibilité dans ses décisions futures d'investissements. Cette décision a pour lui une valeur d'option : elle lui permet en effet de développer davantage d'équipements nucléaires en cas de forte remontée des prix des combustibles fossiles.

Le cas d'une régulation laissant subsister un risque contractuel lié au prix de l'électricité

Cette situation est notamment celle qui prévaut pour des producteurs indépendants vendant leur production sur la base de contrats à long terme à une société d'électricité disposant d'un monopole national ou régional de vente au consommateur final. C'est le cas des pays émergents susceptibles de recourir, aujourd'hui, au nucléaire (la Chine notamment).

Les centrales nucléaires qui seraient développées, dans ce cadre, par des sociétés-projets, donneraient lieu en principe à des contrats de vente

d'électricité, établis une fois pour toutes sur la durée de vie de la centrale, et censés assurer aux apporteurs de capitaux une rémunération convenable. En pratique toutefois, la société d'électricité acheteuse pourrait, au bout d'un certain temps, être tentée de vouloir réviser ces contrats, s'il s'avère que d'autres équipements que le nucléaire pourraient produire de l'électricité à des conditions de prix plus favorables.

Dans ce cas, le prix de l'électricité pour une fourniture en base ne serait plus systématiquement calé sur les coûts du nucléaire. Il deviendrait par exemple égal au coût de développement d'un équipement au gaz, dès que celui-ci apparaîtra comme le plus rentable, compte tenu du prix initial du gaz et de ses perspectives d'évolution⁴. Dans un scénario de ce type, la rentabilité d'un équipement nucléaire apparaîtrait inférieure au coût moyen pondéré du capital traduisant la rentabilité espérée minimum que l'on serait fondé à exiger pour ce type d'équipement.

On peut penser que les investisseurs, conscients de cette possibilité, en tiendront compte, dès le départ, dans la rentabilité qu'ils exigent, ce qui contribuera à pousser vers le haut le prix de vente de l'électricité produite par une centrale nucléaire.

Le cas d'un système concurrentiel

Le risque financier d'un investissement en centrales nucléaires serait encore plus fort dans un système concurrentiel.

L'électricité produite devrait en effet être vendue directement à des clients finaux sur la base de contrats de durées forcément beaucoup plus courtes que la durée de vie de ces centrales. La nécessité, pour rester compétitif, de réviser le prix de l'électricité vendue dans le cadre de contrats bilatéraux, en tenant compte du coût de développement de la technique la moins chère, s'imposerait alors en effet à chaque renouvellement de contrat.

Quant à un système comportant un « marché spot » de l'électricité, il assurerait aux différents producteurs d'électricité un débouché à leur production. Mais s'il devait conduire à une réduction de la durée des contrats entre producteurs d'une part, clients industriels et distributeurs d'électricité d'autre part, il serait, sur le plan du risque « prix », sans doute plus risqué encore pour la rentabilité d'un investissement nucléaire.

Les risques décrits plus haut ne sont certes pas propres au nucléaire et ils affecteraient de la même manière un producteur développant un cycle combiné au gaz ou une centrale charbon (celui-ci n'est pas à l'abri d'une augmentation des prix du gaz ou du charbon, redonnant au nucléaire un avantage net en termes de compétitivité). Il y a toutefois probablement une certaine dissymétrie entre le cas du nucléaire et celui des équipements thermiques classiques. Celle-ci est liée à deux facteurs :

1) D'une part, dans la plupart des pays, les équipements thermiques classiques sont destinés à être appelés, à la marge, sur la majeure partie de la courbe monotone des puissances appelées. Ceci est vrai, à court terme, en raison des parcs de production existants, mais aussi à plus long terme compte tenu des coûts de développement actuels des différentes technologies. Ce sont donc les coûts proportionnels de ces équipements thermiques classiques qui vont être déterminants dans la formation des prix sur le « marché spot », dès lors que celui-ci existe. Dans un système concurrentiel, un producteur développant ce type de centrale verra donc sa marge d'exploitation être relativement immunisée (à parc de production inchangé et donc à court terme) contre une hausse des prix des combustibles fossiles, car celle-ci devrait se traduire par une augmentation du prix de l'électricité sur le « marché spot ». A contrario, la marge d'exploitation d'un producteur d'électricité, disposant pour l'essentiel de centrales nucléaires fonctionnant en base, sera exposée à une baisse des « prix spots » et donc en particulier à une diminution des prix des combustibles fossiles⁵.

2) D'autre part, l'incertitude sur les débouchés et sur l'évolution des prix de l'électricité dans un système concurrentiel constituent un handicap pour un investissement en nucléaire en raison de ses caractéristiques - déjà mentionnées - de moindre flexibilité face aux modifications des perspectives de marché. Or, l'évolution des méthodes de choix des investissements conduit à accorder de plus en plus d'importance au caractère plus ou moins irréversible des projets (Dixit et Pyndick, 1994 ; Mc Donald et Siegel, 1986), particulièrement dans un contexte de forte incertitude⁶. En dépit des difficultés de mise en œuvre qu'elles soulèvent, ces méthodes sont particulièrement bien adaptées au choix des équipements de production d'électricité dans un contexte concurrentiel (Smecrs, 1997).

Pour ces deux raisons, le développement de davantage de cycles combinés au gaz dans un contexte d'anticipation à la baisse de prix du gaz apparaîtrait comme un choix moins irréversible et moins risqué, de la part des producteurs d'électricité, que ne le serait le développement de davantage de nucléaire dans un contexte d'anticipation de remontée du prix du gaz.

LES SPÉCIFICITÉS DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE ET SES CONSÉQUENCES EN TERMES DE FINANCEMENT

Le financement de la filière nucléaire doit tenir compte de plusieurs caractéristiques essentielles de celle-ci, liées :

- à la nature technico-économique d'une dépense d'investissement en centrales nucléaires : caractère très capitalistique, longue durée de construction,

- à son imbrication avec des choix de politique industrielle qui relèvent des pouvoirs publics, en matière de politiques de sûreté, d'aval du cycle et de démantèlement des installations.

*Les caractéristiques technico-économiques
d'un investissement nucléaire*

Ces caractéristiques ne sont pas réellement spécifiques à la filière nucléaire. Ainsi, même si cette caractéristique constitue un facteur important dans la détermination des modes possibles de financement, le nucléaire n'est pas le seul moyen très capitalistique de production d'électricité : certains grands ouvrages hydrauliques présentent en effet des coûts au kW installé d'un ordre de grandeur similaire. De même, la longue durée nécessaire à la réalisation des centrales nucléaires (de l'ordre de 5 à 7 ans) affecte d'autres grands ouvrages : citons encore les grands barrages ou les oléoducs. Elle se traduit essentiellement par un coût supplémentaire provenant des intérêts intercalaires liés aux sommes immobilisées pendant la période de construction.

Les choix de politique industrielle associés à la filière nucléaire

Les questions relatives à la sûreté sont très spécifiques dans le cas du nucléaire. Elles requièrent, de façon évidente, l'implication des pouvoirs publics du pays concerné et ne peuvent être du seul ressort des acteurs industriels du programme.

13

Pour les apporteurs de capitaux, les problèmes liés à la sûreté s'analysent donc en fonction de considérations à la fois réglementaires et économiques :

- existe-t-il dans le pays d'implantation un cadre juridique bien défini traitant des questions de sûreté en termes réglementaires (spécification de normes par un organisme indépendant) et en termes de responsabilité (adhésion aux conventions internationales) ?

- de quelle manière les exigences, actuelles et à venir, des autorités de sûreté sont-elles susceptibles d'affecter la rentabilité économique des projets d'investissements nucléaires ?

A la différence des technologies de production d'électricité à partir de gaz, voire de charbon propre, le nucléaire ne peut être une technologie standardisée faisant l'objet d'une concurrence entre divers équipementiers. La maîtrise des processus sur l'ensemble du cycle du combustible nucléaire et le maintien des capacités correspondantes reposent sur un véritable choix de politique industrielle. La France est l'un des rares pays à avoir mis en place ce type de compétences et maintenu une véritable industrie nucléaire. Comme on l'a déjà souligné, cette capacité de maîtrise industrielle constitue une véritable option pour l'industrie

électrique française, dont la valeur ne peut être appréciée qu'au regard des incertitudes à long terme qui pèsent sur la planète en matière énergétique (devenir des combustibles fossiles) et en matière d'environnement⁷.

De même, les options retenues pour l'aval du cycle (stockage/retraitement) et en matière de démantèlement des centrales sont du ressort des décisions de politique industrielle propres à chaque Etat et s'imposent à l'opérateur de centrales nucléaires. Il se peut d'ailleurs que la décision industrielle concernant l'aval du cycle ne soit pas prise à la date de décision de l'investissement. De même, les exigences des autorités en matière de démantèlement des ouvrages, et par conséquent les coûts de ce démantèlement, sont en général mal connus.

Il est nécessaire, afin d'en déduire les flux financiers résultants, que le schéma contractuel définissant le degré de responsabilité de l'opérateur nucléaire vis-à-vis de la couverture financière de ces engagements soit précisé et que soient définies les entités chargées de mettre en œuvre les options retenues.

Dans la mesure où la responsabilité de l'opérateur sur les engagements liés au stockage et au démantèlement est bien définie et le cas échéant bien bordée, il semble souhaitable qu'un fonds spécifique soit constitué pour s'assurer que l'opérateur pourra assumer, dans tous les cas, les charges qui lui incombent.

14

LA TECHNIQUE DU FINANCEMENT DE PROJET EST-ELLE ADAPTÉE AU CAS DES INVESTISSEMENTS NUCLÉAIRES ?

Le principe du financement de projet

Le principe du financement de projet consiste, au lieu de financer la société d'électricité qui développe un projet, de financer le projet lui-même via une structure juridique qui lui est dédiée (société-projet). Cette structure permet d'isoler les risques et les charges liés au projet, du reste des opérations préexistantes de la société.

Le projet n'est plus qu'un ensemble de contrats entre la structure juridique ainsi créée et ses divers partenaires commerciaux (fournisseurs d'équipements et de combustible, ou prestataires de services et acheteurs de produits finis). Dans ce cadre, ce n'est plus la solvabilité globale de la société d'électricité développant le projet qui est analysée par le prêteur, mais la capacité qu'a celui-ci à générer les revenus suffisants pour assurer le service de la dette ayant permis son financement. Le bailleur de fonds fonde son appréciation - donc le coût de son prêt - sur la qualité de ces contrats qui, pour lui, sont analysés en termes de sécurité de *cash-flows* pour la société-projet.

La pierre angulaire de cette analyse est celle des risques et de leur répartition entre les divers intervenants : tout risque identifié doit être assumé par le partenaire à même de le maîtriser (au plan technique). Tout risque dont les conséquences ne sont pas intégralement assumées par l'un des partenaires reste alors à la charge de la société-projet et est donc susceptible d'affecter sa capacité à faire face au service de sa dette et à la rentabilité de ses fonds propres.

Si les risques résultants sont jugés acceptables par les créanciers, on se trouve face à un financement de projet « pur » : en aucun cas les actionnaires de la société-projet ne sont appelés en garantie d'une défaillance de celle-ci vis-à-vis de ses banquiers (il s'agit alors d'un financement sans recours). Si au contraire, certains risques résiduels ne sont pas acceptés par les créanciers, ils doivent être explicitement pris en charge par les actionnaires de la société-projet (on parle dans ce cas de recours « limité »).

Nucléaire et financement de projet

Les principes précédents se sont avérés particulièrement bien adaptés au financement des centrales électriques gérées par des producteurs indépendants ; le financement de projet étant la meilleure réponse au besoin d'entités juridiques nouvelles créées *ex nihilo*.

15

Ces principes sont applicables au nucléaire avec certaines nuances à apporter dans divers domaines en relation avec la spécificité de cette filière et en particulier avec la question de la garantie d'achèvement des travaux.

La question de la garantie d'achèvement des travaux et de leur qualité (coûts, délais, performances) est en effet la pierre d'achoppement de tout financement de projet. Le but recherché par les prêteurs est d'obtenir le maximum de garanties quant à la bonne réalisation des travaux, gage de leur capacité à générer les revenus espérés. La méthode utilisée est de reporter au maximum ces risques sur une entité juridique solide et responsable, donc vers le constructeur, et ce, par le biais d'un contrat « clés en main ».

De ce point de vue, la construction d'une centrale nucléaire repose sur une organisation complexe peu compatible avec le concept de contrat « clés en main ».

Cependant, le besoin d'analyser les rôles et responsabilités de chacun demeure. Il s'agit donc de mettre en œuvre un schéma contractuel entre tous les acteurs participants à la construction de la centrale, de telle sorte que chacun supporte le risque lié à l'exécution de sa propre partie et que l'ensemble des risques soit ainsi couvert. La solution ne peut résider que dans la création d'une structure juridique temporaire, réunissant les

parties prenantes à la construction, et prenant en charge la responsabilité globale de la bonne fin des travaux, en gérant les litiges entre les divers partenaires évoqués ci-dessus.

L'INCIDENCE SUR LE MODE DE FINANCEMENT DU NUCLÉAIRE DE SON CARACTÈRE CAPITALISTIQUE

Dans une certaine mesure, le caractère capitalistique de la filière nucléaire peut constituer un obstacle à la prise en compte de sa véritable compétitivité.

En effet, un coût d'investissement au kW plus important que pour les autres moyens de production est - au plan économique - compensé par une durée de vie largement plus longue (on envisage au moins 40 ans, sans dépenses complémentaires majeures). Cependant, pour obtenir un coût du kWh produit acceptable sur toute la période, il faut obtenir que le financement d'un tel investissement permette que ses charges soient réparties sur l'ensemble de la durée de fonctionnement.

Dans cet esprit, on peut remarquer que le succès du développement de la technique du cycle combiné au gaz est dû, pour ce qui est de l'investissement et de son financement, à une bonne compatibilité entre la durée de vie « économique » des équipements, la durée des contrats de vente de l'énergie et la durée des emprunts couramment admise par le marché.

De ce point de vue, le nucléaire s'apparente aux grands ouvrages hydrauliques qui ne se sont développés que grâce à une adaptation adéquate du marché financier, amenés à accepter des durées très longues, notamment de la part d'organismes supranationaux.

D'une certaine façon, le nucléaire ayant atteint aujourd'hui sa pleine maturité en termes d'assurance de qualité pour un fonctionnement sur une période longue, devrait attirer à lui les financements les plus longs, voire susciter l'émergence d'un marché de très long terme - aujourd'hui réservé à quelques émissions souveraines.

Financement de projet et recours au marché des capitaux

De ce point de vue, une évolution intéressante se fait jour dans le cadre du financement des Producteurs indépendants (IPP : *Independent Power Producers*) s'équipant de moyens de production classiques. Il s'agit d'un intérêt nouveau marqué par le marché de capitaux pour ce type d'investissement et qui offre des perspectives intéressantes :

- en termes de durée : plus longue que les crédits bancaires syndiqués classiques,

- en termes de profil de remboursement : un remboursement total *in fine* (*bullet repayment*) est notamment possible.

Ce dernier point est très important dans le cas qui nous occupe ici. En effet, la structure de remboursement « *bullet* » autorise la mise en place d'un refinancement, ce qui permet de lisser au maximum le service de la dette sur une période approchant la durée de vie de l'équipement. Il s'agit là d'une avancée très importante du marché des capitaux qui, acceptant le risque de refinancement, montre qu'il croit à la viabilité économique de l'équipement dans la durée. Ce qui a été fait pour les Producteurs indépendants développant des équipements thermiques classiques, devrait être obtenu pour la filière nucléaire.

Un exemple

En reprenant notre hypothèse d'une durée de vie de 40 ans, la charge de la dette pourrait être optimisée en la structurant comme suit :

1) pour 100 unités empruntées, 25 font l'objet d'un emprunt classique remboursable en 10 annuités constantes, 75 sont remboursables, *in fine*, après 10 ans. Pendant ces 10 premières années, en sus de l'annuité sur les 25, seul est payé l'intérêt des 75 ;

2) après 10 ans, l'emprunt initial de 25 est totalement remboursé, les 75 donnent lieu à refinancement sous la forme d'un nouvel emprunt de 25 remboursable en 10 annuités constantes et un nouvel emprunt de 50 remboursable *in fine* après 10 ans (donc à l'année 20). Cette nouvelle dette conduit à un niveau de charge stable, légèrement plus faible que le précédent ;

3) à l'année 20, on refinance de la même façon les 50 par un dernier emprunt « *bullet* » de 25, associé à un emprunt classique de même montant et il ne reste plus, de l'année 30 à l'année 40 qu'à disposer d'un dernier emprunt classique.

17

Le financement d'un parc de centrales

Il faut s'interroger, dans le cas du nucléaire, sur le bien-fondé d'un financement centrale par centrale. Une partie des difficultés mentionnées précédemment - celles qui sont liées en particulier à la durée de remboursement de la dette - seraient atténuées, bien que très progressivement, si l'on finançait un parc de centrales d'âges différents, vendant toutes l'électricité au même prix pour une même période d'utilisation. Dans un tel contexte en effet, les *cash flows* générés par les centrales les plus anciennes (pas nécessairement nucléaires, d'ailleurs) contribueraient à financer les plus récentes. Une solution de ce type devrait donc être explorée chaque fois qu'un pays se lance dans un programme électronucléaire conséquent.

Notons au passage que le programme nucléaire français a reposé sur ce principe de financement de l'ensemble d'un parc (Bergougnoux,

1987). Les prêteurs ont accepté le risque de l'ensemble « énergie nucléaire/régulation tarifaire », dans un contexte où, de fait, l'Etat a joué pleinement son rôle. Les emprunts émis pour faire face aux dépenses d'investissement ont été pour l'essentiel des emprunts obligataires de maturités (entre 5 et 10 ans) nettement plus courtes que la durée de vie des centrales, et ont été partiellement refinancés à l'échéance en fonction de la capacité de désendettement d'Electricité de France.

De façon plus générale, l'acceptabilité par les investisseurs potentiels du risque financier lié au nucléaire, se trouve facilitée lorsque les conditions de la compétitivité sont mutualisées au sein d'un parc de production davantage diversifié.

LE FINANCEMENT DU NUCLÉAIRE DANS UN MARCHÉ CONCURRENTIEL

Vers un recours accru à un financement par capitaux propres ?

Comme nous l'avons vu, les centrales nucléaires constituent des actifs économiquement risqués dans un marché dérégulé où les prix de l'électricité seraient fonction des coûts d'équipements de production au gaz. Il s'agit d'un facteur essentiel à prendre en compte lorsque l'on s'interroge sur la meilleure façon de les financer. Certes, pour que des investisseurs soient intéressés par le financement du nucléaire dans un système concurrentiel, il faudra qu'ils aient la conviction qu'en espérance mathématique et sur longue période, celui-ci est - au moins en base - moins coûteux qu'un cycle combiné au gaz⁸. Il s'agit d'une condition nécessaire dans la mesure où il apparaît comme à la fois plus risqué et présentant davantage d'irréversibilité. Mais il faudra aussi que ces investisseurs soient prêts à prendre les risques économiques correspondants.

Ceci a une conséquence importante : il sera sans doute difficile de financer le nucléaire sans recourir à un apport suffisant de capitaux propres. En particulier, une structure de financement reposant principalement sur l'endettement serait probablement inadaptée. Les créanciers seraient alors tentés de se protéger soit en exigeant des primes de risques fortes - traduisant le fait qu'ils assument *de facto* une partie du risque économique - soit en imposant des ratios de couverture des charges financières élevés ou un remboursement rapide de la dette. En tout état de cause, cette recherche de protection de la part des créanciers se ferait au détriment de la compétitivité du nucléaire, au moins pendant la première partie de la vie d'une centrale nucléaire ou pour un parc jeune de centrales.

Le recours à davantage de capitaux propres, pour autant qu'il soit possible, est par contre de nature à alléger ces contraintes de compétiti-

tivité. La rémunération des capitaux propres pèse en effet moins instantanément sur le prix du kilowatt/heure produit par une centrale que celle de la dette. Il est notamment possible de réduire le taux de distribution des dividendes pendant les premières années de vie d'une centrale, le complément de rémunération des actionnaires se faisant alors par le biais d'une plus-value latente sur leurs titres. Naturellement, ceci est d'autant plus facile que les titres correspondants peuvent être échangés avec une liquidité satisfaisante et que cette plus-value peut donc être effectivement réalisée.

Un financement reposant sur davantage de capitaux propres est-il possible ?

Toute la question est évidemment de savoir s'il existe suffisamment d'investisseurs en capitaux propres, prêts à investir dans le nucléaire, pour modifier de façon conséquente le ratio capitaux propres/dette.

Sans apporter de réponse complète à cette question, il est possible de faire deux remarques. En premier lieu, le risque économique du nucléaire (risque de perte de compétitivité) est notamment lié, comme on l'a vu, au prix du gaz. Il s'agit donc, au moins partiellement, d'un risque couvrable par des instruments financiers. En second lieu, le risque économique du nucléaire est un risque peu corrélé avec les autres risques supportés par les investisseurs : on peut donc penser que pour des motifs de diversification, des investisseurs accepteraient de financer de tels équipements sans exiger des primes de risque trop élevées pour leur apport de capitaux propres.

19

Il faut sans doute aussi relativiser le poids nécessaire des capitaux propres : dès lors que le volume de ceux-ci dépassera une certaine proportion, les créanciers bancaires devraient considérer que le risque qu'ils assument est fortement réduit et diminuer en conséquence leurs exigences - en particulier en matière de durée de remboursement de la dette - ce qui allégerait par la même occasion la contrainte de compétitivité pesant sur la centrale pendant la première phase de sa vie. Cette contrainte de compétitivité serait moins forte s'il s'agissait de financer une société possédant des centrales nucléaires d'âges différents, voire également des centrales d'un autre type.

Le fait de pouvoir répartir la charge de la dette de façon plus uniforme sur la durée de vie des centrales est - comme on l'a indiqué précédemment - un facteur favorable allant dans ce sens.

Dans le même ordre d'idées, le recours à des quasi-fonds propres (par exemple, obligations à faible taux de coupon convertibles en actions) seraient des solutions de financement à explorer.

Une illustration : la privatisation de British Energy

Le succès, en 1996, de la constitution et de la privatisation de British Energy illustre le fait que des capitaux privés sont prêts à s'investir dans une société de production d'électricité gérant un parc de production essentiellement nucléaire dans un système ouvert à la concurrence. Les investisseurs n'ont pas exigé, de plus, une prime de risque sensiblement différente sur British Energy de celle exigée sur les autres producteurs d'électricité britanniques : ils ont jugé que le risque spécifique au nucléaire était diversifiable au sein du secteur électrique et que l'exposition de British Energy aux variations du prix du *pool* pouvait être au moins partiellement couverte. Il s'agissait certes de la privatisation d'une société disposant déjà d'un parc de centrales nucléaires partiellement amorti, et non d'un apport de capitaux privés destinés à financer un programme de nouvelles centrales. Mais les craintes qui avaient pu auparavant s'exprimer quant à la possibilité de faire appel aux investisseurs pour financer le nucléaire, ne s'en sont pas moins révélées non fondées.

*VERS UNE INGÉNIERIE FINANCIÈRE ADAPTÉE
À LA SPÉCIFICITÉ DU NUCLÉAIRE*

20

Dans le contexte d'une dérégulation du marché de l'électricité dans les pays développés et d'une participation des électriciens de ces pays à des investissements dans les pays émergents, le financement du nucléaire appelle sans doute des solutions différentes de celles qui ont été imaginées dans les années 70 et 80.

Aux conditions économiques actuelles (notamment en ce qui concerne le prix du gaz), le nucléaire ne peut occuper qu'une partie de l'offre d'électricité en base. Ne pouvant fournir, dans les pays qui le développent, le prix directeur de l'électricité, il comporte un risque de compétitivité doublé de caractéristiques d'irréversibilité liées notamment à ses délais de construction.

Toutefois dès lors qu'une place existe pour des moyens de production nucléaires (une fois intégrées, dans le calcul économique, des primes de risque et d'irréversibilité adéquates), la question n'est plus de savoir si l'on peut financer ces équipements, mais comment ils peuvent être financés.

De ce point de vue, une ingénierie financière adaptée à la spécificité du nucléaire reste encore largement à inventer. Plusieurs solutions permettraient de mieux moduler dans le temps la rémunération des capitaux et d'alléger certaines des contraintes imposées par les créan-

ciers, en particulier dans le cas d'un recours important à l'endettement. Ainsi, le recours partiel à des emprunts remboursables *in fine* permettrait de mieux répartir dans le temps la charge de la dette. De même, une proportion de capitaux propres ou de quasi-fonds propres plus élevée que pour le financement d'autres types d'équipements, est une orientation qui semble favorable, surtout dans le contexte d'un système concurrentiel de production d'électricité. Enfin, une solution de financement de l'ensemble d'un parc est évidemment préférable à la solution d'un financement centrale par centrale selon le modèle du financement de projet.

Toute la question est évidemment de savoir si, compte tenu du caractère très capitalistique du nucléaire, il sera possible de se procurer sur le marché un volume suffisant de capitaux propres, même dans l'hypothèse d'un développement modéré, au niveau mondial, de ce type de moyens de production. De ce point de vue, le succès de la privatisation de la société British Energy, de même que l'amorce de réallocations d'actifs nucléaires entre les acteurs électriques aux Etats-Unis, montre que des capitaux privés sont disposés à s'investir dans le nucléaire, dès lors que les perspectives de rentabilité des capitaux investis sont satisfaisantes et que les responsabilités financières des investisseurs en matière d'aval du cycle et de démantèlement des centrales sont suffisamment définies.

BIBLIOGRAPHIE

JEAN BERGOUGNOUX : « Les leçons de l'expérience du financement du programme électronucléaire français ». Chapitre 8 de l'ouvrage édité par G.Terny et R. Prud'homme : *Le financement des équipements publics de demain* (1987).

COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU PLAN : « Energie 2010-2020. Les chemins d'une croissance sobre ». *Rapport du groupe présidé par Monsieur Pierre Boisson*. La Documentation Française - Septembre 1998.

DIXIT, A.K AND R. S PYNDICK : *Investment under Uncertainty*; Princeton University Press, Princeton (1994).

MC DONALD, R AND D. SIEGEL : « The value of waiting to invest ». *The Quarterly Journal of Economics* (1986),101(5),707,727.

GEORGES FIANCETTE ET PHILIPPE PENZ : « *La problématique de financement d'un programme nucléaire dans les pays en développement* », Séminaire de l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique). Mumbai (Inde). Octobre 1998.

YVES SMEERS : « Evaluation des investissements électriques : vers une évolution des méthodes ». *Revue de l'énergie*, n°492, novembre 1997.

WORLD ENERGY COUNCIL : « *Financing The Global Energy Sector. The Task Ahead* ». Report 1997.

NOTES

1. La troisième et la quatrième parties de l'article reprennent une argumentation déjà largement développée dans « La problématique de financement d'un programme nucléaire dans les pays en développement », par G. Fiancette et Ph. Penz (1998).

2. Direction du Gaz de l'Électricité et du Charbon, dépendant du secrétariat d'Etat à l'Industrie.
3. Citons à cet égard les deux exemples suivants :
 - La régulation tarifaire d'une société d'électricité en situation de monopole ne va, le plus souvent, pas être complètement de type « *cost plus* » : elle va laisser subsister un risque sur la rémunération du capital de la société, si celle-ci n'atteint pas complètement les objectifs de productivité que lui assigne le régulateur.
 - De même, l'équilibre auquel conduira la concurrence dans le secteur de la production d'électricité sera, selon le cas, plus ou moins proche d'un équilibre de concurrence parfaite.
4. En théorie, la comparaison des deux coûts de développement n'est réellement possible que si l'on dispose d'une courbe de prix *forward* du gaz sur un horizon aussi long que la durée de vie d'une centrale nucléaire, ce qui est peu réaliste. On n'échappe donc pas, dans cette comparaison, à l'explication d'un scénario de moyen-long terme d'évolution du prix du gaz.
5. A la différence de la situation prévalant dans un système monopolistique régulé par une tarification du type « *cost plus* », le nucléaire n'est donc plus, dans le contexte concurrentiel que nous avons considéré, l'actif industriel dont le risque économique-financier est le plus faible : ce rôle est joué, dans ce cas, par des équipements thermiques classiques. En effet, le risque n'est plus apprécié à partir des aléas portant sur les coûts actualisés des différents équipements, mais sur la base des aléas affectant les marges d'exploitation actualisées qu'ils procurent.
6. Ces méthodes s'appuient sur la théorie des options réelles, et reposent sur une approche issue du domaine financier. Elles conduisent à pénaliser une décision d'investissement ne permettant pas de tirer parti de l'accroissement d'information sur les conditions économiques futures, que l'on peut acquérir à mesure que leur horizon se rapproche.
7. Ainsi, c'est bien en termes de valeur de l'option nucléaire que devrait s'analyser la question de la suite à donner au projet EPR (*European Pressurized Reactor*) , que développent conjointement, depuis 1989, des industriels français (Framatome et Electricité de France) et allemands (Siemens et les électriciens allemands).
8. Même en tenant compte d'un coût d'irréversibilité propre au nucléaire.