

Coûts de production de l'électricité nucléaire et classique en charge de base

L'électricité nucléaire demeure concurrentielle dans de nombreux pays

par P.M.S. Jones et G. Woite

Les frais d'établissement des centrales électriques nucléaires et classiques et le coût de la production sont des facteurs importants du choix des combustibles pour l'approvisionnement futur en énergie électrique, surtout s'il s'agit de centrales devant assurer la charge de base.

Un rapide coup d'œil sur la documentation disponible permet de constater que les frais d'investissement pour les centrales nucléaires récemment construites se situent entre 1300 et plus de 6000 dollars par kilowatt électrique (kWe). Cet important écart est imputable à la diversité des modes de gestion et des modalités réglementaires, à des facteurs inhérents aux sites (par exemple le nombre variable d'unités sur le même site, la sismicité, l'infrastructure), à la conception de la centrale (notamment au degré de normalisation), aux prix unitaires (par exemple des matériaux et de la main-d'œuvre disponibles sur place), et à des éléments de comptabilité (par exemple, l'inclusion ou l'exclusion des intérêts courants pendant la construction, les stocks de combustible et d'eau lourde, la date de référence pour le calcul des coûts et les taux de change).

Pour les projets d'un coût élevé, les principales difficultés étaient dues à la gestion du chantier et aux procédures réglementaires. Ces difficultés ont également eu pour effet de prolonger les calendriers de construction jusqu'à 14 ans, et même au-delà comme on le verra dans le cas de certaines centrales toujours en construction.

En revanche, le moindre coût de certaines installations construites en 5 ou 6 ans (par tranche) résulte notamment d'une gestion efficace du projet, d'une exploitation poussée de l'expérience acquise et du fait que les plans détaillés sont pratiquement terminés et les questions de réglementation résolues avant la mise en chantier.

L'expérience est reprise par la coopération entre les exploitants, les fabricants et les services de réglementation, et encourage la normalisation et la construction en série. On constate que de nombreux enseignements ont pu être tirés de l'expérience acquise sur les chantiers et en cours d'exploitation. On a veillé d'autre part à ce que les projets de centrales de conception nouvelle ou modifiée soient soumis en temps utile à l'examen

M. Jones est conseiller économique principal de AEA Technology, Londres, et M. Woite est membre de la Division de l'énergie d'origine nucléaire de l'AIEA. Ils ont tous deux fait partie du groupe de travail de l'OCDE sur les coûts de production de l'électricité, qui a établi un rapport sur la prévision de coûts de l'électricité produite par des centrales mises en service en 1995-2000. Des résultats et certains passages de ce rapport sont repris dans le présent article.

réglementaire afin d'obtenir leur homologation complète avant la mise en chantier.

On s'efforce également d'établir des critères acceptables sur le plan international pour la sûreté et le permis d'exploitation, et aussi de rationaliser les procédures réglementaires. Cette approche devrait aider à faire bénéficier les autres pays des améliorations réalisées dans les pays les mieux équipés (*voir la figure*). Dans une certaine mesure, ces éléments sont retenus dans les récentes études de coûts faites par l'AIEA et l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

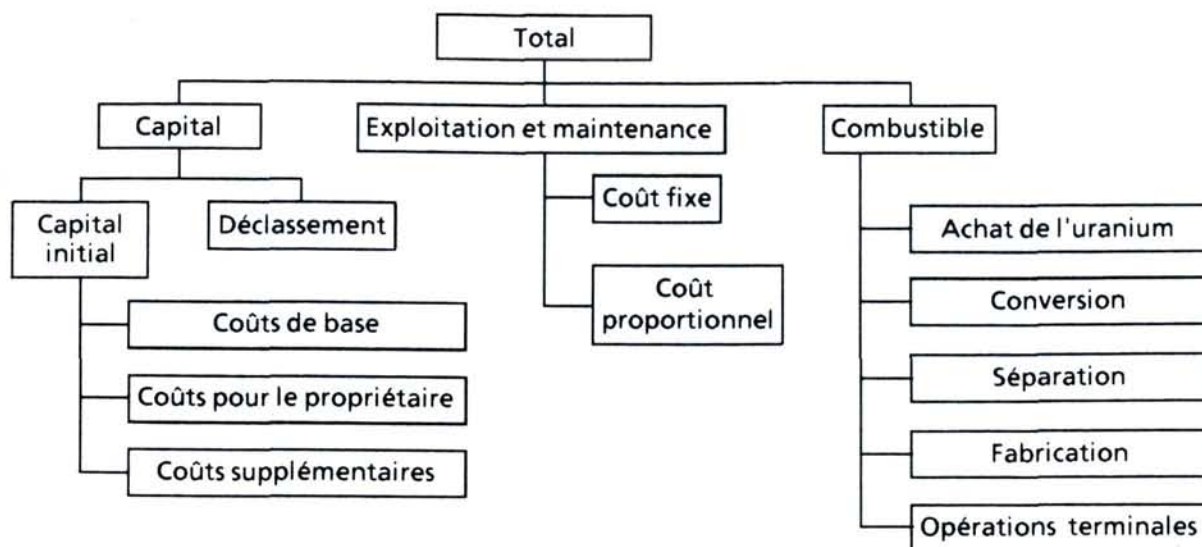
Résumé des études de coûts de l'AIEA et de l'OCDE

Des groupes d'experts de divers Etats Membres de l'OCDE, de l'AIEA et de l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UNIPED) ont récemment revu, à l'aide d'une méthodologie économique commune, les prévisions des coûts uniformisés de production d'électricité des options en régime de base qui devraient être disponibles à moyen

Moyens de réduire les coûts d'équipement des centrales nucléaires

- Exploiter l'expérience acquise
 - Effet de série, normalisation, groupement sur un même site
- Utiliser des techniques nouvelles
 - Conception
 - Techniques de construction
- Améliorer la qualité et le degré de planification
 - Achèvement des plans détaillés
 - Règlements des questions de politique et de réglementation avant la mise en chantier
- Améliorer la gestion du projet
 - Calendrier
 - Contrôle des coûts
- Assurer la bonne performance de l'exploitation

Ventilation des coûts de production de l'électricité



Notes: Le capital initial couvre toutes les dépenses directes et indirectes de construction et de mise en service de la centrale. Les coûts supplémentaires comprennent le transport, l'assurance, les pièces de rechange et les imprévus. Tous les coûts comprennent aussi les intérêts réels (et les révisions réelles de prix s'il y a lieu). Sont exclus: les éléments de coût dus à l'inflation générale; les coûts afférents au réseau (par exemple, pour la transmission, la réserve de puissance); les impôts sur les revenus et les bénéfices de l'exploitant; les effets sur l'économie nationale, notamment les coûts et avantages du développement de l'industrie et de l'infrastructure; les effets sur la santé publique et l'environnement; et la protection contre les risques non couverts par les assurances.

terme*. Les prévisions ont été calculées et évaluées pour les centrales nucléaires et les centrales à combustible fossile (essentiellement le charbon) qui pourraient être mises en service dans la seconde moitié des années 90.

Méthode et hypothèses

Les coûts de production de l'électricité comprennent toutes les dépenses échelonnées à la charge de l'exploitant, afférentes à la centrale considérée, et en valeur constante, au titre de l'équipement (y compris les intérêts réels pendant la construction), du combustible, de l'exploitation et de la maintenance, de la gestion des déchets, du déclassement et de la police d'assurance propre à la centrale. Il n'est pas tenu compte des impôts sur le revenu et les bénéfices, du coût de la transmission et autres postes communs à l'ensemble du réseau, ni de dépenses extérieures telles que celles qui sont liées aux dommages causés à l'environnement (voir la figure). A noter cependant que toutes les centrales et leur cycle du combustible sont exploités dans le cadre de réglementations et d'obligations nationales et internationales en

vigueur ou en projet, prévoyant une surveillance de la sûreté et de l'environnement, dans le but de s'assurer que les effets nocifs possibles de l'exploitation de la centrale ne dépassent pas les niveaux acceptables. On s'est efforcé plus spécialement d'établir pour chaque pays une comparaison valable entre les coûts de production des centrales nucléaires et ceux des centrales classiques.

Le lecteur ne devrait pas chercher à faire des comparaisons de coûts absolus entre pays vu les différences sensibles qui existent entre les régimes économiques et sociaux et les dispositions prises en matière de gestion des déchets radioactifs, de déclassement des centrales et de protection de l'environnement. Par exemple, les lois sur l'environnement de la plupart des pays de l'OCDE exigent la désulfuration des effluents gazeux et, dans certains d'entre eux, également la réduction de la teneur en oxydes d'azote des fumées des nouvelles centrales au charbon. Or, la plupart des pays non membres de l'OCDE n'exigent pas encore la désulfuration; néanmoins, six sur neuf d'entre eux la prévoient dans les devis concernant leurs futures centrales au charbon. Notons que la réduction de la teneur des fumées des centrales au charbon en oxydes d'azote et en anhydride sulfureux se traduit par une augmentation de 15 à 20% du coût de la production électrique de ces centrales.

En matière de déclassement, les hypothèses sont tout aussi variables: tous les pays de l'OCDE incluent le déclassement des centrales dans leurs prévisions, tandis que quatre des pays non membres ne le font pas. Aux fins

* Voir «Electricity Generation Costs Assessment Made in 1987 for Stations to be Commissioned in 1995», présenté par UNIPED au congrès de Sorrente (1988); *Prévision de coûts de l'électricité produite par des centrales mises en service en 1995-2000*, Rapport d'un groupe de travail OCDE/Agence pour l'énergie nucléaire/Agence internationale de l'énergie (1989); *Projected Costs of Nuclear and Conventional Base Load Electricity Generation in some IAEA Member States*, IAEA-TECDOC-569 (1990).

de la comparabilité, on a fixé un montant de référence pour les coûts de déclassement que l'on utilise dans les calculs pour ces quatre pays.

Frais d'investissement

Pour certains pays, plusieurs moyens de réduire les coûts d'équipement afférents aux centrales nucléaires par rapport au passé ont été considérés aux fins des études. Notamment, on suppose généralement que le projet est plutôt convenablement géré, que le financement est assuré et que les plans détaillés de la centrale sont achevés et approuvés par l'autorité réglementaire avant la mise en chantier afin d'éviter de coûteuses modifications de conception et des retards de construction. D'autre part, l'installation de plusieurs tranches sur le même site, la normalisation, la modularisation et les techniques d'ingénierie et de construction modernes ne sont pas pratiquées ou prévues à la même échelle dans les divers pays.

Les frais d'investissement à prévoir varient aussi considérablement d'un pays à l'autre, du fait de la variabilité de certains facteurs, tels les prix de la main-d'œuvre du bâtiment et des matériaux de construction, la conception de l'installation, les dispositions réglementaires, les caractéristiques des sites et les taux de change qui souvent ne tiennent pas compte du pouvoir d'achat des différents pays. Le degré d'incertitude des prévisions de coûts varie aussi en fonction du niveau d'expérience nucléaire (voir les graphiques).

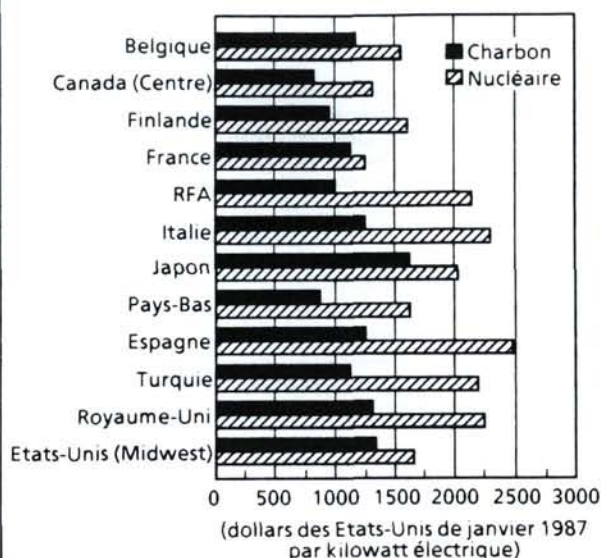
Coûts de production

Deux séries de calculs des coûts uniformisés de l'électricité ont été faits, l'un à partir d'hypothèses pour chaque pays sur le taux d'actualisation, la durée utile des installations, le régime d'exploitation et leur déclassement, et l'autre à partir d'hypothèses de référence communes à l'ensemble.

Pour cette seconde série de calculs, on suppose un taux d'actualisation réelle de 5% par an, une durée utile de 30 ans pour les centrales tant au charbon que nucléaires, un facteur de charge uniforme de 72% pendant toute la durée utile et un montant fixe pour les coûts de déclassement lorsque le pays n'a pas communiqué de prévisions. Toutes ces hypothèses de référence sont solidement fondées sur l'expérience et les prévisions des exploitants.

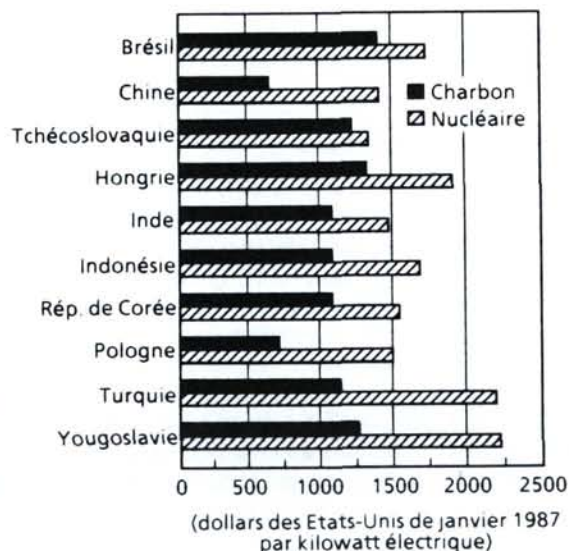
Le taux d'actualisation utilisé correspond de très près aux coûts que la plupart des exploitants s'attendent à assumer en valeur réelle pour les capitaux extérieurs. Le facteur de charge et la durée utile de la centrale sont calculés d'après l'expérience d'exploitation en régime de base dans les pays industriels et sont jugés valables dans ces pays pour les deux types de centrales qui seront mis en service à partir du milieu des années 90. Quant aux pays en voie de développement, la plupart ont connu des facteurs de charge en moyenne moins élevés et devront prendre des mesures pour relever la performance de celles de leurs centrales qui fonctionnent en régime de base; ces pays supposent généralement des facteurs de charge de l'ordre de 70% ou moins pour faire leurs calculs.

Prévision des frais d'investissement pour les centrales au charbon et les centrales nucléaires dans les pays de l'OCDE



Note: Y compris les intérêts réels pendant la construction (5% par an).

Prévision des frais d'investissement pour les centrales au charbon et les centrales nucléaires dans quelques pays membres de l'AIEA



Note: Y compris les intérêts réels pendant la construction (5% par an).

Les frais d'investissement pour les centrales nucléaires et les centrales au charbon dans les pays membres de l'OCDE et dans neuf autres pays membres de l'AIEA sont ici présentés. Les prévisions des coûts de construction se situent entre quelque 1100 et 2000 dollars par kilowatt électrique pour les centrales nucléaires et entre 700 et 1500 dollars par kilowatt électrique pour les centrales au charbon, en dollars des Etats-Unis de janvier 1987.

Les projections faites à partir des hypothèses de référence montrent que les centrales nucléaires présentent un net avantage économique par rapport aux centrales au charbon si elles sont exploitées en régime de base pendant toute leur durée utile, et cela dans la plupart des pays industriels et dans quelques pays en développement (voir le graphique).

En particulier, l'électricité nucléaire devrait être moins chère que l'électricité produite par les centrales au charbon au Japon, dans la plupart des pays européens, dans certaines régions d'Amérique du Nord, de Chine et de l'Inde qui sont éloignées des charbonnages, ainsi qu'en Indonésie et en République de Corée. En regard, on prévoit que l'électricité à base de charbon sera moins chère dans les régions charbonnières d'Amérique du Nord, du Brésil, de Chine et de l'Inde et aussi aux Pays-Bas et en Espagne lorsque le charbon est importé.

Sensibilités des calculs

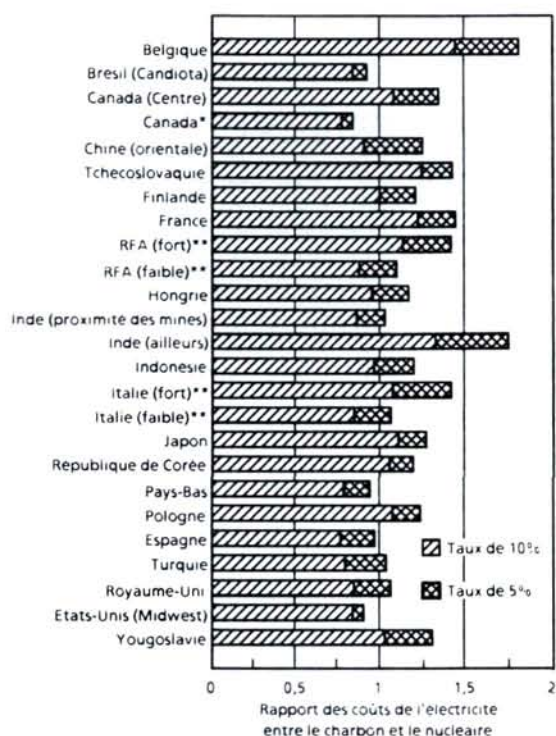
Les coûts uniformisés de production et leur rapport en ce qui concerne tant les centrales nucléaires que les centrales au charbon dépendent dans une large mesure des paramètres choisis pour les calculs. Ils sont particulièrement sensibles au taux d'actualisation, aux prix des combustibles fossiles dans l'avenir et aux coûts d'équipement des centrales.

Les paramètres les plus importants, en particulier le taux d'actualisation, ont été étudiés de près. Le taux de référence de 5% par an est bien ajusté au coût du financement extérieur attendu des exploitants — qui est proche du taux d'intérêt sur les obligations d'Etat à long terme — mais il est sensiblement inférieur à la rentabilité réelle moyenne des investissements industriels dans la plupart des pays de l'OCDE. La Banque mondiale a souvent recommandé un taux réel d'actualisation de 10% pour l'évaluation des projets, en particulier pour les pays pauvres en capitaux à investir. C'est pourquoi les calculs ont été faits aussi avec un taux d'actualisation de 10% par an. Ces calculs ont montré que les centrales nucléaires ne sont nettement avantageuses qu'en Belgique, en France, au Japon, en Tchécoslovaquie et en Inde (lorsque les sites sont loin des houillères).

Pour l'étude intéressant les pays de l'OCDE, des variantes du prix futur du charbon ont été proposées par le Conseil consultatif de l'industrie du charbon (CCIC), organisme indépendant à statut consultatif auprès de l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE. La moyenne qu'il a établie à partir des meilleures estimations, après ajustement pour tenir compte du coût du transport intérieur pour les consommateurs, était généralement inférieure aux prévisions de la plupart des pays.

Si on utilise pour le calcul la variante supérieure du taux d'actualisation et la variante inférieure du prix du charbon, l'option charbon devient relativement plus intéressante. Avec le taux d'actualisation de 10% associé aux prévisions du prix du charbon par les exploitants, on constate que le nucléaire est sensiblement moins onéreux que l'option charbon dans trois pays de l'OCDE, que les deux options sont à peu près équivalentes dans deux pays et que le charbon prend nettement l'avantage dans quatre pays. Le calcul à l'aide des projections du prix du charbon faites par le CCIC (il s'agit uniquement du

**Compétitivité comparée
de l'option charbon et de l'option nucléaire
à un taux d'actualisation de 5% et de 10%**



* Charbon dans l'Ouest, nucléaire dans l'Est.
** Au prix fort ou faible du charbon

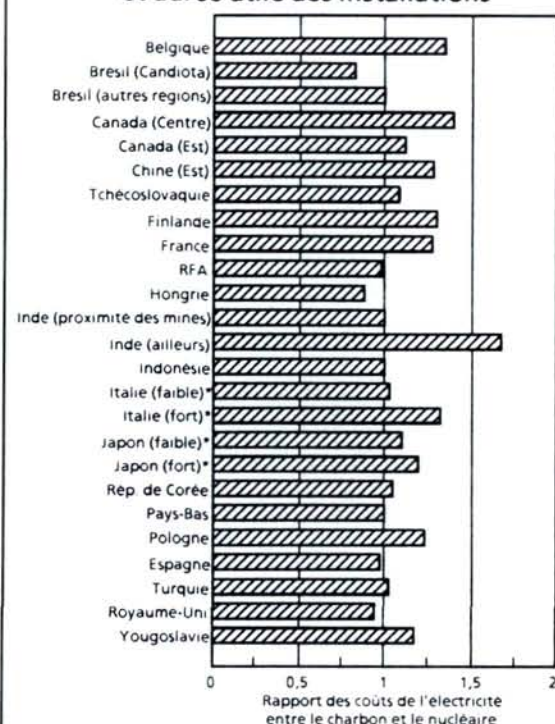
charbon importé en Europe occidentale et au Japon) réduit encore les prévisions de coût de la production électrique à base de charbon dans la plupart des pays de l'OCDE. Avec le taux d'actualisation de 5%, le nucléaire est sensiblement plus avantageux dans quatre pays de l'OCDE, les deux options s'équilibrent à peu près dans quatre pays et le charbon se révèle plus avantageux dans un pays. Si l'on prend le taux d'actualisation de 10% et les prévisions du prix du charbon du CCIC, les centrales au charbon sont l'option la moins chère dans la plupart des pays.

Des calculs ont également été faits en utilisant un facteur de charge uniforme de 63% pour s'approcher de l'expérience d'exploitation de certains pays, et avec une durée utile fixée à 25 ans tant pour les centrales nucléaires que pour les centrales au charbon. Ces hypothèses améliorent la position du charbon, quoique dans une moindre mesure que le second taux d'actualisation.

Conclusions de l'étude

Lorsque les pays participants utilisent leurs propres hypothèses quant au taux d'actualisation, à la durée utile des centrales et au facteur de charge, il apparaît que l'option nucléaire est plus avantageuse dans sept pays de l'OCDE, deux pays d'Europe orientale, plus la Yougoslavie et l'Inde (dans les régions éloignées des

**Compétitivité comparée des coûts de l'électricité
(centrales au charbon et centrales nucléaires)
sur la base des hypothèses nationales:
taux d'actualisation, facteur de charge
et durée utile des installations**



charbonnages) (voir le graphique, page 22). Pour les autres pays, les prévisions des coûts de l'électricité nucléaire vont de l'égalité approximative avec ceux de la production des centrales au charbon à environ 10% de plus; dans les régions où le charbon coûte moins cher, l'option classique est la moins onéreuse.

Les hypothèses communes de référence retenues pour les études internationales donnent dans l'ensemble des résultats analogues pour les pays de l'OCDE, mais améliorent la compétitivité de l'énergie nucléaire dans les pays de l'Europe orientale et dans d'autres pays non membres de l'OCDE.

En résumé, la plupart des pays participants s'attendent que les coûts de production d'électricité des centrales nucléaires soient inférieurs à ceux des centrales au charbon ou, au pire, soient à peu près équivalents. Or, dans le cas de la plupart des pays, la comparaison des prévisions entre le charbon et le nucléaire n'est pas convaincante lorsque l'on tient compte de toutes les hypothèses envisagées dans les études. Pour certaines valeurs des paramètres retenues, l'option nucléaire est très sensiblement moins chère que l'option charbon, tandis que, pour d'autres valeurs de ces paramètres, l'inverse est vrai.

Si l'on compare les résultats à ceux des études précédentes, on constate que les moindres prix du charbon prévus pour l'avenir font baisser les coûts prévus de l'électricité produite par les centrales au charbon dans un certain nombre de pays par rapport aux coûts de la production des centrales nucléaires. Quant à ces der-

niers, ils semblent se maintenir relativement stables ou même baisser légèrement, d'après les mêmes études*.

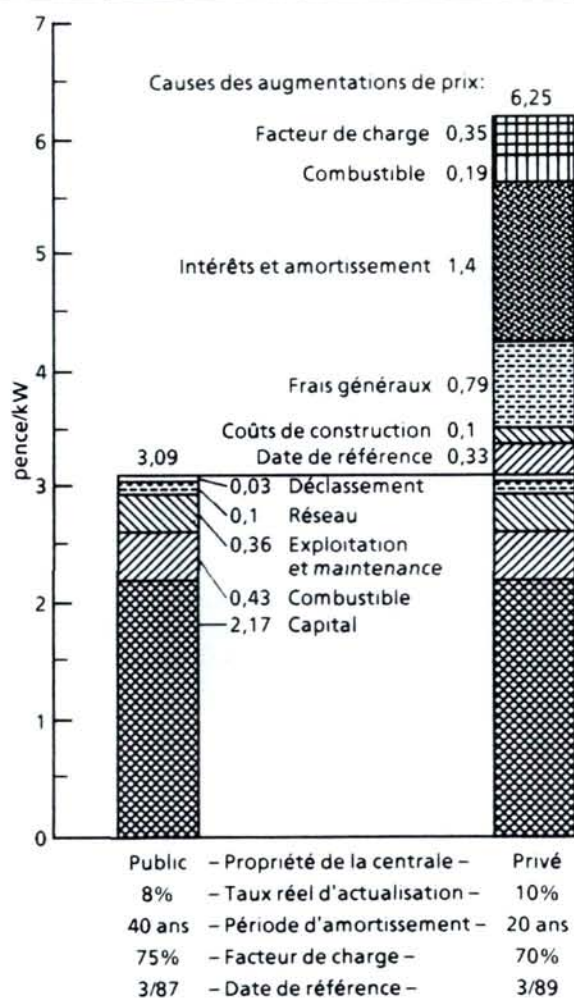
Le cas du Royaume-Uni

L'avis général, qui laisse entendre que (en retenant les valeurs des paramètres considérées les plus pertinentes pour une évaluation des coûts) la production des centrales nucléaires demeurera compétitive ou, au pire, égalera à peu près celle des centrales au charbon, semble contredire certaines opinions exprimées dans la presse britannique. Les auteurs de certains articles ont prétendu en effet que la production des centrales nucléaires au Royaume-Uni revenait trois fois plus cher que celle des centrales au charbon. Il a cependant été précisé que les prix tendanciels de la future production d'électricité à l'aide de réacteurs à eau sous pression, au Royaume-Uni, n'ont subi que des variations marginales**. Ces prix

* «International Comparison of Generation Costs», par P.M.S. Jones, G.H. Stevens et K. Wigley, comptes rendus d'une réunion AEN/OCDE sur la bonne performance des projets nucléaires (novembre 1989).

** «The Future for Nuclear Power», par W. Marshall, conférence annuelle de la British Nuclear Energy Society (novembre 1989).

Coûts



s'accordent assez bien avec ceux qui sont indiqués sur les deux derniers graphiques, pages 21 et 22.

Le prix indicatif qu'une compagnie d'électricité récemment privatisée aurait pu proposer sur le marché pour l'électricité produite par un nouveau réacteur à eau sous pression impliquait les frais généraux, une manière différente de calculer les bénéfices et une rentabilité du capital équivalant à un taux réel de rendement interne de 14% par an sur une période d'amortissement de 20 ans; il reposait en outre sur des hypothèses délibérément prudentes quant à la performance et aux imprévus. L'exploitant a considéré que cela se justifiait dans une situation qui, contrairement à celle d'autres pays, promettait la libre concurrence de l'offre d'électricité sans garanties contractuelles à long terme de vente aux distributeurs indépendamment privatisés, et compte tenu des taux d'intérêt élevés actuellement pratiqués au Royaume-Uni.

Les coûts cumulatifs dans le secteur public et les prix du secteur privé ont été calculés en appliquant ces différentes hypothèses (*voir le tableau et le graphique*). Le fait que le prix du secteur privé est le double du coût précédemment calculé pour le secteur public saute aux

yeux. Une des causes importantes de cette différence est que l'on est passé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel de 8%, avec amortissement par annuités sur 40 ans, à un taux réel d'actualisation de 10% avec amortissement linéaire sur 20 ans, sans érosion du capital. Les hypothèses retenues par le secteur public aboutissaient à un intérêt de 8,4% sur le capital, alors que celles du secteur privé prévoyaient une rentabilité moyenne du capital de 14%. L'augmentation est donc due en grande partie aux paramètres économiques postulés (taux d'intérêt et valeur de la monnaie) et aux éléments de comptabilité (période d'amortissement, frais généraux et supplément pour dépenses imprévues). Les augmentations prévues en ce qui concerne les coûts de construction ou la gestion du combustible épuisé et des déchets radioactifs n'interviennent que dans une très faible mesure. Les prix calculés pour le secteur privé ont été comparés à tort par les médias avec les coûts de l'électricité (sans les frais généraux, etc.) produite par les nouvelles centrales au charbon et avec les prix de l'électricité jugés valables pour les centrales en service et partiellement amorties du secteur privé. Si les calculs étaient faits compte tenu des mêmes précautions contre les risques, l'électricité produite par les nouvelles

et prix de l'électricité nucléaire au Royaume-Uni (pence/kWh)

Propriété de la centrale	Publique	Publique	Privée
Date des prévisions	Avril 1987	Avril 1989	Été 1990
<i>Paramètres économiques</i>			
Taux réel d'actualisation	5%	8%	10% ^a
Période d'amortissement	40 ans	40 ans	20 ans
Facteur de charge uniforme	75%	75%	70%
Date de référence	Mars 1987	Mars 1987	Mars 1989
<i>Coûts cumulatifs de production</i>			
Capital	1,35	2,17	
Raccordement au réseau	0,07	0,10	
Combustible	0,45	0,43	
Autres opérations	0,34	0,36	
Déclassement	0,03	0,03	
Total	2,24	3,09	
<i>Additifs au prix du secteur privé</i>			
Modification de la valeur monétaire de référence			0,33
Coûts de construction supplémentaires ^b			0,10
Frais généraux ^c			0,79
Modification du taux d'intérêt et d'amortissement ^d			1,40
Réduction du facteur de charge ^e			0,35
Modification de la gestion du combustible ^e			0,19
Total			3,16
Prix total de production de l'électricité par une centrale privée			

^a Sur capital non érodé.

^b Partage des coûts supplémentaires de «conception nouvelle» du réacteur à eau sous pression de Sizewell.

^c Frais généraux d'entreprise, assurances et impôts locaux, généralement communs à toutes les centrales.

^d Réduction de la période d'amortissement et adoption d'un taux de rentabilité de 10% sur le capital initial (équivalent à un rendement interne de 14%).

^e Supplément pour dépenses imprévues, fondé sur des hypothèses pessimistes, pour minimiser les risques financiers de l'exploitant.