

LEDOUX

PROQUIN

D.R.

Les fausses factures du nucléaire

DYNASTEURS

Le mensuel des Echos

Janvier 91

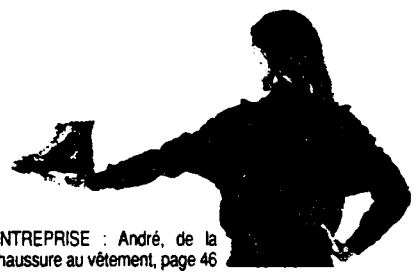
Jean-Claude Sensemat. Il s'offre la célèbre marque de Fred Lip, page 18

NUCLEAIRE : Le choix français est-il économiquement fondé ? page 64



MAGNUV

ENTREPRISE : André, de la chaussure au vêtement, page 46



EMPLOI : Les Japonais changent d'employeur comme de chemise... ou presque, page 55

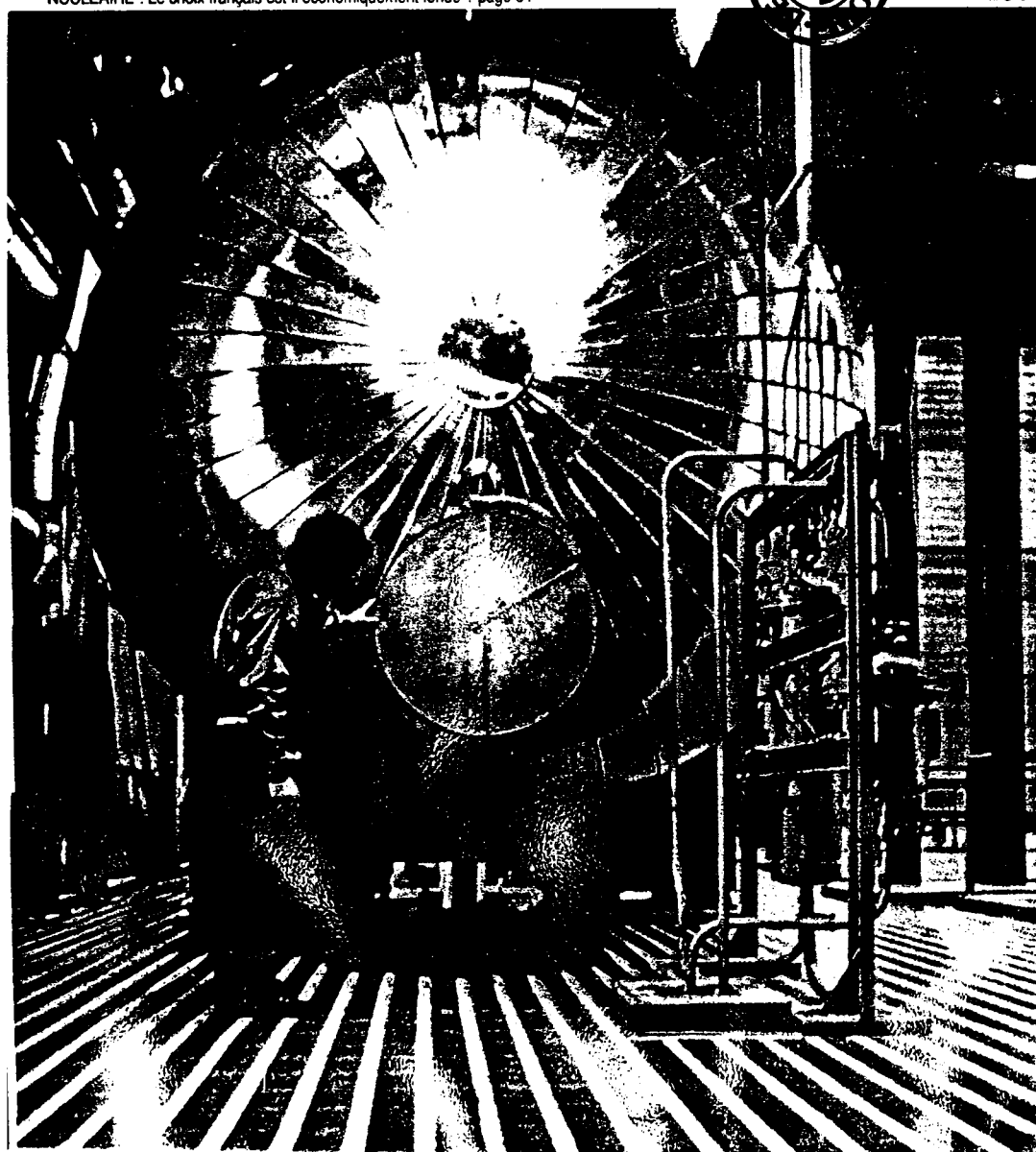


VANDYSTA

RENCONTRE : Karl Popper, page 85



SNO.





Les Fausses factures

La crise du Golfe et la question de l'effet de serre ont redonné espoir à l'industrie nucléaire. Mais EDF vient de décider de reconvertir au gaz certaines centrales nucléaires.

A tout le moins s'impose une étude économique sérieuse. Pour autant qu'on puisse en juger, il reste encore à l'énergie nucléaire à faire la preuve de sa compétitivité. Même en France.

Il y a des idées aussi solidement établies que les colonnes du temple de Jérusalem. Telle la compétitivité de l'énergie nucléaire. Si une partie de la population craint le nucléaire en raison de ses dangers ou du souvenir de Tchernobyl, la plupart d'entre nous accepte le postulat qu'avec ses 55 réacteurs en service, notre pays a fait une bonne affaire. Plusieurs signaux récents conduisent à tempérer cette évidence. Le rapport sur « Le bilan du secteur nucléaire civil en France », dit rapport Rouvillois, rendu en 1989, conclut : « Sur une base strictement économique, la production d'électricité nucléaire, faute de bénéficier de tous les effets favorables liés à un parc de centrales standardisées et de grande taille, ne disposera pas inéluctablement d'un avantage de compétitivité » (1).

De son côté, après avoir noté qu'entre 1974 et 1989 EDF (Electricité de France) avait subi des pertes onze fois et un résultat positif seulement cinq fois, le rapport de la Cour des comptes 1990 affirme que « l'effet favorable sur les coûts de la substitution du

nucléaire à des combustibles plus onéreux s'est estompé dès 1987 ». Et si ces éléments ne suffisaient pas à s'interroger, voilà que la libérale Angleterre échoue à privatiser son électricité nucléaire (depuis lors regroupée dans la société publique Nuclear Electric), la City ayant jugé qu'elle ne serait pas rentable. L'obsolescence du parc anglais n'explique pas seulement cet échec, puisque les centrales PWR, de facture plus moderne, ne sont pas non plus apparues compétitives par rapport aux centrales au charbon.

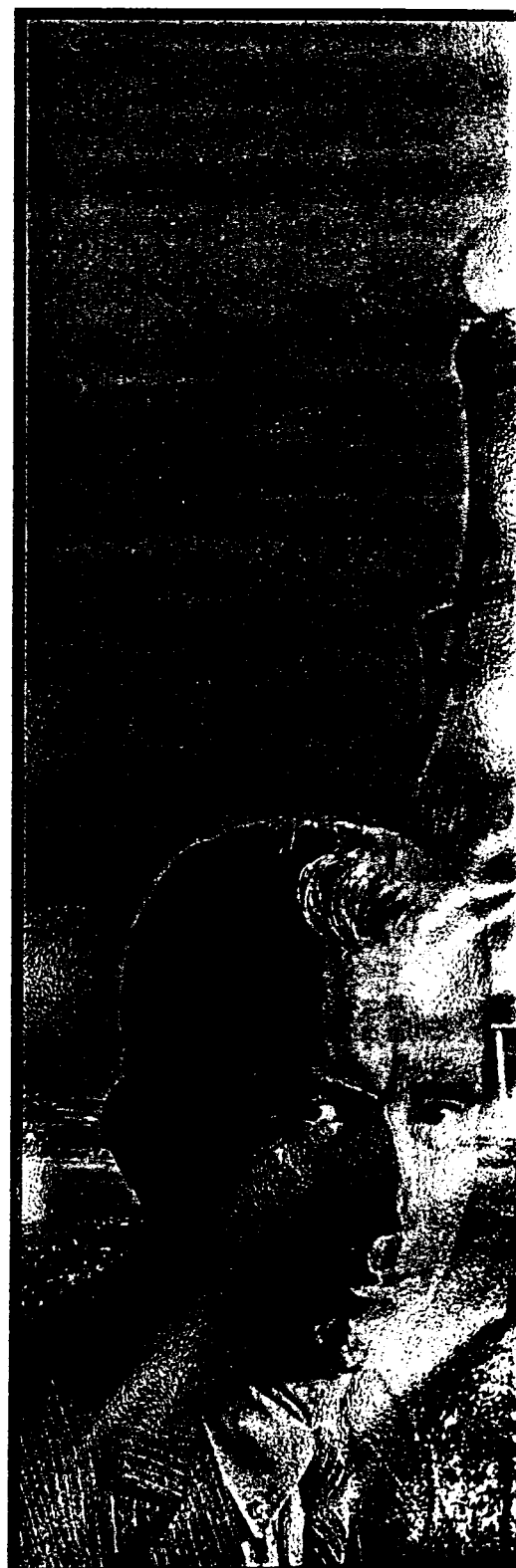
La question du vrai coût du nucléaire n'est pas de celles, en France, où l'information officielle sera d'un grand secours. Le document sur lequel le gouvernement fonde publiquement son analyse émane de la Direction de l'énergie du ministère de l'Industrie. Intitulé « Les coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique », il ne fournit pas les éléments nécessaires à

Socialisme oblige ? La nucléocratie française n'est plus dirigée par des hommes du sérail.

Patron du CEA, Philippe Rouvillois (à g.) est inspecteur des finances. Il a distillé l'idée sulfureuse que la rentabilité du nucléaire est conditionnelle. Patron d'EDF, Pierre Delaporte (à d.), vient de Gaz de France.

Or le gaz...

(1) Les trois rapporteurs étaient Henri Guillaume, René Pellat, Philippe Rouvillois. Celui-ci a été nommé en juillet 1989 administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique (CEA). Le rapport n'a pas été publié, mais est diffusé sur demande.

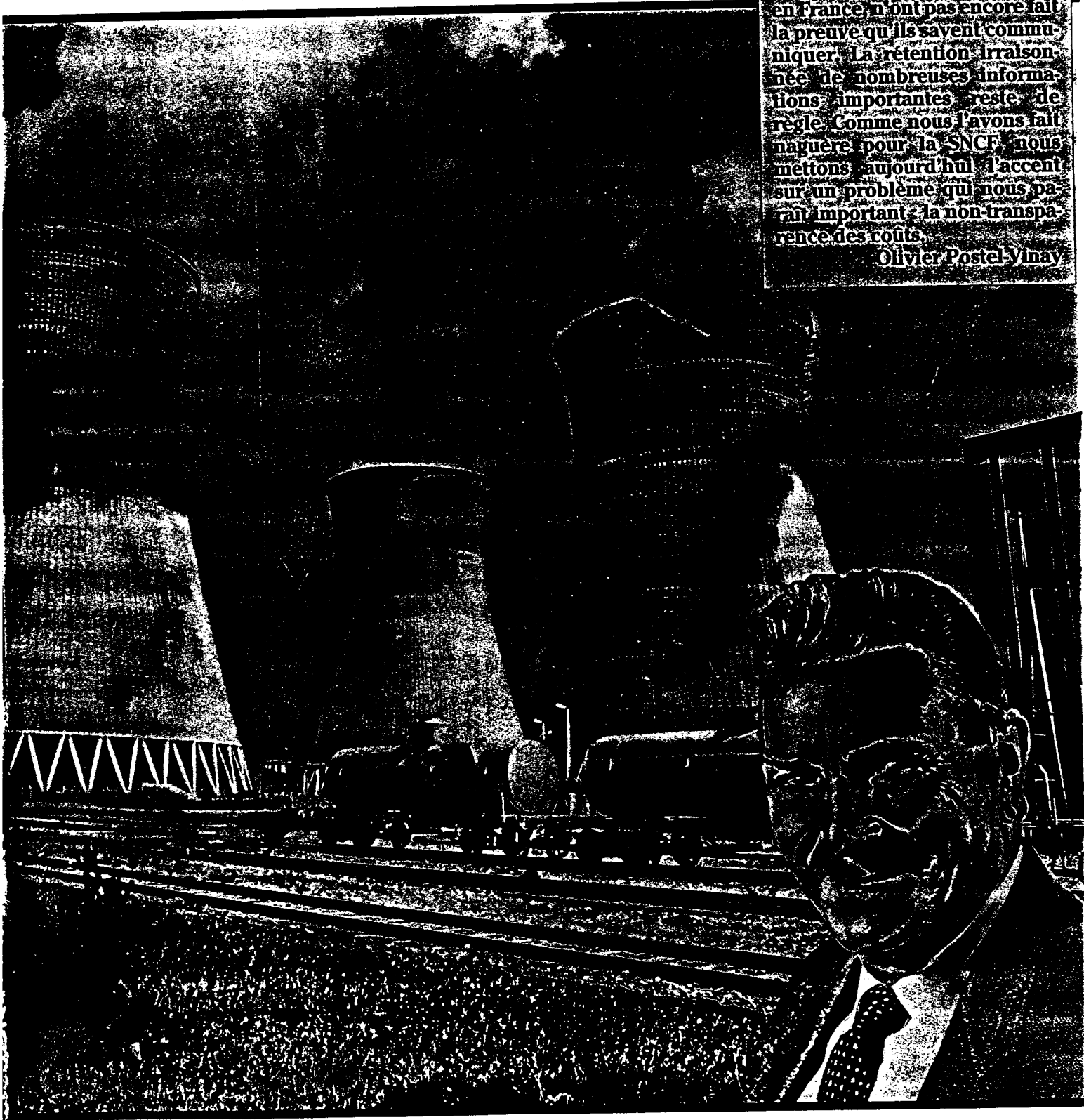


du Nucléaire

NUCLEAIRE, SI...

◆ Dissipons un malentendu possible en publiant cet article, notre intention n'est pas de dire une fois de plus haro sur le nucléaire. Cette filière a fait ses preuves. En revanche, les responsables de la filière, en France, n'ont pas encore fait la preuve qu'ils savent communiquer. La rétention irraisonnée de nombreuses informations importantes reste de règle. Comme nous l'avons fait naguère pour la SNCF, nous mettons aujourd'hui l'accent sur un problème qui nous paraît important : la non-transparence des coûts.

Olivier Postel-Vinay





une réflexion approfondie. Il donne sans véritable discussion le « coût du kWh (kilowatt-heure) produit en base » (2) : nucléaire, 21-22 centimes ; charbon, 27-32 ; cycle combiné gaz naturel, 28-43. Conclusion : le nucléaire est rentable, point. Une seule interrogation, sibylline, apparaît dans la dernière phrase de ce document de 23 pages : « Il devrait être examiné en temps utile l'opportunité d'une certaine diversification des outils de production. » On verra plus loin la portée de cette timide suggestion.

La première question est de savoir combien coûte effectivement l'électricité produite en France. Le prix officiel de l'électricité nucléaire est calculé en prévision : combien coûtera 1 kWh produit par une centrale qui entrerait en service en 1995 ? Cette approche adoptée tant par l'étude du ministère de l'Industrie que par celles de l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire appartient malgré tout au passé. Elle se justifiait quand le parc nucléaire était jeune et en pleine expansion : il s'agissait d'évaluer, sans beaucoup d'expérience, combien cela pourrait coûter. Elle est insuffisante dès lors que le parc a atteint sa pleine dimension et, pour une bonne part, le tiers ou plus de sa durée de vie.

Par ailleurs, à l'encontre de la communauté nucléaire internationale, EDF ne cite jamais qu'un « facteur de disponibilité », c'est-à-dire le temps pendant lequel une centrale tourne effectivement. Mais comme elle n'est pas forcément à son rendement maximal, cet indice n'est pas un indicateur économique utile. L'hebdomadaire spécialisé *Nucleonics Week*, par exemple, ne retient dans son compte rendu mensuel de la production mondiale que le facteur de charge, c'est-à-dire le rapport entre la production effective et la production maximale possible. Ainsi une centrale de 1 000 MWe pourrait produire, dans les 8 760 heures d'une année, 8,76 milliards de kWh. Si elle produit 4,38 milliards, son facteur de charge est de 50 %.

Le pivot de la compétitivité du nucléaire

(2) « En base », c'est-à-dire dans l'hypothèse où les centrales fonctionnent le plus longtemps possible dans l'année. Le document retient un fonctionnement ininterrompu (8 760 heures par an), ce qui n'est, en pratique, pas possible.

A taux d'utilisation comparable, les centrales de 1 300 MWe semblent moins rentables que les centrales classiques. Celles de 900 MWe ne sont plus rentables que pour un facteur de charge supérieur à 50 %.

TABLEAU 1
COUT DU KWH EN 1989

Technologie	Coût (kWh)	Facteur de charge (%)
CLASSIQUE (charbon, gaz et fioul)	32,6	18,7 %
GRAPHITE/GAZ	52,4	38 %
FILIERE 900 MWe	17,4	50 %
FILIERE 1300 MWe	25,9	57 %

TABLEAU 2
COUT DU KWH FOURNI SELON DIFFERENTS FACTEURS DE CHARGE

	100 %	70 %	60 %	40 %	20 %
CLASSIQUE	18,6	20,2	20,8	23,5	31,5
GRAPHITE/GAZ	38,2	41,9	44,1	51,1	73,7
900 MWe	14,2	17,3	19,0	25,0	43,2
1300 MWe	18,1	22,5	25,0	33,5	59,3

tient à ce que le combustible y est moins onéreux que dans la production « classique ». En revanche, le coût de l'investissement est beaucoup plus élevé. Pour que l'économie induite par un moindre coût du combustible compense le surcoût d'investissement des centrales nucléaires, il faut qu'elles fonctionnent le plus longtemps possible. C'est pourquoi l'analyse économique doit porter sur le fonctionnement réel du parc et son facteur de charge. Le vrai document de référence est édité par le service de la production thermique d'EDF. Sa diffusion est restreinte. Intitulé « Statistiques 1989 », il détaille notamment les dépenses d'exploitation nécessaires à la production d'électricité et permet de retrouver son coût effectif. Le tableau 1 (ci-contre) montre, d'après ce document, ce qu'a vraiment coûté en 1989 la production d'électricité à EDF. Ce calcul a été effectué en addi-

tionnant, pour chaque filière, les coûts fixes et les coûts de combustible correspondant à la production effective, et en rapportant la somme au nombre de kilowatts effectivement produits.

La première chose qui saute aux yeux, c'est que le graphite-gaz (la première génération des centrales nucléaires françaises, mise

au point dans les années 60) est hors de prix. La logique veut que ces centrales soient fermées rapidement, ce qu'EDF entreprend. Chinon A3 a cessé de fonctionner le 15 juin dernier, Saint-Laurent A1 le 18 avril. Chooz doit être arrêtée en 1991, Saint-Laurent A2 en 1992, Bugey 1 en 1994. Mais on voit aussi que les chiffres du tableau 1 ne prennent leur sens que si on les interprète à la lumière du facteur de charge correspondant. On serait ainsi tenté de penser que le nucléaire n'est rentable par rapport au classique que si celui-ci n'est

EDF continue à mettre en service ou à construire huit tranches de 1 300 ou 1 400 MWe. Les charges d'amortissement vont donc repousser d'autant la compétitivité réelle de ces équipements

LE MOX : UNE ECONOMIE DOUTEUSE

Vers 1995, l'usine Melox de la Cogema, à Marcoule (Gard), produira 115 tonnes de Mox (mixed oxide fuel). Un combustible composé d'un mélange d'uranium appauvri (93 %) et de plutonium (7 %). Avantage : il peut se substituer au combustible en uranium enrichi habituellement utilisé dans les réacteurs nucléaires. L'intérêt économique de cet investissement de 1,5 milliard de francs n'est pas évident dans le contexte d'un uranium durablement peu cher : il suppose que les problèmes techniques que pose son utilisation n'entraînent pas un coût supérieur aux 500 millions de francs qu'EDF estime qu'il lui fera gagner sur ses achats annuels de combustible.

En fait, son principal intérêt est de justifier le retraitement des déchets radioactifs de l'usine de La Hague. Ce retraitement consiste à séparer le plutonium des autres produits de fission. Originellement, le plutonium était censé alimenter les surgénérateurs. Mais l'échec de ceux-ci transforme le plutonium produit par La Hague en un déchet particulièrement encombrant, ce qui met en cause tout l'intérêt économique de l'option retraitement (voir *Dynasteurs*, juin 1988). Comment alors justifier celle-ci ? Le Mox apporte un début de réponse. Un modeste début, puisque l'usine ne pourra guère traiter que 10 % du plutonium produit par les centrales françaises.

que faiblement exploité (facteur de charge de 18,7 % contre près de 70 % pour les 900 MWe).

Pour lever toute ambiguïté, on peut établir une grille de rentabilité des centrales EDF en fonction des facteurs de charge. On voit sur le tableau 2 (ci-contre) que le graphite-gaz est définitivement un luxe inutile. Les centrales de 1 300 MWe ne battent le classique qu'au-delà d'un facteur de charge de 70 %. On a vu (tableau 1) qu'il n'était en 1989 que de 57 %. Seules les centrales de 900 MWe tirent leur épingle du jeu. Celles de 1 300 MWe sont handicapées par le fait qu'elles supportent des charges d'amortissement très lourdes, étant donné leur jeunesse. En effet, EDF adopte un amortissement dégressif sur les dix premières années de ses centrales, après quoi on revient à un amortissement linéaire. On pourrait donc s'attendre à voir le parc des 1 300 MWe rejoindre progressivement les performances économiques des 900 MWe. Mais EDF continue à mettre en service ou à construire huit tranches de 1 300 ou 1 400 MWe (3). Les charges d'amortisse-

ment vont donc rester lourdes jusque vers 1998-2000, repoussant d'autant la compétitivité réelle de ces équipements par rapport au classique.

Mais venons-en aux centrales de 900 MWe. Les chiffres du service de la production thermique ne comprennent pas toutes les charges liées au nucléaire. Ils n'incluent ni les provisions pour démantèlement ni les provisions pour remplacement des générateurs de vapeur, qui sont portées au bilan de l'établissement. Rappelons que les coûts de démantèlement concernent les dépenses qui seront nécessaires, lors de la fermeture de la centrale, pour rendre le site à d'autres utilisations, la radioactivité ayant été enlevée. Quant aux générateurs de vapeur, il faut les remplacer, leurs tubes présentant des risques de rupture.

(3) Mises en service : Cattenom 3, Penly 1 et Golfech 1 en 1990, Cattenom 4 en 1991, Chooz B1 et Penly 2 en 1992, Golfech 2 et Chooz B2 en 1993. Soit 10 700 MWe supplémentaires. Civaux 1 pourrait être commandée en 1991.

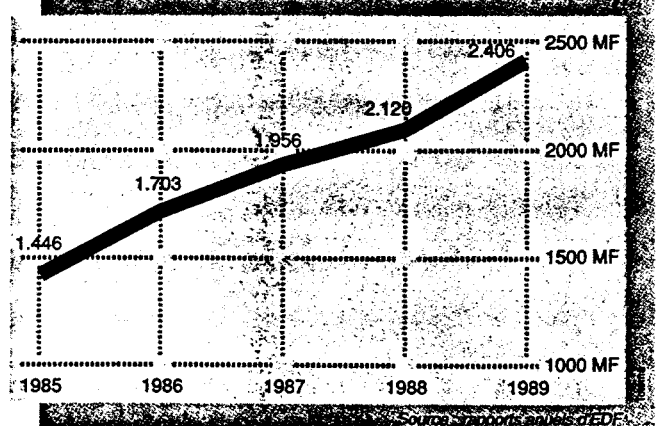
TABLEAU 2
COUT DU KWH FOURNI SELON DIFFERENTS FACTEURS DE CHARGE
ET EN INTEGRANT LES PROVISIONS POUR DEMANTELEMENT
ET CHANGEMENT DES GENERATEURS DE VAPEUR

	100 %	70 %	60 %	40 %	20 %
CLASSIQUE	18,6	20,0	20,8	23,5	31,5
900 MWe	15,2	18,8	20,8	27,7	48,5



Avec les provisions pour démantèlement et pour les générateurs de vapeur, les centrales de 900 MWe ne semblaient compétitives, en 1989, que pour un facteur de charge supérieur à 60 %. Or les provisions croissent vite.

TABLEAU 1
EVOLUTION DES PROVISIONS
POUR DECLASSERMENT DES CENTRALES



L'histoire derrière l'Histoire

Un de ses fils eut Napoléon 1^{er}
pour parrain.

La petite histoire dit que sa fille
était celle de l'Empereur, ce que
l'auteur réfute.

Son nom est inscrit sur les tables
de l'Arc de Triomphe à Paris.

Gérard Souham



*"Excellent soldat, audacieux,
courageux, fin tacticien, bon
stratège et meneur d'hommes, il
n'avait aucune des habiletés ou
des facilités propres à
l'administration ou au monde
politique..."*

Michel Poniatowski

Préface de Michel Poniatowski

GERARD SOUHAM
CHEZ STOCK

Prix du livre 130 F

En 1989, EDF a provisionné 2 406 millions de francs pour le démantèlement et 1 415 millions pour les générateurs de vapeur. Cette dernière charge est spécifique au parc de 900 MWe ; quant à la première, nous n'en imputons aux 900 MWe que la part qui leur revient. Ce qui conduit à un nouveau prix de revient du kWh (tableau 3). La limite de compétitivité des 900 MWe remonte à un facteur de charge de 60 %. Autrement dit, alors que la doctrine officielle affirme que la compétitivité du nucléaire par rapport au charbon s'établit entre 2 000 et 4 000 heures de fonctionnement, on calcule aisément que, pour la partie du parc la plus performante, les 900 MWe, elle était en 1989 plus proche de 5 250 heures. Or les provisions pour démantèlement croissent chaque année à un rythme supérieur au taux d'inflation (tableau 4).

Nous avons jusqu'ici analysé les coûts d'exploitation reconnus par EDF. Mais d'autres coûts, incombant soit à EDF, soit à la collectivité, soit aux deux, ne sont pas pris en compte dans le bilan économique réel du nucléaire. Premier coût non retenu : Superphénix. Ce surgénérateur de 1 300 MWe est géré par la Nersa, société possédée à 51 % par EDF (les autres partenaires étant l'italien Enel, pour 33 %, et l'allemand SBK pour 16 %). Officiellement, Superphénix a coûté plus de 27 milliards de francs. EDF n'a payé que 8 des 14 milliards de la part française, le reste provenant du CEA (Commissariat à l'énergie atomique) ou de l'Etat.

Deuxième poste mal intégré : la recherche. Il n'est supporté qu'en partie par EDF, le reste étant essentiellement imputable au CEA. D'après le rapport annuel 1989 du CEA, le Commissariat a reçu, pour ses seules activités civiles, 72,7 milliards de francs constants (1989) entre 1980 et 1989. D'après les indications du rapport, on peut estimer que 60 % de cet argent concernent directement la recherche nucléaire. Mais comme le note le rapport Rouvillois, « il est très difficile, pour ne pas dire impossible, de connaître avec précision le coût historique des principaux programmes de recherche ».

Troisième coût non intégré : la surcapacité. La foi dans le nucléaire a entraîné EDF

*« Aux alentours
de l'an 2000,
on sait que
nos ventes ne
croîtront plus.
Ce sera une
révolution
pour EDF.
Il faut
absolument
diminuer notre
endettement »*

dans un programme d'équipement excessif, qui a conduit à une situation nettement surcapacitaire. Celle-ci est reconnue officiellement, même si elle est jugée « transitoire ». C'est une des raisons de la faiblesse relative des facteurs de charge des centrales. Compte tenu de la mise en service prévue de nouvelles centrales, cette surcapacité devrait croître plus vite que la demande. A notre connaissance, elle n'a pas fait l'objet d'une étude de coût global. Le surcoût est de toute évidence considérable.

On le retrouve en partie dans la dette d'EDF : 230 milliards de francs, qui a entraîné en 1989 des frais financiers de 28 milliards de francs, près de 20 % du chiffre d'affaires de l'établissement. Un problème dont Emmanuel Hau, directeur des services juridiques et financiers de l'établissement, explique la portée : « Aux alentours de l'an 2000, on sait qu'il y a un moment où nos ventes ne croîtront plus. Ce sera une révolution pour EDF où, depuis 1946, on a toujours

LES FAUSSES FACTURES DU NUCLEAIRE