

Le calcul économique à l'épreuve du feu : l'exemple d'Electricité de France

Autor(en): **Boiteux, M.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **77 (1986)**

Heft 24

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-904319>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Le calcul économique à l'épreuve du feu: l'exemple d'Electricité de France

M. Boiteux

Le calcul économique, bien qu'étant souvent mis en doute, représente un instrument important pour gérer une entreprise de manière rationnelle. L'article, prenant comme exemple l'Electricité de France (EDF), décrit son application lors de la conception des tarifs ou de la décision d'investir et traite aussi les diverses difficultés survenant lors de la mise en pratique des solutions théoriques.

Obwohl vielfach in Zweifel gezogen, stellt die ökonomische Analyse ein wichtiges Hilfsmittel für eine rationale Unternehmensführung dar. Am Beispiel der Electricité de France (EDF) beschreibt der Beitrag ihre Anwendung bei der Tarifgestaltung und bei Investitionsentscheidungen und geht auch auf verschiedene Schwierigkeiten bei der Umsetzung der theoretischen Lösung in die Praxis ein.

Texte légèrement abrégé d'un exposé présenté à l'Université de Genève le 12 novembre 1985 lors de la Conférence Luigi Solari et paru originellement dans la «Revue européenne des sciences sociales», tome XXIX, 1986, N° 73

Adresse de l'auteur

Marcel Boiteux, Président du Conseil d'Administration d'Electricité de France, F-75008 Paris

1. Introduction

Comment pourrait-on mieux honorer la mémoire du Professeur Solari qu'en démontrant par l'exemple que l'économétrie, le calcul économique, ne sont pas des sujets ésotériques de distraction pour intellectuels, mais des outils de gestion utiles et efficaces.

Les caractéristiques propres à la production-distribution de l'électricité ouvrent en effet un champ de réflexion particulièrement riche à qui veut approfondir la mise en application des enseignements de la Science économique, et confronter les situations quelque peu idéalisées qu'on trouve dans les traités classiques aux réalités de la vie industrielle.

Première caractéristique, et non des moindres, le kWh électrique est un produit non stockable – d'aucuns diront un service – qui exige une adéquation rigoureuse, à chaque instant, entre la production et la consommation. L'absence de toute possibilité de stockage y confère une importance exceptionnelle aux phénomènes aléatoires qui affectent tant l'offre que la demande.

Deuxième caractéristique: derrière la notion physique de kWh se profile une gamme très étendue de biens économiques, allant depuis l'énergie électrique livrée à l'état brut en très haute tension tout le long de l'année, jusqu'au kWh très élaboré livré en basse tension aux heures de pointe au domicile d'un client domestique isolé. La différence entre les deux types de kWh est au moins aussi grande qu'entre le kg de tronc d'arbre et le kg d'étagères préfabriquées prêtes à l'emploi; encore faudrait-il imaginer que ces étagères sont livrables à domicile, en plein hiver, dans la ferme la plus reculée...

Le bois travaillé ne se vend pas au kg, et aucune confusion n'est possible entre le tronc d'arbre, la planche brute et l'étagère. Mais l'électricité, elle, se vend au kWh et, quoiqu'on fasse, on trouvera toujours des gens pour s'étonner que le kWh soit facturé tellement plus cher au client domestique qu'au

gros industriel, comme s'il s'agissait du même bien économique.

Troisième caractéristique: pour produire ces kWh, on dispose d'une grande variété de solutions techniques allant de l'usine hydro-électrique perchée dans les montagnes jusqu'à la turbine à gaz placée aux portes de la ville. Et rien ne ressemble moins à une centrale hydraulique qu'une centrale thermique; choisir rationnellement de construire l'une ou l'autre dépasse les capacités de l'intuition et appelle le calcul.

Il s'agit enfin d'équipements généralement très lourds, longs à construire et dont la vie utile se compte en décennies. D'où l'obligation de s'y prendre longtemps à l'avance pour engager les travaux et par conséquent celle de faire des prévisions à moyen et long terme pour étayer la décision, avec le risque de se tromper et la nécessité de se déterminer en conséquence.

Toutes ces caractéristiques faisaient d'EDF un véritable cas d'école pour les adeptes du calcul économique. Sans doute a-t-il fallu un certain temps pour forger les concepts, bâtir les modèles et livrer au calcul une réalité complexe et mouvante. Mais le fait est que les économistes de l'Etablissement firent figure de précurseur dès les premières années de l'après-guerre.

Déjà, en 1942, Pierre Massé avait jeté les bases de son ouvrage sur «les Réserves et la régulation de l'avenir» [1] où, pour résoudre le problème de l'optimisation économique de la gestion des réservoirs, il posait les principes de ce que R. Bellman redécouvra quinze ans plus tard sous le nom de programmation dynamique, et que Pontryagin formalisera de la façon la plus générale sous le nom de «commande optimale».

G. Dessus, l'un des anciens patrons de l'électricité parisienne, avait une bonne culture économique et les mérites de la vente au coût marginal l'avaient séduit [2]. Mais le passage de la théorie à la pratique s'embourbaît

dans des paradoxes dont on ne savait comment sortir.

2. L'élaboration d'une tarification rationnelle

S'agissant de bâtir une tarification de service public pour une entreprise nationalisée gérant un monopole, la recherche du bénéfice maximum, ou de la croissance maximale des quantités vendues, ne paraissaient guère compatibles avec la mission d'intérêt général d'un Etablissement comme EDF.

Il faut ajouter que les tarifs en vigueur avaient été totalement désorganisés par l'inflation des années de guerre: du fait d'une indexation additive des tarifs, des prix qui s'étagaient avant-guerre entre 2 F pour la première tranche des tarifs domestiques, 1,50 F pour la deuxième et 0,70 pour le courant de nuit – soit un éventail ouvert dans les proportions 1, 2, 3 – ressortaient en 1948, après addition d'un terme d'indexation de l'ordre de 20 F, à 22, 21,50 et 20,70; autant dire que l'éventail avait pratiquement disparu.

L'accord était donc unanime sur la nécessité de reconstruire «ab ovo» une tarification rationnelle. Et, dans l'abstrait, le principe de la vente au coût marginal recueillait un préjugé favorable...

Mais comment passer du principe à la pratique? Il était clair que, dans une centrale thermique qui ne marchait pas à pleine puissance, le coût du kWh supplémentaire – le coût marginal – correspondait essentiellement à la dépense de combustible nécessaire pour le produire.

En revanche, si la centrale marchait à pleine puissance, elle ne pouvait produire un kWh supplémentaire! De sorte que le coût marginal n'apparaissait

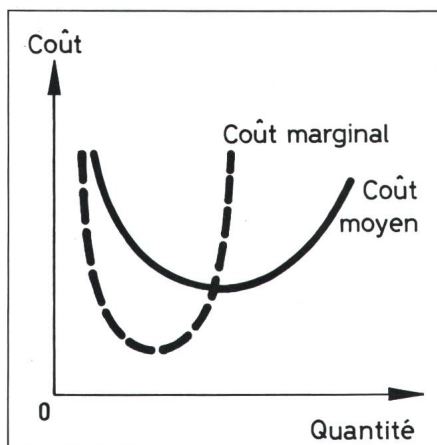


Fig. 1 Schéma classique de la courbe en U du coût moyen et du coût marginal

clairement défini que quand il était égal au coût de combustible. Mais comment alors rentabiliser les charges fixes si, vendant au coût marginal, on rémunérait seulement les dépenses de combustibles?

Le cas de l'usine hydroélectrique était encore plus consternant: ou bien l'usine déversait, et le coût marginal du kWh était nul; ou bien elle turbinait tout le débit de la rivière, et le coût marginal n'était plus défini puisqu'il n'était pas question de fournir un kWh de plus.

Pour sortir de ce mauvais pas, la seule issue était d'imaginer que, les installations restant exactement adaptées à la demande, la fourniture d'un kWh supplémentaire entraînerait une réadaptation précise – bien que toute théorique – de l'installation à cette demande accrue. Le coût marginal incorporera alors le coût de ce développement, mais si cela fournissait une évaluation vraisemblable du coût d'une sorte de kWh marginal «moyen», toute possibilité de différencier rationnellement les prix entre les jours et les nuits disparaissait.

D'autre part, les coûts de production hydroélectrique étant réputés moins élevés que ceux des centrales thermiques, les prix en vigueur étaient généralement moins élevés dans le Massif Central, ou les Alpes, que dans le Nord ou la Région Parisienne. Cette différenciation demeurerait-elle justifiée? Et, sinon, sur quelle base convenait-il de différencier les prix suivant les régions?

Tous les traités d'économie politique nous présentent le schéma classique de la courbe en U du coût moyen, recoupée en son minimum par la courbe en U du coût marginal (fig. 1). Peut-on retrouver cette courbe en U dans le cas de l'usine hydroélectrique? On y arrive en cherchant bien... [3].

Quand l'usine ne fonctionne pas à pleine puissance, le coût marginal est nul et le fond du U de la courbe du coût marginal est confondu avec l'axe des abscisses (fig. 2). Il suffit d'imaginer des situations un peu moins inélastiques et de faire des passages à la limite pour s'apercevoir que la branche de gauche de la courbe en U est confondue avec l'axe des ordonnées, tandis que la branche de droite est représentée par une verticale – à l'abscisse de la production maximale \hat{q} .

Et voilà retrouvée notre courbe en U. Mais alors tout s'éclaire!

Les courbes de demande de jour, de

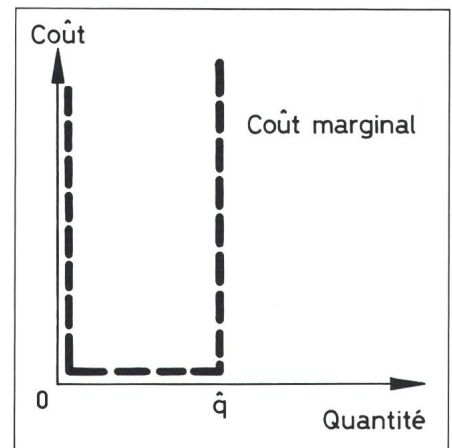


Fig. 2 Courbe en U du coût marginal d'une usine hydroélectrique

nuit, d'été, etc... recouper la courbe de coût marginal (fig. 3) en des points dont les ordonnées – p_1 , p_2 , p_3 – fournissent les prix de vente au coût marginal. La recette totale dépendra, pour des courbes de demande données, de la position de la verticale \hat{q} . Lorsque l'équipement est optimal, la position de cette verticale est telle que les recettes annuelles de vente au coût marginal rentabilisent exactement les charges annuelles du développement marginal de la capacité de production; ou, pour employer les concepts classiques, les recettes de vente au coût marginal «à court terme» (c'est-à-dire à équipement donné) sont alors égales au coût marginal «à long terme» (c'est-à-dire à équipement réadapté). C.Q.F.D... [4].

En superposant les courbes de coût marginal de toutes les centrales d'une même région, la région parisienne en l'occurrence, dans l'ordre de leurs coûts partiels croissants, on obtient pour l'ensemble du parc de production de la Région une courbe de coût mar-

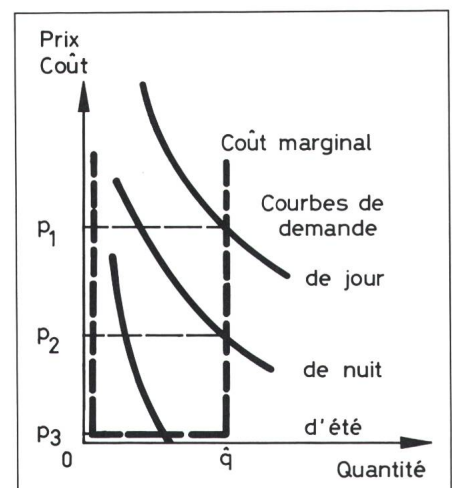


Fig. 3 Courbes de demande et courbe de coût marginal

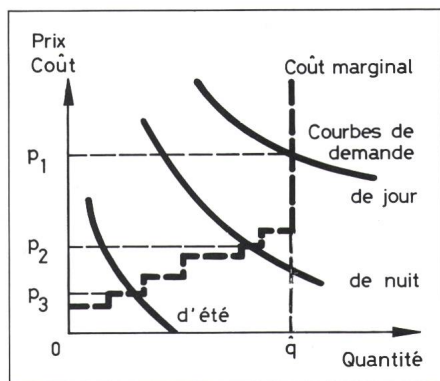


Fig. 4 Courbes de demande et courbe de coût marginal en escalier

ginal en escalier, se terminant par la verticale située à l'abscisse de la capacité maximale de production (fig. 4).

L'intersection avec les courbes de demande correspondant aux diverses heures et saisons fournit en ordonnée les coûts marginaux à retenir comme prix dans la tarification. Cela signifie, en pratique, qu'en dehors des heures de pointe – où le prix limite la demande au niveau de la capacité (optimale) du parc de production – le prix à fixer pour les diverses heures et saisons correspond aux dépenses de combustibles de la centrale qui se trouve marginale à ce moment. Ainsi peut-on bâtir le barème des coûts marginaux à Paris pour les diverses heures et saisons.

Reste à étendre le calcul à l'ensemble du territoire national.

Si, à une heure déterminée, on constate que les kWh parisiens sont exportés jusqu'à Dijon, où arrivent d'autre part les kWh venus de Lyon, cela implique que, chargés de leurs frais de transport, les kWh venus de Lyon et de Paris ont le même prix rendus à Dijon puisque c'est là qu'ils coexistent sur le même marché. Connaissant les frais de transport sur les deux sections de ligne, on calcule donc aisément, à partir de son prix à Paris, le prix du kWh à Dijon, puis par soustraction des frais de transport de Lyon à Dijon, la valeur que doit avoir le kWh à Lyon.

En observant les mouvements d'énergie à travers le pays aux diverses heures et saisons, on peut ainsi déduire du barème des prix à Paris, le barème des prix en tous les points du territoire. Mais il faut quand même s'assurer qu'en facturant à ces prix la production de l'usine marginale, là où l'on envisage, la recette annuelle rentabilise les charges annuelles de la centrale. Si tel n'est pas le cas, c'est que les mouvements d'énergie, observés ou prévus, n'étaient pas optimaux et il convient

de les retoucher jusqu'à ce que le système se boucle.

Tels furent les principes de ce dégrossissage de la tarification qui aboutit, au milieu des années cinquante, au premier «tarif vert» mis en application pour la clientèle haute tension sur l'ensemble du territoire national [5].

Deux points appellent un commentaire supplémentaire.

Le premier tient au caractère aléatoire de la demande (aléas de conjoncture, aléas de température) et de la production (aléas de l'hydraulicité, aléas de disponibilité du matériel). Dans un monde où l'avenir serait déterminé et connu, les prix à la pointe pourraient effectivement être fixés de telle manière que la demande se limite exactement au niveau de la capacité (optimale) de production. Dans un monde aléatoire, la capacité optimale s'avérera tantôt surabondante, tantôt insuffisante. Dans le premier cas, le coût marginal de fournitures à la pointe sera inférieur au prix. Dans le deuxième, la demande excédant l'offre, il y aura défaillance. Cette défaillance a un coût pour les usagers obligés de limiter leur demande, et le coût de cette défaillance possible doit intervenir dans le choix de la capacité optimale de production. En fait, le calcul des tarifs reposera donc à la fois sur l'analyse des coûts de production et sur une estimation des coûts de défaillance.

Le deuxième point touche au principe même de la vente au coût marginal, dans le cas d'entreprises fonctionnant à rendement croissant – comme c'est le cas de la distribution d'électricité.

Au niveau même de la théorie, l'optimalité d'une économie (au sens de Pareto) ne coïncide sûrement avec l'équilibre général de cette économie (au sens de Walras), et réciproquement, que dans l'hypothèse de convexité des préordres de préférence des consommateurs d'une part, de convexité des ensembles de production d'autre part. Les travaux d'Aumann [6] pour ce qui est des préférences, ceux d'Arrow, Hurwicz [7] et Guesnerie [8] d'une façon plus générale, nous autorisent à considérer que cette non-convexité que constitue le rendement croissant des réseaux de distribution ne remet pas en cause les mérites de la vente au coût marginal.

Il n'en reste pas moins qu'en cas de rendement croissant, la vente au coût marginal ne couvre pas le coût moyen, et n'assure donc pas cet équilibre budgétaire qu'exigent généralement les pouvoirs publics – et sur lequel, au sur-

plus, l'opinion publique juge la gestion de l'entreprise.

On observera toutefois que le coût moyen de la théorie est un coût économique, alors que le coût auquel s'intéressent les autorités et l'opinion publique est le coût comptable. Ce dernier, jusqu'à une époque récente, a bénéficié de la rente d'inflation prélevée sur les prêteurs, mal protégés contre le glissement des monnaies. C'est ainsi que, pour EDF, la vente au coût marginal a assuré jusqu'ici des recettes peu différentes des dépenses comptables à couvrir, assez peu différentes pour que des retouches minimales aient généralement suffi à assurer l'équilibre des comptes. Mais le problème n'en était pas moins posé, auquel on doit apporter une réponse de principe à ceux qui considèrent que la vente au coût marginal perdait tout intérêt dès lors qu'elle devait couvrir le coût moyen.

Le principe de cette approche [9] est d'ajouter aux contraintes habituelles du modèle de Pareto une contrainte supplémentaire dite «de second rang» – la contrainte d'équilibre budgétaire – et d'étudier les propriétés formelles de la solution, pour en tirer des enseignements sur les corrections à apporter aux coûts marginaux. Le fait est que ces enseignements sont difficiles à mettre en œuvre dans la mesure où ils postulent la connaissance des élasticités de demande de tous les biens de l'économie. Mais la solution existe...

Cela dit, tout cet édifice n'a sa pleine signification que dans l'hypothèse où, par ailleurs, une politique judicieuse d'investissements assure l'optimalité du choix des équipements et de leur capacité.

Le moment est donc venu de traiter du calcul économique dans la politique d'équipement d'EDF, et de la modélisation qui a conduit peu à peu un système intégré où le calcul des équipements rejoint celui des tarifs.

3. Le choix des équipements

Historiquement, les premiers calculs économiques réellement opérationnels ont porté sur le choix des équipements hydroélectriques. Tel était l'objet de la première «note bleue» [10] dans le début des années cinquante.

Des agents décentralisés étaient chargés d'étudier, dans chaque région, les sites susceptibles d'être équipés et de proposer les équipements à réaliser. Il s'agissait de leur fournir le moyen de caractériser à l'échelle du pays la rentabilité des projets à retenir.

Le problème n'était pas simple. D'abord parce que cette rentabilité dépendait de la manière dont le nouvel équipement allait s'insérer dans l'ensemble interconnecté de toutes les centrales existantes, ensemble qu'il s'agissait donc de caractériser de manière relativement simple.

Ensuite parce que cette insertion ne devait pas seulement être appréciée dans les conditions du moment, mais en imaginant ce qu'elle deviendrait au cours de la vie de l'installation.

Concrètement, la méthode reposait sur l'hypothèse d'un développement exponentiel du parc des centrales thermiques dans l'avenir, en postulant un certain rythme de progrès des rendements en combustible. La valeur du projet hydroélectrique à tester résultait, d'une part, de la puissance thermique qu'il permettait d'économiser, d'autre part, des économies de combustibles que, d'années en années, il induirait dans le parc de référence ainsi défini.

Quelques années après, à l'occasion de l'étude du projet d'usine marémotrice de la Rance, Messieurs Massé et Gibrat eurent simultanément l'idée de recourir à la programmation linéaire. Après avoir caractérisé par quelques paramètres additifs les contributions que divers types d'équipement peuvent apporter à la couverture de la demande, il s'agissait de déterminer la meilleure combinaison de ces divers équipements à réaliser au cours des années suivantes – et, en l'occurrence, de vérifier que, dans certaines hypothèses, l'usine de la Rance figurait bien dans la solution optimale.

Parti d'un petit nombre d'inconnues et d'équations, le modèle s'enrichit peu à peu.

Mais les deux approches de la Note Bleue et de la programmation mathématique restaient distinctes, jusqu'au moment où il apparut qu'elles étaient, en réalité, parfaitement complémentaires [11].

En effet, la méthode de la Note Bleue revenait à apprécier la rentabilité d'un équipement hydroélectrique en ajoutant celui-ci à la marge d'un programme d'équipement préalablement déterminé pour toutes les années futures, ce programme étant défini, plus ou moins consciemment, en postulant pour l'avenir le développement homothétique des divers types d'équipement. La méthode d'appréciation était précise, mais l'hypothèse d'homothétie était pour le moins osée.

Au contraire, dans la programma-

tion mathématique, c'est le programme optimal lui-même qui sortait de l'ordinateur, mais à partir d'une représentation très schématique des divers types d'équipement.

D'où l'idée que la seconde méthode, celle de la programmation, devrait fournir le moyen de dégrossir l'évolution ultérieure du parc d'équipement – au lieu de postuler une quasi-homothétie – tandis que la première, celle de la Note Bleue, permettrait de procéder à une évaluation précise de la valeur de chaque projet à la marge du système ainsi dégrossi par la programmation mathématique.

Le passage de la programmation linéaire à la programmation non linéaire marqua un progrès considérable dans la modélisation du système: introduction des coûts de défaillance (foncièrement non linéaires), introduction des pertes sur les lignes électriques (fonction du carré de l'intensité), coût croissant des équipements hydrauliques avec l'épuisement des sites, etc...

D'autre part, l'exploitation des propriétés de la dualité accentua le rapprochement entre la méthode globale de la programmation mathématique et la méthode marginale de la Note Bleue: on sait qu'à chaque contrainte physique qui joue effectivement dans la solution du modèle de programmation, le calcul associe une variable duale qu'on peut interpréter comme le coût qu'il faudrait engager, à l'optimum, pour élargir la contrainte d'une unité. Ainsi l'énergie totale produite telle année dans telle période horo-saisonnière doit être au moins égale à la demande prévue pour cette période: à cette contrainte correspond par dualité, à l'optimum, le coût marginal de production de la période.

La connaissance de ces coûts marginaux permit de recouper utilement les valeurs fixées dans la Note Bleue pour apprécier la rentabilité d'un projet.

L'étape suivante a consisté à formuler le problème en termes de «commande optimale». Le principe du maximum de Pontryagin [12] fournissait en effet un remarquable outil de séparation des choix dans le temps, en autorisant à remplacer un difficile problème d'optimisation dynamique par une séquence de problèmes annuels d'optimisation statique. Parallèlement, les variables duales se sont affinées [13], fournissant:

– les valeurs d'usage des divers équipements et leur évolution – donc les

dotations économiques d'amortissement,

- les coûts marginaux – donc les tarifs optimaux si on les traite du point de vue du tarifificateur,
- et aussi les barèmes permettant d'apprécier la valeur d'un projet d'équipement dans la ligne ouverte par la Note Bleue.

Avec ces barèmes se trouva conforté, dans l'élaboration des programmes d'équipement, le dialogue entre le «Centre» planificateur et la «périphérie» placée directement au contact des choses: aux signaux de prix envoyés par la direction centrale à partir de la résolution des modèles globaux, les Directions Régionales d'Équipement répondent par des quantités – en l'occurrence par des besoins de financement résultant de la sommation des coûts des projets, rangés par rentabilité décroissante.

Mais, au-delà de l'approche améliorée des programmes d'investissement, le recours à des modèles globaux de plus en plus sophistiqués assura une remarquable cohérence entre les divers types de décision: l'analyse tarifaire marginaliste s'appuie dorénavant, par dualité, sur la même construction que celle utilisée pour déterminer la composition optimale du parc d'équipements; et le vecteur prix dont on se sert en matière d'investissements et de gestion est le même, sous une forme différente, que celui dont sont issus les tarifs, de sorte que les décisions prises par le producteur d'électricité sont cohérentes avec celles que prennent ses clients.

Rationalité des choix, cohérence dans le temps et l'espace, satisfaction des besoins au moindre coût, tout semblait aller au mieux dans le meilleur des mondes.

Mais cette belle cohérence fut ébranlée par quelques sérieux problèmes qui sont exposés ci-après.

4. Les problèmes

Trois types de difficultés sont apparues au cours des années 70:

- Le bouleversement des prix des énergies a remis en cause les choix d'équipements faits antérieurement, et la structure du parc de production a cessé d'être optimale.
- Le ralentissement de la croissance économique a entraîné un ralentissement plus important que prévu de la croissance de la consommation

d'électricité, et le parc de production va être quelque peu suréquipé.

- Les déséquilibres macro-économiques, notamment celui de l'emploi et celui de la balance commerciale, remettent en cause les hypothèses sur lesquelles était fondée l'optimalité de la vente au coût marginal.

4.1 Bouleversement des prix des énergies

Après le premier choc pétrolier, une nouvelle constellation des prix de l'énergie, en forte hausse, appelle une réadaptation majeure du parc de production, dont l'optimalité était fondée sur un autre système de prix. Un important programme nucléaire est lancé, et toutes les centrales à pétrole qui peuvent l'être aisément, ou à un coût abordable, sont passées peu à peu au charbon.

Mais en attendant que ces efforts portent leurs fruits, le système des coûts marginaux est bouleversé.

Dans les premières années, les centrales marginales sont la plupart du temps des centrales à pétrole, dont le coût de combustible – le coût marginal à court terme – a triplé. Une fraction importante de la production n'en reste pas moins assurée par des centrales à charbon – dont le prix a beaucoup moins augmenté – et par des centrales hydroélectriques et nucléaires, dont le coût est resté inchangé.

Il s'ensuit que le coût marginal de combustible est très supérieur au coût moyen [14].

L'alignement des tarifs sur ces coûts marginaux élevés, de caractère transitoire, aurait procuré à l'établissement de copieux bénéfices. Que ce soit pour freiner la hausse générale des prix, ou qu'on ait voulu éviter de lancer aux consommateurs d'électricité un signal tarifaire qui, significatif à court terme, ne l'aurait plus été à moyen terme, une hausse aussi importante n'a pas été autorisée par le gouvernement.

Inversement, pour orienter correctement les choix à long terme des usagers, et notamment leurs investissements, on aurait pu décider de refléter immédiatement dans les tarifs ce que deviendraient les coûts marginaux dix ans après, lorsque le programme nucléaire aurait porté ses fruits. Mais c'était faire l'impasse sur une période longue.

Finalement, la hausse des tarifs a été limitée à la quotité nécessaire pour maintenir l'équilibre des comptes, à mi-chemin entre les coûts marginaux immédiats et les coûts marginaux à

long terme. Puis, d'années en années, les tarifs se sont peu à peu rapprochés des coûts à long terme au fur et à mesure de la réoptimisation du parc de production.

Mais une nouvelle difficulté est apparue.

4.2 Ralentissement de la croissance économique

Le ralentissement de la croissance économique s'est avéré beaucoup plus durable après le second choc pétrolier, celui de 1979, qu'après le premier.

Faute de l'avoir prévu, on avait lancé des programmes qui commencent aujourd'hui à apparaître quelque peu surabondants. Mais qui dit surcapacité dit coût marginal à court terme (c.m.c.t.) inférieur au coût marginal à long terme (c.m.l.t.). Ainsi, au moment où la structure du parc de production est enfin réoptimisée, son niveau s'annonce excessif et le c.m.c.t. – qui était resté pendant dix ans supérieur au c.m.l.t. – devient brutalement inférieur et le restera pendant toute la phase de suréquipement, de 1986 à 1992 environ.

Quelle politique tarifaire adopter en cette circonstance? Faut-il s'aligner sur le c.m.c.t., bas, pour inciter à des consommations supplémentaires? Une telle politique risque d'induire chez les clients des investissements erronés, qui ne supporteront pas, le jour venu, le retour au niveau normal des c.m.l.t. Inversement, l'affichage immédiat de prix égaux aux c.m.l.t., significatifs à long terme, empêchera la clientèle de profiter autant qu'elle l'aurait pu des marges de production disponibles.

C'est pourtant à cette dernière solution que l'EDF s'est rangée, considérant qu'il était préférable, et plus prudent, d'indiquer des prix ayant une signification durable. Mais, pour compenser, sur le court terme, le faux signal donné par des prix supérieurs au c.m.c.t., il a été décidé de mettre des crédits à la disposition de nos commerçants. Ces crédits leur permettent d'accorder des primes commerciales, ou des aides à l'investissement qui poussent la clientèle à anticiper ses décisions de consommation [15].

Une telle anticipation, au surplus, apparaît particulièrement bienvenue dans la période de sous-emploi que traverse actuellement notre pays.

Mais le caractère chronique de ce sous-emploi ne remet-il pas en cause le principe même de la vente au coût marginal? C'est le troisième et dernier point à examiner.

4.3 Déséquilibres macro-économiques

Les déséquilibres importants et durables qui se manifestent au plan macro-économique, en matière d'emploi et de commerce extérieur plus particulièrement, relancent le débat sur la tarification des services publics: les prix pratiqués par une entreprise publique ne doivent-ils pas contribuer activement à la politique économique du pays – et, en l'occurrence, rendre l'industrie nationale plus compétitive – au lieu de se limiter à refléter aussi fidèlement que possible les tendances durables des coûts?

On ne reviendra pas ici sur les conditions théoriques de validité du principe de vente au coût marginal. Il est clair, pour ceux qui savent, qu'il faut entretenir une certaine dose d'optimisme pour admettre que ces conditions de validité sont tout à fait réalisées dans la vie de tous les jours. Mais il est clair, aussi, que les dirigeants d'un service public jouissant d'une réelle position de monopole disposeraient d'un pouvoir exorbitant s'il leur était loisible de fixer arbitrairement leurs tarifs: ils pourraient ruiner tel industriel, et sauver tel autre de la faillite, en subventionnant le second aux dépens du premier par le biais d'une différenciation discrétionnaire des prix auxquels l'électricité leur est facturée.

Il faut fixer une règle, poser un principe.

A défaut de mieux, celui de refléter les tendances durables des coûts a quand même quelques mérites, s'agissant d'orienter les choix des usagers en fonction du coût réel de l'électricité livrée.

Mais ce coût réel, qu'il s'agit d'afficher par les tarifs, ce n'est pas le coût pour le producteur d'électricité, c'est le coût pour la collectivité. Les deux notions coïncident dans certaines hypothèses – plus ou moins bien vérifiées – parmi lesquelles figure la réalisation d'un équilibre durable de l'offre et la demande sur tous les marchés des biens et services. Cet équilibre durable, il ne règne plus aujourd'hui sur le marché de l'emploi – c'est clair – et il ne règne pas encore sur celui des échanges extérieurs. Il s'ensuit que la valeur sociale du travail, comme celle des devises étrangères, diffèrent de leur valeur de marché, et donc que leurs coûts pour l'entreprise diffèrent de leurs coûts pour la collectivité.

Toute règle de calcul économique

s'appuie sur une représentation, plus ou moins explicite, des mécanismes économiques. Dans la mesure où les déséquilibres en matière d'emploi et d'échanges extérieurs peuvent s'expliquer par des rigidités du système de prix, on peut être tenté de substituer le modèle des équilibres à prix fixes à celui de l'équilibre général concurrentiel comme représentation schématique du fonctionnement de l'économie. La différence de nature entre ces deux types de modélisation tient en effet au degré de rigidité des relativités de prix. Les prix sont réputés parfaitement flexibles dans le modèle de l'équilibre général concurrentiel; ils permettent donc d'équilibrer toujours les offres et les demandes, ce qui exclut par exemple un sous-emploi persistant. Ils sont au contraire parfaitement rigides dans le modèle des équilibres à prix fixes, l'équilibre ex-post entre offres et demandes se réalisant par le biais de rationnements quantitatifs; le chômage correspond ainsi à un rationnement de l'offre de travail des ménages.

La réalité est certainement intermédiaire: rigides dans le court terme, les relativités de prix retrouvent une certaine flexibilité à moyen terme. Les recherches récentes sur l'optimum de second rang dans une économie où les équilibres se réalisent à prix fixes n'en constituent pas moins une tentative pertinente pour définir des règles de calcul économique adaptées à un contexte de déséquilibres macro-économiques.

Ces analyses montrent en particulier que l'entreprise publique se doit de fonder son calcul économique non pas sur la base des prix du marché, mais sur des prix fictifs reflétant la valeur que la collectivité leur substitue, compte tenu des déséquilibres économiques existants. Le secteur public peut ainsi être amené à utiliser des prix fictifs du travail et des devises pour décider de ses investissements et de sa tarification [16].

Mais, si l'on peut imaginer que les entreprises du secteur public acceptent de fonder leurs choix sur des prix fictifs différents des prix réels qui règnent dans le secteur, on ne pourra éviter en revanche que les entreprises du secteur privé ne veuillent connaître que les prix du marché. EDF acceptera de baser ses tarifs sur un taux de change majoré, qui augmentera ses tarifs pendant les journées d'hiver où les centrales consomment des charbons importés; mais son client industriel, lui, au moment de choisir entre le charbon et l'électricité, calculera le coût pour lui

du charbon importé sur la base du taux de change réel, et non du taux fictif majoré, ce qui peut le conduire à renoncer à tort à l'électricité.

Ainsi le recours à des prix fictifs dans le seul secteur public peut induire de faux choix dont les conséquences doivent être pesées, face aux avantages espérés de cette politique.

Plutôt que d'opérer par la voie tarifaire, ne vaut-il pas mieux opter pour des modes d'action plus sélectifs et, là encore, recourir à des primes commerciales ou des aides à l'investissement pour orienter les décisions de certains clients dans le sens de l'intérêt collectif?

5. Conclusions

L'analyse économique d'inspiration Walrassienne a certes été secouée dans la période récente. Fondé sur des hypothèses d'école fréquemment infirmées par les faits, le calcul économique intègre avec quelque difficulté les bouleversements contemporains de la sphère économique; on l'accuse même de voiler la véritable nature du processus de décision derrière la cohérence et la rationalité du langage économique.

Est-il donc condamné, ce calcul économique, à n'être plus que la distraction de quelques intellectuels éloignés des réalités?

Les colonnes du temple sont certes ébranlées, mais l'expérience du secteur électrique témoigne cependant d'un fait important: le décideur soucieux de rationalité ne peut se priver des règles du calcul économique, même si celles-ci sont souvent insuffisantes ou incomplètes.

Il est vrai que le corps d'hypothèses Walrassien peut apparaître difficilement justifiable au regard de certaines réalités économiques. Le consommateur est-il toujours rationnel dans ses choix? Tout ce qui est matière à satisfaction individuelle peut-il être comptabilisé sur un marché? Et que penser du mythe de la concurrence parfaite alors que ne cessent de se créer des rentes de situation grâce à la publicité ou par le jeu des oligopoles qu'engendrent les rapprochements industriels?

Ce sont là des objections fortes, il est vrai, et qui appellent des réponses que les détracteurs du calcul économique jugent sans doute bien timides. Mais si l'expérience a une valeur, celle d'Electricité de France témoigne de la capacité de l'analyse économique à se renouveler et à dépasser ses propres

contradictions. A travers une progression constante dans la réflexion, grâce à une meilleure connaissance pratique des données nécessaires, la cohérence du langage économique de l'Etablissement a été sauvegardée. Peut-on au surplus affirmer raisonnablement que les grandes décisions économiques sont prises sans faire aucune référence à l'analyse économique? L'exemple des relations d'EDF, avec ses différents partenaires, Etat, collectivités locales, autoproducteurs, est éclairant puisque c'est précisément à ce niveau qu'il est important de disposer d'un instrument de réflexion qui assure la cohérence des décisions; dans ces débats, l'argumentation de l'Etablissement n'a cessé de s'appuyer ouvertement sur ce socle qu'est le calcul économique.

Mais, par-delà les péripéties de l'histoire, c'est bien la légitimité même de l'analyse économique qui est régulièrement remise en question. Que cette analyse reste fragile, nul n'en doute; mais, jusqu'à présent, aucune autre construction intellectuelle n'a su et n'a pu conduire à des règles opératoires dans l'entreprise.

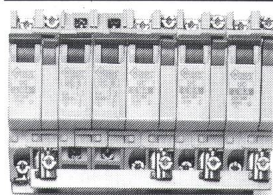
Bibliographie

- [1] P. Massé: Les réserves et la régulation de l'avenir dans la vie économique, Paris, Hermann, 1946.
- [2] G. Dessus: Les principes généraux de la tarification dans les services publics, «International Economic Papers», 1 (1951).
- [3] M. Boiteux: La tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal, «Revue Générale de l'Electricité», 1949.
- [4] M. Boiteux: La vente au coût marginal, «Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens», t. 47 (1956), n° 24.
- [5] Y. Balasko: A contribution to the history of the green tariff: its impact and its prospects, «Note EDF-EEG», n° M 280 (Conférence à l'Institute of Public Utilities, Detroit, 5-6 mai 1975).
- [6] R.J. Aumann: Existence of Competitive Equilibria in Markets with a continuum of traders, «Econometrica», 34, 1966.
- [7] K.J. Arrow and L. Hurwicz: Decentralisation and Computation in Resource Allocation; R.W. Pfouts éd., Essays in Economics and Econometrics, Chapel Hill, University of North Carolina Press.
- [8] R. Guesnerie: Pareto Optimality in non-convex Economies, «Econometrica», 43, 1975.
- [9] M. Boiteux: Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire, «Econometrica», vol. 24, n° 1, janvier 1956.
- [10] Le tarif vert tient sa dénomination de la couleur de la chemise dans laquelle il fut présenté au Conseil d'Administration d'EDF, la note bleue, quant à elle, avait une couverture bleue...
- [11] M. Boiteux et F. Bessière: Sur l'emploi des méthodes globales et marginales dans le choix des investissements, «Revue Française de Recherche Opérationnelle», n° 20 (1961).
- [12] B. Monfort et P. Lederer: Régulation du système d'offre-demande d'électricité et choix des investissements de production à EDF, «Note EDF-EEG», n° M 8516, février 1985.
- [13] M. Boiteux: Planification des investissements dans les entreprises publiques: l'expérience d'Electricité de France. Communication de M. Boiteux à la table ronde du Professeur Baumol, Mexico, 1978.
- [14] M. Francony, B. Lescaeur et Ph. Penz: Tarification au coût marginal: la révision de tarifs de l'électricité en France et la prise en compte de l'évolution du système d'offre-demande de l'électricité. Communication présentée à la XIIIe Conférence annuelle, Institute of Public Utilities, Williamsburg (Virginie).
- [15] F. Careme et B. Lescaeur: Arbitrage entre coûts marginaux à court terme et à long terme pour la tarification de l'électricité dans une situation de suréquipements. Communication présentée au Colloque sur la tarification, UNIDEPE, Helsinki, 1984.
- [16] Ph. Penz et F. Careme: Conséquence pour EDF de l'utilisation de prix fictifs de la devise et du travail, «Note EDF-EEG», M. 84, 115, avril 1984.

Er montiert Weber. Man sieht es.

Sie sind sofort zu erkennen, die Anwender von Weber-Produkten: Fröhlicher, weniger gestresst und meistens schon längst zuhause, wenn andere noch gegen den Termin ankämpfen. Denn wir bei Weber investieren in unsere Produkte nicht nur typisch schweizerische Präzision zugunsten der Sicherheit. Sondern legen auch besonderen Wert auf rationale Anwendungsmöglichkeiten. Zugunsten von Ihnen.

Uniclic von Weber.



Erledigt das Auswechseln von Leitungsschutz-Schaltern clichschnell. Mit dem Lösen von nur einer einzigen Schraube. Neutralleitertrenner, Hilfsschalter, Signalschalter, Arbeitsstromauslöser sind einzeln erhältlich und lassen sich auch nachträglich am Einsatzort einbauen. Uniclic ermöglicht Anschluss von Drähten bis 10 mm² bei montierter Sammelschiene.

 **WEBER**

**Swiss-Made
für die ganze Welt.**

Weber AG
Elektrotechnische Apparate
und Systeme
CH-6020 Emmenbrücke
Telefon 041 50 55 44

TECHNOLOGIE DE POINTE

10-220kV

Cables à haute tension
Hochspannungskabel/EPR

SOCIÉTÉ ANONYME DES
CABLERIES & TRÉFILERIES
DE COSSONAY

