

REVUE DE STATISTIQUE APPLIQUÉE

PIERRE MASSÉ

Les investissements électriques

Revue de statistique appliquée, tome 1, n° 3-4 (1953), p. 119-129

http://www.numdam.org/item?id=RSA_1953__1_3-4_119_0

© Société française de statistique, 1953, tous droits réservés.

L'accès aux archives de la revue « *Revue de statistique appliquée* » (<http://www.sfds.asso.fr/publicat/rsa.htm>) implique l'accord avec les conditions générales d'utilisation (<http://www.numdam.org/conditions>). Toute utilisation commerciale ou impression systématique est constitutive d'une infraction pénale. Toute copie ou impression de ce fichier doit contenir la présente mention de copyright.

NUMDAM

Article numérisé dans le cadre du programme
Numérisation de documents anciens mathématiques
<http://www.numdam.org/>

LES INVESTISSEMENTS ÉLECTRIQUES

par

Pierre MASSÉ

Directeur Général Adjoint de l'Électricité de France

Les « Aperçus économiques sur l'Efficiencce, le Risque et l'Investissement », publiés dans la dernière livraison de cette Revue, nous ont donné l'occasion de présenter Monsieur MASSE à nos lecteurs.

L'article qui va suivre constitue le second exposé de Monsieur MASSE à notre stage d'Ingénieurs. C'est l'application au choix des investissements électriques des théories économiques exposées précédemment.

En une trentaine d'années, les problèmes électriques sont progressivement passés du plan local au plan national. C'est le progrès technique, symbolisé par l'interconnexion, qui a été le moteur de cette évolution. Si les accidents de l'histoire n'ont pas été étrangers à la création de l'Electricité de France, la nationalisation est avant tout la consécration d'une activité au service et à l'échelle de la Nation.

Cette mise en commun d'un immense potentiel a rendu les problèmes économiques plus importants en même temps que plus difficiles. Une décision unique remplace une pluralité de choix, et il n'est plus permis de compter sur cette sorte de vérité moyenne qui se dégage de la diversité des opinions. En cette conjoncture, grosse de risques, mais aussi de chances, il y a un intérêt majeur à associer les ressources neuves de l'analyse économique aux vertus éprouvées de l'expérience et de l'intuition. Je vais essayer de résumer ici les efforts accomplis depuis quelques années dans ce sens.

* * *

GÉNÉRALITÉS.

L'objet d'une Entreprise nationale comme l'Electricité de France est de rendre à la collectivité les services qu'elle en attend, et de les rendre au moindre coût par une combinaison appropriée de ses diverses techniques.

En termes précis, il s'agit de minimiser le coût, probable, actualisé et corrigé, au sens du premier exposé, lorsqu'on se donne (en probabilité) l'objectif et le prix des facteurs, ainsi que l'équation de garantie qui remplace ici l'équation de production.

* * *

L'analyse qui va suivre portera spécialement sur les points suivants :

I. — L'objectif est la production d'une « **montagne de charge** », c'est-à-dire d'un ensemble de produits liés. On peut cependant se ramener, en première approximation, à un seul produit dont la demande est une variable aléatoire.

2. — L'intervention du **risque** modifie la nature de la fonction de production. Les techniques aléatoires comme l'hydroélectricité ne permettent en effet d'atteindre un objectif donné qu'en probabilité, et l'équation de production doit être remplacée par une **équation de garantie**. Il faut, en outre, tenir compte dans la garantie du caractère aléatoire de la demande.

3. — A cause de l'intervention du **temps** et du **risque**, les coûts sont **échelonnés** et ils sont **aléatoires**. L'expression à minimiser est de la nature d'un coût probable, actualisé par l'emploi d'un taux d'intérêt et corrigé d'un chargement de sécurité.

4. — La recherche de l'optimum repose sur la proposition suivante : Est avantageuse toute opération marginale qui, à égalité de garantie, procure un **enrichissement**, c'est-à-dire un abaissement du coût probable actualisé et corrigé.

5. — La proposition précédente permet de tendre par tâtonnements vers un programme optimum. Les tâtonnements peuvent être abrégés par une méthode apparentée à la technique américaine du « **linear programming** ».

6. — Une autre position du problème consisterait à se donner, non la **quantité** à produire, mais le **prix** du produit, et à procéder par voie de maximation du profit (probable, actualisé et corrigé).

Enfin, il est essentiel de noter que l'optimum obtenu ci-dessus est un optimum **local** définissant les quantités de facteurs à mettre en œuvre dans l'hypothèse d'une constellation donnée à priori de prix et d'objectifs. Pour passer à l'optimum **général**, il faut un **ajustement multilatéral** dans lequel prix et quantités se déterminent mutuellement. Cet ajustement peut s'effectuer par le marché ou par une coordination centrale, ainsi qu'un article précédent l'a indiqué.

* * *

I. — L'OBJECTIF.

Le kWh est une unité énergétique, ce n'est pas une unité économique. Le kWh d'heures pleines d'hiver est un tout autre bien que le kWh d'heures creuses d'été. Le produit que vend l'Electricité de France est en réalité une « **montagne de charge** », c'est-à-dire une fonction, et, qui plus est, une **fonction aléatoire**.

On revient cependant en pratique à la considération de simples variables en admettant que la demande est suffisamment caractérisée par quelques paramètres, par exemple :

- l'énergie totale annuelle, c'est-à-dire le volume de la montagne de charge ;
- la puissance de pointe du jour le plus chargé, c'est-à-dire l'altitude du plus haut pic ;
- l'énergie d'heures pleines d'hiver, qu'on peut se représenter grosso modo comme le volume des parties les plus élevées de la montagne.

Pour nous rendre compte du rôle de ces paramètres, considérons d'abord un système purement thermique. Son goulot d'étranglement sera la puissance d'extrême pointe de Décembre : si le système passe ce cap, il sera surabondant à toute autre époque, même compte tenu des machines à l'entretien durant l'été.

On conçoit qu'il soit rationnel de chercher à réduire l'équipement thermique en introduisant dans le système des usines d'écluse pure comme Génissiat ou Chastang, qui peuvent, en accumulant leurs débits dans un bassin journalier, produire en toute circonstance leur pleine puissance pendant une demi-heure par jour. Mais si l'on va trop loin dans cette voie, la puissance d'écluse sera insuffisamment étouffée d'énergie en hiver sec et un nouveau goulot apparaîtra, celui des heures pleines de jour.

Pour le débrider, il faudra des usines ayant suffisamment de réserves derrière elles pour fonctionner douze ou quatorze heures par jour même pendant une période de grande sécheresse, c'est-à-dire des usines à réservoir saisonnier comme Bort ou Tignes. Mais si on les développe à l'excès, on finira par être gêné pendant l'été, où l'on aura à assurer simultanément le remplissage des réservoirs et l'entretien thermique.

Le système français actuel n'est pas loin d'être **isocritique** aux trois points de vue indiqués plus haut.

Nous avons cependant choisi pour paramètre critique **l'énergie d'heures pleines d'hiver**. Ce choix s'explique par des raisons historiques car, il y a quelques années, tel était bien le goulot d'étranglement du système français. Le Plan Monnet a prévu pour le débrider un vigoureux effort d'équipement de réservoirs, dont Tignes, Bort, Le Pouget, Capdelong, etc... attestent aujourd'hui l'accomplissement. Bien que, du fait de cet effort, d'autres goulots tendent à apparaître, nous conservons en première approximation la même position parce que la pénurie de puissance peut être levée à relativement bon compte par des suréquipements d'usines existantes ou l'installation de groupes thermiques de pointe et la pénurie d'énergie annuelle par des importations d'été en provenance de pays voisins à prépondérance thermique.

Dans cette optique, la demande peut être caractérisée par une seule variable : **l'énergie d'heures pleines d'hiver**.

* * *

L'objectif étant ainsi défini en **nature**, nous avons à l'apprécier en **quantité**.

Dans un premier stade, on constate, à l'examen du passé, que la demande obéit, à peu près dans tous les pays du monde, à la loi dite du **doublément en dix ans**, qui correspond à un accroissement de 7,2 % par an en moyenne, et qui est représentée par une droite sur un diagramme à échelle logarithmique.

Dans un second stade d'analyse, on est amené à reconnaître qu'il s'agit là d'une loi statistique, susceptible d'écarts momentanés : **la demande future est une demande aléatoire**. Un procédé simple, dû à M. AILLERET, permet d'estimer l'ordre de grandeur de la dispersion. On vérifie sur un diagramme à échelle logarithmique que la droite du doublement en dix ans correspond au quartile supérieur : l'objectif du doublement a 25 chances sur 100 d'être dépassé, contre 75 de n'être pas atteint.

On peut enfin, dans un troisième stade, essayer de préciser la **corrélation** qui existe évidemment entre les variations de la demande d'énergie électrique et celles de l'activité industrielle. On constate alors que l'accroissement annuel se décompose en deux termes :

- un accroissement intrinsèque d'environ 5 % par an dû aux inventions nouvelles et aux effets de substitution, eux-mêmes suscités par la baisse du prix du kWh en valeur réelle et par la commodité et la maniabilité de l'énergie électrique ;
- une variation dépendant de la conjoncture, et représentant environ 50 % de la variation de l'indice de l'activité industrielle.

Il n'est pas sans intérêt de constater que, dans leurs études sur le développement des marchés à long terme, les experts de la Haute Autorité de Luxembourg sont arrivés à des lois analogues pour les demandes de charbon et d'acier (1).

Pour le charbon, par exemple, la variation annuelle de la demande se décompose en deux termes :

- une réduction intrinsèque de 0,6 % due aux effets de substitution et traduisant la préférence croissante des consommateurs pour l'électricité, le gaz et les carburants ;
- une variation dépendant de la conjoncture et représentant 70 % de la variation de l'indice de l'activité industrielle.

Les indications précédentes ont, à première vue, quelque chose de surprenant pour un économiste : c'est que la supputation de la demande ne tient pas compte du prix du produit. Mais il n'y a là qu'une apparence. La loi du doublement et les analyses plus fines qui la complètent reposent sur un postulat caché : c'est que les mêmes facteurs qui ont joué dans le passé continueront à jouer dans l'avenir et que, notamment, le prix du kWh continuera à baisser en valeur réelle grâce au progrès technique et à l'accroissement des densités de consommation (2). Ce postulat peut être admis au départ avec une certaine confiance : il n'en devra pas moins être vérifié à l'arrivée.

(1) Exposé sur la situation de la Communauté, 10 Janvier 1953, V^e Partie, Chap. premier, p. 117.

(2) Voir « Economie et Droit de l'Electricité » de JEANNENEY et COLLIARD, Planche XXXVIII, p. 119.

2. — L'ÉQUATION DE GARANTIE.

En économie aléatoire, on n'est jamais certain de pouvoir, au moyen d'une dotation déterminée en facteurs u, v, w , fabriquer une quantité déterminée de produit y . En fait, la production est une aléatoire $Y(u, v, w)$ et le seul but qu'on puisse se proposer est d'atteindre le niveau y **sans trop d'imperfection**. La manière la plus simple d'exprimer cet objectif est de s'imposer la condition

$$(1) \quad \text{Pr} \{ Y(u, v, w) - y < 0 \} = \varepsilon$$

ε étant la possibilité d'échec tolérée (et son complément α à l'unité la probabilité de réussite, ou **garantie**, que l'on s'assigne). Cette manière de limiter l'imperfection n'est pas impérative. On pourrait, au lieu de la probabilité d'échec ε , se donner l'espérance mathématique (ou valeur probable) Δ de la défaillance $Y - y$ (pour $Y < y$). Le choix de ε correspond au cas où on s'attache avant tout au **fait** de la défaillance (la coupure de courant), celui de Δ au cas où l'on s'attacherait avant tout à l'**importance** de celle-ci (l'énergie manquante). Quelle que soit d'ailleurs la position prise, on obtient, en explicitant la condition précédente, une équation entre les dotations en facteurs u, v, w , la production assignée y et le paramètre d'imperfection, — ici ε

$$F(u, v, w, \varepsilon) = y$$

La fonction F peut être considérée comme une fonction de production généralisée.

On ne peut pas cependant lui reconnaître la même importance qu'à la fonction de production classique $f(u, v, w)$. S'il suffit, en effet, d'égaliser celle-ci à la demande pour obtenir la liaison entre dotations en facteurs qui conditionne la minimation du coût, dans le cas présent, au contraire, la **demande est inévitablement une aléatoire X** , parce qu'un délai souvent long sépare la décision d'investir de la mise en service de l'investissement (1) et que l'écoulement du temps est inséparable de l'apparition du risque. **L'objectif que nous devons réaliser sans trop d'imperfection est de desservir la demande telle qu'elle se présentera**. Nous pouvons encore nous donner la valeur du paramètre d'imperfection. Mais nous ne pouvons plus, parmi les valeurs de la demande susceptibles de se présenter, nous attacher à une seule à l'exclusion de toutes les autres.

Bref, la condition à remplir prend ici la forme

$$(2) \quad \text{Pr} \{ Y(u, v, w) - X < 0 \} = \varepsilon$$

Cette équation que nous appellerons **équation de garantie** exprime l'équilibre, en probabilité, de l'offre et de la demande. C'est en l'explicitant que nous obtiendrons la liaison entre dotations en facteurs qui conditionne la minimation du coût.

Dans notre problème, l'équation (2) combine l'aléa de conjoncture et l'aléa d'hydraulicité (2). Cette combinaison, dont j'ai montré plus haut le caractère inévitable, met en jeu deux risques de nature différente. L'aléa hydraulicité se rattache en effet à la conception « fréquentiste » de la probabilité, et l'aléa de conjoncture à la conception « intuitionniste ». Cette seconde notion est parfois contestée (à tort, à mon sens), mais il est inutile d'entrer ici dans la controverse. A regarder les choses de plus près, la différence s'estompe. Il serait, en effet, hardi de prétendre que, lorsque nous équipons une chute en haute montagne, nous disposons d'un matériel statistique suffisant pour nous permettre de considérer nos appréciations de probabilités comme des limites de fréquences. Inversement, nos estimations de la demande future à quelques années de distance sont loin de relever de la pure intuition.

Observons, pour terminer, que dans le problème qui nous occupe, l'offre d'énergie d'heures pleines d'hiver $Y(u, v, w)$ ne dépend pas seulement des dotations en facteurs et des fluctuations aléatoires de l'hydraulicité, mais aussi de la **consigne d'exploitation** assignée aux réservoirs journaliers et saisonniers en vue de reporter l'énergie de la nuit sur le jour et de l'été sur l'hiver. Un problème préalable consiste à définir la consigne optimum. Je mentionnerai seulement ici qu'il a été résolu (3).

(1) C'est là une des raisons pour lesquelles il y a un intérêt majeur à réduire au minimum les délais de construction (l'autre raison étant le poids des intérêts intercalaires).

(2) Je ne fais pas intervenir dans le calcul l'aléa politique et social — par exemple celui de guerre — qui grève d'ailleurs inégalement production hydraulique et production thermique. Je le néglige à ce **stade de l'analyse** parce que je ne dispose pas de formule susceptible de l'exprimer. Mais sa prise en considération peut entraîner une retouche aux conclusions du calcul. Un risque vague ne doit pas être confondu avec un risque faible.

(3) P. MASSE : Les Réserves et la Régulation de l'Avenir, 1946 (Hermann, Paris).

G. MORLAT : Sur la consigne d'exploitation optimum des réservoirs saisonniers, la Houille Blanche, Juillet-Août 1951.

Le premier exemple de **surface de garantie** a été fourni par M. HALPHEN (1), avec des idées légèrement différentes de celles qui sont aujourd'hui les nôtres, les réservoirs étant exploités « en sécurité » et les trois paramètres d'équipement étant la productibilité du semestre d'hiver pour le thermique, la puissance normale disponible et le taux des réserves pour l'hydraulique.

* * *

3. — LA STRUCTURE DES COÛTS.

L'estimation des coûts doit tenir compte à la fois du facteur temps et du facteur risque.

Le facteur temps.

Chaque élément de coût doit être ramené en valeur actuelle ou plus brièvement **actualisé**, par application d'un **taux d'intérêt** (en théorie le taux d'équilibre du marché des capitaux) (2). Il était d'usage, dans le passé, de raisonner sur des coûts annuels, et non sur des coûts actualisés. Mais le raisonnement par annuités n'est décisif que dans une économie stationnaire, où les coûts restent les mêmes d'une année à l'autre. Or, nous vivons dans une économie progressive, fortement bénéficiaire, à long terme, des effets du progrès technique. D'où la supériorité de la méthode d'actualisation en capital mise au point par M. GIGUET (3).

Le progrès technique se manifeste plus particulièrement dans le domaine thermique. Alors, en effet, que le rendement des usines hydrauliques approche depuis un certain temps de sa limite, le rendement des usines thermiques s'est beaucoup accru, et paraît susceptible de s'accroître encore, du fait de l'élévation des températures permise par le progrès de la métallurgie. Il en résulte que la consommation spécifique des centrales thermiques est d'autant plus faible qu'elles sont de construction plus récente. Les centrales les plus modernes consomment actuellement 2.900 cal/kWh contre 6.000 à 8.000 cal/kWh pour les centrales les plus anciennes. On estime que l'abaissement se poursuivra jusqu'à une limite de l'ordre de 2.200 à 2.400 cal/kWh. Ainsi, du fait de la construction de nouveaux équipements et du déclassement progressif des centrales vétustes, le rendement de notre appareil de production thermique tend à s'améliorer d'année en année. En outre, à mesure qu'on s'approche de la limite du progrès, l'éventail des consommations spécifiques de combustible tend à se refermer.

Les rendements techniques ne seront pas les seuls à évoluer au cours du temps : les prix des facteurs, en premier lieu celui du charbon, évolueront aussi. Il faut choisir pour eux une ligne d'avenir.

Dans ce choix, nous devons écarter ce que j'appellerai le **sophisme de l'inflation**. Si nous examinons les comptes d'un des derniers exercices de l'Electricité de France, nous constatons que le prix de revient de l'énergie hydraulique est à peine le tiers du prix de revient de l'énergie thermique. C'est que les charges financières des usines sont restées constantes depuis l'époque de leur construction, tandis que le prix du charbon ne cessait de s'élever par suite de la dégradation continue de la monnaie. D'où, à la limite, l'idée parfois exprimée ou sous-entendue, que « l'hydraulique ne coûte rien » à cause des effets inflationnistes. Mais ces effets inflationnistes dont il faut bien espérer que nous purgerons un jour notre économie, ont pour caractère essentiel que les profits des débiteurs sont exactement compensés par les pertes des créanciers. Or, si une entreprise privée peut, à la rigueur, ne s'intéresser qu'à l'une des faces du problème, — au risque de tuer la poule aux œufs d'or — un Service National n'a pas le droit de considérer comme une « bonne affaire » une opération dont il tire bénéfice, mais qui lèse ses prêteurs.

Nos calculs doivent donc être établis en **monnaie saine**, c'est-à-dire en **prix stables**.

Mais ce postulat de stabilité du niveau général des prix doit être appliqué avec quelques précautions. Tout d'abord, il exige évidemment, sous peine d'incohérence, qu'on ait extourné du taux d'intérêt la prime d'assurance contre la dévaluation plus ou moins consciemment exigée par les prêteurs.

(1) E. HALPHEN : Un exemple d'application des méthodes statistiques : Le problème du plan de développement de la production d'énergie électrique (Annuaire Hydrologique de la France, 1945).

(2) Il peut y avoir plusieurs taux d'équilibre selon la durée des prêts.

(3) R. GIGUET : Les programmes d'équipement électrique considérés du point de vue de l'économie appliquée. Economie Appliquée 1951, N° 1.

Il n'implique pas nécessairement d'autre part, la stabilité de tous les prix. En particulier, le prix du charbon aura sa ligne d'avenir propre qui pourra être en hausse ou en baisse. Les perspectives à moyen terme paraissent à cet égard assez favorables à cause de l'institution du marché commun et de l'effort de mécanisation poursuivi par les Houillères. A long terme, en revanche, les influences sociales comme la désaffectation du métier de mineur paraissent devoir jouer fortement en sens inverse.

* * *

Le facteur risque.

L'analyse du risque en économie remonte à Daniel Bernoulli et à sa réfutation de la théorie du gain probable (1730). Elle a été marquée ces dernières années par des développements intéressants, mais encore sujets à controverse, dont j'ai dit un mot dans le premier exposé. Je ne m'y attarderai pas car, dans le cas qui nous occupe, toutes les théories conduisent pratiquement à introduire dans le calcul l'espérance mathématique ou valeur probable des coûts éventuels, corrigée en principe d'un chargement de sécurité.

Je passerai rapidement sur les coûts d'exploitation qui se renouvellent d'année en année, et pour lesquels, la loi des grands nombres jouant, il est d'usage de s'en tenir aux valeurs probables.

Par contre, le coût d'équipement étant supporté une fois et une seule, il est de règle de majorer sa valeur probable d'un chargement de sécurité auquel les praticiens des travaux publics ont donné le nom de « somme à valoir ». Le pourcentage du chargement peut d'ailleurs être réduit lorsqu'on entreprend simultanément plusieurs équipements à cause de la compensation partielle des risques qu'il est alors permis d'escompter.

Quels sont ces risques ?

Le coût d'équipement d'une chute d'eau et, dans une moindre mesure, d'une centrale thermique, est fonction des difficultés du **terrain**. Et par terrain, il faut entendre non seulement le relief, mais la structure, non seulement la surface topographique, mais les accidents du sous-sol, dont aucune formule géométrique ne peut exactement rendre compte. On peut dire, en schématisant, que lorsqu'on passe du rocher franc au terrain délité exigeant des boisages, le coût de perforation est multiplié par 2 ; il l'est par 3 lorsque se produisent des venues d'eau importantes, par 8 ou 10 lorsqu'il faut travailler au bouclier. Dans le tunnel d'Isère-Arc, par exemple, on a dû, par endroits, « épingler » le rocher pour l'empêcher d'éclater sous la pression de la montagne, et dans une zone franchement mauvaise il a fallu abandonner la perforation à pleine section pour revenir à la méthode plus lente et plus coûteuse de la galerie de base.

De même, l'exécution d'un barrage dépend moins du contour apparent du verrou que des accidents rencontrés en profondeur. L'expérience apprend qu'on ne multiplie jamais trop les sondages préalables. Mais on ne peut pour autant exclure complètement le risque de failles ou de zones de broyage, qui obligent de grands ingénieurs comme MM. CAQUOT et COYNE à mettre en jeu toute leur virtuosité. On vient, en général, à bout des difficultés techniques, mais en payant le prix.

Il faut parfois, en outre, ajouter aux inconnues du terrain le caractère inédit de la technique d'exécution. Il faut tenir compte également de l'incertitude des programmes financiers qui ne permettent pas toujours d'assurer la continuité de l'investissement et la réutilisation rationnelle des équipes et du matériel de chantier. Enfin, il est parfois difficile, dans un vieux pays comme le nôtre, où toute évolution se heurte au respect — on pourrait presque dire, à la religion — des droits acquis, de savoir exactement à l'avance où mènera la compensation des dommages causés aux tiers.

Aussi, pour établir un devis, ne suffit-il pas de la science d'un calculateur : il faut l'art d'un expert.

* * *

4. — LA SUBSTITUTION MARGINALE A ÉGALITÉ DE GARANTIE.

Le problème posé à l'Electricité de France consiste à choisir son programme d'équipement de manière à **obtenir sur la surface de garantie le point de moindre coût probable actualisé et corrigé.**

Pour le résoudre, on part d'un programme initial arbitraire, mais raisonnable (satisfaisant en particulier à la condition de garantie), et on cherche à l'améliorer par des substitutions marginales à égalité de garantie. Est avantageuse, et doit par suite être effectuée à la marge du programme,

toute substitution procurant à égalité de garantie un **enrichissement**, c'est-à-dire un abaissement du coût probable actualisé et corrigé.

Le thermique joue dans les comparaisons un rôle particulier, car il est peu dépendant des sites naturels et entraîne ainsi — dans une situation donnée du marché des biens d'équipement — un coût d'investissement à peu près fixe par kilowatt installé. A la limite, on peut concevoir un thermique idéal de coût d'investissement absolument fixe qui sert de **référence** aux substitutions marginales.

Soit donc un système de production (S) englobant les usines existantes et projetées. Appelons :

- X la demande d'heures pleines d'hiver ;
- Y l'offre d'heures pleines d'hiver correspondant au système S ;
- α la garantie correspondante ;
- θ la durée des heures pleines d'hiver ;
- Z l'offre d'heures pleines d'hiver d'une usine hydraulique supplémentaire ;
- g la puissance de l'usine thermique équivalente en garantie.

On a pour le système (S), par définition de

$$\text{Pr} \{ Y - X \geq 0 \} = \alpha \quad (1)$$

La substitution marginale de Z à g à égalité de garantie est définie par la condition

$$\text{Pr} \{ Y - X + Z - g \theta \geq 0 \} = \alpha$$

La substitution marginale, lorsque Z et g sont petits par rapport à Y, revient à combiner l'addition marginale de Z et l'addition marginale de g changée de signe.

Nous avons ainsi à calculer les coûts probables actualisés et corrigés qui prennent naissance lors de l'addition au système (S) d'une usine différentielle, hydraulique ou thermique.

La structure de ces coûts comporte :

- a) une dépense de capital ;
- b) une annuité constante représentant les frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement des ouvrages, supposés perpétués indéfiniment ;
- c) une annuité variable de signe opposé, représentant une économie de charbon.

La décroissance du troisième élément est la marque de l'économie progressive au sein de laquelle nous vivons. Il est toutefois essentiel de noter que cette décroissance a une allure tout à fait différente selon que l'usine ajoutée à la marge du système est hydraulique ou thermique.

Si, par exemple, on investit 1 franc de plus dans l'équipement thermique, on obtient la première année une économie substantielle de charbon, parce que le supplément de puissance thermique moderne ainsi obtenu se substitue à une puissance thermique vétuste ; mais cette économie diminue au cours du temps parce que l'appareil de production thermique s'améliore de toute façon d'année en année. L'économie qu'elle procure est ainsi purement transitoire. Elle est figurée sur le diagramme ci-contre, extrait d'une étude récente dans laquelle le raisonnement qui précède est développé et précisé (2).

En toute rigueur, on devrait tenir compte du fait qu'au bout de trente ans l'équipement thermique correspondant au franc supplémentaire investi sera remplacé grâce au fonds de renouvellement constitué à l'aide de l'annuité b/. On aura ainsi une nouvelle courbe d'économie décroissante analogue à la première, mais d'amplitude plus réduite et décalée de trente ans vers l'avenir. Son poids dans les actualisations étant secondaire, nous le négligerons ici.

Un investissement de 1 franc de plus dans l'équipement hydraulique permet de réaliser une économie transitoire analogue. Mais il reste à son crédit une économie permanente, correspondant aux 2.400 cal/kWh considérés comme la limite de l'abaissement des consommations spécifiques. Le jour où cette limite sera atteinte, le franc investi précédemment dans un équipement hydraulique continuera à rapporter une rente de charbon. D'où la courbe B figurée sur le diagramme.

(1) Cette relation est équivalente à l'équation (2) du paragraphe 2^o, dont elle se déduit en remplaçant simultanément \leq par \geq et ϵ par α . Dans la conception de l'objectif certain, on aurait la même relation, en remplaçant l'aléatoire X par la quantité certaine x (et éventuellement, la probabilité α par une autre probabilité β).

(2) R. GASPARD et P. MASSE : Le choix des investissements énergétiques et la production d'électricité en France. Revue Française de l'Energie. Octobre 1952.

Les deux courbes A et B représentant des économies de charbon par franc investi, elles dépendent des coûts d'équipement admis. Pour séparer les éléments physiques des éléments financiers, nous donnons ci-après les formules approchées exprimant l'économie en Kg de charbon par kW thermique et par kWh hydraulique :

$$e_t = 1.500 e^{-0,14 t}$$

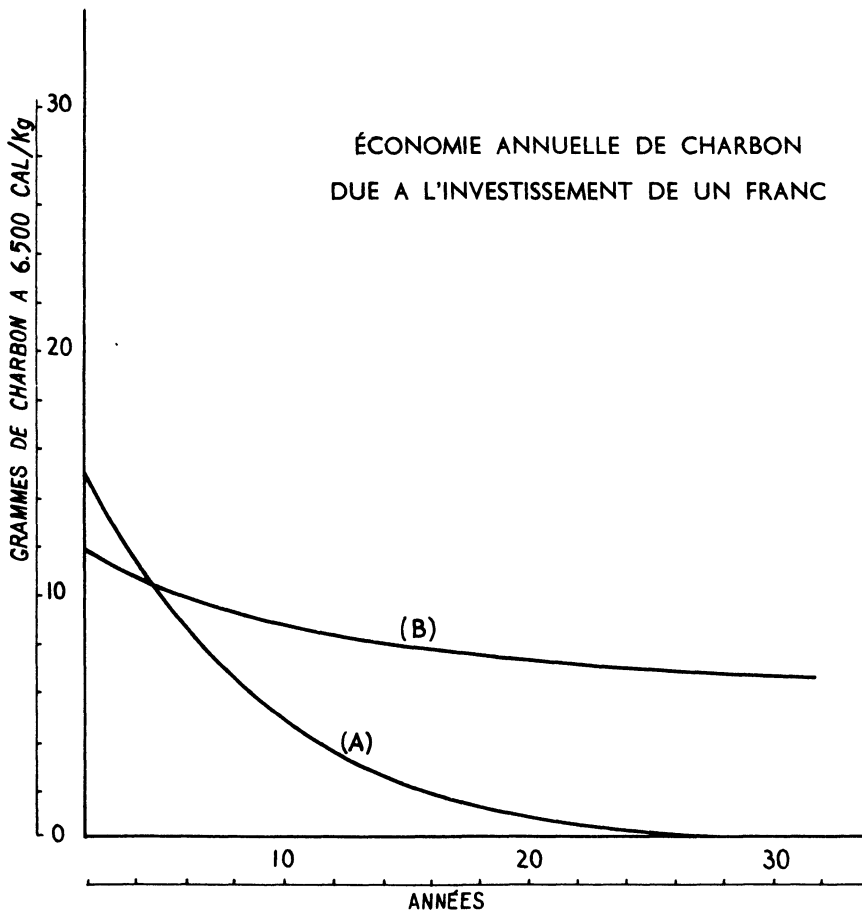
$$e_h = 0,30 e^{-0,10 t} + 0,35$$

Il faut observer ici que le premier terme de e_h , qui représente l'économie transitoire, dépend du régime hydrologique de la chute et de la capacité d'accumulation de son réservoir ; le coefficient 0,30 correspond à une chute fictive représentant la moyenne des chutes françaises réelles (pour une usine de lac, l'économie transitoire de la première année est approximativement égale à l'économie permanente pour une usine au fil de l'eau, elle est de l'ordre de 80 %).

L'actualisation des économies de charbon au taux d'intérêt continu r donne

$$E_t = \frac{1500}{0,14 + r}$$

$$E_h = \frac{0,30}{0,10 + r} + \frac{0,35}{r}$$



Le graphique montre la décroissance rapide de l'économie de charbon due à l'addition de un franc dans l'investissement thermique (courbe A) et la décroissance lente de l'économie de charbon due à l'addition de un franc dans l'investissement hydraulique (courbe B).

Formule approchée de l'enrichissement.

Soient

- W le productible annuel probable de l'usine hydraulique de durée de vie m ;
- g la puissance thermique équivalente en garantie de durée de vie n ;
- p le prix d'équipement du kW thermique ;
- q le prix d'achat du Kg de charbon ;
- r le taux de l'intérêt ;
- a l'annuité constante d'exploitation et d'entretien de l'usine hydraulique ;
- b id. pour l'usine thermique (combustible non compris) ;
- U_h l'enrichissement d0 à l'addition de l'usine hydraulique ;
- U_t l'enrichissement d0 à l'addition de l'usine thermique équivalente en garantie ;
- ω l'enrichissement d0 à la substitution
(enrichissements probables, actualisés et corrigés).

On a les formules

$$U_h = -D - \frac{D}{(1+r)^n - 1} - \frac{a}{r} + q^w \left(\frac{0,30}{0,10+r} + \frac{0,30}{r} \right)$$
$$U_t = g \left[-p - \frac{p}{(1+r)^n - 1} - \frac{b}{r} + \frac{1.500 q}{0,14+r} \right]$$
$$\omega = U_h - U_t$$

Dans les formules précédentes, a est, au niveau actuel des prix, de l'ordre de 0,16 W et b est de l'ordre de 0,02 p. Ces formules supposent, rappelons-le, que c'est l'énergie d'heures pleines d'hiver qui commande la substitution marginale à égalité de garantie. Pour tenir compte des autres aspects critiques du système, on peut ajouter à l'enrichissement des termes correctifs, notamment en ce qui concerne la puissance de pointe du jour le plus chargé.

Les formules font, en outre, abstraction du problème assez complexe de l'imputation des charges de transport. Elles sont valables en toute rigueur pour un système dans lequel l'hydraulique et le thermique se placent chacun dans sa zone d'influence naturelle, le thermique dans la zone Nord (environ 60 %) et l'hydraulique dans la zone Sud (environ 40 %). S'il n'en était pas ainsi, une correction de transport devrait être apportée aux formules.

Autres problèmes.

Le problème qui vient d'être traité est celui du choix entre opérations nouvelles destinées à desservir une demande en expansion : il s'agit alors d'**investissements de production**.

Mais on peut aussi bien concevoir que la substitution marginale s'effectue entre un investissement nouveau et un investissement ancien qu'on désire déclasser avant terme parce qu'il est grevé de lourdes charges d'exploitation : il s'agit alors d'**investissements de productivité**.

Enfin, dans bien des cas, la question est moins de savoir si on fera telle opération **au lieu** de telle autre que de décider si on la fera **avant** telle autre. Le problème du métropolitain, à supposer qu'il ait été conçu en termes rationnels, n'a pas été de choisir une fois pour toutes entre la ligne 1 et la ligne 2, mais de fixer l'ordre de priorité de leur construction. Le problème de l'électricité n'a pas été de choisir une fois pour toutes entre le barrage de Tignes et la centrale thermique de Creil, mais de savoir par quelle opération on commencerait, etc... L'instrument d'analyse à employer est alors la **permutation marginale dans le temps**. Il présente d'ailleurs un avantage qu'il faut souligner.

Lorsqu'on opère, en effet, par voie de substitution marginale instantanée, on compare deux décisions qui sont et resteront divergentes, et dont il faut ainsi chiffrer les conséquences jusqu'à l'avenir le plus éloigné. Au contraire, dans la permutation marginale dans le temps, les deux décisions à mettre en balance ne diffèrent que pendant une durée de quelques années. On n'a pas besoin, pour les départager, de faire des hypothèses sur l'avenir lointain.

Les formules de l'enrichissement peuvent être utilisées de diverses manières. On peut notamment :

- a) calculer ω connaissant r et D (ainsi, bien entendu, que p et q), c'est-à-dire voir dans quelle mesure la substitution marginale est avantageuse ;

b) calculer D_0 en se donnant r et en posant $\bar{\omega} = 0$, c'est-à-dire déterminer le coût d'équipement limite d'une chute donnée ;

c) calculer r en se donnant D et en posant $\bar{\omega} = 0$, c'est-à-dire définir le taux de rentabilité de la substitution marginale.

La Direction de l'Équipement de l'Électricité de France utilise pour ses choix, un « coefficient de valeur » V é gal à $1 + \frac{\bar{\omega}}{D}$.

* * *

5. — UN ESSAI DE LINEAR PROGRAMMING.

Les méthodes précédentes résolvent la question de la comparaison de deux équipements différents (ou de deux variantes du même équipement) à la marge d'un système donné. La Direction de l'Équipement de l'Électricité de France s'est attachée à résoudre un problème plus vaste : celui de la composition optimum d'un programme répondant à une puissance garantie globale G et une dépense d'investissement globale D_0 donnée.

L'idée générale de la solution est la suivante : si on classe les projets dans l'ordre de leurs $\frac{\omega}{D}$, sans se préoccuper de leurs g , on aura l'enrichissement maximum en prenant les projets dans cet ordre jusqu'à obtenir un coût d'investissement $\sum D_i$ « assez voisin » de D_0 . De même si on classe les projets dans l'ordre de leurs $\frac{g}{D}$ sans se préoccuper de leurs $\bar{\omega}$, on aura la puissance garantie maximum en prenant les projets dans cet ordre. Le classement optimum est un compromis entre ces deux méthodes ; on l'obtient en classant les projets dans l'ordre de leurs $\frac{\bar{\omega} + \lambda g}{D}$, λ étant un coefficient déterminé de manière que $\sum g_i$ soit « assez voisin » de G pour $\sum D_i$ « assez voisin » de D_0 (λ joue ici le rôle d'un multiplicateur de Lagrange).

Cet essai de linear programming se heurte toutefois à l'objection que le caractère marginal des opérations, admissible pour une usine isolée, cesse de l'être pour un programme de quelque ampleur. La consistance du programme peut alors réagir sur les prix des facteurs.

* * *

6. — LA MAXIMISATION DU PROFIT.

Pour en terminer avec l'étude de l'optimum dans le cadre de l'Entreprise, il est utile de signaler un autre mode d'attaque du problème.

Au lieu de se donner l'objectif et de rechercher le minimum lié du coût (probable, actualisé et corrigé), on peut se donner le prix du produit et rechercher le maximum non lié du profit (probable, actualisé et corrigé).

Le mode d'attaque choisi par l'Électricité de France se relie à une observation de M. SAMUELSON (1) selon laquelle les entreprises jouissent parfois d'un monopole de droit ou de fait sur le marché de leur produit, alors qu'elles se présentent en concurrentes sur les marchés de leurs facteurs, de sorte qu'il n'est pas irréaliste d'admettre que « chaque firme est suffisamment petite par rapport au marché de chaque facteur pour que des quantités non limitées de chacun puissent être acquises à des prix respectifs donnés ». Mais, en fait, il existe pour l'Électricité de France au moins un facteur dont il serait hardi de prétendre qu'il peut être acquis en quantité non limitée à un prix donné : c'est le capital nécessaire à l'investissement. De sorte que le choix d'un taux d'intérêt n'est pas une hypothèse moins héroïque que le choix d'un prix de l'énergie électrique.

Si on adoptait la voie de la maximisation, on y retrouverait d'ailleurs la dualité de points de vue traduite par les équations (1) et (2) du Paragraphe consacré à l'équation de garantie. Le premier point de vue consiste à vendre une quantité déterminée y et assortie d'une garantie α , y et α apparais-

(1) Paul SAMUELSON : Foundations of Economic Analysis. Chap. IV, p. 58.

sent comme deux produits liés (l'abondance et la sécurité), de prix respectifs p et s (1). Le second point de vue consiste à s'engager à desservir la demande qui se manifestera au prix p en promettant une garantie α au prix s (1).

A l'optimum, tout investissement marginal produit un enrichissement (probable, actualisé et corrigé) égal à zéro.

Si l'on part d'un programme différent de l'optimum, un investissement marginal produit en général un enrichissement différent de zéro. Dans ce calcul, le taux de l'intérêt est, rappelons-le, pris égal au taux du marché. On peut alors, à titre de variante, poser à priori que l'enrichissement est nul et en déduire le taux de rentabilité absolu de l'investissement marginal. Il serait ainsi possible de comparer des investissements marginaux dans diverses branches économiques.

(1) On n'a pas l'habitude de vendre un produit avec une garantie (ou un risque de défaillance) fixés « ex ante ». On convient ordinairement de verser, le cas échéant, à l'acheteur « ex post » une pénalité de défaillance. Il est clair que les deux points de vue se raccordent, car si la pénalité est $-s$ en cas de défaillance, l'espérance mathématique correspondante est $-s(1 - \alpha)$, c'est-à-dire à une constante près $s\alpha$.