

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 48 (1957)
Heft: 16

Rubrik: Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 15.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Le tarif vert de l'Electricité de France

par M. Boiteux, Paris

658.8.03

Au cours de ces dernières années, les services de l'Electricité de France (EDF) ont préparé une nouvelle tarification des ventes en haute tension, dénommée sous le nom de «tarif vert». Dans un article paru récemment à la «Revue française de l'énergie¹⁾», M. Boiteux, directeur adjoint à la direction générale de l'EDF, a présenté au public ce nouveau tarif. Avec l'autorisation de la rédaction de la Revue française de l'énergie nous reproduisons cet article, qui traite d'un sujet de haute actualité pour la Suisse également, et qui ne manquera pas d'intéresser nos lecteurs, spécialement ceux qui s'occupent des questions tarifaires.

Dans une première partie, l'auteur montre en quoi la tarification en vigueur jusqu'ici à l'EDF a vieilli depuis vingt ans, malgré les aménagements qui y furent apportés à plusieurs reprises, et quels doivent être les objectifs d'un nouveau tarif. Dans une deuxième partie, il examine sur quelles bases repose le nouveau tarif vert et ce qu'on en attend.

¹⁾ Revue franç. énergie t. 8(1957), n° 82, p. 137...151.

Im Laufe der letzten Jahre wurde bei der Electricité de France (EDF) ein neuer Hochspannungs-Sammeltarif, der sogenannte «grüne Tarif» ausgearbeitet. In einem Artikel, der kürzlich in der «Revue française de l'énergie¹⁾» erschienen ist, stellt Herr Boiteux, directeur adjoint bei der Generaldirektion der EDF, den neuen Tarif dem Publikum vor. Im Einverständnis mit der Redaktion der «Revue française de l'énergie» veröffentlichen wir nachstehend eine deutsche Übersetzung dieses Artikels, der ein auch in der Schweiz hochaktuelles Thema behandelt; wir sind überzeugt, dass die Ausführungen von Herrn Boiteux das Interesse unserer Leser, ganz besonders derjenigen, die sich mit Tariffragen beschäftigen, erwecken werden.

In einem ersten Teil wird gezeigt, aus welchen Gründen die bisherigen, 20 Jahre alten EDF-Tarife trotz verschiedener Anpassungen und Verbesserungen heute veraltet sind, und welchen Anforderungen ein neuer Tarif genügen muss. In einem zweiten Teil werden die Grundlagen des neuen Tarifs erörtert; ferner wird dargelegt, welche Erwartungen an seine Einführung geknüpft werden.

I. Les tarifs en vigueur

Les tarifs actuellement en vigueur pour les fournitures en haute tension datent de la période de 1935 à 1938 au cours de laquelle fut effectuée une mise en ordre systématique des prix de l'énergie électrique en France.

Si heureuse qu'ait pu être, à l'époque, cette réorganisation, nul ne s'étonnera que les structures tarifaires qui en sont résultées aient passablement vieilli depuis lors. Les effets de l'inflation, l'évolution du niveau des prix de revient, des modifications importantes dans la structure même des coûts, ont profondément marqué la tarification de l'énergie électrique.

Les effets de l'inflation

Si elle n'est pas la seule, l'inflation n'en est pas moins une cause essentielle du vieillissement des tarifs en vigueur.

On sait qu'en France les prix de l'électricité comportent une indexation en fonction de la valeur d'un «index économique électrique» conçu de manière à rendre compte de l'évolution relative des différents postes du prix de revient. Chaque prix p , le prix de 1^{re} tranche par exemple, comporte un terme de base a et un terme correctif, produit d'un

coefficient d'index b par l'accroissement $I - I_0$ de la valeur de l'index depuis l'époque où a été fixé le terme de base:

$$p = a + b (I - I_0)$$

Nul ne se doutait en 1935 que la valeur de l'index I , qui était de l'ordre de $I_0 = 150$, allait s'élever jusqu'à des valeurs de l'ordre de 8000 sans qu'ait lieu la moindre révision des tarifs annexés aux cahiers des charges. Les études de coût portèrent sur la valeur des termes de base a , dont le montant fut fixé au centime près, tandis que des valeurs forfaitaires étaient retenues par le coefficient d'index du terme correctif: $b = 0,001$ (un «millime») ou 0,0008 (huit «dix millimes») par exemple. Le prix de première tranche du tarif de distribution aux services publics dans la région du Nord, pour une puissance de 30 kW, par exemple, se présentait donc comme suit, en francs français, en abrégé fr.:

$$p = 0,38 + 0,001 (I - 147)$$

La valeur «contractuelle» de l'index économique électrique est aujourd'hui $I = 8974$. En fait, par suite du blocage des index par les pouvoirs publics, c'est la valeur «publiée» de l'index, $I = 7300$, qui fixe le niveau des prix. La formule ci-dessus conduit ainsi aujourd'hui à:

$$p = 0,38 + 0,001 (7300 - 147) = 0,38 + 7,15 = 7.53 \text{ fr./kWh}$$

On voit que le «terme de base», au calcul duquel on avait apporté les plus grands soins, est devenu négligeable devant le terme correctif, dont la valeur avait été forfaitée.

Il n'y aurait que demi-mal, et ce renversement des choses ne constituerait, somme toute, qu'une conséquence amusante de la rigidité de nos structures administratives, si cette prépondérance des termes correctifs n'avait les plus graves conséquences quant aux relativités de prix.

Un des exemples les plus pittoresques de cette déformation des relativités tarifaires est fourni par le tarif des fournitures de force motrice, en basse tension, à Paris:

- en 1938, prix de première tranche 1.16 fr./kWh
prix de deuxième tranche 1.04 fr./kWh
prix de troisième tranche 0.82 fr./kWh
- en 1956, du fait de l'addition d'un terme correctif dont la valeur s'élève à près de 17 fr., ce tarif de force motrice, toujours en vigueur, est devenu (après arrondissement au décime):

1 ^{re} tranche	18.10 fr./kWh
2 ^e tranche	18.00 fr./kWh
3 ^e tranche	17.80 fr./kWh

Ainsi, du fait de la prépondérance du terme correctif, les relativités de prix qui étaient autrefois celles des termes de base sont devenues aujourd'hui celles des coefficients d'index. Lorsque, comme c'est le cas pour le tarif qu'on vient de prendre pour exemple, les coefficients d'index sont les mêmes pour les trois tranches d'un tarif à tranches, les prix des trois tranches sont pratiquement égaux. Lorsque ces coefficients d'index ont été forfaitairement différenciés, ce sont ces relativités forfaitaires que les tarifs reflètent aujourd'hui.

Il en est de même pour les différenciations suivant les puissances ou suivant les régions. Quelques centimes d'écart, pleins de signification en 1938, ont fait place aujourd'hui à une uniformité de fait quand ce n'est à des relativités aberrantes, au hasard des différences que présentaient, suivant les concessions, les coefficients d'index: dans les zones où une subtile négociation conduisit le concessionnaire à troquer une baisse du coefficient d'index contre un relèvement du terme de base, règnent aujourd'hui des tarifs défiant toute concurrence.

Inflation et prime fixe

Pour compléter cette brève évocation des fâcheux effets de l'inflation sur la tarification de l'énergie électrique, il reste à parler de la prime fixe: on sait qu'outre le paiement de l'énergie à des prix dont le taux par kWh est plus ou moins différencié suivant l'importance de la fourniture¹⁾, la facturation des fournitures en haute tension comporte une prime fixe fonction de la puissance mise à disposition du client.

¹⁾ Pour 1 kW de puissance souscrite, les 1500 premiers kWh, dits de première tranche, sont par exemple facturés à 8.20 fr./kWh; les 1000 suivants, dits de deuxième tranche, à 7.40 fr./kWh; le reste, ou troisième tranche, à 5.75 fr./kWh.

Le taux de cette prime fixe fut fixé en 1935 à 165 fr./kW.

Si ce taux avait varié comme l'indice général des prix, il serait aujourd'hui de 5000 fr. environ, valeur tout à fait comparable aux taux de 5000 à 7000 fr./kW que l'on rencontre en Grande-Bretagne, et plutôt inférieure à ceux que l'on rencontre généralement aux Etats-Unis.

Il se trouve que le taux de la prime fixe n'était pas indexé. De sorte qu'il est resté scrupuleusement fixé, jusqu'au 27 décembre dernier, à 165 fr./kW.

On ne saurait trop insister sur les fâcheuses conséquences de cet état de choses: imagine-t-on ce qui résulterait d'un accord entre les constructeurs d'automobiles et les distributeurs de carburants, aux termes duquel les voitures seraient cédées quasi gratuitement, et leur coût récupéré forfaitairement par majoration du prix de l'essence? Tous les français achèteraient une voiture (si ce n'est plusieurs, pour ceux d'entre eux qui, ayant le privilège de savoir où les mettre, pourraient s'offrir ainsi un assortiment précieux de types et de couleurs) et, pour la plupart, s'en serviraient fort peu; car le coût de cet énorme parc de véhicules entraînerait une lourde majoration du prix de l'essence. Ceux de nos concitoyens qui ont un besoin réel de circuler seraient ainsi lourdement pénalisés, du fait des dépenses importantes d'essence qu'ils devraient supporter; tandis que les autres, se contentant de sortir le dimanche, créeraient une pointe de circulation considérable obligeant à suréquiper les sorties urbaines et autoroutes — dont le coût serait également récupéré sur le prix de l'essence.

Cette parabole de l'automobile donne une image à peine exagérée de la situation qui résulte, en haute comme en basse tension, de la quasi absence de toute prime fixe. Faute de faire payer la mise à disposition de la puissance (la voiture), force est bien de récupérer le manque à gagner sur le prix du kWh (l'essence).

Les abonnés qui font une longue utilisation de leur puissance sont pénalisés tandis que nombre d'industriels souscrivent, sans contrainte, des puissances élevées, qu'ils utilisent fort peu en moyenne, mais dont chacun trouve commode de faire usage, comme le conducteur du dimanche, au moment même où tout le monde trouve cela commode; une pointe de demande en résulte, qui entraîne des investissements coûteux et mal utilisés dont la charge doit être récupérée sur le prix du kWh. Sans doute ces industriels ont-ils «besoin» de leur puissance, de même que tout français, en un sens, a besoin d'une voiture et a besoin de s'en servir le dimanche après-midi. Reste à savoir la charge qui en résulte pour la nation, et quelle serait la part de ces besoins qui subsisterait si chaque chose était payée ce qu'elle coûte. Une manière simple et efficace de le savoir consisterait à essayer. Nous y reviendrons plus loin.

L'évolution des prix de revient

Il eût fallu que l'indexation des prix de l'énergie électrique, au lieu de porter sur un terme correctif ajouté au terme de base, affectât proportionnellement ces termes de base et la prime fixe, pour que

les déformations auxquelles on vient de faire allusion s'évanouissent complètement. Mais une tarification déduite de celle de 1935 par relèvement proportionnel de tous les éléments de prix serait-elle satisfaisante aujourd'hui?

Un certain nombre de choses se sont produites depuis vingt ans, notamment en matière d'énergie électrique où l'évolution des coûts de production et le développement de l'interconnexion ont profondément modifié les prix de revient.

S'agissant tout d'abord de la production, le progrès technique a inégalement affecté les zones thermique et hydraulique. Du fait de l'épuisement progressif des sites hydrauliques, et du soin bien naturel que l'on a pris de réaliser tout d'abord les ouvrages hydroélectriques les plus faciles, le coût de la production d'énergie d'origine hydraulique, toutes choses égales d'ailleurs, tendrait à croître d'année en année. Mais le progrès des techniques de génie civil permet aujourd'hui d'équiper des sites qu'il aurait été impossible d'aborder il y a vingt ans; les progrès enregistrés dans la construction du matériel hydraulique et électrique rendent possible la construction d'unités beaucoup plus importantes qu'autrefois, donc moins coûteuses à réaliser et à exploiter à service rendu égal.

L'un compensant l'autre, on peut admettre que le coût de la production hydroélectrique a peu changé.

Il en va tout différemment pour la production thermique: aucun phénomène compensateur notable n'est venu freiner la tendance à la baisse résultant de

- l'amélioration considérable des rendements: les usines que l'on construit aujourd'hui ne consomment guère plus que 2500 kcal/kWh; celles que l'on construisait au début des années 1930 consommaient environ 3600 kcal/kWh, et l'on exploitait encore à cette époque des centrales dont la consommation «convertie»²⁾ était de l'ordre de 10 000 kcal/kWh;
- l'accroissement des puissances unitaires: groupes de 115 000 kW couramment aujourd'hui et 250 000 kW en construction, contre 30 000 à 50 000 kW au début des années 1930.
- liée au phénomène précédent, l'amélioration considérable de la productivité: 0,4 «homme» par 1000 kW pour les centrales modernes de 1956, contre 2 pour celles de 1935.

En sens inverse, une tendance à la hausse des prix des qualités de charbon consommées par nos centrales, et l'obligation où l'on est de s'éloigner de plus en plus des grosses agglomérations viennent diminuer légèrement les abaissements de prix qu'on pouvait attendre des progrès de la technique. Il n'en reste pas moins que, pour la production thermique, les facteurs favorables l'emportent largement sur les facteurs défavorables et font apparaître une baisse très notable du coût de production depuis vingt ans.

²⁾ Pour tenir compte de ce que les qualités de charbon consommées étaient plus coûteuses à la tonne, ce qui équivaut à une consommation plus élevée d'un charbon de moindre qualité.

Schématiquement, on peut dire qu'à qualité égale de production, le coût de l'énergie d'origine thermique était supérieur d'au moins 25 % à celui de l'énergie hydraulique. *Aujourd'hui, les ordres de grandeur sont les mêmes: à qualité égale, énergies thermique et hydraulique coûtent le même prix*³⁾.

Mais cette dernière remarque n'aurait guère de sens — que signifierait «à qualité égale»? — sans les progrès considérables de l'interconnexion.

En l'absence de toute interconnexion, l'alimentation d'une ville dont la consommation d'énergie électrique était intégralement assurée par des centrales hydro-électriques exigeait que la puissance installée des usines fût, en moyenne, très supérieure aux besoins, de telle manière qu'aux époques de basses eaux la puissance fournie reste suffisante. En dehors de ces périodes de basses eaux, des quantités d'énergie supérieures aux besoins se trouvaient ainsi disponibles, qui auraient été déversées sans profit pour personne si aucun client ne s'était présenté pour les absorber.

Mais il s'agissait alors de clients très spéciaux, acceptant d'absorber l'énergie qu'une hydraulité favorable rend disponible, mais n'exigeant pas d'être servis lorsque les caprices de l'hydraulité réduisent les disponibilités des usines. Il pouvait s'agir, aussi, aux époques où des excédents sont systématiquement disponibles quelle que soit l'hydraulité, de clients saisonniers dont les fabrications peuvent être arrêtées en hiver. A cette catégorie de clientèle et à ceux dont la consommation présentait, en partie au moins, des caractéristiques analogues, pouvaient être offerts des prix d'énergie électrique particulièrement favorables.

L'interconnexion généralisée des usines de toutes régions, telle qu'elle est réalisée aujourd'hui, modifie complètement cette situation, du fait de l'apparition d'un «client» nouveau qui présente de manière idéale les caractéristiques de ces clients particuliers auxquels on vient de faire allusion, et ceci à une échelle jamais rencontrée: ce sont les exploitants de centrales thermiques.

En effet, à toute époque où les centrales hydrauliques présentent des excédents relativement aux besoins normaux de la clientèle, l'énergie excédentaire sera expédiée vers les zones thermiques où elle se substituera à la production des centrales thermiques et permettra d'économiser du charbon: *tout se passe bien comme si un nouveau client était apparu, qui s'engagerait à absorber au prix du charbon économisé toute quantité d'énergie disponible en zone hydraulique*. Seuls restent à brader sur place les quelques excédents qui ne justifieraient pas la construction d'une ligne de transport supplémentaire pour en assurer l'évacuation.

D'autre part, la possibilité qui se présente en zone hydraulique d'importer de l'énergie thermique lorsque les basses eaux ont lieu en dehors de la pointe du réseau général permet d'éviter certains suréquipements coûteux, tandis que l'aptitude particulière des usines-réservoirs à fournir l'énergie de pointe que les centrales thermiques ne peuvent pro-

³⁾ Cette remarque ne peut être appliquée à un pays comme la Suisse où le coût du combustible est grevé de lourds frais de transport (Réd.).

duire économiquement permet d'alléger le parc des centrales des zones thermiques.

De tout ceci résulte:

- une certaine tendance à l'uniformisation régionale des prix, de même que tendent à s'uniformiser les pressions dans deux récipients qu'on met en communication;
- un abaissement du niveau moyen des prix nationaux du fait de l'entraide mutuelle que peuvent s'apporter les diverses régions;
- une diminution très importante de ces quantités d'énergie hydraulique excédentaires qui étaient à l'origine des prix exceptionnellement favorables dont bénéficiaient nombre de consommateurs du Sud, notamment ceux qui s'étaient implantés au voisinage immédiat des usines hydrauliques.

S'ajoutant à la baisse relative des coûts de zone thermique, *ces divers facteurs d'évolution ont notablement modifié les relativités traditionnelles des prix de revient régionaux. Les prix de vente auraient dû évoluer parallèlement de telle manière que les usagers ressentent progressivement les effets de ces modifications, et puissent s'y adapter. Il n'en a rien été et force est bien de faire en une fois aujourd'hui ce qu'une évolution normale aurait réalisé par degrés imperceptibles.*

Changements de structure des prix de revient

Dans l'électricité, comme dans tous les autres secteurs de production, le progrès entraîne un alourdissement des charges fixes en contrepartie de la réduction de frais proportionnels qui lui confère sa rentabilité. L'intérêt d'obtenir une bonne utilisation des investissements va donc en croissant.

Le financement de ces investissements s'avère d'autre part de plus en plus difficile: les crédits disponibles pour les équipements de production et distribution ne permettent plus aujourd'hui de réaliser des opérations dont la rentabilité est inférieure à 8 %; de sorte que tout se passe, du point de vue des choix qui s'offrent à l'Electricité de France, comme si le taux de l'intérêt était de 8 %. A un tel taux, toute mesure susceptible de réaliser une économie d'investissement prend un intérêt exceptionnel.

Il faut noter enfin la prépondérance croissante des centrales du type thermique, à charbon actuellement, nucléaires plus tard, dont la vocation économique est d'être utilisées pendant un grand nombre d'heures chaque année. Notre système de production sera, de ce fait, de moins en moins apte à «faire de la pointe».

Tous ces phénomènes se conjuguent pour placer au premier plan des préoccupations le problème des pointes.

Sans doute, l'intérêt d'étaler les pointes de la consommation était déjà grand autrefois; c'est à cet objet que répondent les tarifs à tranches, conçus de manière à facturer l'énergie à un prix unitaire d'autant plus faible que l'utilisation faite de la puissance est plus longue. Mais ce mode de tarification n'incite pas spécifiquement les abonnés à réduire, si

peu que ce soit, leur consommation à l'époque de la pointe. On peut même noter que, les tranches étant annuelles, les abonnés dont l'exercice contractuel commence au printemps paient en été le prix élevé de première tranche et en hiver le prix réduit de troisième tranche. *En contrepartie de son attrait commercial certain, la tarification à tranches présente le défaut de n'inciter l'abonné à améliorer l'utilisation du réseau qu'indirectement, par le biais d'une amélioration de sa propre utilisation, sans donner un attrait particulier aux seuls effacements de puissance vraiment utiles, qui sont ceux que réalise l'abonné à l'époque de la pointe.*

Parfaitement adaptés aux conditions de l'époque où ils sont nés, les tarifs à tranches apparaissent ainsi dépassés — au moins pour une grande partie de la clientèle — en raison de l'obligation où se trouvent aujourd'hui les distributeurs d'attacher encore plus d'importance aux dispositions susceptibles de faciliter le passage de la pointe.

Les réformes déjà apportées par l'Electricité de France

Bouleversée par l'inflation, ignorant l'évolution relative des prix de revient, dépassée quant à sa structure, la tarification des cahiers des charges conduirait à un système de prix inadmissible si les pouvoirs publics n'avaient mis l'EDF en mesure de remédier provisoirement aux défauts les plus graves de la tarification dont héritait l'établissement.

Lors des déblocages d'index qui furent décidés au cours des années 1947 à 1952 pour permettre aux recettes de suivre tant bien que mal la progression des dépenses, des hausses d'index un peu plus élevées que ce qui eût été strictement nécessaire pour rééquilibrer les comptes furent accordées à l'EDF en contrepartie de l'engagement pris par l'établissement de procéder à des aménagements tarifaires:

- choix d'un «tarif directeur» parmi les tarifs en vigueur dans chaque région, en vue de faire disparaître les tarifs anormalement élevés, ainsi que les différenciations non significatives;
- abaissement des prix de troisième tranche des tarifs directeurs, afin de réouvrir l'éventail des prix abusivement refermé par l'inflation, différenciation des taux de ces rabais suivant les régions en vue de se rapprocher un peu des nouvelles relativités des prix de revient;
- systématisation des prix réduits d'heures creuses, et différenciation de ces prix suivant les régions;
- institution d'une ristourne pour rénumérer les effacements de puissance pendant les heures difficiles des mois d'hiver.

Telles sont les principales mesures qui furent prises jusqu'en 1952, pour permettre à l'ancienne tarification de se survivre encore quelques années, en attendant qu'une nouvelle tarification puisse être mise en place à l'occasion de la révision générale des cahiers des charges en vigueur, conformément aux dispositions de la loi de nationalisation.

Depuis 1952, la stabilité des prix est pratiquement retrouvée. Sans doute faut-il s'en féliciter; mais les

pouvoirs publics n'ayant pas cru, dans ces conditions, pouvoir accorder à l'EDF de nouvelles hausses d'index, le processus des aménagements tarifaires s'est trouvé arrêté.

Il est vrai qu'au point où en étaient les choses, il n'apparaissait guère possible de réparer encore l'ancien édifice: c'est vers la substitution progressive d'un nouveau système tarifaire qu'il fallait dorénavant s'orienter. Telle est la signification réelle d'un récent arrêté de prix, en date du 27 décembre 1956: le taux de la prime fixe des fournitures en HT est porté de 165 fr. à 1500 fr. par kW, mais l'Electricité de France s'est engagée à faire abandon de l'intégralité des recettes supplémentaires correspondantes en offrant à tout abonné qui y trouverait intérêt, conformément aux dispositions de l'article 4 dudit arrêté, l'option pour une nouvelle tarification.

Cette nouvelle tarification, c'est le «tarif vert».

II. Le tarif vert

Le tarif vert a été mis au point par les services de l'EDF au cours des cinq dernières années, sous l'égide de M. G. Dessus, alors Chef du Service Commercial National. Il s'agissait à la fois d'orienter les aménagements apportés aux tarifs en vigueur, et de jeter les bases de la nouvelle tarification à appliquer dans le cadre des futurs cahiers des charges prévus par la loi de nationalisation.

On sait que le décret du 28 novembre 1956 a approuvé un cahier des charges-type pour la concession à l'Electricité de France, Service National, du réseau d'alimentation générale et fixé la procédure de révision des anciennes concessions de transport et de distribution aux services publics. L'Electricité de France a immédiatement déposé auprès des pouvoirs publics la demande de révision nécessaire, et présenté un projet de tarif maximum. Ce tarif ne pouvait reproduire dans le détail tous les barèmes et toutes les clauses du tarif vert; on s'est borné à l'essentiel. Mais c'est bien le tarif vert que l'EDF s'est engagée à appliquer dans le cadre des tarifs maximums ainsi définis.

La mise en vigueur des dispositions du nouveau cahier des charges achèvera donc, au moins pour la clientèle intéressée par la nouvelle convention de concession, la réforme des tarifs en haute tension.

Sur quel principe est fondé le tarif vert? Comment a-t-il été calculé? Quelles conséquences peut-on attendre de son application?

Le principe de la nouvelle tarification

Le tarif vert est fondé sur le principe de la vente au prix de revient marginal. Un article paru dans cette revue ⁴⁾ a indiqué quelles étaient les raisons d'être d'un tel principe; nous n'y renviendrons pas.

Mais peut-être convient-il de donner ici un aperçu rapide des raisons pour lesquelles d'autres principes possibles ont été écartés.

S'agissant d'un service public, et à défaut de la gratuité dont d'autres services tels que la police ou l'école font bénéficier chaque citoyen, la première idée qui vient à l'esprit est la *péréquation*: l'égalité

devant le Service Public n'impose-t-elle pas l'uniformité des prix?

On admettra volontiers, tout d'abord, qu'il ne saurait s'agir d'une péréquation générale impliquant l'égalité du prix du kWh quelles que soient l'importance et les caractéristiques de la consommation: un kWh utilisé en hiver dans le radiateur parabolique d'un consommateur domestique, à l'heure de la pointe générale d'éclairage, coûte plus de vingt fois plus cher à produire et à distribuer que le kWh que consomme un électrochimiste dans ses cuves électrolytiques pendant une nuit d'été. Une péréquation généralisée entraînerait un développement énorme et parfaitement irrationnel du chauffage électrique, cependant qu'une grande partie de nos produits industriels, trop onéreux à fabriquer en France, devraient être importés.

Si péréquation il y a, elle ne peut être qu'inter-régionale. Mais si l'on conçoit parfaitement que l'envoi d'une lettre coûte invariablement 15 fr. où qu'en soit le destinataire, tant pour des motifs de simplicité qu'à des fins sociales bien explicables, il en va différemment pour le prix de l'énergie électrique haute tension, facteur de production, qui commande dans une certaine mesure la localisation industrielle des activités productrices.

Si le charbon coûte moins cher sur le carreau des mines qu'il ne coûte à Quimper, ce n'est aucunement pour pénaliser les consommateurs bretons, mais pour inciter les industriels qui le peuvent à s'installer auprès des mines afin d'éviter à la nation des transports de combustible onéreux. *Il en est de même pour l'énergie électrique, dont le prix doit être moins élevé là où elle est disponible dans des conditions économiques, afin d'éviter des dépenses de transport chaque fois que l'utilisateur peut avoir intérêt à installer ses usines au voisinage des zones productrices. Toute autre attitude, en faussant l'équilibre des avantages naturels de chaque région, entraîne, en définitive, une perte de productivité préjudiciable à tous.*

La tarification «à la valeur d'usage» appelle les mêmes critiques. Appliquée à un service public, elle consiste à vendre au-dessus du coût à ceux qui peuvent payer, afin d'être en mesure de vendre à perte à ceux qui ne pourraient supporter l'intégralité du prix de revient.

Mais que faut-il entendre par «ceux qui peuvent payer» et «ceux qui ne peuvent pas payer»?

S'agirait-il des «riches» et des «pauvres» que la vente à la valeur d'usage aurait un caractère égalitaire qui en expliquerait la faveur, encore qu'il appartienne au parlement de voter l'impôt et non aux distributeurs d'électricité de s'y substituer en faisant payer les riches pour les pauvres.

Mais «ceux qui peuvent payer» sont, dans le contexte de la théorie, ceux qui ont un tel besoin de la fourniture qu'ils ne diminuent guère l'importance de leur consommation lorsqu'on les surtaxe; tandis que «ceux qui ne peuvent payer» sont ceux dont la consommation doit être subventionnée pour apparaître ou se développer.

Il s'agit donc, en somme, de fausser délibérément les choix que chacun ferait en présence des prix de

⁴⁾ Bull. ASE, tome 47(1956), n° 24, p. 1107.

revient, et de profiter du fait que certains ne peuvent à aucun prix se passer d'énergie électrique pour en tirer rançon en faveur de ceux qui s'en passeraient si on ne les y poussait.

Pour un monopoleur qui cherche à s'enrichir en surchargeant «ceux qui peuvent payer», le principe de la valeur d'usage se conçoit parfaitement. Mais on procède à une extension trop hâtive de ce principe au cas des services publics lorsqu'on admet tout simplement que ceux-ci, pour ne pas faire de bénéfice, n'ont qu'à redistribuer à «ceux qui ne peuvent pas payer» les bénéfices de monopole réalisés sur ceux qui peuvent. Sans doute le niveau moyen des prix de vente est-il alors égal au niveau moyen des prix de revient; mais cette égalité moyenne des prix et des coûts cesse d'être vérifiée pour chaque client et entraîne de faux choix préjudiciables à la productivité du pays.

Bien d'autres principes et variantes pourraient encore être examinés. Concluons que, sauf motif délibéré des pouvoirs publics de consentir une *diminution de productivité* en contrepartie d'avantages politiques ou sociaux qui échappent à la comptabilisation des coûts, la ligne directrice d'un service public industriel et commercial est d'orienter au mieux de l'intérêt général les choix des usagers. C'est à cette préoccupation que répond le principe de la vente au coût marginal, et c'est pourquoi l'Electricité de France, pensant se montrer fidèle à sa vocation d'Entreprise Nationale, et approuvée en cela par nombre d'instances, s'est rangée au dit principe.

L'élaboration du tarif vert

Il ne saurait être question, en quelques pages, de traiter des multiples problèmes qui durent être résolus pour passer des principes à l'application. On se bornera ici à évoquer quelques aspects essentiels du tarif, et tout d'abord la différenciation régionale des coûts au niveau du réseau d'interconnexion.

La notion de coût de production apparaît relativement claire lorsqu'on considère une zone alimentée par une centrale unique dont toute la production est destinée à alimenter la consommation de la zone. Mais l'interconnexion, du fait des constants échanges qu'elle implique entre les régions les plus diverses, disperse sur tout le territoire les éléments du calcul des prix de revient locaux; elle appelle un nouveau type d'analyse.

Le fil directeur de cette analyse est fourni par la définition même du coût marginal: le coût marginal est le coût de l'unité supplémentaire.

Coûts marginaux à Paris

Considérons tout d'abord un centre important de production thermique, tel que la région parisienne.

A onze heures du matin, le 20 janvier 1957, une puissance déterminée doit être fournie par les centrales thermiques de la région parisienne (dans le cadre d'une certaine organisation de la production et des échanges inter-régionaux conçue de manière à faire face à la consommation, en tous les points du territoire, avec le moins de charbon possible).

Pour satisfaire cette demande de puissance au moindre coût, le dispatching de la région parisienne s'arrange pour faire marcher à pleine capacité toutes les centrales les meilleures — en fait les plus récentes, celles dont le rendement est le plus élevé. Seule la dernière centrale qu'il est nécessaire de maintenir en fonctionnement pour faire face à la puissance demandée au parc thermique, donc celle dont le rendement est le moins élevé parmi toutes celles qui fonctionnent, ne marche pas à pleine capacité, la puissance demandée aux centrales de la région parisienne n'ayant aucune raison de coïncider exactement avec la capacité de production d'un nombre entier de centrales. Nous qualifierons cette dernière centrale de «centrale marginale».

Si ce même 20 janvier, à onze heures du matin, un appel de puissance supplémentaire apparaît, c'est à cette centrale marginale qu'en incombera la production: les centrales plus économiques marchent déjà à pleine puissance, et les autres centrales sont moins économiques. Le coût du kWh supplémentaire est donc égal à ce moment — c'est un fait, et il n'y a pas à chercher plus loin pour l'instant — à la dépense de charbon que nécessite la production de ce kWh par la centrale marginale; c'est-à-dire au coût proportionnel de la centrale marginale (ou encore à sa «consommation spécifique», qui est une caractéristique bien connue pour chaque centrale).

Ce qui vient d'être dit pour le 20 janvier à onze heures vaut bien évidemment à toute heure et toute époque: *à chaque instant le coût de production marginal du kWh dans la région parisienne est égal au coût proportionnel de la centrale qui est «marginale» à cet instant.*

Il suffit donc de demander au dispatching de la région parisienne quelle est, à chaque heure de l'année, la centrale qui se trouve être marginale eu égard à la puissance demandée à ce moment au parc thermique de la région, pour en déduire immédiatement le barème des 8760 (nombre d'heures de l'année) prix marginaux.

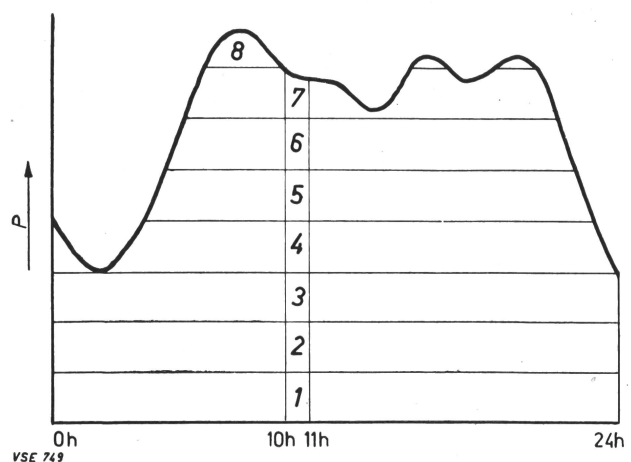


Fig. 1

Calcul des coûts marginaux de l'énergie électrique pour la région parisienne

P charge du réseau de la région parisienne

1...8 numérotation des centrales, identique à leur dépense de charbon en fr. par kWh

Tel est du moins le principe. Diverses difficultés apparaissent à l'application. Mais, avant de les évoquer, peut-être n'est-il pas inutile de dire un mot d'une question que le lecteur se pose sans doute. Si le prix du kWh est uniquement fondé sur la dépense de charbon que nécessite la production, comment le producteur couvrira-t-il ses charges fixes?

Considérons la courbe de charge qui représente la variation de la puissance demandée aux centrales de la région parisienne pendant cette journée du 20 janvier. Sur ce diagramme sont placées les différentes centrales numérotées 1, 2, 3, ... dans l'ordre où elles doivent être mises en route pour que, à chaque instant, ce soient toujours les meilleures qui fonctionnent: la centrale n° 1, la meilleure, est à la base; puis vient la meilleure après la première, etc. (Fig. 1). Admettons, pour simplifier les notations, que ce numéro représente également la valeur de la consommation spécifique de chaque centrale: la centrale n° 1 dépense 1 fr. de charbon par kWh; la centrale n° 2, 2 fr.; ... la centrale n° 7, 7 fr.

A 11 heures du matin, la centrale marginale est, par exemple, la centrale n° 7. Le prix marginal s'élève donc à 7 fr. En vendant au prix proportionnel de la centrale marginale — à 7 fr. — tous les kWh qui sont consommés entre 10 h et 11 h, on ne fait aucun bénéfice sur la dépense de charbon de la centrale n° 7, mais on réalise un bénéfice de 1 fr. par kWh sur la centrale n° 6 dont la dépense de charbon n'est que de 6 fr.; un bénéfice de 2 fr. sur la centrale n° 5, etc.

Les recettes réalisées entre 10 h et 11 h excèdent donc notablement les dépenses de charbon des centrales *non* marginales (nos 1 à 6). On démontre que, si le parc thermique est optimum (notamment par déclassement des centrales vétustes au moment approprié), cet excédent de recettes par rapport aux dépenses de charbon, étendu à l'ensemble de l'année, couvre exactement les charges fixes⁵⁾ des centrales.

Quelques mots, maintenant, des difficultés que recèle le calcul:

a) *A l'époque de la pointe*, le prix marginal excède le coût proportionnel de la dernière des centrales marginales. En effet, à la différence des kWh marginaux appelés à d'autres époques, qui profitent de l'existence préalable des centrales nécessaires en tout état de cause au passage de la pointe, le kWh supplémentaire appelé à la pointe est responsable de l'installation d'une (fraction de) centrale supplémentaire; il doit en supporter les charges fixes par une majoration de prix qui revêt, pour l'essentiel, la forme d'une prime fixe fonction de la puissance sous laquelle est appelé ce kWh supplémentaire.

Les charges fixes en cause sont nettement plus faibles, d'ailleurs, que celles d'une centrale moderne, car la nouvelle centrale qu'on installerait pour faire face à une demande supplémentaire en

pointe, en raison de son haut rendement, fonctionnerait à la base du diagramme et décalerait d'un cran vers le haut toutes les centrales plus anciennes, réduisant de ce fait leur durée d'utilisation: une économie de charbon en résulterait, à déduire des charges fixes de la centrale nouvelle pour obtenir la valeur des charges fixes marginales.

Ainsi apparaît à la pointe, à côté du coût par kWh, une prime fixe par kW qui participe à la couverture des charges fixes totales, dont on a exposé plus haut le mécanisme; elle y participe, mais ne s'identifie pas pour autant aux charges fixes comme on le croit quelquefois.

b) *les aléas de l'hydraulicité*: à onze heures du matin, le 20 janvier, la puissance demandée aux centrales de la région parisienne, dans le cadre d'une organisation optimale de la production et des échanges inter-régionaux, dépend du niveau *aléatoire* des apports hydrauliques dont bénéficient les usines hydroélectriques. De ce fait, à chaque configuration annuelle possible de l'hydraulicité correspond un barème annuel différent des prix marginaux.

S'agissant de déterminer des prix indépendants des fluctuations possibles de l'hydraulicité, il faut substituer à cette famille de barèmes annuels un barème unique qui en soit la moyenne — plus exactement, l'espérance mathématique.

c) Enfin, il ne saurait être question, en pratique, de présenter un tarif dont les prix varieraient d'heure en heure. Des moyennes doivent être faites pour représenter, par une dizaine de prix au maximum, les 8760 prix marginaux correspondant à chacune des heures de l'année. Après divers essais, il a été décidé de se limiter à cinq prix:

nuit⁶⁾ — jour — pointe, pendant les six mois d'hiver,

nuit⁶⁾ et jour, pendant les six mois d'été.

Compte tenu des majorations à apporter à ce barème de cinq prix (accompagné d'une prime fixe dont on a indiqué plus haut l'origine) pour tenir compte des frais afférents à la boucle 220 kV qui encercle la région parisienne, le barème des «prix 220 kV» se présente finalement comme suit, pour Paris:

— prime fixe: 4000 fr. par kW

— prix d'énergie:

Hiver	Pointe	7.45 fr./kWh
	Heures pleines . . .	4.35 fr./kWh
	Heures creuses . . .	2.60 fr./kWh
Été	Heures pleines . . .	3.70 fr./kWh
	Heures creuses . . .	2.20 fr./kWh

Coût marginaux en tous points

Soit à calculer le barème des prix marginaux à Lyon. On pourrait songer à appliquer la même mé-

⁵⁾ Pour autant, bien entendu, que les charges fixes comportent un amortissement convenablement calculé — ce qui est une autre question.

⁶⁾ Les dimanches sont conventionnellement assimilés à la nuit, nuit et dimanche étant désignés par l'expression: heures creuses.

thode qu'à Paris — mais les coûts marginaux des usines hydrauliques ont cette fâcheuse propriété d'être soit nuls (exceptionnellement: déversements), soit indéterminés, lorsqu'on les considère isolément. Cette indétermination n'est d'ailleurs qu'apparente; elle peut être levée, mais il est beaucoup plus simple de procéder par une voie indirecte dont l'interconnexion fournit précisément l'itinéraire.

Imaginant le problème résolu, admettons que l'on sache, à onze heures, quelle est, le 20 janvier, la valeur du prix marginal aux bornes du poste 220 kV qui alimente Lyon: 4 fr. On a calculé, d'autre part, le prix marginal à Paris: 4.50 fr.

Puisque le prix marginal à Lyon est inférieur de 0,50 fr. à ce qu'il est à Paris, on a tout intérêt à pousser la production des Alpes pour exporter vers Paris. Mais ce kWh parti à 4 fr. de Lyon se charge peu à peu du coût de son transport. Il vaut déjà 4.30 fr. à Châlon⁷⁾ et parvient à 4.80 à Troyes. Une exportation plus lointaine n'aurait aucun intérêt puisque le kWh parisien ne vaut à ce moment que 4.50. Majoré du coût de son transport, le kWh exporté de Paris arrive précisément à 4.80 à Troyes: Troyes est le point d'équilibre où se rencontrent, le 20 janvier à 11 heures du matin, les zones d'influence respectives des productions parisienne et alpine:

Inversement, si l'on ignore le prix à Lyon, mais si l'on connaît les coûts de transport et la position du point d'équilibre — à Troyes — on peut calculer le prix à Lyon à partir du prix à Paris:

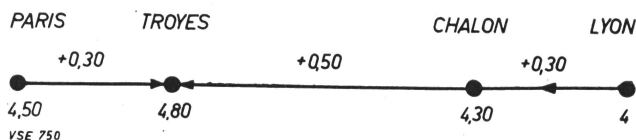


Fig. 2

Calcul du prix marginal à Lyon en partant du prix marginal à Paris et des coûts de transport

Le diagramme est expliqué dans le texte

Prix marginal du kWh:

Paris	4.50 fr. (calculé)
Troyes	$4.50 + 0.30 = 4.80$ fr.
Châlon	$4.80 - 0.50 = 4.30$ fr.
d'où Lyon	$4.30 - 0.30 = 4.-$ fr.

D'une manière générale, connaissant à une certaine heure le prix à Paris et la configuration des mouvements d'énergie sur toutes les lignes du réseau d'interconnexion (sens des mouvements et position des points d'équilibre), on peut calculer les prix, de proche en proche, en tous les postes du réseau d'interconnexion: partant de Paris vers n'importe quelle ville et par n'importe quel itinéraire, le prix est majoré du coût du transport sur les tronçons de réseau où l'on se déplace dans le sens des mouvements d'énergie, et diminué du coût du transport lorsqu'on se déplace en sens inverse.

Reste à déterminer cette configuration des mouvements d'énergie d'où résulte la propagation des prix parisiens sur l'ensemble du territoire: c'est précisément là la tâche du dispatching central qui, à

chaque instant, organise la production et les échanges interrégionaux de manière à satisfaire la consommation en tous points au moindre coût.

Le mécanisme d'élaboration du tarif apparaît ainsi clairement. Pour chacune des heures de l'année (et chacune des hydraulicités possibles) le dispatching central établit le programme de production de chaque centrale et le programme de transport de chaque tronçon du réseau d'interconnexion. La puissance demandée aux centrales parisiennes en résulte, d'où détermination de la centrale marginale et de son coût proportionnel, qui sera le prix marginal à Paris. Les prix marginaux en tous points du réseau s'en déduisent par addition ou soustraction des frais de transport suivant le sens des mouvements d'énergie.

Ce calcul se prête, d'ailleurs, à de multiples vérifications. Notamment:

- le prix marginal calculé à Lille à partir du prix parisien doit coïncider avec le coût proportionnel de la centrale qui se trouve être marginale à Lille⁸⁾; de même en tout centre de production thermique;
- quel que soit le chemin suivi pour aller d'une ville à l'autre, additionnant ou soustrayant les frais de transport au gré des mouvements qu'on rencontre sur chaque chemin, le prix rendu doit être le même.

Mais il est une autre vérification dont l'importance est fondamentale, car c'est elle qui assure la cohérence entre considérations «à court terme» et considérations «à long terme», et confère par là une signification durable à la tarification: *c'est la concordance du barème de prix marginaux calculés pour une région avec le coût des nouveaux équipements qu'on y réalise.*

Il suffirait, en effet, qu'une région soit victime d'un retard *passager* d'équipement pour qu'elle apparaisse abusivement importatrice (ou insuffisamment exportatrice) et voit le niveau de ses coûts anormalement relevé par rapport aux coûts parisiens: si, pour des raisons accidentelles, l'Est est insuffisamment équipé, on verra Paris exporter vers Nancy, et, par conséquent, les prix de Nancy être supérieurs à ceux de Paris. Or, la production est moins coûteuse à Nancy qu'à Paris puisqu'on est plus près du charbon. Une anomalie apparaît qu'il faut corriger en augmentant l'équipement de la région Est de telle manière que Nancy exporte à nouveau vers Paris: l'optimum sera retrouvé lorsque les prix à Nancy auront baissé jusqu'à correspondre au niveau du coût de production des centrales de l'Est.

On ferait le même raisonnement pour une région hydraulique.

D'où le principe de la vérification (et des corrections éventuelles à apporter au calcul afin que le tarif ne reflète que les tendances durables des coûts): en facturant la production des usines nouvelles d'une région à l'aide du barème des prix mar-

⁷⁾ Les coûts de transport sont ici systématiquement majorés pour mieux mettre en évidence le rôle qu'ils jouent.

⁸⁾ De sorte que tout se passe comme si les prix avaient été calculés à partir de ceux de Lille, et non ceux de Paris: Paris ne joue ici qu'un rôle anecdotique.

ginaux calculés pour cette région, on doit obtenir un équilibre satisfaisant entre la valeur annuelle de l'énergie produite par chaque usine, et le coût annuel de cette production. Du moins cette concordance doit-elle être convenablement assurée *en moyenne*, le cas particulier de certaines usines anormalement coûteuses ou bon marché ne pouvant être considéré comme une caractéristique durable de la région ⁹⁾.

Les barèmes du tarif vert

A chaque région — on a distingué 23 zones — le calcul dont on vient d'indiquer les lignes générales fait correspondre un barème de cinq prix marginaux (nuit, jour et pointe d'hiver, nuit et jour d'été) pour l'énergie disponible aux bornes des postes 220 kV. Reste à y ajouter les frais de répartition et de distribution pour en déduire des tarifs applicables à la clientèle.

Les ouvrages de production jouent un rôle prépondérant dans les programmes d'investissement et l'on est souvent tenté d'en déduire que la production de l'énergie constitue l'une des tâches essentielles du secteur électricité. Sous l'angle économique, les tâches de distribution apparaissent en réalité bien plus significatives: au niveau du réseau d'interconnexion, le coût du kWh est en moyenne de l'ordre de 3 à 4 fr.; au niveau de la distribution HT courante (15 kV), il vaut déjà 6 à 9 fr., donc plus du double; en BT, bien que facturé à 16 fr. en moyenne alors que sa valeur est sans doute supé-

rieure, le prix du kWh apparaît encore doublé par rapport au stade précédent.

C'est dire toute l'importance d'une différenciation correcte des prix suivant la tension à laquelle l'énergie est livrée, tension qui représente le niveau d'élaboration du produit: en langage commercial courant, la tension 220 kV (interconnexion) correspond à la sortie des ateliers de fabrication, la tension 60 kV (répartition) à la vente en gros, la tension 15 kV (distribution HT) à la vente au détail, la basse tension (127 et 220 V) enfin, à la livraison à domicile.

Il importe que le consommateur qui s'adresse au grossiste et assure ensuite sa propre distribution au sein de son établissement, ne se voie pas facturés les frais de distribution publique qu'il économise ainsi à la collectivité du fait de l'importance de sa consommation; a contrario, il est naturel, et souhaitable, que le client industriel courant, à qui l'énergie est livrée «au détail», supporte les frais de distribution dont son alimentation est responsable.

C'est pourquoi le tarif vert — actuellement limité à la haute tension — est différencié dans chaque région suivant les tensions de livraisons: 150, 60 et 15 kV pour la plupart des zones; 90, 30 et 5 kV pour les zones où prévaut cet échelonnement des tensions.

Dans un certain nombre de zones tarifaires, il est apparu nécessaire, d'autre part, de différencier les frais de distribution suivant les départements. C'est un fait bien connu de tous les distributeurs — qu'il s'agisse d'énergie électrique, de courrier ou d'épicerie — que les frais de distribution sont d'autant plus élevés que la densité de consommation est plus faible.

Il n'était pas question de pousser la différenciation jusqu'à la commune; les écarts de coût auraient dû être constamment remis en question au fur et à

⁹⁾ On obtient également un recoupement intéressant en vérifiant que le classement des usines hydrauliques suivant le rapport «valeur de l'énergie produite, évaluée au tarif vert» sur «dépenses annuelles» est tout à fait comparable à celui que l'on obtient en usant des critères plus spécifiquement adaptés aux problèmes d'équipement dont MM. Gaspard et Massé ont exposé les principes dans la Revue Française de l'Energie (n° 35 — octobre 1952).

Barème des prix applicables en zone 7, pour la valeur 7300 de l'index économique électrique HT

Tableau I

1° Prime fixe annuelle: Taux de base: 4000 fr./kW						
2° Prix d'énergie fr./kWh						
Tension et point de fourniture		Hiver			Eté	
		Pointe	Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses
150 kV	Ardèche, Bouches-du-Rhône, Drôme, Gard, Vaucluse	7,50	4,39	2,76	3,35	2,13
60 kV	Ardèche, Bouches-du-Rhône, Drôme, Gard, Vaucluse	9,54	5,30	2,87	3,50	2,20
15 kV	Bouches-du-Rhône	11,88	6,58	2,96	3,67	2,28
	Ardèche, Drôme, Gard, Vaucluse	12,80	7,09	2,96	3,67	2,28
90 kV	Ardèche, Bouches-du-Rhône, Drôme, Gard, Vaucluse	8,72	4,95	2,83	3,44	2,17
30 kV	Bouches-du-Rhône	10,97	6,07	2,92	3,60	2,25
	Ardèche, Drôme, Gard, Vaucluse	11,48	6,38	2,92	3,60	2,25
5 kV	Bouches-du-Rhône	12,39	6,83	2,97	3,70	2,31
	Ardèche, Drôme, Gard, Vaucluse	13,41	7,45	2,97	3,70	2,31

mesure des développements successifs de la consommation industrielle de la commune. Mais, même limitées aux départements, les différences des coûts de distribution apparaissent très importantes suivant les densités moyennes départementales. Après un premier calcul où étaient tirées toutes les conséquences de cet état de choses, il est apparu que les tarifs obtenus dans les départements peu développés atteignaient des niveaux qui risquaient peut-être d'en compromettre l'expansion. Il a donc été décidé d'affecter délibérément à tous les départements qui n'avaient pas encore accédé à l'industrialisation — pratiquement, les deux tiers du territoire — une densité de consommation fictive, anticipant le développement ultérieur de la consommation. Les coûts de distribution se sont ainsi trouvés rabaisés, sur les deux tiers du territoire, au niveau que l'on constate dans les départements qui ont déjà accédé à l'industrialisation.

On trouvera ci-contre l'exemple des tarifs ¹⁰⁾ d'une zone — la zone 7 en l'espèce — où apparaissent la différenciation importante des prix suivant les tensions, et le rassemblement dans une même catégorie des quatre départements de l'Ar-dèche, la Drôme, le Gard et le Vaucluse dont les densités respectives de consommation, bien que notablement différentes, ont toutes été fictivement majorées et portées au même niveau (Tableau I).

Les effets à attendre du tarif vert

Le tarif vert remédie aux défauts qui entachaient les relativités de prix issues des tarifs de 1935, et incite plus directement les abonnés à tirer les conséquences du coût élevé des pointes.

Amélioration des relativités de prix

Le relèvement de la prime fixe à 4000 fr. par kW, soit au coefficient $4000/165 = 24$, permet de ne plus alourdir le prix du kWh des charges que la structure des prix de revient commande de rapporter à la puissance. Une dégressivité importante, et justifiée, en résulte en faveur des longs utilisateurs: le prix moyen de la fourniture faite à un abonné de 2000 heures comporte $4000/2000 = 2$ fr. par kWh, au titre de la prime fixe. L'abonné de 6000 heures — qui, en fait, bénéficiera d'un tarif spécial pour longues utilisations — ne voit son prix d'énergie grevé que de $4000/6000 = 0,66$ fr. par kWh.

A cette dégressivité due à l'étalement de la prime fixe sur la durée d'utilisation de la puissance, s'ajoute celle qui résulte de l'importante différenciation des prix entre le jour et la nuit: un abonné de 6000 heures a nécessairement une consommation de nuit importante, et bénéficie du prix très bas de cette catégorie d'énergie.

On a reporté sur le graphique ci-après (fig. 3) les courbes représentant, pour des fournitures comparables, la dégressivité du prix en fonction de l'utilisation pour

- le tarif du cahier des charges DSP du Nord tel qu'il se présentait au 1^{er} octobre 1956 après les aménagements apportés par l'EDF au cours des dernières années;
- le tarif vert;
- le tarif en vigueur aux USA dans la région de Détroit.

Pour faciliter la comparaison, les prix sont représentés en indice, base 100 pour 1500 heures d'utilisation.

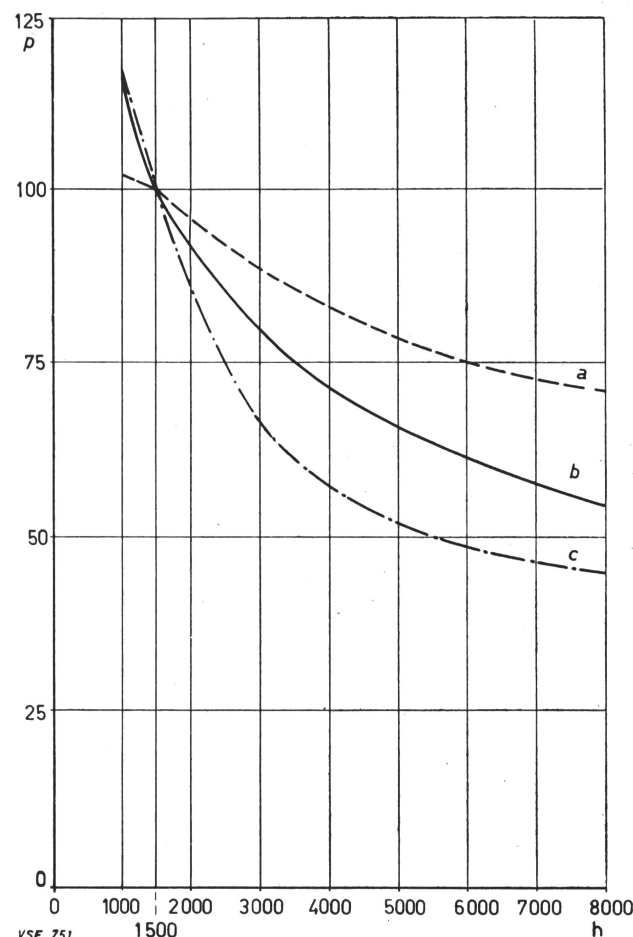


Fig. 3

Dégressivité du prix de l'énergie électrique en fonction du nombre d'heures d'utilisation

- tarif du cahier des charges DSP du Nord en date du 1^{er} octobre 1956
- tarif vert
- tarif en vigueur aux Etats-Unis (région de Détroit)
- p indice des prix par rapport à une base de 100 pour 1500 heures d'utilisation

On constate que les courbes du tarif vert et du tarif américain ont sensiblement la même allure en dessous de 1500 heures. Au-delà de cette utilisation, la dégressivité du tarif vert apparaît nettement plus accusée que celle du tarif en vigueur, mais moindre, cependant, que celle du tarif de la Detroit Edison (dont la prime fixe est très élevée).

Les autres différenciations que l'inflation avait fait disparaître, ou que l'évolution des prix de revient rendait caduques, retrouvent une valeur conforme aux différences de coût.

¹⁰⁾ Il s'agit du «tarif général». Un tarif, dit d'appoint, qui comporte une prime fixe plus élevée et des prix d'énergie plus faibles, est offert à option aux abonnés dont l'utilisation est suffisante (plus de 3 à 4000 heures) pour qu'ils y trouvent intérêt.

A la dégressivité en fonction de l'importance de la puissance que comportait la tarification de 1935 est substituée une double dégressivité résultant, respectivement, d'un rabais sur la prime fixe en fonction de la puissance, et, surtout, comme on l'a indiqué plus haut, de l'importante différenciation que présente la nouvelle tarification suivant les tensions de livraison (les fortes puissances étant nécessairement desservies à des tensions élevées).

Quant aux différenciations régionales, il n'est pas possible d'en donner ici une idée synthétique, en raison de la double influence de la région et de la densité départementale de consommation. On peut seulement noter que, conformément à une évolution des choses que les tarifs ne peuvent pas ignorer plus longtemps, les régions hydrauliques du Sud de la France sont moins favorisées *en valeur relative* qu'elles ne l'étaient autrefois, tandis que les régions du Nord et de l'Est bénéficient, comme il est naturel, des progrès importants enregistrés depuis vingt ans par les techniques de production thermique.

Des hausses de prix, d'ailleurs très modérées, apparaîtront donc, principalement dans la partie Sud de la France et pour les courtes utilisations. Mais comment une réforme blanche dans son ensemble pourrait-elle être blanche pour chacun et rester une réforme? Il faut rappeler d'ailleurs que, relativement aux niveaux de prix qui règneraient aujourd'hui si l'index économique électrique avait normalement évolué conformément au droit des contrats, le tarif vert apparaît partout en baisse¹¹). Cette baisse est très notable dans le Nord, principalement pour les longues utilisations; elle est moins notable dans le Sud, et pour les courtes utilisations.

Qu'attendre de l'amélioration des relativités tarifaires qu'apporte le tarif vert? Pour l'utilisateur, le retour à une situation normale où chacun paiera son dû sans péréquations abusives reportant sur les uns les dépenses faites par les autres; et la possibilité de trouver dans une tarification suffisamment différenciée un système de prix adapté à son cas.

Pour l'économie générale, une meilleure orientation des choix des industriels en ce qui concerne l'implantation de leurs usines, l'organisation de leur desserte (choix de la tension notamment), le montant de la puissance à souscrire.

Quant à l'EDF, on l'a dit, l'opération est blanche: les recettes attendues de la nouvelle tarification sont identiques à celles que procurait l'ancienne; *le prix moyen du kWh HT reste inchangé* (et à un indice moyen de l'ordre de 15 par rapport à l'avant-guerre). Mais, du fait des différenciations introduites de telle sorte que chaque fourniture soit vendue à son coût marginal, les développements de consommation, quelque forme qu'ils revêtent, rapporteront exactement ce qu'ils coûtent. *L'EDF ne tire donc aucun avantage immédiat de la réforme tarifaire, mais y trouve l'assurance que — en monnaie stable tout au moins — l'équilibre budgétaire des ventes HT cessera de se détériorer.*

L'incitation à effacer les pointes

Parmi les effets à attendre de la nouvelle tarification et de cette meilleure orientation des choix à laquelle on a fait allusion plus haut, il en est un qui revêt actuellement une importance toute particulière: c'est l'amélioration de la courbe de charge nationale, conséquence des efforts que les industriels intéressés feront pour éviter de trop consommer au moment de la pointe générale du réseau.

Le tarif vert est en effet conçu pour inciter spécifiquement les consommateurs à éviter les heures de pointe, soit qu'ils s'y engagent pour une partie de leur puissance souscrite, et bénéficient alors d'une réduction importante de leur prime fixe, soit qu'ils se contentent de le faire chaque fois que cela leur est possible, et évitent alors de payer inutilement le prix élevé du kWh de pointe.

Sans doute objectera-t-on que de tels effacements sont difficiles à réaliser dans les industries où les frais de main-d'œuvre prédominent.

Une petite usine textile de la région du Nord, faisant 2000 heures d'utilisation de sa puissance, paiera le même prix au tarif vert qu'autrefois, à diagramme de consommation inchangé; si aucun effacement n'est praticable à la pointe, le prix restera donc ce qu'il était; si un effacement, même minime, est possible, non point en arrêtant des métiers à tisser, mais en différant certaines activités annexes, le client en aura le bénéfice; et l'EDF n'y perdra rien puisque le gain réalisé par le client sur le prix de la fourniture sera précisément égal à l'économie réalisée sur le réseau.

A chacun donc d'apprécier librement si la chose en vaut la peine. Dans les cas où un effacement de puissance coûterait plus cher à l'abonné qu'il ne lui rapporte, aucun effacement n'aura lieu, et ce sera fort bien puisque l'effort fait par l'abonné représenterait alors une dépense supérieure à l'économie réalisée par l'EDF sur le coût de la fourniture. Lorsqu'au contraire l'effacement s'avérera rentable pour l'abonné, il le sera aussi pour la collectivité, et tout le monde se félicitera qu'il y procède.

Au surplus, si l'importance des effacements à attendre dans les industries de main-d'œuvre est sans doute faible, une amélioration notable des diagrammes de consommation peut être attendue dans d'autres secteurs où la consommation d'énergie peut sans dommage être différée d'une ou deux heures: broyeurs, fours, opérations discontinues, etc.

Les services de l'EDF ont estimé à environ 500 000 kW l'importance des effacements à la pointe sur lesquels il paraissait possible de compter, soit 5% de la pointe nationale. L'accroissement annuel de la puissance maximum desservie par le réseau étant actuellement de l'ordre de 9%, cela représente un gain de six mois sur les programmes d'équipements. Si, comme il y a lieu de l'espérer, l'expérience confirme cette estimation, c'est donc une économie d'investissement pouvant atteindre une centaine de milliards qui pourrait être progressivement réalisée.

S'agissant d'autre part des consommations de combustible, le report d'une partie de la consommation de pointe sur le reste de la journée permet de réduire la durée d'utilisation des vieilles centrales

¹¹⁾ Sauf quelques cas aberrants, bien entendu.

qui assurent, moyennant une forte consommation de charbon, la production de la pointe; en contrepartie, se trouve accrue l'utilisation des centrales plus économiques qui produiront les kWh dont la demande est reportée. De sorte qu'à production totale inchangée, par le seul fait du report des consommations de pointe, une économie de charbon de l'ordre de 700 tonnes par jour doit être réalisée pendant les mois d'hiver. S'agissant de charbon américain importé, cette économie revêt un intérêt tout particulier.

Economie d'investissement, économie de combustible, économie de devises, tels sont précisément les soucis majeurs du gouvernement au cours des prochaines années. Le tarif vert comporte, dans ce domaine, des avantages immédiats particulièrement appréciables venant s'ajouter à ceux que présente, en tout état de cause, une tarification conçue pour orienter les usagers au mieux des intérêts de la collectivité.

Adresse de l'auteur:

M. Boiteux, Directeur Adjoint à la direction Générale de l'Electricité de France, Paris.

L'activité du Comité de l'UCS

061.2(494) UCS : 621.31
06.044

Le Comité de l'UCS observe avec la plus grande attention l'évolution actuelle dans le domaine de notre approvisionnement en énergie sous toutes ses formes. C'est ainsi que le Comité, lors de sa première séance de cette année, a prié le professeur B. Bauer, de lui exposer l'activité de la *Commission fédérale de l'économie hydraulique*. A l'origine, cette commission avait pour but d'assister le Conseil fédéral dans les questions ayant trait à l'utilisation des forces hydrauliques et à la navigation fluviale. Avec le temps, cependant, les problèmes généraux d'économie énergétique prirent de plus en plus de place dans les travaux de la commission. En 1945, elle fut élargie par la nomination de représentants de l'industrie du gaz et du bois; au cours de l'année passée, sont venus s'y ajouter des représentants du commerce du charbon et des combustibles liquides.

A l'heure actuelle, la Commission fédérale de l'économie hydraulique, qui a conservé son nom, comprend trois sections: navigation, utilisation des forces hydrauliques, économie de l'énergie. Le programme de la section de l'économie de l'énergie se divise en deux groupes ayant trait l'un aux agents d'énergie classiques, l'autre aux nouveaux agents d'énergie.

La situation actuelle dans le domaine des *sources d'énergie classiques* est caractérisée en Europe par une pénurie d'énergie. Comme on le sait, l'OECE, se fondant sur les conclusions du *rapport Hartley*, a créé à la fin de 1956 un comité gouvernemental dit comité de l'énergie ainsi qu'une commission consultative composée d'experts indépendants dite commission consultative de l'énergie. Ces deux organismes étudient entre autres le moyen de mieux coordonner la politique énergétique des pays membres.

La section de l'économie de l'énergie de la Commission fédérale de l'économie hydraulique devra, dans ses travaux, accorder toute son attention à ces aspects européens des problèmes énergétiques. Pendant longtemps, nous avons pratiqué chez nous une politique énergétique exclusivement suisse. Les combustibles ont toujours été disponibles en quantités illimitées; mais la situation peut changer rapidement. La tâche de la commission est d'assister le Conseil fédéral dans la résolution des problèmes difficiles qui se posent dans ce domaine.

En ce qui concerne les *nouvelles sources d'énergie*, le Conseil fédéral a posé à la section de l'économie de l'énergie de la commission fédérale de l'économie hydraulique une série de questions relatives à l'influence de l'énergie nucléaire sur notre politique énergétique future. Comme l'a souligné le professeur Bauer, la commission ne pourra pas résoudre ces problèmes à elle seule. Elle tient beaucoup à collaborer avec tous les organismes dont l'activité est en relation avec notre approvisionnement en énergie. L'UCS aura donc souvent l'occasion de défendre son point de vue au sein de la commission.

Dans les précédents rapports sur l'activité du Comité de l'UCS, nous avons parlé à plusieurs reprises de la préparation du *prochain congrès de l'UNIPEDE*, qui aura lieu en 1958 en Suisse. Cette préparation est maintenant entrée dans une phase plus active. Le Comité est tenu régulièrement au courant par le secrétariat; c'est ainsi qu'il a eu l'occasion d'examiner, au cours de sa première séance de cette année, un budget provisoire des dépenses du congrès, ainsi que le projet du programme des séances de travail à Lausanne et des voyages d'étude qui leur feront suite. Le texte du programme provisoire, qui doit être distribué à l'étranger, a été mis au point entre temps. Après que ce texte eut été examiné par le secrétariat de l'UNIPEDE et approuvé par le Comité de Direction, les membres du Comité de l'UCS en ont pris connaissance une nouvelle fois. Une maquette du programme provisoire a également été préparée, et l'impression va bientôt commencer.

Le Comité a également pris connaissance d'un rapport sur le plan de financement du congrès. La plus grande partie des membres de l'UCS ont accepté de contribuer au financement du congrès pour la somme que nous leur avons proposée, si bien que nous avons pu commencer les démarches en vue d'obtenir également l'aide des constructeurs de machines et de matériel électrique. Ces démarches, dont se sont chargés divers membres du Comité, sont actuellement en cours; plusieurs grandes sociétés nous ont déjà promis une contribution, si bien qu'on peut espérer que la somme totale attendue de l'industrie sera atteinte.

A partir du mois de septembre de cette année, les travaux de préparation du congrès de l'UNI-

PEDE prendront une importance de plus en plus grande. Il sera nécessaire de désigner à cet effet une organisation plus exactement délimitée et de dresser un programme bien défini.

Le Comité s'occupe régulièrement de *questions de personnel et de prévoyance sociale*. C'est ainsi qu'il a pris connaissance dans une de ses dernières séances d'un rapport sur le développement de la *Caisse de compensation familiale des entreprises électriques suisses*. Au moment de la fondation de cette caisse, c'est-à-dire en 1943, seul le Canton de Vaud possédait une loi cantonale sur les allocations familiales. Actuellement, de telles lois sont entrées en vigueur dans 14 cantons, et le nombre d'entreprises affiliées à la caisse s'est accru de façon réjouissante. Durant les prochaines années, d'autres cantons déclareront sans doute également obligatoire le versement d'allocations familiales. L'UCS, qui fut à l'origine de la création de la caisse de compensation familiale, soutient cette institution et s'attend à ce que ses membres y adhèrent, lorsqu'il est question pour eux d'entrer dans une telle caisse.

Après que l'UCS ait publié à la fin de l'année dernière de nouvelles recommandations sur les *allocations de renchérissement au personnel actif*, des recommandations correspondantes sur les *allocations de renchérissement au personnel retraité* sont actuellement en préparation.

L'UCS observe avec attention l'évolution actuelle de la question de la *diminution des heures de travail*. Le Comité n'a pas encore pris position au sujet d'une nouvelle réglementation des heures de travail dans les entreprises d'électricité. La Commission de l'UCS pour les questions de personnel étudie toutefois de très près les aspects particuliers que prend le problème dans les conditions d'exploitation des entreprises d'électricité.

La direction de l'*Exposition suisse pour le travail féminin (Saffa)*, qui aura lieu en 1958 à Zurich, s'est adressée à l'UCS pour obtenir une contribution au financement de cette manifestation.

De l'avis du Comité, l'UCS, dont le budget ne comprend pas de somme réservée à des contributions de ce genre, ne peut pas répondre favorablement à la demande de la direction de la Saffa. Par contre, divers membres de l'UCS, auxquels la Saffa s'est également adressée directement, lui ont déjà promis leur aide financière. Il est certain, d'autre part, que les entreprises d'électricité à qui ce sera possible mettront à la disposition de la Saffa des spécialistes qui pourront aider la direction lors de la préparation de l'exposition, notamment en ce qui concerne les questions d'éclairage. C'est dans ce domaine qu'il est tout spécialement important pour une exposition de ce genre de pouvoir faire appel aux conseils de spécialistes. Notre secrétariat s'est offert, d'autre part, à fournir à la direction de la Saffa tous les renseignements au sujet de notre économie électrique dont celle-ci pourrait avoir besoin en relation avec l'exposition.

Font partie des affaires courantes du Comité l'admission de nouveaux membres, ainsi que les nominations au sein de commissions et délégations.

Ont été admis comme nouveaux membres de l'UCS, depuis notre dernier rapport sur l'activité du Comité: l'Elektrizitätswerk Nidau, le Kraftwerk Bäch A.-G. (Schwyz) et les Forces motrices de la Gouggra S. A.

Le Comité a dû procéder à diverses nominations dans plusieurs commissions et délégations de l'UCS. A la place de M. E. Bussy, qui s'est retiré de sa charge de membre de la Commission de l'UCS pour les tarifs d'énergie électrique, le Comité a désigné comme membre de cette commission M. R. Golay, ingénieur en chef de la Compagnie Vaudoise d'Electricité. Pour remplacer M. R. A. Schmidt, décédé, comme membre de la Commission de l'UCS pour les questions de personnel, le Comité a désigné M. E. Manfrini, directeur à la S. A. l'Energie de l'Ouest-Suisse, déjà président du groupe de travail pour les questions de recrutement de la dite commission.

En prenant sa retraite du poste de directeur de l'Entreprise électrique du Canton de Schaffhouse, M. M. Zubler avait demandé au Comité de le remplacer comme membre de la Commission de l'UCS pour les questions d'assurance. C'est M. W. Moll jun., des Forces Motrices de l'Oberhasli S. A., qui a été choisi pour lui succéder. M. R. A. Schmidt était également président de la Caisse de compensation des centrales suisses d'électricité; M. E. Bussy, directeur de la Compagnie Vaudoise d'Electricité, a été élu membre suppléant du comité de cette caisse; M. H. Frymann, directeur du Service de l'électricité de la ville de Zurich, devient ainsi membre du comité; il a été élu en même temps président de la Caisse de compensation.

Par suite de la démission de MM. H. Marty et S. Bitterli de leur charge de membre de la Commission de l'ASE et de l'UCS pour les questions de mise à la terre, le Comité de l'UCS doit faire des propositions à la Commission d'administration de l'ASE et de l'UCS, à qui incombe de procéder à l'élection. Le Comité a proposé pour le premier siège M. H. Müller, directeur du Service de l'électricité de la ville d'Aarau; aucune décision n'a encore été prise quant au deuxième siège, qui revient en principe à un représentant de la Suisse Romande.

M. P. Meystre, chef du Service de l'électricité de la Ville de Lausanne, a été élu membre de la Commission suisse des applications électro-thermiques en remplacement de M. R. A. Schmidt. En outre, le Comité a pris connaissance de l'élection de M. E. Homberger, de l'Inspectorat fédéral des installations à courant fort, comme secrétaire de la Commission des médecins de l'ASE et de l'UCS, en remplacement de M. F. Sibler.

La succession de M. R. A. Schmidt comme membre du Comité d'études des interconnexions de l'UNPEDE est revenue à M. E. H. Etienne, directeur à la S. A. l'Energie de l'Ouest-Suisse. M. F. Aemmer, directeur de l'Elektra Baselland, a été désigné pour succéder à M. H. Marty comme membre du Comité d'études de la production hydraulique. Notre pays n'était pas représenté jusqu'ici au Comité d'études de la production thermique. Le Comité a nommé M. P. Meystre, qui vient d'être élu

président de l'«Unichal», pour représenter la Suisse dans ce Comité d'études. Enfin, M. Ch. Morel, du Secrétariat de l'UCS, a été nommé membre du Sous-Comité de l'analyse des courbes de charge.

Le Comité a proposé M. E. Binkert, directeur du Service de l'électricité de la ville de Lucerne, vice-président de l'UCS, pour remplacer M. R. A. Schmidt en tant que représentant des entreprises d'électricité dans le comité de la Société pour le développement de la recherche scientifique à l'EPF (GFF), et de la Section de recherche industrielle (AFIF).

Enfin, le Comité a approuvé la nomination de M. J. Lemmenmeier, des Nordostschweizerische Kraftwerke A.-G., comme représentant de l'UCS au sein d'un groupe d'experts pour l'étude de la question des précipitations artificielles, qui vient d'être constitué.

Se fondant sur les pouvoirs que lui confèrent les statuts de l'UCS, le Comité a augmenté le nombre des collaborateurs du secrétariat ayant le droit de signer la correspondance (voir à ce sujet la communication parue dans le Bull. ASE t. 48(1957), n° 10, p. 482). En même temps, il a établi à l'inten-

tion du secrétariat des directives concernant la façon de signer sa correspondance. Notre secrétariat se trouve maintenant depuis six mois dans ses nouveaux bureaux de la place de la gare à Zurich. Les avantages de leur situation centrale se sont déjà manifestés favorablement. Le contact personnel avec les membres ainsi que les relations avec l'extérieur sont devenues plus faciles et se sont intensifiées. C'est avec satisfaction que nous constatons, d'autre part, que nos nouvelles salles de conférences sont très fréquemment utilisées, non seulement pour les séances du Comité et de commissions de l'UCS, mais aussi pour des réunions et des séances d'organisations amies de la nôtre. Le Comité a pu se convaincre, par ailleurs, que l'accroissement des tâches de notre secrétariat rend une augmentation de son personnel inévitable.

Une des tâches du Comité qui revient chaque année est celle qui consiste à préparer *les documents présentés à l'Assemblée générale*. Parmi ceux-ci figurent les comptes et les bilans de l'UCS et de sa section des achats, qui doivent être approuvés par l'Assemblée générale. Ces documents, ainsi que les propositions du Comité à l'Assemblée générale, paraîtront dans le prochain numéro du Bulletin.

Communications de nature économique

Fondation de sociétés suisses en vue de l'utilisation de l'énergie nucléaire

Depuis plusieurs années, les entreprises d'électricité de notre pays suivent avec attention les progrès réalisés dans le domaine de la production d'énergie nucléaire. Ces entreprises ont reconnu qu'il fallait qu'elles se familiarisent sans retard avec la technique nucléaire et qu'elles étudient le comportement de réacteurs nucléaires en service ainsi que la façon dont les centrales nucléaires pourront un jour compléter la production des centrales hydrauliques suisses. C'est pourquoi diverses grandes entreprises d'électricité ont réuni leurs efforts pour construire et exploiter en commun des centrales nucléaires expérimentales. La presse quotidienne a informé récemment le public sur ces projets. Deux sociétés ont été fondées au cours de ces dernières semaines, qui se sont fixées pour but de construire des centrales nucléaires expérimentales: la *Suisatom S.A.* et l'*Energie Nucléaire S.A.*

Les sociétés suivantes participent à la *Suisatom S.A.*, qui dispose pour le moment d'un capital-actions de 6 millions de francs: l'Aar et Tessin, S.A. d'Electricité, les Forces Motrices Bernoises S.A. et les Nordostschweizerische Kraftwerke A.-G. avec chacune 30 %, ainsi que la S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse avec 10 % du capital-actions. De plus, les Forces Motrices de Laufenbourg S.A., les Services de l'électricité des villes de Bâle, de Berne et celui de la ville de Zurich entreront probablement sous peu à la *Suisatom S.A.*, dont le conseil d'administration est présidé par M. W. Jahn, directeur des Forces Motrices Bernoises S.A. La société a l'intention de construire une centrale nucléaire expérimentale de 10 à 15 000 kW de puissance électrique. Aucune décision définitive n'a encore été prise au sujet du type du réacteur et de l'emplacement de la centrale; ces questions sont actuellement à l'étude. Ainsi que l'a souligné le professeur B. Bauer, chef du bureau d'études de la *Suisatom S.A.*, lors d'une conférence de presse qui s'est tenue le jour de la fondation de cette société, le choix du type de réacteur dépendra entre autres du genre de combustible nucléaire qu'il sera possible de se procurer ainsi que des possibilités futures de fabrication dans le pays. De plus, l'influence du type du réacteur et de son volume sur la disposition d'ensemble de la centrale devra être examinée. Ces études se

feront en partie en collaboration avec les constructeurs suisses.

L'*Energie Nucléaire S.A.* est issue de la Communauté d'intérêts pour l'étude de la production et de l'utilisation industrielles de l'énergie nucléaire, qui a été fondée l'an dernier. Les entreprises électriques suivantes y participent: la S.A. l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne; la Société Romande d'Electricité, Clarens; la Compagnie Vaudoise d'Electricité, Lausanne. Parmi les constructeurs et autres établissements qui font partie de la société, citons: les Ateliers des Charmilles S.A., Genève; les Ateliers de constructions mécaniques de Vevey S.A.; la S.A. des Ateliers de Sécheron, Genève; D. Bonnard et A. Gardel, ingénieurs-conseils, Lausanne; la S.A. des Câbleries et Tréfileries de Cossonay; Ebauches S.A., Neuchâtel; la Société générale pour l'Industrie, Genève; Giovanola Frères, Monthey; La Suisse, société d'assurances contre les accidents, Lausanne; Zwahlen et Mayr S.A., constructions métalliques, Lausanne; la Société d'Exploitation des Câbles électriques, Cortaillod; Gardy S.A., Genève. Le Canton de Vaud a également exprimé l'intention de participer à la société, dont le capital-actions s'élève pour l'instant à 600 000 fr.

L'*Energie Nucléaire S.A.* a l'intention de construire un petit réacteur de puissance d'une puissance électrique de 5000 kW. Cette centrale nucléaire serait installée à l'ouest de Lausanne et serait mise en service pour l'exposition nationale de 1964. Le réacteur serait du type à eau bouillante, brûlerait de l'uranium enrichi et serait modéré et refroidi par de l'eau naturelle. Le coût de construction de la centrale est estimé à 25...30 millions de fr.

Dans l'allocution qu'il a prononcée lors de la fondation de la société, son président, M. P. Payot, directeur de la Société Romande d'Electricité, releva que l'une des tâches les plus importantes de l'*Energie Nucléaire S.A.* est de faire dans une première étape autant d'expériences que possible dans le domaine de la construction, de l'équipement et de l'exploitation de centrales nucléaires, tout en donnant en particulier à l'Ecole Polytechnique Fédérale de l'Université de Lausanne, la possibilité de former des cadres spécialisés. Afin d'éviter tout double emploi, on prévoit une étroite coordination et une répartition des tâches entre l'*Energie Nucléaire S.A.*, la Réacteur S.A. et la *Suisatom S.A.*

Wi./Sa.

Extrait des rapports de gestion des centrales suisses d'électricité

(Ces aperçus sont publiés en groupes de quatre au fur et à mesure de la parution des rapports de gestion et ne sont pas destinés à des comparaisons)

On peut s'abonner à des tirages à part de cette page

	Wasser- und Elektrizitätswerk Arbon		Elektrizitätswerk Wil (SG)		Elektrizitätswerk Grenchen		Elektrizitätswerk Gossau (SG)	
	1956	1955	1956	1955	1955	1954	1955	1954
1. Production d'énergie . kWh	—	—	229 000	85 750	—	—	716 300	716 540
2. Achat d'énergie . . . kWh	41 516 500	39 114 000	14 400 400	13 224 910	28 165 216	24 135 955	9 937 206	8 989 400
3. Energie distribuée . . kWh	40 444 529	38 086 596	13 819 432	12 548 973	26 350 932	22 376 999	—	8 951 429
4. Par rapp. à l'ex. préc. . %	+ 6,1	+ 11,7	+ 10	+ 7	—	—	+ 10,5	+ 4
5. Dont énergie à prix de déchet kWh	14 913 000	14 651 000	—	—	—	—	117 326	—
11. Charge maximum . . kW	10 920	10 499	3 300	2 900	8 240	7 520	2 800	2 600
12. Puissance installée totale kW	42 092	39 635	28 700	26 300	42 915	37 102	—	—
13. Lampes { nombre kW	57 360 3 441	55 356 2 929	45 200 2 460	44 200 2 360	82 634 3 950	77 683 3 728	—	—
14. Cuisinières { nombre kW	1 176 7 431	1 121 7 204	960 5 590	875 5 030	3 964 17 947	3 449 2 691	1)	1)
15. Chauffe-eau { nombre kW	1 143 1 749	1 066 1 627	1 560 1 940	1 430 1 740	3 820 3 951	3 470 3 248	—	—
16. Moteurs industriels . . { nombre kW	5 143 11 632	4 814 11 340	2 520 7 200	2 400 6 900	7 047 5 565	6 880 5 247	—	—
21. Nombre d'abonnements . . .	6 913	6 281	2 994	2 934	5 627	5 249	4 320	4 275
22. Recette moyenne par kWh cts.	—	—	8,7	8,8	8,4	8,6	8,3	8,50
<i>Du bilan:</i>								
31. Capital social fr.	—	—	—	—	—	—	—	—
32. Emprunts à terme	—	—	—	—	—	—	—	—
33. Fortune coopérative . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
34. Capital de dotation . . .	—	—	348 001	463 432	900 000	900 000	—	—
35. Valeur comptable des inst. .	3 157 500	2 351 915	280 000	360 000	1 209 010	1 266 010	944 700	740 222
36. Portefeuille et participat. .	—	—	—	—	—	—	—	—
37. Fonds de renouvellement .	206 191	203 191	488 382	437 746	—	—	64 106	64 106
<i>Du compte profits et pertes:</i>								
41. Recettes d'exploitation . fr.	2 174 547	2 021 271	1 193 202	1 107 210	2 375 691	2 085 381	917 630	860 180
42. Revue du portefeuille et des participations	—	—	—	—	—	—	—	—
43. Autres recettes	—	—	—	—	212 769	305 767	—	—
44. Intérêts débiteurs	70 357	57 745	14 400	13 120	27 000	29 250	25 630	18 400
45. Charges fiscales	—	—	—	—	—	—	—	—
46. Frais d'administration . .	110 964	103 324	94 729	94 335	298 422	281 197	56 171	52 803
47. Frais d'exploitation . . .	104 400	121 786	94 067	89 530	117 590	101 223	156 559	142 667
48. Achat d'énergie	1 566 768	1 444 023	574 318	501 550	1 007 120	901 062	411 428	378 984
49. Amortissements et réserves .	294 045	268 017	310 688	318 765	1 000 881	1 064 991	155 550	143 411
50. Dividende	—	—	—	—	—	—	—	—
51. En %	—	—	—	—	—	—	—	—
52. Versements aux caisses publiques	34 000	26 000	100 000	85 000	140 000	140 000	137 920	123 915
<i>Investissements et amortissements:</i>								
61. Investissements jusqu'à fin de l'exercice fr.	4 837 878	5 126 549	5 368 925	5 190 873	8 172 202	7 493 148	3 481 006	3 120 978
62. Amortissements jusqu'à fin de l'exercice	1 680 359	2 774 634	5 088 925	4 830 873	6 963 192	6 227 138	2 536 306	2 380 756
63. Valeur comptable	3 157 519	2 351 915	280 000	360 000	1 209 010	1 266 010	944 700	740 222
64. Soit en % des investissements	64,85	45,87	5,2	6,9	14,3	16,9	27,1	23,7

1) chiffres inconnus

Construction d'usines

Mise en eau du barrage de la Grande Dixence

On a procédé le 17 juillet aux opérations de mise en eau du nouveau barrage de la Grande Dixence, dont la hauteur est actuellement de 182 mètres, alors qu'il atteindra 284 mètres lors de son achèvement.

Les galeries et les prises d'eau d'Arolla sont maintenant terminées et les eaux captées dans cette vallée sont amenées dans le Val-des-Dix pour être accumulées dans le nouveau réservoir. D'autre part, deux groupes générateurs pourront être mis en service sous peu à la centrale de Fionnay. Ainsi commence la première étape de la mise en service et de la production d'énergie électrique de la Grande Dixence.

Lorsqu'il sera achevé, l'aménagement de la Grande Dixence, dont le coût s'élèvera à 1,3 milliard de fr., aura une productibilité annuelle moyenne de 1650 millions de kWh, dont 1400 millions de kWh pour le semestre d'hiver.

Achèvement de l'usine génératrice de Sarneraa

Les travaux de construction de l'usine génératrice de Sarneraa, près d'Alpnach, qui avaient commencé en août 1955, sont aujourd'hui presque entièrement terminés. Le premier groupe générateur a été mis en service à la fin d'avril et le deuxième le 5 juillet. La puissance maximum possible de cette centrale est de 2200 kW et sa productibilité annuelle moyenne s'élève à 14 millions de kWh environ, dont 6,5 millions de kWh pour le semestre d'hiver.

Mise en service d'un groupe générateur à l'usine de Hugschwendi de la centrale de Melchsee-Frutt

Il y a quelques jours, le premier groupe générateur de l'usine de Hugschwendi a été mis en service. Lorsque cette usine sera achevée, elle possédera une puissance maximum possible de 13 000 kW.

Une ligne à 50 kV part de l'usine pour atteindre Sarnen à travers le Melchtal; à Sarnen, elle est reliée au réseau des Forces Motrices de la Suisse centrale.

La centrale de Melchsee-Frutt aura une productibilité moyenne annuelle de 37 millions de kWh, dont 18 millions de kWh pour le semestre d'hiver et 19 millions de kWh pour le semestre d'été.

Mise en service provisoire de l'adduction de la Bavona à la centrale de Caveragno des Forces Motrices de la Maggia S. A.

Grâce aux conditions favorables rencontrées durant les travaux, la prise d'eau de la Bavona près de San Carlo a déjà pu être provisoirement mise en service le 21 juin 1957; la galerie d'adduction qui amène les eaux du Val Bavona dans le bassin de compensation de Peccia, d'où elles alimentent la centrale de Caveragno, fonctionne sous un débit réduit. La mise en service définitive aura lieu probablement à la fin du mois d'août. Grâce à l'adduction de la Bavona, la productibilité annuelle moyenne de la centrale de Caveragno s'accroîtra de 92 millions de kWh, dont 12 millions de kWh pour le semestre d'hiver.

Communications des organes de l'UCS

Examen de maîtrise pour installateurs-électriciens

Entre les mois d'octobre et de décembre de cette année aura lieu une session d'examen de maîtrise pour installateurs-électriciens. L'endroit et la date exacte seront fixés ultérieurement. Durée de l'examen: 3½ jours. Les formules d'inscription peuvent être obtenues au secrétariat de l'USIE, Splügenstrasse 6, case postale Zurich 27 (tél. 051 / 27 44 14); elles devront être envoyées dûment remplies, accompagnées

des attestations de travail, d'une biographie écrite à la main et d'un certificat de bonnes mœurs de date récente, jusqu'au 12 août 1957 au plus tard à l'adresse précitée. Pour tous les autres détails, nous renvoyons les intéressés aux dispositions du règlement relatives à l'admission et aux examens. Le règlement des examens de maîtrise, valable depuis le 15 décembre 1950, peut être obtenu auprès de l'Union Suisse des installateurs-électriciens, Splügenstrasse 6, case postale Zurich 27.

Commission des examens de maîtrise USIE/UCS

Congrès et Sessions

Réunion de l'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (UCPTE) à Heidelberg

Une réunion de l'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (UCPTE) s'est tenue à Heidelberg du 2 au 4 juillet.

L'UCPTE est, avant tout, un organisme de coordination à court terme de l'exploitation des usines et des réseaux électriques de l'Europe occidentale. Des entreprises d'électricité de Belgique, Allemagne occidentale, France, Italie, Luxembourg, des Pays-Bas, de l'Autriche et de la Suisse y

participent. Depuis sept ans qu'elle existe, l'UCPTE a prouvé qu'il est possible de réaliser sans grand appareil administratif et dans l'intérêt de tous les participants, une collaboration internationale fructueuse dans le domaine de l'approvisionnement en énergie électrique. La Suisse n'a eu qu'à se féliciter de cette collaboration au cours des derniers hivers. Le président de l'UCPTE est actuellement le professeur R. Müller, de Gènes; M. Ch. Crescent, de Paris, en est le président d'honneur. Le président est assisté dans sa tâche par un «Comité restreint», dont le président est M. R. Hochreutiner, directeur des Forces Motrices de Laufenbourg. C'est l'Edisonvolta, de Milan (M. Tardini) qui est en ce moment chargé des travaux de secrétariat.

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Bahnhofplatz 3, Zurich 1; adresse postale: Case postale Zurich 23; téléphone (051) 27 51 91; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zurich. Rédacteur: Ch. Morel, ingénieur.

Des tirés à part de ces pages sont en vente au secrétariat de l'UCS, au numéro ou à l'abonnement.