

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 46 (1955)
Heft: 3

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

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 18.01.2025

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

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Calcul des pertes ohmiques au moyen d'un diagramme polaire

par W. Wacker, St-Gall

621.3.017 : 621.311.1

L'auteur décrit une méthode graphique simple permettant de calculer les pertes ohmiques d'une ligne en partant du diagramme de charge de celle-ci, sans avoir besoin de passer par les carrés des valeurs du courant.

Es wird ein einfaches graphisches Verfahren beschrieben, das erlaubt, die ohmsche Verlustarbeit in einem Leitungsstrang auf Grund des Belastungsdiagrammes zu bestimmen, wobei das Quadrieren der Stromwerte umgangen wird.

L'exploitant d'une entreprise d'électricité désire en général savoir quelles sont les pertes qui interviennent, du point de vue énergie comme du point de vue puissance, pendant une période déterminée sur une ligne de transport ou dans l'enroulement d'une machine. Il s'intéresse aussi à la perte de puissance moyenne à laquelle il peut s'attendre durant la période considérée.

Si l'on donne, pour un système à m phases chargé symétriquement, le diagramme de charge correspondant à la période considérée, si l'on connaît par exemple le courant de phase $I = f(t)$, et si R est la résistance ohmique des conducteurs par phase, on sait que la perte de puissance qui intervient à chaque instant est:

$$P_v = I^2 \cdot m \cdot R$$

S'il s'agit d'un système triphasé — cas habituel — on a $m = 3$, ce que nous admettrons dans la suite des calculs.

La perte d'énergie pendant la période s'étendant du temps $t_1 = 0$ au temps $t_2 = T$ s'écrit:

$$W_v = \int_0^T P_v dt = \int_0^T I^2 \cdot 3 R dt = 3 R \int_0^T I^2 dt$$

La fonction $I = f(t)$ est couramment représentée graphiquement sous la forme d'un diagramme de charge, comme celui de la fig. 1.

En prenant les carrés des valeurs de I , on obtiendrait, de plus, une nouvelle courbe:

$$I^2 = f(t)$$

La perte d'énergie s'exprime, comme on l'a déjà vu, par la formule:

$$W_v = 3 R \int_0^T I^2 dt$$

dans laquelle $\int_0^T I^2 dt$ est donné par la mesure de la surface comprise entre la courbe $I^2 = f(t)$ et l'axe des abscisses.

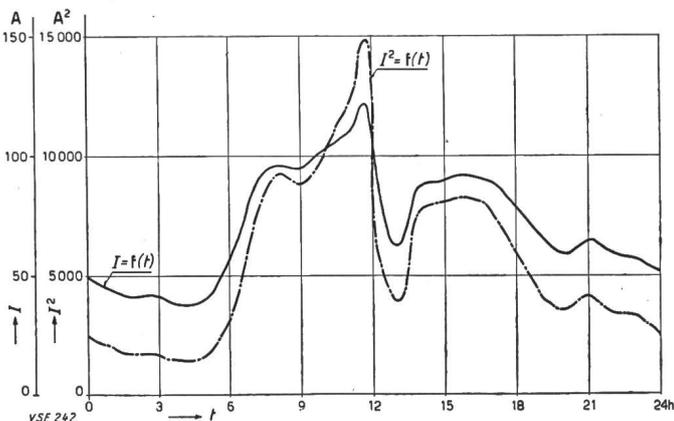


Fig. 1

Diagramme de charge journalier d'une ligne

Pour résoudre le problème qui nous occupe ici, on peut facilement tirer de ce diagramme la courbe monotone de la fig. 2.

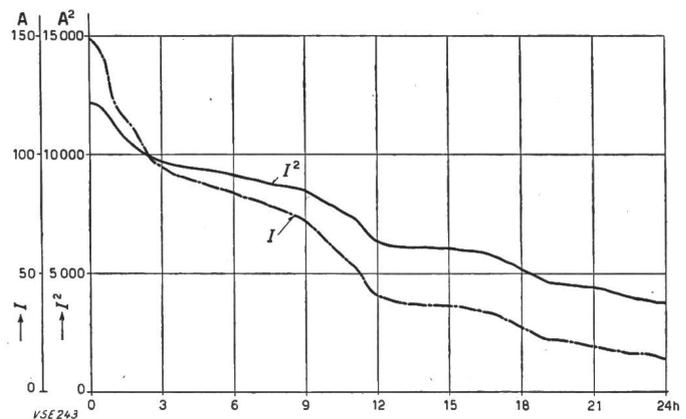


Fig. 2

Courbe monotone correspondant au diagramme de charge de la fig. 1

Cette méthode présente le désavantage de nécessiter le calcul préalable des carrés des valeurs de I .

Fleming a développé, pour calculer les valeurs effectives de tensions et courants non sinusoïdaux, un procédé très pratique basé sur l'emploi d'un diagramme polaire, qui permet d'éviter le calcul des carrés des valeurs instantanées.

On peut employer le même procédé à la solution du problème qui nous occupe ici.

Supposons que la période considérée soit longue d'un jour (24 heures); on peut transposer le diagramme de charge en coordonnées polaires: la longueur du rayon à un instant donné représente la valeur du courant I à cet instant et l'angle α représente le temps t .

On obtient un diagramme comme celui de la fig. 3.

L'élément de surface hachuré dF peut s'écrire:

$$dF = I_\alpha \cdot I_{\alpha + d\alpha} \cdot \frac{d\alpha}{2}$$

$$dF = I_\alpha \cdot \frac{d\alpha}{2} \cdot (I_\alpha + dI_\alpha)$$

$$dF = \frac{I_\alpha^2}{2} \cdot d\alpha + \frac{I_\alpha}{2} \cdot d\alpha \cdot dI_\alpha$$

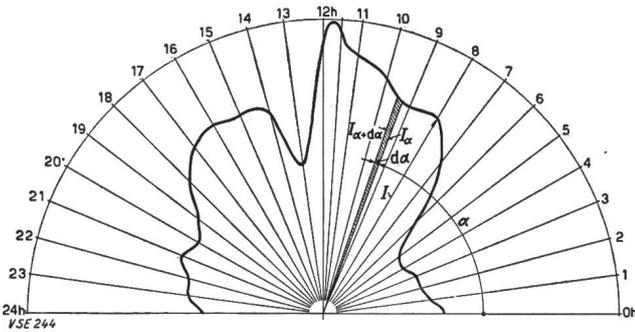


Fig. 3
Diagramme polaire du courant I

On peut négliger le deuxième terme, comme étant un infiniment petit du second ordre. On obtient donc:

$$dF = \frac{I_\alpha^2}{2} \cdot d\alpha$$

d'où

$$F = \frac{1}{2} \int_0^\pi I_\alpha^2 d\alpha$$

c'est-à-dire

$$\int_0^\pi I_\alpha^2 d\alpha = 2F$$

On peut mesurer au planimètre la surface F ; on obtient ainsi une mesure pour l'expression $\int_0^T I^2 dt$, c'est-à-dire pour la perte d'énergie W_v . On n'a donc pas eu besoin de calculer les carrés des valeurs de I , comme cela aurait été le cas en coordonnées cartésiennes. Quant à l'emploi pratique du procédé, on peut s'en rendre compte par l'exemple suivant:

Exemple

Donné:

Diagramme journalier de charge $I = f(t)$ d'une

ligne triphasée ayant une résistance ohmique de $5,66 \Omega$ / phase.

Demandé:

Perte d'énergie sur la ligne considérée pendant un jour, et courant moyen correspondant à la même perte d'énergie.

Solution:

On a choisi les échelles suivantes:

1 cm correspond à 10 A

$180^\circ = \pi$ correspond à 24 h

La surface d'un demi-cercle de rayon 1 cm, soit $\frac{\pi}{2} \text{ cm}^2$, correspond donc à $100 \text{ A}^2 \cdot 24 \text{ h} = 2400 \text{ A}^2 \text{ h}$ c'est-à-dire que:

$$1 \text{ cm}^2 \text{ correspond à } \frac{2400}{\frac{\pi}{2}} \text{ A}^2 \text{ h} = 1530 \text{ A}^2 \text{ h}$$

La mesure de la surface au planimètre donne:

$$F = 86,2 \text{ cm}^2, \text{ correspondant à } 131\,800 \text{ A}^2 \text{ h.}$$

(Rem.: En planimétrant, à titre de contrôle, la surface obtenue en coordonnées cartésiennes après avoir dessiné la courbe $I^2 = f(t)$, nous avons obtenu $131\,500 \text{ A}^2 \text{ h}$; la différence entre les deux résultats est donc de $0,5\%$ environ.)

Si $R = 5,66 \Omega$ / phase, la perte d'énergie au cours de 24 heures est de:

$$W_v = 3 \cdot 5,66 \cdot 131\,800 \text{ Wh} = 2240 \text{ kWh}$$

Le courant moyen correspondant à cette perte d'énergie est alors:

$$I_m = \sqrt{\frac{W_v}{3 \cdot R \cdot 24}} = \sqrt{\frac{2240 \cdot 10^3}{3 \cdot 5,66 \cdot 24}} = 74 \text{ A}$$

On peut, bien entendu, porter sur le diagramme les valeurs de la puissance au lieu de celles du courant: c'est uniquement une question d'échelle et de déphasage.

Il est avantageux d'employer pour de tels travaux le papier spécial pour diagrammes polaires que l'on trouve dans le commerce.

Adresse de l'auteur:

W. Wacker, ing. dipl. EPF, vice-directeur des «St. Gallisch-Apenzellische Kraftwerke A.-G.», St. Gall.

De l'application des méthodes statistiques à la solution de quelques problèmes posés par l'exploitation des centrales électriques

par F. Dommann, Lucerne

519.24 : 621.311

[selon R.B. Rowson: Electricity supply — a statistical approach to some particular problems. Proc. Instn. Electr. Engrs. Part II, t. 99(1952), n° 68, p. 151 et Part II, t. 101(1954), n° 79, p. 55]

L'article dont il est question ici a pour but d'attirer l'attention des entreprises électriques et de leurs spécialistes sur les multiples possibilités qu'offrent les méthodes statistiques pour la solution des problèmes d'ordre technique et économique que pose l'exploitation.

Der hier im Auszug wiedergegebene Artikel bezweckt, die Elektrizitätswerke und ihre Fachleute auf die grossen Möglichkeiten hinzuweisen, die die statistischen Näherungsmethoden zur Lösung technischer und wirtschaftlicher Probleme der Energieversorgung bieten.

1. Introduction

La statistique mathématique a fait son entrée dans presque tous les domaines de la science; elle

est grandement appréciée comme auxiliaire pour résoudre les problèmes les plus complexes. Un de ses traits caractéristiques est qu'elle néglige l'indi-

vidu pour ne s'occuper que de collectivités plus ou moins étendues. Elle permet de dépouiller systématiquement des séries de résultats acquis par l'expérience, de les contrôler et de dire si les relations qu'elle révèle sont fortuites ou significatives. Les méthodes statistiques permettent également, par des moyens simples, de conclure d'un échantillon restreint à la qualité de l'ensemble des produits de l'univers dont cet échantillon est issu, ce qui est de première importance lorsque les produits sont détruits à l'essai.

2. Théorie fondamentale

Nous renonçons, dans le cadre de cette étude, à reprendre la théorie fondamentale et renvoyons à ce sujet aux articles de A. Linder et de Ch. Morel qui ont paru dans le Bulletin ASE, ainsi qu'à la bibliographie qui y est jointe¹⁾. Rappelons seulement qu'il existe plusieurs types de distributions statistiques: la distribution binomiale, la distribution de Poisson, la distribution hypergéométrique, la distribution normale, etc. et qu'une distribution est généralement définie par sa moyenne et son écart-type. On trouve dans les ouvrages spécialisés nombre de tables et graphiques qui se rapportent à ces distributions et à leurs caractéristiques.

Le bref aperçu qui va suivre restera limité à l'application pratique de ces méthodes dans l'exploitation électrique.

3. Applications

a) Production de l'énergie.

La statistique mathématique trouve de nombreuses applications dans le domaine de la production. Mentionnons en premier le problème de la sécurité d'exploitation. Cette question a fait en Amérique l'objet de nombreuses études, spécialement en vue d'accroître la sécurité de service par une augmentation du nombre de générateurs alimentant un réseau. La probabilité pour l'arrêt simultané de x générateurs sur n relève d'une distribution binomiale de la forme

$$\varphi(x) = \binom{n}{x} p^x (1 - p)^{n-x}$$

où p , la probabilité élémentaire, est égale à la fraction de l'année représentée par la durée totale moyenne des pannes. Une distribution de ce type, dans laquelle $n = 240$ et $p = 0,02$ est représentée à la figure 1. Lorsque p est très petit, la distribution de Poisson, plus facile à calculer, fournit une très bonne approximation. On peut également, à l'aide de distributions statistiques, étudier la durée probable des pannes de service.

Une autre application des méthodes statistiques concerne le réglage des relais. Les temps de déclenchement de relais du même type et réglés identiquement varient selon une loi normale autour d'une valeur moyenne, la valeur réglée. Connaissant le réglage et la dispersion, on peut estimer les chances de non-fonctionnement de la protection sélective

d'un réseau comportant plusieurs disjoncteurs. En voici un exemple simple: La figure 2 représente schématiquement une ligne alimentée par un alternateur et protégée par deux disjoncteurs A et B. Le relais du disjoncteur A est réglé à 2,2 s. L'écart-

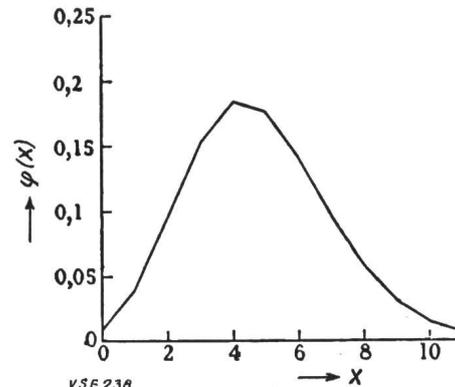


Fig. 1

Distribution binomiale

$n = 240; p = 0,02; \varphi(x)$: Probabilité pour que x alternateurs tombent en panne en même temps

type de ce réglage a été établi sur la base d'essais portant sur 100 relais identiques; il est égal à $s_A = 0,08$. Le relais B est réglé à 1,5 s avec un écart-type $s_B = 0,06$. Lorsqu'un défaut survient en P, il se peut que, comme il ressort de la figure 3 indiquant la variabilité des temps de déclenchement, le relais A déclenche le premier si par hasard il fonc-

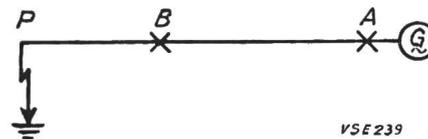


Fig. 2

Représentation schématique d'une ligne A et B: disjoncteurs; P: défaut sur la ligne

tionne un peu plus rapidement que son réglage nominal alors que c'est juste le contraire pour le relais B. On peut rechercher jusqu'à quel point la sélection est garantie par les réglages indiqués, en se servant de la distribution des écarts possibles entre les temps de déclenchement des deux relais.

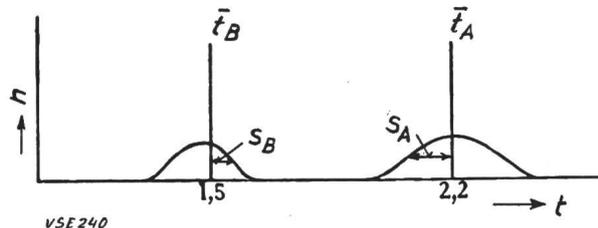


Fig. 3

Distribution de temps de déclenchement des relais B et A n : nombre de relais; t : temps de déclenchement

Cette distribution est normale; sa moyenne est $\bar{x} = 2,2 - 1,5 = 0,7$ s et son écart-type $s = \sqrt{s_A^2 + s_B^2} = \sqrt{0,08^2 + 0,06^2} = 0,1$ (fig. 4). Si l'on admet entre les deux réglages une différence minimum de 0,5 s nécessaire au bon fonctionnement de la sélectivité, la probabilité pour que la différence effective soit inférieure ou égale à cette valeur est donnée par le rapport de l'aire hachurée de la courbe de la fig. 4

¹⁾ Bull. ASE t. 38(1947), n° 6, p. 14; Bull. ASE t. 39(1948), n° 6, p. 161; Bull. ASE t. 43(1952), n° 17, p. 681; Bull ASE t. 45 (1954), n° 16, p. 667 et n° 17, p. 710.

à l'aire totale de cette courbe. Pour calculer ce rapport on ramène la distribution de x à la distribution standard $\varphi(u)$, dans laquelle $\bar{u} = 0$ et $s_u = 1$, en posant $u = (\bar{x} - x)/s$. À la valeur $x = 0,5$ correspond la valeur $u = (0,7 - 0,5)/0,1 = 2$. Des tables de probabilité on tire la valeur de 0,023 pour la probabilité P que $u \geq 2$. Cela veut dire que dans 2,3 cas sur 100, la sélectivité ne sera pas garantie, la différence étant inférieure à 0,5.

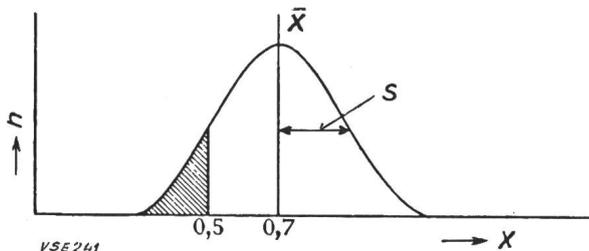


Fig. 4

Distribution des différences entre les temps de déclenchement des relais A et B

n : nombre de relais

$x = t_A - t_B$: Différence entre les temps de déclenchement

Pour établir les programmes de production, il est important de connaître l'influence du temps et de la température sur la charge et, pour les prévisions à long terme, l'accroissement annuel moyen probable de la consommation. D'études statistiques il ressort que, pour une longue période, la consommation annuelle augmente régulièrement d'un pourcentage à peu près constant de la consommation de l'année précédente. (Cette augmentation varie de pays à pays entre 4 et 10 %). La statistique mathématique permet également de déterminer la corrélation entre la consommation et la charge d'une part et le temps et la température d'autre part. Ces relations sont toutefois un peu compliquées et pas faciles à calculer.

La statistique permet aussi de juger si la consommation constatée d'un mois déterminé est normale par rapport au même mois des années précédentes, ou si des événements imprévus l'ont influencée de façon significative.

D'autres problèmes encore peuvent être traités par les méthodes statistiques: le calcul des pertes par courants de Foucault dans les alternateurs, le contrôle des bobines rotoriques et statoriques, l'établissement du programme pour la mise en service la plus économique de machines ou d'usines entières en relation avec la charge probable, etc.

b) Transport de l'énergie et distribution.

Ce domaine offre un vaste champ d'application à l'échantillonnage, car il s'agit très souvent de collectivités étendues et complexes. Nous rappellerons ici que l'effectif de l'échantillon exerce une forte influence sur la précision des résultats et que cette précision dépend également de la dispersion ou variance de la série considérée.

Un premier exemple de l'application des méthodes statistiques au transport de l'énergie se rapporte à la fréquence des défauts d'isolateurs à haute tension. Celle-ci semble relever de la loi de Poisson (loi des événements rares). On peut ainsi établir la

probabilité des défauts sur une ligne déterminée et contrôler si le nombre de défauts constatés effectivement est normal ou si des influences extraordinaires sont en jeu. On a constaté par exemple que, pour un type déterminé de ligne triphasée à 1 terna comportant en moyenne 10 supports par km avec des chaînes d'isolateurs à 4 éléments, soit $3 \cdot 10 \cdot 4 = 120$ isolateurs par km, le nombre de défauts s'élevait en moyenne à 6 par an et par km. La probabilité pour qu'un isolateur présente un défaut au cours d'une année est alors $6/120 = 1/20 = 0,05$. Si l'on assimile une chaîne à un échantillon de 4 individus, le nombre moyen de défauts par échantillon est égal à $0,05 \cdot 4 = 0,2$. Ce dernier chiffre est la valeur numérique du terme λ de la distribution de Poisson qui s'écrit

$$\varphi(x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!}$$

Du calcul on tire que la probabilité P pour un défaut ou plus par chaîne et par an est égale à 0,18. De même, la probabilité pour deux défauts ou plus par chaîne et par an est égale à 0,016. Comme un seul défaut met déjà la chaîne entière hors d'usage, il est inutile de pousser le calcul plus loin.

On peut également appliquer les méthodes statistiques à l'étude des coups de foudre sur les lignes ainsi que du fonctionnement des parafoudres. L'intensité des décharges atmosphériques obéit à la loi de Poisson. Nous renvoyons ici entre autres aux nombreuses publications de K. Berger dans le Bulletin de l'ASE.

Les interruptions de service de lignes et de sous-stations peuvent également être analysées par les méthodes statistiques. On a constaté que les interruptions de service de lignes téléphoniques d'un type déterminé relèvent de la loi de Poisson. Il a ainsi été possible d'établir si les coupures constatées pendant une période déterminée étaient de nature fortuite ou s'il s'agissait de causes sérieuses à rechercher et éliminer. Si la moyenne pluri-annuelle des interruptions est égale à 2,5 par mois, il peut se produire 5 coupures ou plus par mois une fois en 10 ans, et même 9 coupures ou plus par mois une fois en 53 ans, sans que cela sorte de la normale.

Pour le calcul, il faut distinguer entre le cas de l'alternative et celui de la simultanéité. Dans le premier, il faut additionner les probabilités élémentaires et, dans le second, les multiplier. Dans le cas d'un réseau alimenté par une ligne et un transformateur par exemple, il y a interruption de service lorsqu'une panne se produit sur l'un ou sur l'autre. Si la probabilité d'une panne est égale à 0,1 pour la ligne et à 0,03 pour le transformateur, la probabilité totale d'une panne d'alimentation du réseau se calcule de la sorte: la probabilité de la continuité de service (probabilité complémentaire) de la ligne se chiffre à $q_1 = 1 - 0,1 = 0,9$; celle du transformateur à $q_2 = 1 - 0,03 = 0,97$. La probabilité de la continuité de service pour la ligne et le transformateur est égale au produit $q_1 \cdot q_2 = 0,873$. La probabilité recherchée d'une panne d'alimentation du réseau est alors égale à $1 - 0,873 = 0,127$. Si l'on ajoute une seconde ligne et un second trans-

formateur, tous deux identiques aux premiers, la probabilité d'une panne d'alimentation du réseau (panne de la première et de la seconde garniture) tombe à $0,127 \cdot 0,127 = 0,016$, c'est-à-dire à $1/13$ environ de la valeur avec une seule garniture.

Lors de l'établissement de projets de lignes à basse tension, on peut se servir des méthodes statistiques pour tenir compte de la charge présumée. La charge totale d'une ligne est toujours inférieure à la somme des puissances installées chez les abonnés raccordés à cette ligne. Le rapport de la charge à la somme des puissances installées devient pour des abonnés semblables, comme on le sait, plus faible lorsque le nombre de ces abonnés augmente. À l'aide des distributions statistiques on peut établir la loi à laquelle ce rapport obéit.

Il est aussi intéressant de faire la comparaison entre un système monophasé et un système triphasé. Pour un nombre donné d'abonnés, la diversité est plus forte en monophasé qu'en triphasé car, pour ce dernier, les abonnés se répartissent sur 3 circuits. La capacité pratique d'une ligne triphasée pour 48 abonnés, par exemple, n'est pas 6 fois celle d'une ligne monophasée équivalente, mais, par suite de la plus faible diversité, seulement 5 fois celle-ci.

c) Prescriptions et relations publiques.

Dans différents pays il existe une législation concernant les fournitures d'énergie et la sécurité des installations.

Une prescription importante en Grande-Bretagne par exemple, se rapporte aux variations de la tension de distribution. Ces variations doivent rester dans des limites déterminées. On peut admettre que les variations de tension se distribuent quasi-normalement autour de la moyenne qui est la tension nominale, ce qui est d'ailleurs confirmé par des mesures pratiques. Si l'on règle la tension de telle sorte qu'aucun ou pratiquement aucun abonné ne doive accepter des variations supérieures à $\pm 6\%$ (correspondant à 3 fois l'écart-type), on obtient que chez le 68 % des abonnés la tension ne variera pas de plus de $\pm 2\%$ (écart-type) et que pour le 95 % des abonnés la variation ne dépassera pas $\pm 4\%$ (le double de l'écart-type), ce qui représente un haut degré d'exactitude.

On s'est aussi servi des méthodes statistiques pour éprouver la sécurité offerte par différents systèmes de mises à la terre. On peut également, par des comparaisons de fréquence, procéder à une analyse des accidents de personnes dus à l'électricité.

Quelques auteurs ont appliqué l'échantillonnage à l'essai des compteurs d'électricité. La théorie permet de fixer, lors d'une livraison de compteurs déjà étalonnés par le fabricant, combien de compteurs il faut encore contrôler et dans quelles limites les résultats doivent se maintenir pour que le lot entier puisse être accepté²⁾.

²⁾ Il va sans dire que cette méthode n'est utilisable que dans les pays qui n'ont pas de prescriptions légales sur l'étalonnage des compteurs (rééd.)

La situation est tout à fait semblable lorsqu'il s'agit de l'essai par échantillonnage d'isolateurs ou de coupe-circuit. La méthode statistique est cependant encore plus importante dans ces cas, car les objets sont rendus inutilisables par les essais. Il faut donc procéder sur un échantillon aussi restreint que le permet la précision exigée pour les résultats.

Des méthodes analogues ont été appliquées pour fixer les limites dans lesquelles les appareils doivent se maintenir pour pouvoir être déclarés «exempts de perturbations radio-électriques».

d) Consommation.

L'application des sondages est encore plus importante dans le secteur de la consommation que dans celui de la distribution. En effet, vu l'étendue et la multiplicité des collectivités en jeu, il est exclu de pouvoir mener une enquête dans des conditions raisonnables sans procéder par sondage. Il est pratiquement impossible d'embrasser à la fois tous les consommateurs, tandis que c'est relativement facile d'examiner un échantillon et d'en tirer des conclusions. Par des sondages on peut aussi s'approcher de choses peu palpables, telles que les réactions des consommateurs à la propagande, parce que l'on peut agir alors que les impressions sont encore toutes fraîches. Suivant la façon dont le sondage est conçu, on peut estimer la précision des résultats.

On a fait par exemple des enquêtes par sondage très importantes au sujet du développement de la consommation. De la sorte, on a pu entre autres établir quels appareils étaient utilisés dans les ménages, quelle charge ils provoquaient, quelle était leur durée d'utilisation, etc. C'est ainsi qu'il a été possible, par répétitions périodiques de ces enquêtes, de se faire une idée très exacte de l'évolution de la structure de la consommation dans le temps.

Les questions de tarifs sont aujourd'hui à l'avant-plan. Un besoin impérieux de simplification et d'unification se fait ressentir. Les entreprises électriques doivent chercher à se rendre compte à l'avance des répercussions qu'entraînera un changement de tarif et, celui-ci une fois réalisé, contrôler si les prévisions se confirment. Il existe plusieurs publications sur ce sujet³⁾.

Les méthodes statistiques ont aussi été appliquées pour le calcul des tarifs, par exemple pour établir la corrélation entre la consommation d'éclairage et certaines grandeurs telles que le nombre de pièces, la superficie des locaux, la puissance installée, etc.

Un autre problème d'importance est celui de la diversité. Les entreprises électriques tirent un avantage du fait que tous les abonnés n'ont pas leur pointe en même temps et que, de ce fait, la pointe de l'entreprise est inférieure à la somme des pointes individuelles. On a essayé, par des méthodes statistiques, de déterminer le facteur de diversité pour différentes catégories d'appareils, par exemple pour les chauffe-eau. Il importe avant tout de savoir,

³⁾ Voir par exemple Bull. ASE tome 45(1954), n° 16, p. 667.

pour une probabilité donnée, combien d'appareils peuvent au plus être en fonction simultanément. Différentes méthodes et solutions graphiques ont été proposées, mais il reste encore un vaste champ ouvert à l'investigation statistique⁴).

Nous citerons ici à titre d'exemple une étude ayant porté sur des chauffe-eau de 2 kW, non bloqués, dont la consommation annuelle moyenne s'est élevée à 2000 kWh (durée d'utilisation = 1000 h). La probabilité élémentaire p est égale à $1000/8760 = 0,115$. Pour un ensemble de N appareils, l'espérance mathématique E , c'est-à-dire le nombre moyen présumé d'appareils simultanément en service, est égale à pN . Il est cependant plus important de savoir combien d'appareils peuvent au maximum être simultanément enclenchés, et avec quelle probabilité. Pour être exact, il faudrait appliquer ici la loi binomiale. On peut cependant la remplacer avec une précision suffisante par une distribution normale de même écart-type. Si $N = 1000$, on a $E = \bar{x} = pN = 115$ et $\sigma = \sqrt{Npq} \approx 10$. La probabilité P pour que 130 appareils ou davantage soient enclenchés ensembles est de 7% en chiffre rond ($u = \frac{x - \bar{x}}{\sigma} = \frac{130 - 115}{10} = 1,5$, correspondant à

un P de 0,067). Pour 90 appareils simultanément en service, la probabilité P monte à 99%, ce qui veut dire que, pendant 99% de l'année, il y a 90 appareils ou davantage enclenchés ensemble.

Si l'on se réfère à une très courte période, une demi-heure (0,5 h) par exemple, on obtient une très faible valeur de P ($0,5/8760 = 0,000057$). Partant de cette valeur, on peut calculer pour différents N le nombre minimum c d'appareils simultanément enclenchés pendant une demi-heure. Le résultat des calculs est condensé au tableau I:

Tableau I

N	$\bar{x} = pN$	c pour $P = 0,000057$	c/N
10	1,15	8	0,80
100	11,5	25	0,25
1000	115	160	0,16

⁴) Voir par exemple Rev. polytechn. suisse tome 68(1950), n° 13, p. 161.

Le quotient c/N indique, par abonné, le nombre minimum d'appareils enclenchés simultanément pendant une demi-heure. On voit clairement que ce quotient, une expression de la diversité, diminue lorsque le nombre des abonnés croît, et dans quelle mesure.

D'autres recherches ont été faites sur la diversité, par exemple avec des machines à souder. On a calculé la durée d'enclenchement et la probabilité de l'enclenchement simultané de plusieurs machines.

Certains appareils ne sont utilisés qu'à des heures déterminées, par exemple les cuisinières. On peut également calculer dans ces cas la pointe probable.

Une autre application de la statistique a porté sur les lampes de l'éclairage public. Ces lampes sont conçues pour une durée moyenne de 1000 heures⁵). La durée effective de ces lampes obéit à la loi normale. On peut prévoir deux méthodes de remplacement des lampes brûlées: ou bien remplacer les lampes individuellement au fur et à mesure qu'elles s'éteignent, ou bien les remplacer toutes après une durée fixée. La première méthode provoque des frais de main-d'œuvre considérables, mais utilise au mieux la longévité de toutes les lampes. Des études statistiques ont démontré que, pour un petit nombre de lampes de faible intensité, il est plus économique de remplacer toutes ces lampes d'un coup après 800 heures de service, tandis que le remplacement individuel est plus avantageux lorsqu'il s'agit d'un grand nombre de lampes très fortes.

4. Conclusions

Les possibilités d'application des méthodes statistiques sont multiples. Les exemples ci-dessus ne sont qu'un échantillon restreint d'un univers qui s'étend de jour en jour. Nous avons renoncé à reproduire de longues théories ou des calculs fastidieux, pour pouvoir mieux montrer comment s'appliquent ces méthodes statistiques et pour inciter les spécialistes à se pencher sur cette nouvelle technique appelée à rendre de grands services.

Pour la bibliographie, nous renvoyons à la liste détaillée figurant à la fin de l'article original.

Adresse de l'auteur:

F. Dommann, ing. dipl. EPF, Hirschmattstrasse 44, Lucerne.

⁵) En Suisse, les lampes d'éclairage public ont une longévité moyenne de 2500 heures (réd.).

Considérations de nature économique relatives à l'emploi de tarifs «tous usages» par les entreprises électriques

par M. F. Girtanner, Rüschlikon

658.8.03.003

L'auteur fait part de quelques réflexions relatives aux tarifs «tous usages» pour livraisons d'énergie électrique aux derniers consommateurs. Il conclut que, s'il convient de réunir, du moins pour certaines catégories de consommateurs, les circuits lumière et force motrice en un seul circuit de mesure, on doit toutefois conseiller l'emploi d'un deuxième circuit de mesure pour les applications thermiques.

Sans prendre aucunement position vis-à-vis de ces considérations, qui conduisent à des solutions concrètes, nous les reproduisons ici en tant que contribution à la discussion relative au problème très actuel qui a nom: «Faut-il mesurer ensemble ou séparément les consommations relatives aux diverses applications?», problème qui a déjà pratiquement trouvé une réponse en ce qui concerne les applications domestiques.

Im nachfolgenden gibt der Verfasser einige Überlegungen bezüglich Sammelтарifen für die Energieabgabe an Letztverbraucher bekannt. Er kommt zum Schlusse, dass wenigstens bei bestimmten Abnehmerkategorien wohl eine Zusammenfassung der Licht- und Kraftstromkreise in einem Zähler angezeigt, die Aufstellung eines zweiten Messkreises für die Wärmeanwendungen jedoch zu empfehlen ist.

Ohne zu diesen Äusserungen, die zu konkreten Lösungen führten, Stellung zu nehmen, geben wir sie hier als einen Beitrag zur Diskussion über das aktuelle Problem: «Gemeinsame oder getrennte Messung verschiedener Anwendungen», das für den Haushalt bereits eine weitgehende Klärung erfahren hat.

On emploie quelquefois, pour des livraisons d'énergie à de gros consommateurs, des tarifs «tous usages». On souligne en général que ces tarifs présentent l'avantage important de permettre de réunir en un seul circuit les circuits lumière, force motrice et chauffage, et de simplifier ainsi les installations intérieures de distribution et l'établissement des factures.

Nous allons étudier quels sont les cas où l'introduction d'un tarif tous usages pour les livraisons d'énergie électrique se justifie. Nous déterminerons en même temps dans quelles conditions ces tarifs permettent d'obtenir, pour l'entreprise comme pour l'utilisateur, des prix de l'énergie électrique qui peuvent se justifier du point de vue économique.

1. Considérations de nature économique

a) On appelle «bien» tout ce qui est capable de satisfaire à un besoin quelconque de l'homme. Les biens de production ne satisfont pas directement à des besoins: ils sont utilisés pour produire des biens de consommation. Pour l'économie considérée de façon tout à fait générale, c'est le travail qui est le plus important des biens de production. L'homme convoite ce bien de production; il se trouve toutefois à sa disposition non pas en quantités sans bornes, telles l'air qu'il respire par exemple, mais en quantités bien limitées. C'est par suite de sa rareté que le travail devient un bien économique. Le travail est le facteur élémentaire le plus précieux de l'économie publique; il peut être considéré comme lié soit à son agent, l'homme, soit à une installation technique productrice de travail. Dans ce dernier cas, il arrive souvent que l'installation productrice de travail ne se trouve pas à l'endroit même où ce travail est utilisé; le travail doit donc être transporté, au sens physique du terme, au lieu de travail. Ce transport s'effectue aujourd'hui, en général, à longues comme à courtes distances, par l'intermédiaire du gaz et de l'électricité. L'énergie électrique est, d'après ce que nous venons de dire, un bien économique.

b) La valeur économique d'un bien quelconque est la traduction de la place que prend ce bien dans la conscience de l'homme. Un bien dont l'homme peut tirer un profit, qu'il convoite, possède une valeur d'usage déterminée. C'est l'importance plus ou moins grande que nous donnons à un bien destiné à satisfaire à nos besoins qui détermine sa valeur d'usage. La valeur que chacun attribuera à un bien donné dépendra du milieu dans lequel il vit et de ses habitudes. A notre époque, la valeur d'un bien n'est pas l'expression du jugement d'un individu isolé, mais de l'individu considéré comme faisant partie d'un peuple entier, dont la façon de vivre exerce une influence sur les habitudes de consommation, donc sur la valeur d'usage des biens économiques. C'est pourquoi il est compréhensible que la valeur attribuée à un bien donné varie d'un pays à l'autre.

Bien que l'énergie électrique en soi constitue un bien économique, sa valeur d'usage, c'est-à-dire la valeur que lui attribue le consommateur, varie selon le but dans lequel celui-ci l'emploie. On attribue une plus grande valeur à la lumière électrique qu'à

la lumière d'une chandelle ou d'une lampe à pétrole. Par contre, on n'attribue en général pas à la chaleur électrique une valeur très différente de celle que l'on prête à la chaleur produite en partant du gaz ou de combustibles liquides ou solides. De même, la valeur attribuée à la force motrice électrique dépend fortement, en beaucoup d'endroits, de l'existence de machines hydrauliques, de moteurs à combustion interne ou encore d'installations à vapeur modernes.

Le bien économique «énergie électrique» peut, dans le secteur production, être considéré comme un bien de production uniforme. Par contre, les hommes qui convoitent ce bien pour satisfaire à leurs besoins lui attribueront une valeur différente selon le profit qu'ils en tireront. L'énergie électrique est pour l'homme un bien de production, mais elle peut être aussi un bien de consommation. Ces réflexions prouvent clairement que, du point de vue économique, une unité d'énergie électrique ne peut pas avoir la même valeur pour chaque usage.

c) Pour chaque bien économique on distingue entre:

le coût de production qui est la somme des prix des biens nécessaires à cette production,

le prix, qui est influencé aussi par les besoins des hommes et la rareté du bien considéré.

L'élément principal du «coût de production» de l'énergie électrique est le prix du plus important des biens nécessaires à sa production, à savoir l'intérêt du capital. Cet élément du coût est pratiquement constant et ne dépend pas des quantités d'énergie produites durant l'année considérée; on dira qu'il s'agit là de frais fixes. D'autres frais, tels les frais de combustible, de lubrifiant, les réparations, les salaires, etc. . . sont variables et dépendent des quantités d'énergie produites.

Il est facile de déterminer par division le coût moyen pendant l'année considérée de l'unité d'énergie électrique et, au moyen du procédé dit de responsabilité à la pointe, répartir les frais fixes selon les différents groupes de consommateurs. Il est ainsi possible d'obtenir des bases sûres pour les études de tarifs et tous les travaux relatifs à la tarification de l'énergie électrique.

Ce serait une erreur de croire que ce sont des raisons historiques (applications de l'électricité dans l'ordre: lumière, force motrice, chaleur) qui sont responsables des différences de prix qui existent aujourd'hui entre les différentes applications. Ce sont la structure du coût ainsi que la valeur attribuée à l'énergie électrique par l'homme désireux de satisfaire à ses besoins, c'est-à-dire, en somme, des faits économiques qui ont conduit dans tous les pays aux différences de prix bien connues entre les trois biens économiques qui sont: lumière, force motrice et chaleur.

Rappelons encore que, sur le marché libre, le prix des biens se trouvant en vente libre ne s'établit conformément ni à la valeur qu'attribue à ce bien le «consommateur pris individuellement» ni à la valeur attribuée à ce bien pour les «différentes applications», mais bien conformément à la valeur que lui attribue le «dernier consommateur» et à la valeur attribuée à la «dernière application». Si l'on

voulait vendre l'énergie électrique selon ce principe, ce qui reviendrait à la vendre à un prix uniforme pour toutes les applications, il faudrait partir du prix de revient moyen de l'unité d'énergie. Le prix de revient moyen se compose, comme on le sait, des frais fixes et des frais variables. Les premiers sont donnés par la puissance ou la capacité des centrales et des installations de transport et de distribution. La part de la puissance des diverses parties de l'installation électrique qui est appelée par chaque groupe de consommateurs est différente selon le groupe considéré, c'est-à-dire que la part des frais fixes qui incombe à chaque groupe est différente: elle dépend de la puissance appelée et du moment de la journée où elle est appelée. Les frais fixes devraient donc être répartis selon les divers consommateurs en proportion de la part de la puissance des installations que chacun d'eux appelle. Les frais variables devraient, de la même façon, être répartis selon les divers consommateurs proportionnellement à la consommation d'énergie de chacun d'entre eux. Le prix de l'énergie électrique comprend alors en principe une première part destinée à couvrir les frais fixes (frais de puissance) et une deuxième destinée à couvrir les frais variables (frais proportionnels). Le prix moyen annuel par unité, s'il est appliqué uniformément à tous les consommateurs, se traduit par des charges trop lourdes pour certains groupes, trop faibles pour d'autres. Chaque consommateur d'énergie ne doit pas seulement payer l'énergie électrique qui lui est livrée, il doit aussi dédommager l'entreprise qui lui livre cette énergie pour les frais que celle-ci doit faire pour mettre à sa disposition une puissance déterminée (il doit participer aux frais fixes). Comme les sommes destinées à dédommager l'entreprise de ses frais fixes dépendent de la puissance mise à disposition du consommateur, et comme cette puissance dépend de l'application qui est faite de l'énergie livrée et dépend aussi du consommateur lui-même, il en résulte qu'une différenciation des prix de l'énergie électrique se justifie aussi du point de vue du coût.

En pratique ce sont aujourd'hui le coût de revient de l'énergie électrique et la valeur que lui attribue le consommateur qui déterminent son prix.

2. Généralités sur les tarifs «tous usages»

On peut par exemple réunir sous le même tarif, dit tarif tous usages, deux biens économiques auxquels le consommateur n'attribue par la même valeur. On obtient un bien mixte, dont le prix s'obtient en partant du prix de chacun des deux biens en question en tenant compte de la part de chacun d'eux. Le rapport entre les quantités d'énergie consommées pour l'éclairage d'un part, la force motrice de l'autre, varie d'un consommateur à l'autre. Par suite, le prix du bien mixte envisagé plus haut sera sujet à de fortes variations selon le consommateur que l'on considère. Un tarif tous usages applicable à un nombre important de consommateurs ayant tous une activité économique analogue doit donc se baser sur la moyenne entre les prix calculés pour chaque consommateur. Afin de diminuer l'écart entre les prix ainsi calculés et le prix moyen, on peut subdiviser le groupe de consomma-

teurs considéré en plusieurs groupes ou «secteurs» plus petits, pour chacun desquels on calculera le prix moyen.

C'est la forme dite binôme, comprenant une redevance de base et un prix par kWh consommé, qu'on choisit en général pour les tarifs tous usages; cette forme permet d'adapter à un degré satisfaisant le prix à la structure du coût.

L'importance de la consommation justifie, dans le cas qui nous occupe ici, l'emploi d'un compteur à indicateur de puissance maximum, appareil assez coûteux.

Le tarif binôme peut se mettre sous la forme:

$$H = P \cdot a + W \cdot b \quad (1)$$

P est la puissance appelée et a le taux choisi pour la redevance de base; leur produit représente donc la redevance de base. Pour obtenir la redevance proportionnelle, d'autre part, il suffit de multiplier la consommation d'énergie W par le prix du kWh consommé b . La somme de ces deux produits représente la redevance globale H .

Lorsqu'il s'agit de réunir sous un tarif à compteur unique deux biens économiques distincts, ce tarif devrait satisfaire aux deux équations correspondant à ces deux biens, à savoir:

$$H_1 = P_1 \cdot a_1 + W_1 \cdot b_1 \quad (2)$$

$$H_2 = P_2 \cdot a_2 + W_2 \cdot b_2 \quad (3)$$

Si l'on admet $a_1 = a_2 = a$, on tire de ces deux équations:

$$H_{1,2} = (P_1 + P_2) a + (W_1 + W_2) \frac{W_1 b_1 + W_2 b_2}{W_1 + W_2} \quad (4)$$

Le premier terme de cette équation représente de nouveau la redevance de base. Admettre que $a_1 = a_2$ revient à supposer que les puissances maximums P_1 et P_2 sont appelées pendant le même intervalle de mesure (intervalle de 15 minutes par exemple). Si tel n'est pas le cas, la résultante de P_1 et P_2 diminue en conséquence.

Les deux grandeurs W_1 et W_2 apparaissant dans le second terme de droite sont mesurées par le même compteur, et le résultat de cette mesure est multiplié par le prix du kWh consommé fixé par le tarif tous usages. En subdivisant les consommateurs selon les valeurs variables de $\frac{W_1}{W_2}$ et en réunissant

des applications voisines au point de vue prix, on obtient des écarts de prix supportables pour la majorité des consommateurs et des exploitants.

On peut aussi poser la question de savoir quelles sont les conditions que l'on obtient lorsqu'il s'agit de réunir trois applications distinctes sous un tarif à compteur unique. Un tel tarif doit satisfaire non seulement à l'équation (4), mais encore à l'équation relative à la troisième application, à savoir:

$$H_3 = P_3 \cdot a_3 + W_3 \cdot b_3 \quad (5)$$

Si l'on admet de nouveau que $a_1 = a_2 = a_3 = a$, on obtient en combinant les équations (4) et (5):

$$H_{1,2,3} = (P_1 + P_2 + P_3) a + (W_1 + W_2 + W_3) \cdot \frac{(W_1 \cdot b_1) + (W_2 \cdot b_2) + (W_3 \cdot b_3)}{W_1 + W_2 + W_3} \quad (6)$$

Le taux de la redevance de base contenu dans l'équation (6) n'est juste que si P_1 , P_2 et P_3 coïncident dans le temps.

Bien qu'il soit possible, pour le calcul de la redevance proportionnelle, de mesurer les consommations W_1 , W_2 et W_3 par l'intermédiaire du même compteur ou de plusieurs compteurs placés en divers endroits, il est cependant très difficile de déterminer quel est le prix du kWh consommé qu'il faut introduire dans le tarif tous usages. C'est ainsi qu'on constate des différences de l'ordre de 140 % jusqu'à 500 % entre les consommateurs, c'est-à-dire que, dans le cas de trois biens distincts, les écarts par rapport au prix moyen introduit dans le tarif tous usages sont grands. C'est là une constatation importante pour l'exploitant; il ne peut pas compter, comme le nombre de consommateurs assujettis au tarif tous usages est ici relativement restreint, avec ce qu'on peut appeler la compensation interne des écarts, comme elle se produit dans le cas d'abonnés domestiques par suite de leur nombre élevé. Un échelonnement du prix du kWh consommé s'adaptant au niveau du prix du kWh pour les applications thermiques, échelonnement que certains proposent, ne suffirait pas à éliminer la grande dispersion des prix.

Si l'on admet que les maximums de puissance coïncident dans le temps, on peut améliorer sensiblement la situation — du point de vue de la dispersion mentionnée ci-dessus — en mesurant et facturant séparément $W_3 \cdot b_3$. Si la coïncidence des maximums de puissance P_1 , P_2 et P_3 n'existe pas, il faut alors mesurer P_3 séparément, à moins que l'on ne préfère, pour d'autres raisons, mesurer et facturer indépendamment de $H_{1,2}$ (équation 4) la consommation relative à la troisième application. Dans ces deux derniers cas, on est contraint de poser des conduites séparées pour la troisième application.

3. Tarif tous usages pour la lumière et la force motrice

Il se trouve que, dans le cas de gros consommateurs et dans des conditions urbaines, l'on peut, en réunissant lumière et force motrice sous un seul tarif, arriver à des prix satisfaisants. Si l'on subdivise ces consommateurs en trois groupes (par exemple: commerce, ménages collectifs et exploitations artisanales et industrielles) les écarts pour les divers consommateurs par rapport à la tarification différenciée appliquée jusqu'ici sont supportables. De toute façon, l'influence de la durée d'utilisation de la puissance appelée, telle qu'elle apparaît dans le tarif binôme à l'inverse des tarifs monômes actuels, est importante.

On a pu constater qu'il était admissible, pour les trois groupes de consommateurs cités plus haut, de réunir les applications lumière et force motrice sous la forme de l'équation (4). L'exigence de simultanéité pour les maximums de puissance P_1 et P_2 est remplie de façon satisfaisante. Quant aux abonnés qui reçoivent leur énergie pour les applications lumière et force motrice sous des tensions différentes, W et P sont mesurés par des compteurs

doubles avec mécanismes totalisateurs couplés mécaniquement et indicateur de maximum.

4. Tarif à compteur unique pour la lumière, la force motrice et la chaleur

Nous avons montré les insuffisances d'un tarif à compteur unique réunissant les trois applications d'après l'équation (6).

Pour le groupe «exploitations industrielles et artisanales», où la part de la force motrice l'emporte de beaucoup sur celle de la lumière, la solution suivante est tout indiquée:

$$H_{1,2,3} = (P_1 + P_2 + P_3) a + (W_1 + W_2) \cdot \frac{(W_1 \cdot b_1) + (W_2 \cdot b_2)}{W_1 + W_2} + W_3 \cdot b_3 \quad (7)$$

Dans ces exploitations, les maximums de puissance coïncident dans le temps de façon satisfaisante, ainsi qu'on a pu le vérifier par l'expérience. La mesure séparée de la consommation chaleur (W_3) permet de maintenir les écarts de prix pour W_1 et W_2 dans des limites acceptables.

Quant aux groupes «commerce» et «ménages collectifs», ils sont caractérisés non seulement par la part importante qu'y prend la consommation lumière (W_1), mais aussi par le fait que le maximum de puissance pour les applications thermiques (P_3) ne coïncide pas avec celui des applications lumière (P_1) et force motrice (P_2).

Dans ce cas, il sera avantageux de mesurer et facturer séparément la consommation chaleur, si l'on veut éviter d'importantes diminutions de recettes.

Entrent en ligne de compte les équations, (4) et (5), cette dernière pouvant être remplacée par un simple tarif monôme, si les livraisons d'énergie à usage thermique ne sont soumises à aucune interruption durant la journée.

Etant donné les conditions régnant en Suisse — manque presque complet de combustibles liquides et solides produits dans le pays même — il nous semble justement indiqué de porter une attention toute spéciale aux applications thermiques de l'électricité, pour lesquelles on peut entrevoir une forte augmentation des chiffres de consommation à l'avenir et pour lesquelles la concurrence est, aujourd'hui déjà, très sévère. Il faut aussi, en Suisse, considérer les tarifs tous usages de ce point de vue.

Le consommateur a un énorme intérêt à bénéficier d'une tarification correcte. Même si l'introduction d'une telle tarification exige au départ certains frais supplémentaires dans ses installations intérieures, il peut être sûr que ces frais seront plus que compensés au cours des années par les bénéfices d'une tarification correcte.

Rappelons encore que les tarifs à compteur unique en basse et en haute tension ne se distinguent en principe l'un de l'autre que par la différence de prix provenant des pertes dans le transformateur, ainsi que des frais causés annuellement par la station transformatrice et les pertes dans le réseau de distribution à basse tension.

Adresse de l'auteur:

M. F. Girtanner, ingénieur, Alpenstrasse 9, Rüschlikon (ZH).

Comment pondérer les données relatives aux divers jours de la semaine lors de comparaisons statistiques

519.24 : 621.311

[selon: *Fr. Weissert*: Die Bewertung der einzelnen Wochentage beim statistischen Vergleich von Zahlenreihen. El. Wirtsch. Vol. 54(1954), n° 1, p. 1...4]

Lors d'études statistiques, concernant par exemple l'évolution de la consommation d'énergie électrique, on compare souvent les données ayant trait à un laps de temps déterminé — disons une semaine ou un mois — avec celles ayant trait à la période correspondante de l'année précédente ou d'une année plus ancienne. On range souvent, d'autre part, certains résultats périodiques — surtout mensuels ou hebdomadaires — sous forme de séries, afin de représenter ainsi l'évolution dans le temps de la grandeur considérée. Alors que dans le premier cas ce sont surtout le déplacement d'une année à l'autre des fêtes mobiles (par exemple: Pâques, Pentecôte) ainsi que la rencontre des fêtes fixes avec certains jours de la semaine (par exemple: Noël, Nouvel An) qui risquent de fausser les résultats, ce sont, dans le second cas, en premier lieu les différences de longueurs entre les mois de l'année ainsi que les différences dans la façon dont ils sont composés qui tendront à dénaturer les conclusions. Si l'on veut que l'étude entreprise présente quelque utilité, il apparaît donc nécessaire de pondérer les données relatives aux divers jours de la semaine conformément à leurs caractéristiques propres et d'introduire uniquement ces valeurs pondérées dans les calculs.

Généralités sur les fluctuations périodiques

Wagemann distingue, dans son «*Narrenspiegel der Statistik*», parmi les fluctuations périodiques:

- a) fluctuations cycliques,
- b) fluctuations acycliques.

Parmi ces fluctuations, seules les premières sont clairement définissables, puisqu'il s'agit de fluctuations dont on connaît la périodicité. C'est ainsi que les fluctuations qui s'étendent sur une année se composent de 12 phases (données mensuelles). De même, les fluctuations s'étendant sur une semaine comprennent 7 phases (données journalières), etc. Il est pratiquement impossible de traduire numériquement les fluctuations acycliques (conjoncture), car il est impossible dans ce cas de déterminer sans ambiguïté le nombre de phases par période.

Méthodes pour le calcul de fluctuations périodiques

On peut distinguer en principe deux groupes de méthodes, qui diffèrent au premier stade du calcul. Une partie utilise en effet les données premières et leurs variations réciproques pour en déduire la figure saisonnière type. L'autre partie part du «trend» (calculé selon la méthode de la moyenne mobile ou celle des moindres carrés) et, des écarts entre les valeurs de la courbe de base et les valeurs correspondantes du «trend», tire la figure saisonnière. Ces procédés sont décrits en détail dans les travaux cités par la notice bibliographique accompagnant l'article de M. Weissert. Notre but ici est

de décrire un procédé utilisable pour le calcul de «fluctuations saisonnières de données hebdomadaires».

Procédés employés

Essayons tout d'abord de fixer quelles sont les particularités qui caractérisent chaque semaine. Une semaine ordinaire de 7 jours (dimanche et 6 jours ouvrables) qui ne contient aucun jour férié du lundi au samedi est nommée «semaine normale». A part ces semaines normales, dont le nombre ne dépasse pas 40 environ par an, on rencontre les combinaisons les plus diverses. Ainsi faut-il éliminer tous les procédés qui partent d'un calcul du «trend» ou qui se basent sur des comparaisons entre deux données successives. Comme, d'autre part, les données journalières successives sont affectées d'un «trend», aucune des méthodes qui ne donnent pas de résultats utilisables lorsqu'il existe un «trend» ne peut être utilisée pour le calcul des facteurs de pondération. Seul le procédé du «périodogramme» est donc applicable. Il n'est pas indiqué de rapporter les facteurs de pondération journaliers qu'on désire calculer à la moyenne hebdomadaire: celle-ci ne peut être qu'une pure abstraction mathématique, sans signification tangible. Il est préférable de choisir le jour de la semaine qui prend la part la plus grande à la consommation hebdomadaire, respectivement à la production hebdomadaire d'énergie. C'est pourquoi nous avons posé, dans ce qui suit, la valeur correspondant au mercredi égale à 1.

Matériel statistique de base

Les données journalières nécessaires aux recherches décrites ci-après durent être rassemblées par une enquête spéciale. Afin d'obtenir de la part des entreprises des données sûres, sans que cela exige trop de travail, on a choisi les chiffres de production brute d'énergie. L'enquête embrassa 35 entreprises possédant une production propre d'énergie; ces entreprises produisent journalièrement une quantité d'énergie correspondant à 90 % de la consommation sur l'ensemble du territoire de l'Allemagne de l'Ouest. La répartition de cette production selon les diverses sources d'énergie correspond presque exactement à celle de la production totale. Le rapport s'étend à la période comprenant les deux années 1951 et 1952, ce qui a été considéré comme amplement suffisant. De plus, les entreprises touchées par l'enquête ont été priées d'indiquer par une croix les jours de l'année coïncidant avec une fête régionale et qui sont fériés dans leur zone de distribution, de façon qu'on puisse aussi tenir compte de ces jours fériés.

Les données journalières de chaque «semaine normale» ont été rapportées à la valeur correspondant au mercredi de la même semaine et les chiffres exprimant ce rapport ont été calculés. Si, dans une «semaine avec jour férié» le jour férié tombait

le lundi, le vendredi ou le samedi, les données journalières furent également rapportées à la valeur correspondant au mercredi. Si par contre le jour férié tombait le mardi, le mercredi ou le jeudi, toutes les données journalières de la semaine en question furent rapportées à la valeur moyenne entre les deux mercredi encadrant cette semaine.

Les données furent exprimées en MWh (1000 kWh), de façon à disposer, lors d'une succession de plusieurs opérations, d'un nombre suffisant de chiffres; c'est là un point de vue dont on ne tient souvent pas assez compte. Les données furent reportées sur des cartes très lisibles.

Les calculs pour une semaine normale comprennent quatre stades, conformément à la forme modifiée du procédé du «*périodogramme*»:

1. On établit une carte pour chaque semaine, sur laquelle on reporte jour par jour les données des 35 entreprises.

2. On effectue les sommes pour chaque jour de la semaine à l'intérieur de chaque semaine (ce sont les chiffres journaliers relatifs à l'ensemble du territoire de l'Allemagne de l'Ouest). On arrondit le dernier chiffre.

3. On calcule pour chaque semaine les rapports entre les valeurs relatives aux divers jours de la semaine et celle relative au mercredi de la même semaine (quatre décimales).

4. On forme la moyenne des rapports ainsi trouvés (3 décimales). Le résultat final est arrondi à 2 décimales.

Les calculs ont lieu d'après le même schéma pour les «*semaines avec jour férié*», avec, en ce qui concerne le jour auquel sont rapportées les données journalières, les différences rappelées plus haut.

En procédant ainsi, on élimine pratiquement l'influence du «*trend*», de la conjoncture et du hasard, si bien qu'on obtient finalement avec une bonne précision les fluctuations saisonnières proprement dites.

Résultats

1. Facteurs de pondération pour les «semaines normales»

L'année 1951 comprenait 41, l'année 1952 42 «*semaines normales*».

L'étude a permis de montrer que le mercredi est le jour de la semaine pour lequel la production d'énergie est la plus importante, que la production du jeudi est pratiquement aussi grande que celle du mercredi, alors que les valeurs relatives au mardi et au vendredi atteignent tout juste celle du mercredi une fois qu'elles ont été arrondies à deux décimales (tableau I).

Facteurs de pondération pour «semaines normales»

Tableau I

Jour	1951	1952	Moyenne 1951/1952
Lundi.....	0,95	0,95	0,95
Mardi.....	1,00	1,00	1,00
Mercredi....	1,00	1,00	1,00
Jeudi.....	1,00	1,00	1,00
Vendredi....	1,00	1,00	1,00
Samedi.....	0,89	0,90	0,89
Dimanche...	0,65	0,65	0,65

2. Facteurs de pondération pour «semaines avec jours fériés»

Parmi les 104 semaines des deux années 1951 et 1952, 21 semaines au total appartiennent à ce groupe. Comme l'on rencontre différentes combinaisons, le résultat ne peut être aussi précis que celui obtenu pour les «*semaines normales*». On peut toutefois dire ce qui suit:

Le Vendredi-saint, le 1^{er} Mai et l'Ascension doivent être pondérés comme un *dimanche*.

Chaque lendemain de jour férié officiel, valable pour l'ensemble du territoire, doit être pondéré comme un *lundi*, il en est de même de la Saint Pierre et Paul, de l'Assomption et du Jeudi-saint.

Le facteur de pondération 0,57 (*jour férié principal*) doit être employé pour le dimanche et le lundi de Pâques, le dimanche et le lundi de Pentecôte, le jour de Noël, le lendemain de Noël et le Nouvel An.

Le facteur de pondération 0,75 (*jour férié régional*) doit être employé pour le jour du Jeûne, la Fête-Dieu, la Toussaint (sauf si elle tombe un dimanche), le jour des Rois (sauf s'il tombe un dimanche), le Samedi-saint, ainsi que le 24 et le 31 décembre (sauf s'ils tombent un dimanche).

Nous ne parlerons pas ici de quelques cas particuliers (par exemple 1^{er} Mai et Ascension dans la même semaine ou bien Noël un mardi), car les résultats ne peuvent pas être considérés comme étant absolument sûrs.

3. Comment exprimer les différents mois en jours ouvrables normaux

On a exprimé, partant des facteurs de pondération trouvés pour les différents jours de la semaine, en jours ouvrables normaux les mois des années 1949 à 1954 (mercredi = 1). Les résultats sont rassemblés au tableau II.

Mois des années 1949 à 1954 exprimés en jours ouvrables normaux

Tableau II

Mois	1949	1950	1951	1952	1953	1954
Janvier.....	27,9	28,2	28,3	28,5	28,2	27,6
Février.....	26,0	26,0	26,0	27,0	26,0	26,0
Mars.....	29,0	29,0	27,8	28,5	28,6	28,9
Avril.....	26,8	26,5	27,6	26,9	26,9	26,9
Mai.....	28,2	27,6	27,4	28,0	27,2	27,8
Juin.....	27,2	27,7	27,8	26,8	27,7	27,2
Juillet.....	28,5	28,5	28,6	29,0	29,0	28,8
Août.....	28,9	28,9	28,9	28,5	28,5	28,6
Septembre..	28,0	27,8	27,5	27,9	28,0	28,0
Octobre....	28,4	28,6	28,9	29,0	28,8	28,5
Novembre..	27,5	27,5	27,5	27,1	27,3	27,4
Décembre...	27,7	26,4	26,9	27,3	27,7	27,7
Année	334,1	332,7	333,2	334,5	333,9	333,4

Application

Si l'on divise les chiffres de production mensuels des années 1951, 1952 et 1953 par le nombre de jours ouvrables normaux du mois correspondant, l'importance pratique des résultats obtenus devient aussitôt évidente; voir à ce sujet la représentation comparée de la fig. 1.

L'importance de l'influence qu'exercent sur les chiffres de production mensuelle la longueur des

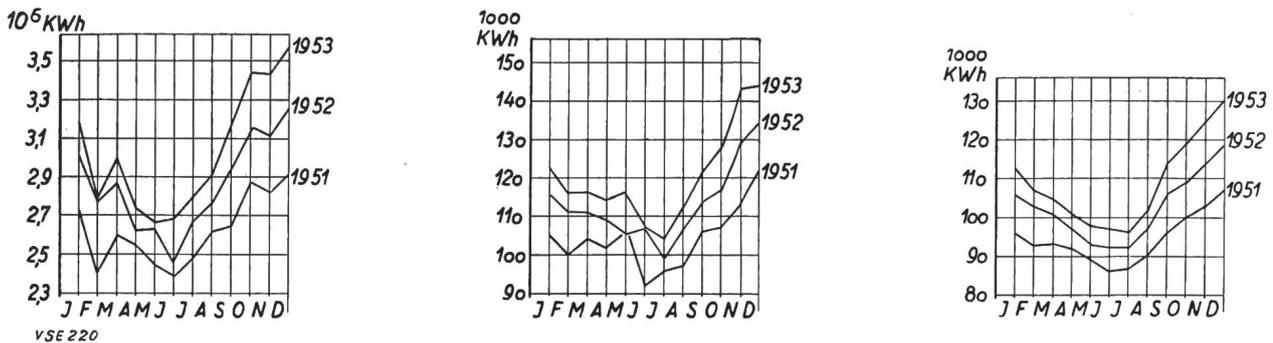


Fig. 1

Influence de l'emploi des facteurs de pondération sur l'évolution saisonnière de la production d'énergie électrique en Allemagne de l'Ouest de 1951 à 1954
 à gauche: production mensuelle; au milieu: production par «jour ouvrable»; à droite: production par «jour ouvrable normal».

différents mois et la position des jours fériés ressort clairement du tableau III; ce tableau comprend trois colonnes, à savoir:

- Colonne 1: Chiffres exprimant l'augmentation par rapport à 1951 de la production mensuelle d'énergie en 1952.
- Colonne 2: Chiffres exprimant l'augmentation par rapport à 1951 de la production d'énergie par jour ouvrable pour les différents mois de l'année 1952 (jours ouvrables selon le «Statistisches Bundesamt»).
- Colonne 3: Chiffres exprimant l'augmentation par rapport à 1951 de la production d'énergie par «jour ouvrable normal» pour les différents mois de l'année 1952.

Influence de la longueur des mois et de la position des jours fériés sur la production d'énergie électrique

Tableau III

	Augmentation en % par rapport à 1951 de la production pour 1952		
	par mois 1	par jour ouvrable 2	par jour ouvrable normal 3
Janvier	10,4	10,4	9,8
Février	15,3	10,8	11,0
Mars	10,9	6,6	8,6
Avril	2,9	7,3	9,2
Mai	7,3	1,1	4,8
Juin	2,9	16,3	6,8
Juillet	7,5	3,5	6,0
Août	6,0	10,1	7,6
Septembre	11,6	7,4	10,0
Octobre	9,8	9,7	9,6
Novembre	10,2	14,8	11,6
Décembre	11,6	7,2	11,0

Donnons un exemple des conclusions qu'on peut tirer du tableau III:

L'augmentation par rapport à avril 1951 de la production d'avril 1952 est seulement de 2,9 %, ce qui est remarquablement peu en comparaison des chiffres trouvés pour les autres mois. Or en 1952 la semaine sainte tombait en avril, alors qu'en 1951 elle tombait en mars. Le chiffre corrigé de la colonne 3 montre que l'augmentation de la production en avril fut, en réalité, comparable à celle constatée durant les autres mois de l'année.

Il est évident que les chiffres donnés ici ne sont valables que pour les zones touchées par l'enquête.

Ces chiffres doivent être recalculés dès qu'il s'agit d'étudier les conditions régnant dans une région particulière ou un autre pays, où les habitudes et la structure de la consommation sont différentes.

Valeur des résultats obtenus par sondage

Une étude comme celle dont nous venons de parler est très longue et exige un énorme travail. Il est donc intéressant de se demander quel aurait été l'économie de temps qu'on aurait pu réaliser en employant une méthode de sondage, et quel aurait été le résultat ainsi obtenu.

L'auteur a effectué les calculs correspondants. Alors que l'étude ayant pour objet le calcul des facteurs de pondération journaliers pour les semaines normales a demandé 51 000 opérations successives, ce qui correspond — si le jour de travail est de huit heures — au moins à 50 jours de travail au total, les calculs selon le procédé de sondage — calculs s'étendant à une période de 60 jours — n'ont nécessité que 8500 opérations successives environ, c'est-à-dire 10 jours de travail. Notons en passant que les 60 jours en question furent choisis selon des méthodes statistiques éprouvées.

Les résultats de ces calculs de sondage sont rassemblés au tableau IV, qui se passe de tout commentaire.

Comparaison entre les facteurs de pondération trouvés par l'étude complète d'une part, par sondage d'autre part

Tableau IV

Jour	Etude complète	Sondage
Lundi	0,95	0,95
Mardi à Vendredi	1,00	1,00
Samedi	0,89	0,89
Dimanche	0,65	0,65

Si l'on considère que les mêmes résultats ont été obtenus par sondage, avec le bénéfice d'une économie importante d'heures de travail, on est amené à se demander si d'autres problèmes qui se posent aux entreprises d'électricité ne pourraient pas également être résolus, moyennant des dépenses supportables en argent et en heures de travail, grâce à l'emploi de méthodes de sondage.

Le rapporteur ne peut que se rallier à l'avis exprimé ainsi par l'auteur et en souligner toute l'importance. (Mo.)