Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 47 (1956)
Heft: 20

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: 12.12.2025

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

Production et distribution d'énergie

Les pages de l'UCS

Quelques remarques au sujet de la capacité de transport de lignes à très haute tension et de leur construction moderne

par G. Lesch, Karlsruhe

Conférence prononcée le 23 février 1956 à l'Ecole Polytechnique Fédérale de Zurich

1ère partie

La capacité de transport de lignes à très haute tension[1])

A l'encontre des machines électriques et transformateurs, pour lesquels la puissance nominale est une grandeur bien définie, il existe, pour les lignes électriques, plusieurs puissances caractéristiques, suivant le point de vue auquel on se place. L'auteur définit tout d'abord ces puissances et quelques grandeurs connexes. Il contrôle ensuite par le calcul le comportement des lignes quant à la tension et la stabilité; ce faisant, il signale l'utilité des condensateurs en série pour augmenter la distance de transport. Quelques considérations sur la protection à distance des longues lignes terminent cet exposé.

Im Gegensatz zu den elektrischen Maschinen und Transformatoren, für die die Nennleistung genau definiert ist, kommen für elektrische Leitungen je nach Art und Zweck verschiedene charakteristische Leistungen in Frage. Nach einer Besprechung dieser Leistungen und einiger damit zusammenhängender Grundbegriffe wird das Verhalten der Leitungen hinsichtlich der Spannungsverhältnisse und der Stabilität genauer nachgeprüft und dabei auf die Verwendung von Reihenkondensatoren zur Erhöhung der Übertragungsdistanzen hingewiesen. Eine kurze Betrachtung über den Distanzschutz für lange Leitungen beschliesst das Exposé.

La notion de puissance nominale est en général définie sans ambiguïté dans le cas des machines électriques et des transformateurs. La chose n'est pas possible pour les lignes de transport d'énergie électrique, car suivant leur genre et leur destination on est amené à choisir des puissances caractéristiques différentes.

Grandeurs caractéristiques

La grandeur caractéristique la plus simple, déduite de la théorie de la ligne sans pertes, est la *puissance naturelle*. Elle est donnée par la formule:

$$P_{nat} = \frac{U^2}{Z_w} \qquad (1)$$

dans laquelle U représente la *tension composée de service* et $Z_w = \sqrt{\frac{L}{C}}$ *l'impédance caractéristique* de la ligne. La grandeur ainsi définie représente la puissance active à l'arrivée que l'on peut transmettre par la ligne considérée sans qu'il n'y ait aucune variation du courant, de la tension et du déphasage tout le long du parcours. Dans les réseaux actuels, la puissance naturelle ne croît qu'un peu plus rapidement que le carré de la tension de service, car l'impédance caractéristique diminue faiblement (de 400 à 350 Ω environ). Ce n'est qu'en passant à d'autres formes de conducteurs, par exemple du câble simple au câble en faisceau, qu'elle peut être réduite de façon notable ($Z_{w\,\text{faisceau}} = 230...240\,\Omega$, voir fig. 1). Cette puissance naturelle est d'une importance certaine pour l'exploitation des réseaux, car le problème du *maintien de la tension* en dépend. Pour les tensions

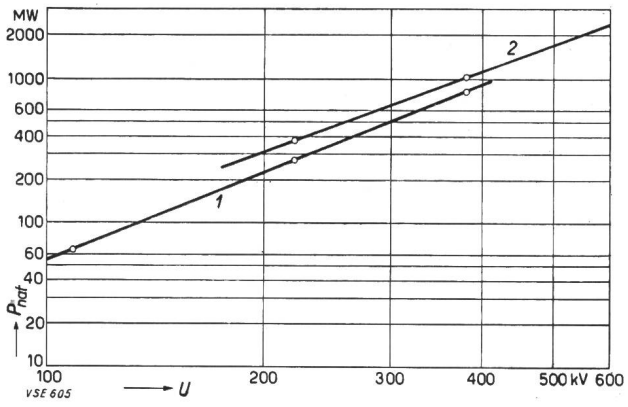


Fig. 1

Puissance naturelle de lignes doubles à très haute tension

P_{nat} puissance naturelle
U tension composée de service
1 conducteur en faisceau
2 conducteur simple

de service élevées, les variations de la tension doivent être maintenues assez faibles, entre $\pm 10\,\%$ et $\pm 5\,\%$, afin de limiter les contraintes de l'isolation et aussi de réduire suffisamment le coût des installations de réglage de la tension et les marges de variation de tension des générateurs et des transformateurs. Cette exigence est d'autant plus difficile à satisfaire que les lignes sont plus longues, les réactances, par exemple dans les transformateurs, plus élevées, et les capacités de ligne plus importantes, ce qui est le cas lors de l'emploi de très hautes tensions. Mentionnons cependant la possibilité d'augmenter la puissance naturelle en ajoutant des condensateurs en série.

La puissance naturelle ne permet aucune conclusion quant au choix de la section des conducteurs.

[1]) L'auteur se réfère à l'exposé clair et complet fait par M. le *professeur K. Berger* à l'assemblée de discussion de l'ASE 1954 [Bull. ASE t. 45(1954), n° 10] sous le titre: «*Brève théorie du transport d'énergie et de sa stabilité.*»

Elle présente en outre l'inconvénient de ne pas tenir compte de l'influence de la longueur du parcours.

La *puissance limite thermique* est caractérisée par l'équilibre entre l'échauffement et le refroidissement; elle dépend donc de la section et la surface extérieure des conducteurs. La formule contient les caractéristiques du métal employé (Cu, Al, alliages) et tient compte de l'exécution: câble plein, câble renforcé mécaniquement (aluminium-acier), câble creux ou rempli de matière isolante («expandet ACSR»). La tension de service intervient également. On a:

$$P_{th} = \sqrt{3}\, I_{th} \cdot U = \sqrt{3}\, g_{th} \cdot q \cdot U = \sqrt{3} \cdot \sqrt{d \cdot q \cdot \xi_{th}} \cdot U \qquad (2)$$

Dans la formule (2) ci-dessus, g_{th} représente la densité de courant maximum admissible pour raison d'échauffement, d le diamètre extérieur du conducteur intervenant pour le refroidissement, et q la section active du conducteur.

Comme *limite d'échauffement* on admet généralement une élévation de température de 40 °C. En réalité, les densités de courant maxima indiquées habituellement comme correspondant à cette élévation de température sont trop faibles; elles pourraient sans danger être accrues sensiblement, peut-être de 20 à 25 %. Des mesures récentes, dont les résultats ne sont pas encore entièrement connus, démontrent l'existence d'un effet de rayonnement important; ce dernier abaisse par exemple pendant la nuit la température du conducteur non chargé à un niveau situé de 4 à 6 °C en dessous de la température ambiante. En cas de fortes charges, l'ascendance naturelle de l'air est notable, même en atmosphère calme. Les expériences d'exploitation faites avec des lignes fortement chargées confirment l'opinion que le refroidissement a été estimé de manière trop défavorable lors de la fixation des intensités de courant maxima.

Dans les conditions admises habituellement, le facteur ξ_{th} de l'équation (2) a la valeur:

$$\xi_{th} = g_{th}^2 \cdot q/d \approx \begin{cases} 80..95 \text{ pour Cu} \\ 55..65 \text{ pour Al} \end{cases} [\text{A}^2/\text{mm}, \text{mm}^2] \qquad (2a)$$

La densité de courant limite est alors:

$$g_{th} = \sqrt{\xi_{th} \cdot d/q} \approx \sqrt{85 \cdot (\gamma/\gamma_{Cu}) \cdot d/q} \qquad (2b)$$

γ étant la conductibilité du métal employé.

Si l'on pose encore pour un conducteur donné $\sqrt{3} \cdot \sqrt{d \cdot q \cdot \xi_{th}} = 1000 \cdot Z_{th}$ comme constante, le rapport de la puissance limite thermique à la puissance naturelle s'exprime comme suit (U en kV):

$$P_{th}/P_{nat} = Z_{th} \cdot Z_w/U. \qquad (2c)$$

Alors que pour des tensions de 100 et 200 kV la puissance limite thermique est encore 2 ou 3 fois plus élevée que la puissance naturelle, elle se rapproche de celle-ci pour des tensions de 380 kV et au-dessus. L'emploi de tensions plus hautes exige par conséquent des sections plus fortes. La puissance limite thermique ne dépend pas non plus de la longueur de la ligne.

Pour juger du *rendement économique d'un transport d'énergie*, on peut déterminer la valeur de la puissance transmise pour laquelle les *pertes ohmiques annuelles* de la ligne ne dépassent pas une certaine proportion de l'énergie transportée, *considérée comme admissible*, par exemple:

$$v = \frac{\int 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot \mathrm{d}t}{\int \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos\varphi \cdot \mathrm{d}t} \leq 0{,}05$$

Cette puissance caractéristique est alors, par définition:

$$P_v = v \cdot \frac{U^2}{l} \cdot \frac{T}{T_v} \cdot \frac{z}{r}, \qquad (3)$$

où l est la longueur de la ligne, z le nombre de ternes, r la résistance linéique de la ligne par terne, par phase et par km, T la durée d'utilisation annuelle de P_v, T_v la durée d'utilisation annuelle des pertes ohmiques afférentes à la puissance P_v. Pour $\cos\varphi = 1$, on a:

$$P_v/P_{nat} = v \cdot \frac{z}{l} \cdot \frac{Z_w}{r} \cdot \frac{T}{T_v}. \qquad (3a)$$

Cette expression est indépendante de la tension de service; sa valeur diminue linéairement avec l'augmentation de la longueur de ligne; r y introduit l'influence de la section des conducteurs; elle tient compte enfin de l'allure de la charge.

Pour avoir une représentation complète du rendement économique de la ligne, il faut aussi tenir compte de son *coût d'installation*. Une analyse des *frais de construction* A de lignes à très haute tension par km montre que ces dépenses augmentent plus rapidement que l'élévation de la tension de service, à section de conducteur égale:

$$A/A' = (U/U')^n, \text{ avec } n > 1. \qquad (4)$$

Pour des lignes à 2 ternes, l'accroissement est à peu près celui représenté sur la fig. 2, pour $A' = 45\,000$ DM/km, avec $U' = 100$ kV et $n = 1{,}25...1{,}28$.

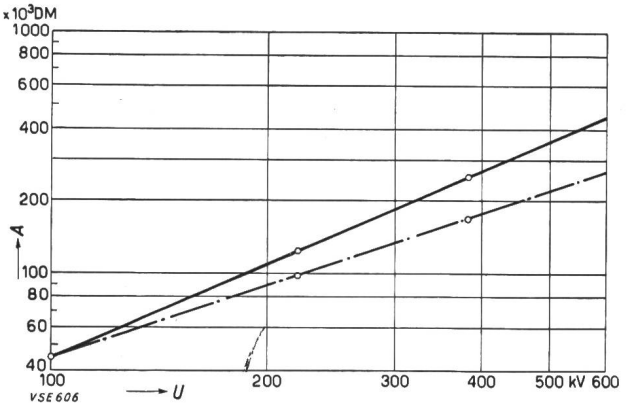


Fig. 2

Coût de construction de lignes doubles à très haute tension

A coût de construction par km
U tension composée de service
$A = A' \left(\frac{U}{U'}\right)^n$ avec $\begin{cases} A' = 45\,000 \text{ DM/km} \\ U' = 100 \text{ kV} \end{cases}$
——— $n = 1{,}25$
—·—·— $n = 1$

Si l'on appelle p le taux des charges fixes annuelles de la ligne, k les frais de production spécifiques par kWh au départ de la ligne, et T_{vo} la durée d'utilisation annuelle des pertes ohmiques afférentes à P_{opt}; la *puissance économique optimum* s'écrit:

$$P_{opt} = U \cdot \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{vo} \cdot r}} \cdot \cos\varphi. \qquad (5)$$

En introduisant (4), et avec $\cos\varphi = 1$, on obtient:

$$P_{opt} = U' \cdot \left(\frac{U}{U'}\right)^{1,63} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{vo} \cdot r}} \qquad (5a)$$

Pour cette valeur de la puissance transmise, les frais fixes sont égaux aux frais proportionnels du transport. Leur somme, rapportée à la valeur de l'énergie transportée, est par km:

$$\frac{K_{opt}}{l} = \frac{2}{U \cdot \cos\varphi \cdot T} \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot T_{vo} \cdot r}{k \cdot z}} \qquad (6)$$

$$\frac{K_{opt}}{l} = \frac{2}{U' \cdot \cos\varphi \cdot T} \left(\frac{U}{U'}\right)^{-0,37} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p \cdot T_{vo} \cdot r}{k \cdot z}} \qquad (6a)$$

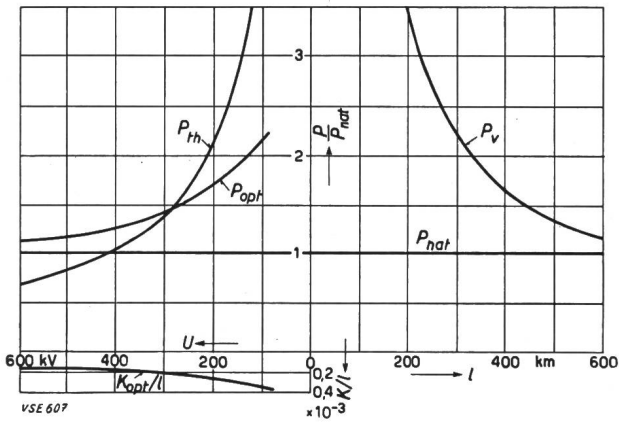


Fig. 3

Puissance caractéristiques d'une ligne double à très haute tension en fonction de la tension de service et de la longueur de la ligne

P_{nat}	puissance naturelle
P_{th}	puissance limite thermique
P_v	puissance correspondant à 5 % de pertes en ligne
P_{opt}	puissance économique optimum
K_{opt}	coût de transport sous une puissance de P_{opt}, rapporté à la valeur de l'énergie transportée
U	tension composée de service
l	longueur de la ligne

Hypothèses:
Câble d'aluminium et acier 500 mm²

T = 5000 h/a	(durée annuelle d'utilisation de P_v)
T_v = 3000 h/a	(durée annuelle d'utilisation des pertes en lignes pour une puissance de P_v)
k = 0,04 DM/kWh	(coût de production par kWh de l'énergie à transporter)
$\cos\varphi$ = 1	

En admettant les valeurs suivantes:

$k = 0{,}04$ DM/kWh, $T_{vo} = 3000$ h/a, $T = 5000$ h/a, $r = 0{,}035\ \Omega$/km, $p = 0{,}1$, $A' = 45\,000$ DM/km avec $U' = 100$ kV, $z = 2$ et $\cos\varphi = 1{,}0$

on obtient

$$P_{opt} = 146{,}5 \left(\frac{U}{100\text{ kV}}\right)^{1,63} \text{[MW] et} \qquad (5b)$$

$$\frac{K_{opt}}{l} = 0{,}308 \cdot \left(\frac{U}{100\text{ kV}}\right)^{-0,37} [{}^0/_{00}\text{/km}] \qquad (6b)$$

Par exemple pour une ligne double à 200 kV:

$$P_{opt} = 450\text{ MW et } \frac{K_{opt}}{l} = 0{,}237\ {}^0/_{00}\text{/km}$$

Rapportons la puissance économique optimum à la puissance naturelle; on obtient:

$$P_{opt}/P_{nat} = \frac{Z_w}{U} \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{vo} \cdot r}} = \qquad (5c)$$

$$\frac{Z_w}{U'} \cdot \cos\varphi \cdot \left(\frac{U}{U'}\right)^{-0,37} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{vo} \cdot r}}$$

Il est particulièrement intéressant de constater que cette expression est également indépendante de la longueur de la ligne et aussi de sa durée d'utilisation, sauf indirectement par T_{vo}; elle diminue lentement lorsque la tension augmente.

Les définitions de puissance examinées jusqu'ici sont représentées ensemble à la fig. 3 en fonction de la tension de service et de la longueur de la ligne. Les valeurs calculées ont été déterminées sur la base de données que l'on peut considérer comme admissibles. Il y a lieu de remarquer que ces puissances se rapprochent les unes des autres lorsque la tension augmente; cela signifie que les considérations économiques conduisent à la puissance naturelle, c'est-à-dire à la valeur techniquement favorable au point de vue du maintien de la tension.

Contrôle des conditions de tension et de la stabilité

Les raisonnements précédents partaient d'hypothèses simplifiées; celles-ci peuvent introduire des erreurs appréciables dans les résultats lorsque les lignes ont une grande longueur. C'est pourquoi il est nécessaire de vérifier de plus près le comportement de la ligne. En plus des particularités de la «longue» ligne, il faut tenir compte de l'influence d'un *déphasage de la charge* à l'arrivée de la ligne.

La *variation de tension entre la marche à vide et la pleine charge* au départ de la ligne doit par exemple rester comprise entre $U_a \lessgtr^{1,1}_{0,9} \cdot U_e$, pour une tension constante U_e à l'arrivée de la ligne. Pour une ligne à très haute tension, la réactance linéique x dépasse de beaucoup la résistance linéique r ($x/r = 6...10$, ou plus). Il en résulte qu'une charge réactive influence fortement la chute de tension. La chute de tension relative est donnée par:

$$\Delta U/U_e = \mathrm{f}\left(l \cdot \frac{x}{t} \cdot \frac{P_{we}}{P_{nat}} \cdot \varphi_e\right)$$

où P_{we} est la charge active à l'arrivée de la ligne.

Le déphasage θ entre la tension au départ et celle à l'arrivée de la ligne dépend aussi des mêmes éléments; il est déterminant pour la *stabilité* du transport en service normal et particulièrement en cas de perturbations. En général, on devra chercher à maintenir θ au-dessous d'environ 25 °, à moins de prendre des dispositions particulières (condensateurs en série, usines intermédiaires).

Une *ligne à 220 kV à 2 ternes* a fait l'objet d'un calcul détaillé. La fig. 4 montre la répartition de la tension pour différentes valeurs de la charge à l'arrivée $\nu = P_{we}/P_{nat}$ et pour différents facteurs de puissance φ_e. Pour plus de clarté, on a admis ici encore une ligne sans pertes alors que dans les figures suivantes on a renoncé à cette simplification. Comme les puissances sont normalisées par rapport

à la puissance naturelle, le graphique est valable aussi pour d'autres tensions, pour autant que x et r demeurent les mêmes.

Le calcul donne *des longueurs et des puissances limites* qui restreignent sensiblement la capacité de transport de la ligne. Pour $\cos\varphi_e = 1$, c'est le risque d'instabilité qui limite la distance à

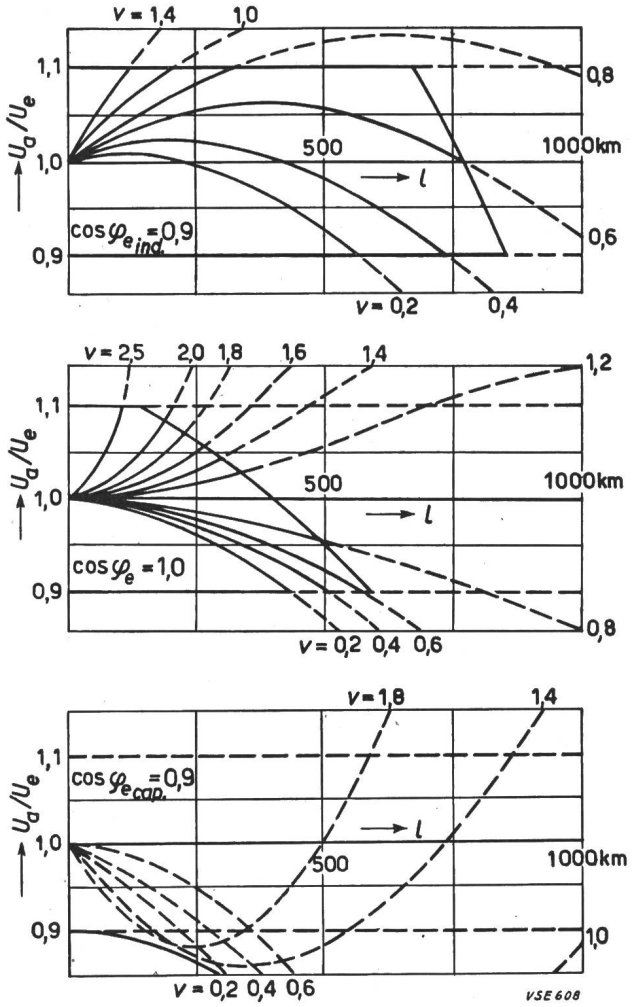


Fig. 4

Variation de la tension le long d'une ligne double à 220 kV

U_a tension au départ de la ligne
U_e tension à l'arrivée de la ligne
l longueur de la ligne
$v = \frac{P_{we}}{P_{nat}}$ avec P_{we} = puissance active à l'arrivée de la ligne
P_{nat} = puissance naturelle
φ_e déphasage de la charge

Limites: $U_a \leqq 1{,}1$
$U_e \geqq 0{,}9$
$\Theta \leqq 25°$ (Θ déphasage entre la tension au départ et celle à l'arrivée de la ligne)

300...400 km. La marche en charge capacitive n'est pas possible; avec une charge inductive ($\cos\varphi_e$=0,9), il est intéressant de constater que la longueur maximum admissible est à peu près doublée; mais c'est alors la chute de tension qui détermine la puissance maximum admissible.

Les puissances limites pour $\cos\varphi_e = 1{,}0$, telles qu'on peut les déduire des diagrammes de la fig. 4, sont indiquées à la fig. 5 en fonction de la longueur de la ligne. La branche B_1 correspond au maintien d'une chute de tension $\Delta U < \pm 0{,}1 \cdot U_e$; la branche B_2 est déterminée par la condition de stabilité. L'utilisation de la ligne peut être poussée un peu plus loin si l'on maintient à l'arrivée le $\cos\varphi$ à sa valeur optimum, différente de 1,0 (courbe A).

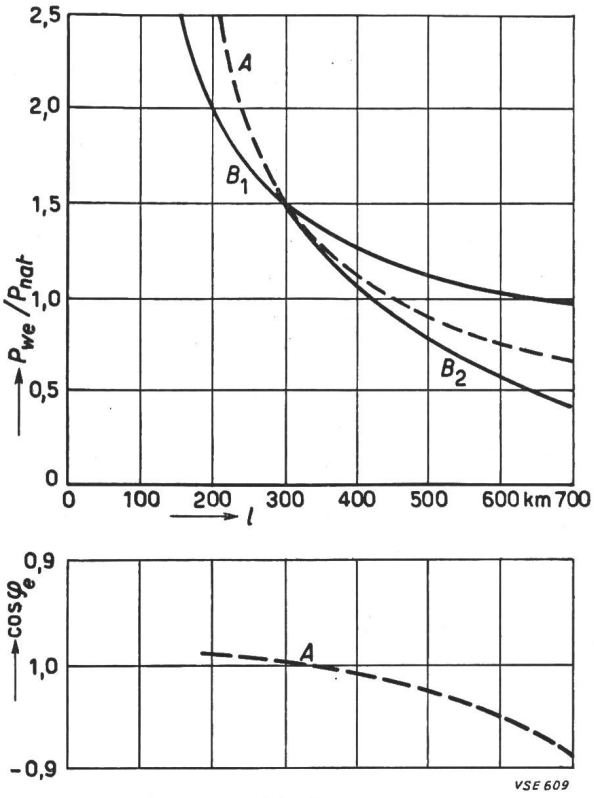


Fig. 5

Puissance transmissible maximum d'une ligne à très haute tension

P_{we} puissance active à l'arrivée de la ligne
P_{nat} puissance naturelle
l longueur de la ligne
φ_e déphasage de la charge
A puissance maximum transmissible pour un $\cos\varphi_e$ optimum
B puissance maximum transmissible pour $\cos\varphi_e$ = 0,1 et:
B_1 pour $\frac{U_a}{U_e} \leqq 1{,}1$
B_2 pour $\Theta \leqq 25°$

Il est important qu'en cas de *diminution brusque de la charge* par suite d'un déclenchement, l'élévation de tension demeure dans des limites acceptables. Sans tenir compte de l'augmentation de tension du générateur, mais en limitant le rapport U_a/U_e à 0,9, la distance limite pour les données indiquées est de 450 km. La fig. 6 montre de nouveau l'influence de la charge et de son déphasage sur la distance limite de transport.

L'utilisation de lignes à très haute tension peut être accrue avec succès par l'insertion de *condensateurs en série*. Cette mesure élargit le domaine utilisable, et il y a un grand intérêt à pousser assez loin le degré de compensation $\left(K = \frac{1/w\,C_r}{l \cdot x}\right)$ (voir fig. 7). Cela permet d'exploiter avec la stabilité voulue des lignes de transport d'une longueur allant jusqu'à 800 km.

Il est intéressant d'examiner à quel endroit la station de compensation doit être installée. Lorsque le degré de compensation est faible, il est à peu près

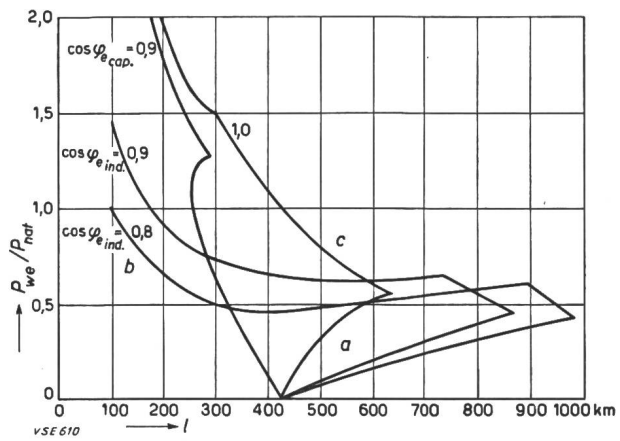


Fig. 6

Puissance transmissible maximum d'une ligne à très haute tension pour différentes valeurs du déphasage de la charge

a limites données par la condition $U_a/U_e \geqq 0{,}9$
b limites données par la condition $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
c limites données par la condition $\Theta \leqq 25°$
La signification des lettres est la même qu'à la fig. 5

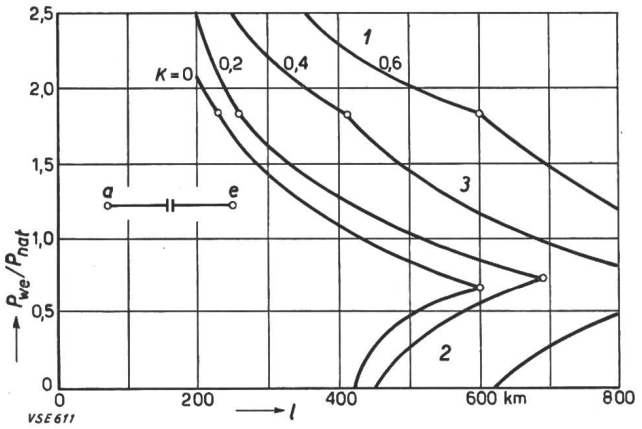


Fig. 7

Accroissement de la puissance transmissible maximum d'une ligne à très haute tension grâce à l'emploi d'un condensateur en série

$K = \frac{1/\omega C_r}{l \cdot x}$ (degré de compensation), avec:

C_r capacité du condensateur en série
l longueur de la ligne
x réactance linéique de la ligne par km
La signification des autres lettre est la même qu'à la fig. 5
1 limites données par la condition $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
2 limites données par la condition $U_a/U_e \geqq 0{,}9$
3 limites données par la condition $\Theta \leqq 25°$

Hypothèses:

$\cos\varphi_e = 1{,}0$
$r = 0{,}03\ \Omega$/km (résistance linéique)
$x = 0{,}3\ \Omega$/km (réactance linéique)
$Z_w = 280\ \Omega$ (impédance caractéristique)

indifférent que la station soit placée au départ, au milieu ou à l'arrivée de la ligne (fig. 8). Si au contraire on fait appel dans une large mesure à la compensation, l'emplacement le plus avantageux est au milieu de la ligne. Mais cette solution exige aussi une forte puissance en condensateurs, en rapport avec l'accroissement de la puissance transmise. Si l'on prévoit plusieurs stations de condensateurs, leur répartition symétrique de part et d'autre du milieu de la ligne donne le même résultat qu'une concentration au point milieu. Ceci est valable pour

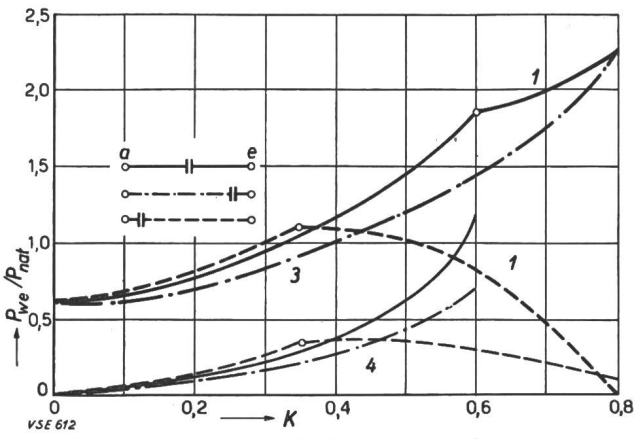


Fig. 8

Accroissement de la puissance transmissible maximum d'une ligne à très haute tension grâce à l'emploi d'un condensateur; influence de la place du condensateur en série

longueur de la ligne: 600 km
1 limites données par la condition $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
3 limites données par la condition $\Theta \leqq 25°$
4 P_{Cr}/P_{nat}
La signification des lettres est la même qu'aux fig. 5 et 7.
Les hypothèses sont celles de la fig. 7

les tensions et les angles de déphasage aux extrémités de la ligne, mais non pas pour leur allure le long de la ligne.

Protection à distance de longues lignes

Une autre question soulevée par l'exploitation technique de longues lignes est celle de savoir si l'on peut conserver la méthode habituelle de protection contre les courts-circuits par *relais de distance*, c'est-à-dire si l'on peut réaliser une localisation des défauts et leur élimination sélective en mesurant *l'impédance* ou l'une de ses composantes. Il faut aussi contrôler le *sens de l'énergie* en cas de défaut, afin d'assurer le choix correct du disjoncteur qui doit fonctionner. Il est par conséquent nécessaire qu'en service normal l'impédance d'entrée mesurée au départ de la ligne $Z_a = U_a/I_a$ soit plus grande que celle qui se manifeste en cas d'un court-circuit à l'arrivée de la ligne par exemple. La fig. 9 montre comment dans le cas d'une ligne à conducteurs en faisceau à 380 kV, l'impédance à vide et celle en court-circuit deviennent égales pour une longueur de 730 km, précisément par suite de la répartition uniforme de la réactance et de la capacité. Dans ces conditions, il est évident que la mesure au départ de la ligne ne peut donner aucun renseignement sur les conditions existant à l'autre extrémité. En revanche, le *déphasage ψ_a au départ* demeure, même en cas de surcharge, nettement différent de sa valeur en cas de court-circuit.

Ces conditions sont encore plus difficiles lorsque la charge à l'arrivée de la ligne est inductive ou capacitive (fig. 10 et 11). On reconnaît clairement que pour localiser un court-circuit, ce n'est plus l'impédance, mais l'angle de l'impédance qui est le critère le mieux approprié. Le cas se produit déjà à partir de distances modérées de l'ordre de 320 km, comme le montrent les variations des deux valeurs Z_a et ψ_a portées aux fig. 12 et 13, pour différentes

charges et pour tout le domaine de variation du déphasage du transport.

Il est nécessaire d'examiner encore l'effet des autres perturbations n'affectant qu'une ou deux phases; elles procureront des valeurs, mesurées au départ de la ligne, encore moins utilisables.

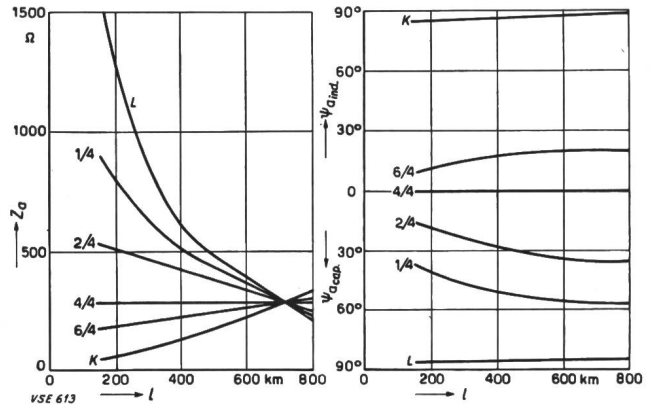


Fig. 9

Impédance et déphasage au départ d'une ligne à très haute tension en fonction de la longueur de la ligne et de la charge

Z_a impédance au départ de la ligne
ψ_a déphasage au départ de la ligne
l longueur de la ligne
L ligne marchant à vide
K ligne en court-circuit

La valeur de la charge de la ligne P_{we}/P_{nat} (paramètre) est indiquée auprès de chaque courbe

Hypothèses:

Ligne à 380 kV à conducteurs en faisceau
$\cos \varphi_e = 1{,}0$
$r = 0{,}032$ Ω/km (résistance linéique)
$x = 0{,}3$ Ω/km (réactance linéique)
$Z_w = 275$ Ω (impédance caractéristique)

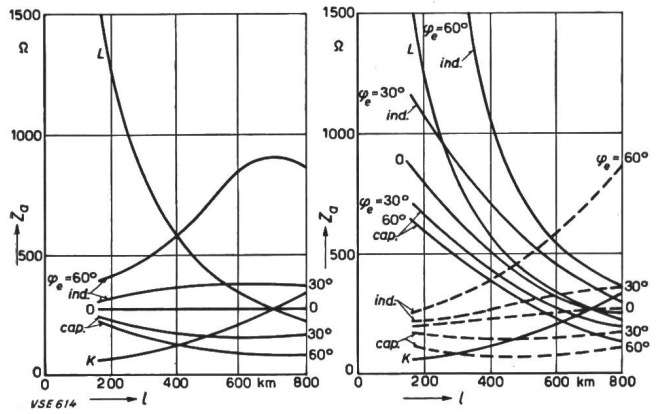


Fig. 10

Impédance au départ d'une ligne à très haute tension en fonction de la longueur de la ligne et du déphasage de la charge, pour différentes valeurs de la charge

à gauche: $P_e/P_{nat} = 1$
à droite: ——— $P_e/P_{nat} = 1/4$
— — — $P_e/P_{nat} = 6/4$

La signification des lettres et les hypothèses sont les mêmes quà la fig. 9

Pour des longueurs de ligne supérieures à 400 km sans stations intermédiaires, le système de protection du réseau doit donc tenir compte de ces conditions, si l'on ne veut pas que la charge admissible à l'arrivée de la ligne et son déphasage soient soumises à des limites trop étroites.

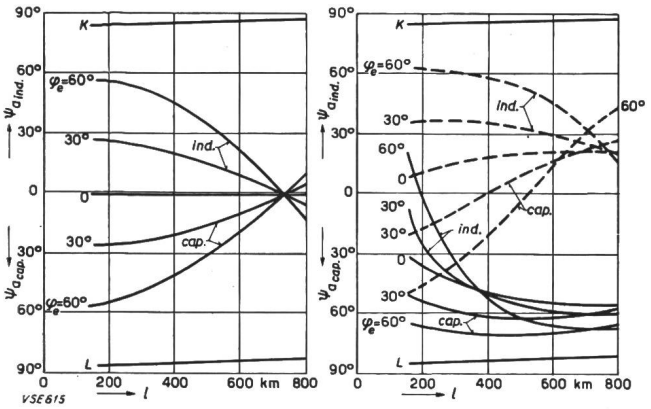


Fig. 11

Impédance au départ d'une ligne à très haute tension en fonction de la longueur de la ligne et du déphasage de la charge, pour différentes valeurs de la charge

à gauche: $P_e/P_{nat} = 1$
à droite: ——— $P_e/P_{nat} = 1/4$
— — — $P_e/P_{nat} = 6/4$

La signification des lettres et les hypothèses sont les mêmes quà la fig. 9

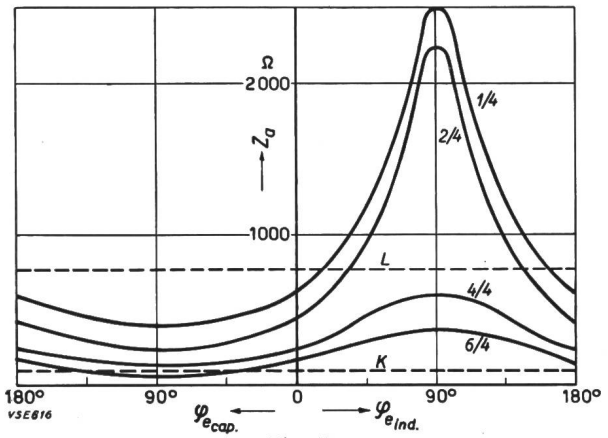


Fig. 12

Impédance au départ d'une ligne à très haute tension en fonction de la valeur de charge et de son déphasage

l = 320 km (longueur de la ligne)

La signification des lettres et les hypothèses sont les mêmes qu'à la fig. 9

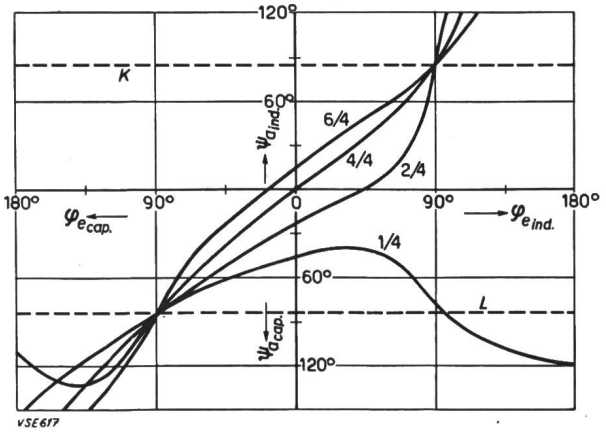


Fig. 13

Impédance au départ d'une ligne à très haute tension en fonction de la valeur de charge et de son déphasage

l = 320 km (longueur de la ligne)

La signification des lettres et les hypothèses sont les mêmes qu'à la fig. 9

2e partie

Le rôle des lignes à très haute tension et leur construction moderne

Après avoir donné un bref aperçu du rôle des lignes à très haute tension, l'auteur en examine l'exécution pratique. Il commente en particulier l'isolation, la forme des conducteurs et leur disposition et termine par quelques exemples de lignes construites pour 220 kV.

Nach einer kurzen Betrachtung der Aufgaben, die Höchstspannungsleitungen zu erfüllen haben, geht der Verfasser auf die Ausführung solcher Leitungen ein. Er bespricht die Isolierung, die Form der Leiter und ihre Anordnung, und gibt schliesslich einige Beispiele von ausgeführten 220-kV-Leitungen.

Généralités

On entend fréquemment des allusions et même des mises en garde très nettes et abondamment motivées, selon lesquelles le développement des réseaux à très haute tension serait superflu et, par exemple, la construction de *lignes à 380 kV* une erreur. Pourtant, on peut observer une extension progressive de ces réseaux et une tendance à l'emploi de tensions toujour plus élevées. Une telle contradiction incite à tenter tout d'abord de définir quelles sont les *tâches* que doivent remplir les lignes à très haute tension dans l'ensemble des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique et quelles sont les puissances qui entrent en jeu.

Le cas du *transport à grande distance* proprement dit, qui constitue le domaine d'application initial des lignes à très haute tension, ne se présente que lorsqu'il s'agit de transmettre de très grandes puissances sur une longue distance sans points d'appui intermédiaires de production ou de consommation de quelque importance. L'exemple européen typique est le *réseau de l'Etat Suédois;* il transmet déjà 500 à 700 MW à plus de 1000 km de distance; d'ici 1958, 3000 km de lignes à 400 kV seront en service en Suède avec une puissance en transformateurs de 8000 MVA. Pour le proche avenir, des réalisations analogues sont projetées ou en voie d'exécution en *Russie,* entre Moscou, la Volga et le Don, d'une part, et l'Oural et de nouvelles centrales hydro-électriques de Sibérie occidentale, d'autre part. On peut mettre également dans cette catégorie le projet de l'aménagement des *forces hydrauliques yougoslaves* au profit de l'Europe centrale et occidentale. Aux *Etats-Unis,* on parle de plans prévoyant de relier la région de l'Ouest à des centres de production d'une puissance d'environ 4000 MW, distants de plus de 1000 km, les tensions prévues pour le transport étant de 500 à 600 kV. Dans l'ensemble, on peut compter que 10 à 15 grands projets du même genre viendront en discussion dans les différents continents. Nous laisserons ici de côté l'utilisation de courant continu à haute tension, qui peut aussi être envisagée dans ce domaine.

La transmission de grandes puissances par un *petit nombre de passages étroits,* sans qu'il y ait à franchir de distances particulièrement grandes, constitue un second domaine d'application des lignes à très haute tension. On trouve un peu partout des exemples de telles *voies de grandes puissances* en Suisse, en Allemagne, en France, en Angleterre, dans l'Est et le Centre-Ouest des Etats-Unis, etc.

Un autre problème est constitué par la liaison entre eux de grands centres de production et de grands réseaux de distribution, c'est-à-dire l'interconnexion *en forme de barre collectrice* en vue d'échanges d'énergie et de fournitures de compensation et de réserve, comme par exemple en Allemagne entre la Ruhr et les Alpes, en Italie entre le pied des Alpes et le centre du pays, en France entre les bassins houilliers et Paris; il en est de même des liaisons entre la Suisse, l'Italie, l'Autriche d'une part et l'Allemagne d'autre part, et des interconnexions en Hollande et en Belgique. Il y a bien de grandes distances à franchir, mais celles-ci sont subdivisées par des «points d'appui» de tension et de fréquence; le flux d'énergie change fréquemment de sens et de grandeur.

Une combinaison des deux dernières catégories se rencontre dans le système que l'on peut appeler *système échelonné;* dans ce cas, on utilise un long tracé principalement dans un seul sens, les puissances à transmettre étant différentes et variables d'un tronçon à l'autre selon les puissances disponibles aux points intermédiaires.

Alors que dans les deux premiers cas la grandeur des puissances transmises est déterminée par les sources d'énergie existantes, c'est-à-dire qu'elle se limitera en général à 1000...2000 MW, elle dépend dans le cas d'échanges et celui d'exploitation échelonnée de la grandeur des réseaux interconnectés. Elle atteint par exemple en Allemagne environ 5 à 10 % de la puissance totale; cette proportion se maintiendra même avec la construction de nouvelles usines proches des mines ou des centres de consommation; sa valeur absolue augmentera donc au fur et à mesure de l'accroissement de la consommation. En Allemagne, les puissances à transporter de cette manière atteignent déjà 500 à 1000 MW.

Si le problème se pose en partie différemment dans les divers domaines d'application décrits ci-dessus, les conditions devraient être du moins sensiblement les mêmes en ce qui concerne les puissances et les distances auxquelles on aura à faire dans les 20 prochaines années en Europe. Ces conditions ne pourront bientôt plus être maîtrisées avec des tensions de 150 et 220 kV et elles rendront indispensable le passage à *des tensions de transport encore plus élevées.*

Construction des lignes à très haute tension; isolement, nature et disposition des conducteurs

La construction des lignes à très haute tension pose de nouvelles exigences au point de vue technique, en ce sens qu'il faut *éviter des intensités de champ trop élevées à la surface* des conducteurs et des isolateurs; il faut en outre chercher à *réduire l'impédance caractéristique* pour obtenir une capacité de transport élevée. Ces deux objectifs sont

Pertes par effet de couronne et perturbations en haute fréquence pour différentes lignes à 380 kV Tableau I

disposition des conducteurs	nombre de câbles en faisceau	diamètre et distance des câbles mm	intensité moyenne du champ kV/cm	pertes par effet de couronne 3 phases, 1 système moyenne annuelle kW/km	pertes par effet de couronne 3 phases, 1 système valeur extrême kW/km	pertes ohmiques pour P_{nat} kW/km	perturbation haute fréquence db
	1	42	17,6	6,7	> 92	44	61
	2	32/400	16,3	3,2	96	59,2	53
	4	21/400	14,8	1,5	70	70	45
	4	21/400	13,2	0,7	50	70	43

à l'origine de la faveur particulière dont jouit aujourd'hui le *conducteur en faisceau.* Il est intéressant de constater que l'idée de subdiviser le conducteur en un faisceau de câbles pour les tensions élevées a déjà été proposée en 1909 aux Etats-Unis par *Ph. Thomas,* et qu'elle a été étudiée dans son principe par *Whitehead* en 1912. Le tableau I (voir CIGRE 1956, Rapport 402) montre les résultats moyens de mesures faites pendant plusieurs années par la Communauté de recherches à 400 kV à *Mannheim—Rheinau.* Les dispositions en faisceau présentent un avantage marqué aussi bien en ce qui concerne les pertes par effet de couronne que les influences pertubatrices — encore plus décisives pour les lignes à 380 kV — sur les systèmes de communication à haute fréquence, la radiodiffusion et la télévision. Cet avantage se manifeste d'autant plus qu'il a été possible de réduire le champ superficiel des faisceaux. C'est le cas notamment pour les pertes par effet de couronne, qui deviennent tout à fait négligeables par rapport aux pertes par effet Joule.

Une attention particulière devrait être accordée à la constitution de la *surface externe des câbles,* en raison de l'influence exercée sur les transmissions à haute fréquence. Le câblage usuel accroît la valeur maximum du champ superficiel de 20 à 40 % par rapport à celui observé sur un cylindre lisse. Les pertes par effet de couronne dépendent uniquement de la grandeur de la surface soumise à un champ électrique trop intense; c'est la raison pour laquelle le facteur de câblage relatif aux pertes est inférieur à celui concernant l'intensité du champ. En revanche, pour les perturbations en haute fréquence il importe qu'il n'y ait nulle part de surintensité du champ. Les *constructions en tubes d'aluminium* mises au point ces derniers temps, deviendront peut-être intéressantes dans cet ordre d'idées.

Au surplus, la disposition en faisceau présente également un avantage dès que le conducteur se recouvre de gouttes d'eau. En effet, dans le cas du faisceau la rangée de gouttes ne se place pas à l'endroit où le champ est le plus élevé (faisceau à deux câbles dans le plan horizontal).

Le comportement sous tension des *isolateurs* est déterminé principalement par la *répartition longitudinale du potentiel.* Les isolateurs à long fût utilisés pour les tensions de service élevées (par exemple 3 × L 75/14 en série) font pressentir une répartition défavorable du champ en raison de leur très faible capacité propre, mesurée entre capots. En effet, des mesures déjà anciennes tendaient à prouver que malgré le montage d'anneaux de garde, l'isolateur supérieur devrait supporter à lui seul plus de 70 % de la tension totale. Le champ ne peut pas être très différent de celui observé en plein air entre deux électrodes sphériques (fig. 1), et pourtant cette répartition du potentiel nous parut très

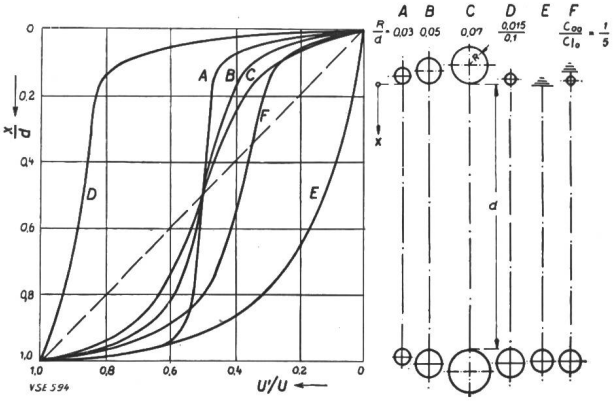


Fig. 1
Répartition du potentiel le long de chaînes d'isolateurs à long fût
Champ entre deux électrodes sphériques équivalentes

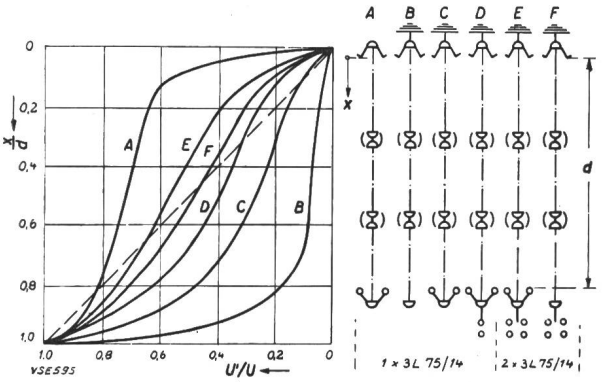


Fig. 2
Répartition du potentiel le long de chaînes d'isolateurs à long fûts avec diverses armatures

improbable, car si elle avait vraiment existé l'isolateur sec aurait été le siège de violentes décharges bien en dessous de la tension de service déjà. Des mesures plus exactes ont permis d'expliquer cette contradiction. En raison de l'influence déterminante des électrodes principales, constituées par la traverse du pylône et par le conducteur, on procèda à des mesures comparatives avec les dispositions les plus variées dans une *cuve électrolytique* et lors d'essais en haute tension. La fig. 2 représente l'influence très grande des anneaux de garde *(A* et *B).* Mais le modèle de traverse utilisé dans les essais *(A* et *C)* apporte déjà une régularisation notable; l'isolateur du côté conducteur se trouve déchargé davantage encore lorsque l'essai est fait en sus-

pendant les conducteurs réels (DEF). La comparaison de la fig. 3 montre qu'il est nécessaire de suspendre une longueur de câble suffisante pour obtenir une répartition du champ approchant de

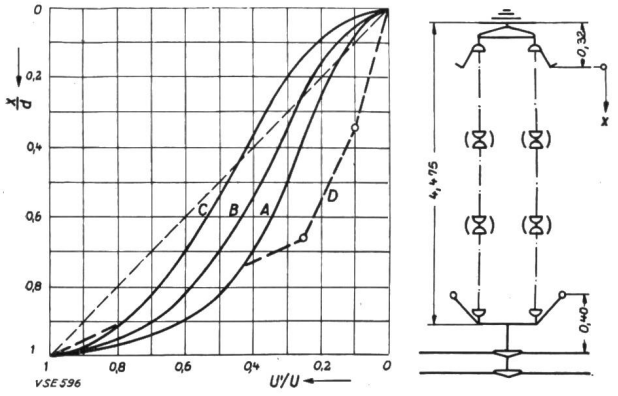


Fig. 3

Répartition du potentiel le long de chaînes d'isolateurs à long fût 2 × 3 L 75/14 avec traverse, faisceau à quatre câbles et armatures de garde

Longueur l du conducteur en mètres:

A l = 0
B l = 1,60
C l = 4,50
D l = 0, sans traverse

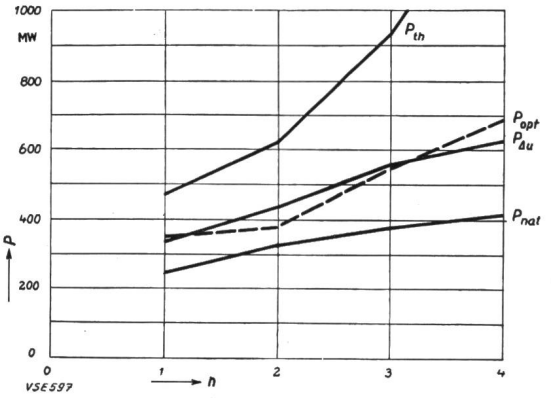


Fig. 4

Puissances caractéristiques d'une ligne double à 220 kV avec conducteurs simples et en faisceau

P	puissance
n	nombre de câbles en faisceau
P_{nat}	puissance naturelle
P_{th}	puissance limite thermique
$P\Delta u$	puissance correspondant à une chute de tension de 5 %
P_{opt}	puissance économique optimum

celle existant sur le pylône. Le *faisceau de câbles régularise donc le champ de l'isolateur* d'une manière extrêmement favorable; aussi doit-on se demander sérieusement si les armatures spéciales sont encore nécessaires. En effet, les impulsions de fréquence élevée sur les capots et les pinces de suspension des conducteurs sont également amorties par l'effet d'écran du faisceau. Lorsque les lignes sont équipées de disjoncteurs modernes, à déclenchement rapide, on peut éventuellement renoncer à la protection contre les arcs.

Exemple pour 220 kV

L'*exemple* ci-après, calculé dans tous les détails [1]), montre que pour 220 kV l'emploi de conducteurs en faisceau peut se justifier et être même avantageux. Ces calculs se fondent sur les données d'une ligne effectivement construite.

On a comparé l'exécution en câble simple et en faisceaux de 2, 3 et 4 câbles. La section est aug-

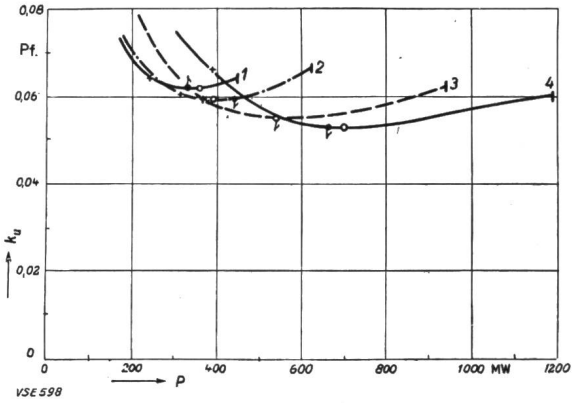


Fig. 5

Frais annuels spécifiques du transport de l'énergie par une ligne double à 220 kV, pour différents types de conducteurs

k_u frais annuels de transport par kWh
puissance naturelle
puissance correspondant à 5 % de pertes en ligne
puissance économique optimum
puissance limite thermique
} pour $\cos \varphi_{ind.} = 0{,}9$

1 Aluminium-acier 340 mm² / 110 mm conducteur simple
2 Aluminium-acier 2 = 115 mm² / 32 mm faisceau
3 Aluminium-acier 3 × 185 mm² / 32 mm faisceau
4 Aluminium-acier 4 = 185 mm² / 32 mm faisceau
longueur de la ligne 45 km
durée annuelle d'utilisation 6000 h
$\cos \varphi_{ind.} = 0{,}9$
coût de production de l'énergie par kWh 2 pfennigs

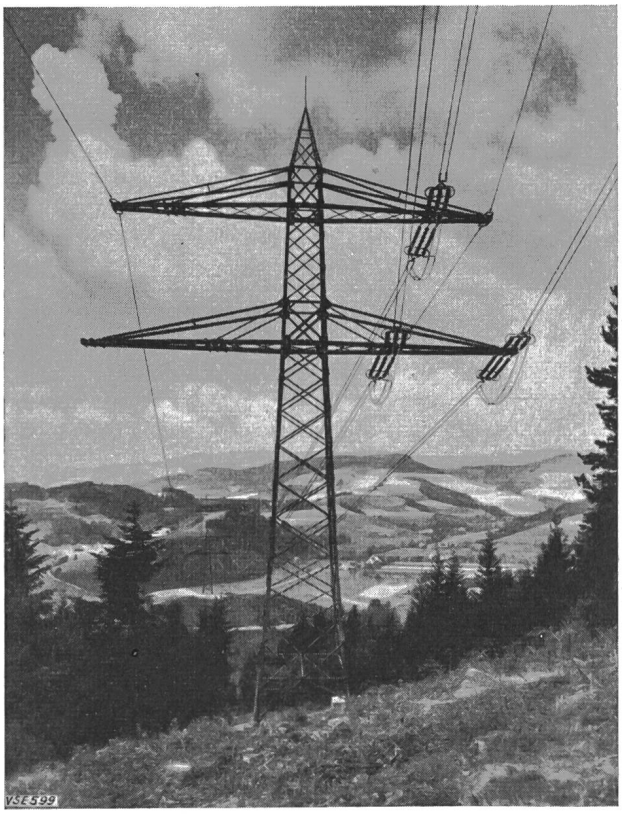


Fig. 6

Ligne à 220 kV avec faisceau à deux câbles (Badenwerk A.-G.)

[1]) Ces indications ont été obligeamment fournies par le Badenwerk à Karlsruhe.

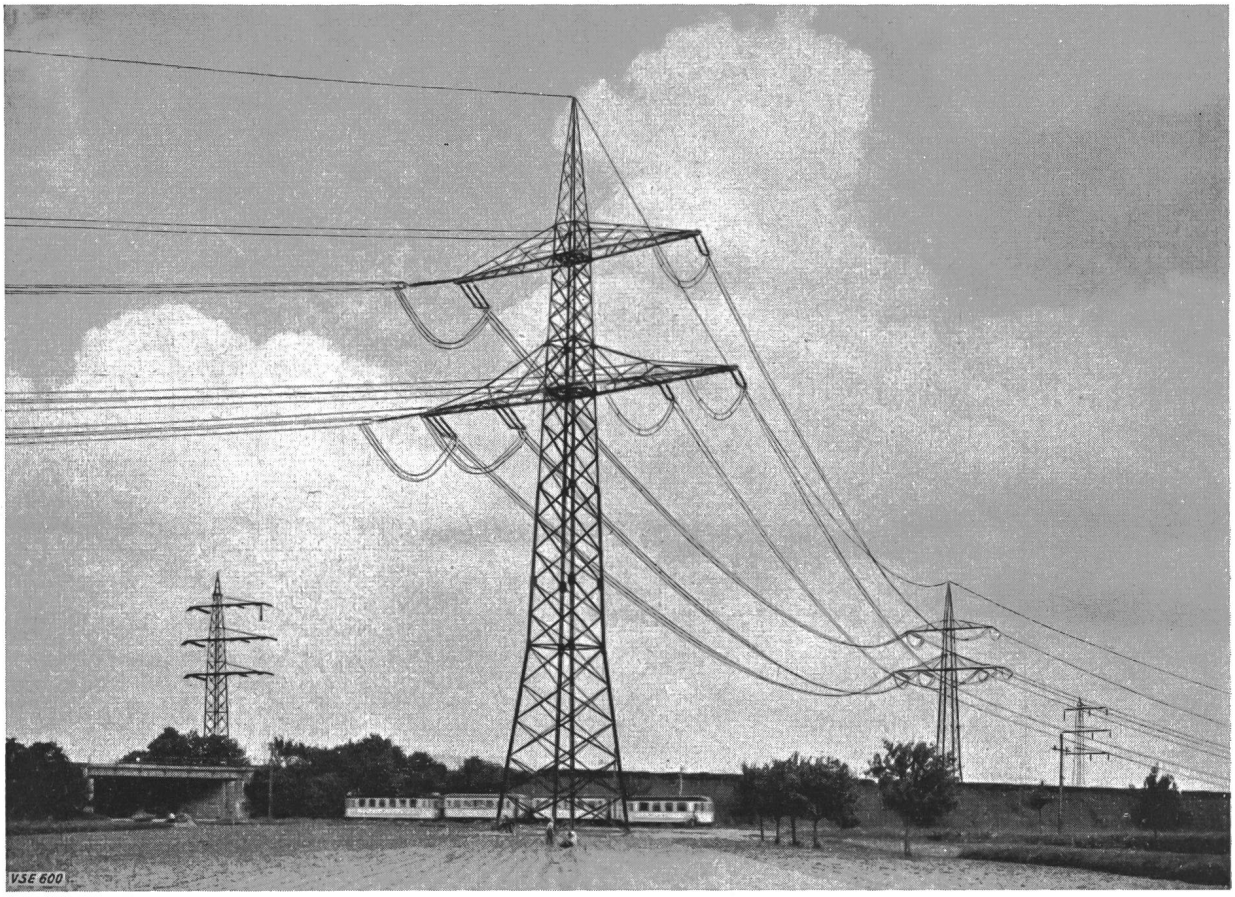


Fig. 7
Pylône d'une ligne double avec conducteurs en faisceau pour 380 kV et 220 kV (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk)

Comparaison entre des lignes doubles à 220 kV à conducteurs simples et en faisceau Tableau II

N°	Nombre de câbles en faisceau	Section des câbles mm²	Diamètre et distance des câbles mm	Coût de construction par km DM	%	P_{nat} MW	%	P_{th} [1)2)] MW	%	$P_{\Delta U}$ [1)3)4)] MW	%	P_{opt} [1)3)5)] MW	%
1	1	340	110	131 500.—	100	242	100	466	100	346	100	368	100
2	2	185	32/350	136 700.—	102	328	136	624	135	430	122	388	106
3	3	185	32/350	179 500.—	136	376	155	936	202	546	158	542	149
4	4	185	32/350	220 700.—	167	408	169	1246	267	618	178	694	190

N°	Coût de construction par MW et km				Coût du transport de l'énergie par 100 kWh			
	rapporté à P_{nat}		rapporté à P_{th} [1)2)]		rapporté à P_{th} [1)2)]		rapporté à P_{opt} [1)3)5)]	
	DM	%	DM	%	pfennigs	%	pfennigs	%
1	545.—	100	255.—	100	5,62	100	6,09	100
2	418.—	77	197.—	77	5,95	106	5,92	97
3	477.—	88	173.—	68	5,73	102	5,52	91
4	540.—	99	159.—	62	5,62	100	5,32	87

[1]) $\cos \varphi_{ind} = 0{,}9$
[2]) échauffement limite des conducteurs 40 °C
[3]) longueur de la ligne 45 km
[4]) chute de tension $\Delta U = 5\,\%$
[5]) durée d'utilisation annuelle 6000 h
facteur donnant les frais fixes annuels 11 %
coût de production de l'énergie 2 pfennigs/kWh
facteur de pertes 0,52
câbles en aluminium-acier avec 7,5 kg/mm² tension de montage
câbles de terre en acier 2 × 70 mm² avec 24 kg/mm² tension de montage
portées de 350 m

mentée proportionnellement au nombre de câbles par faisceau, en accord avec la capacité de transport plus élevée des lignes en faisceaux. En terrain normal vallonné, on a admis des portées moyennes de 350 m. Les pylônes sont prévus en treillis de profilés d'acier, avec massifs de fondation indépendants. Les conducteurs de phase de la ligne double sont supportés par des chaînes à 2 éléments d'iso-

lateurs à long fût, pour les pylônes de support, et par des chaînes à 6 éléments d'isolateurs à fût massif avec armatures de protection anti-arc, pour les pylônes d'amarrage. Les conducteurs de phase sont en aluminium-acier et tendus à 7,5 kg/mm², les deux fils de terre en acier, avec tension de pose de 24 kg/mm². Le coût de construction a été calculé en tenant compte des indemnités aux propriétaires de terrains, de cultures et de forêts, des frais de transformation de lignes gênantes ainsi que de divers frais secondaires.

La fig. 4 montre tout d'abord l'avantage important des conducteurs en faisceau, qui offrent sous tous les rapports davantage de possibilités en vue d'extensions ultérieures. Les *résultats économiques* sont ici particulièrement intéressants [P_{opt} [2])].

La puissance optimum résulte de la comparaison des frais annuels totaux du transport. Le calcul est fait pour l'exemple particulier d'un tronçon de ligne de 45 km seulement (fig. 5). Les frais minima diminuent lorsque le nombre de câbles par faisceau s'accroît, et ils s'obtiennent pour des puissances de plus en plus élevées. Même si l'on n'envisage pas de fonctionnement à pleine charge dès le début, le *faisceau à deux câbles ne revient pas plus cher que le câble simple;* on peut donc facilement tenir compte d'emblée de l'accroissement futur des puissances, sans avoir à supporter d'avance des charges financières importantes. Le tableau II indique en détail les relations ci-dessus; on y retrouve les valeurs figurant aux fig. 4 et 5. Les frais de construction des lignes à câble simple sont très peu différents de ceux d'une ligne à deux câbles en faisceau. C'est la raison pour laquelle ce genre de faisceau présente un grand intérêt pour les lignes à 220 kV. Le tableau indique en outre toutes les hypothèses utilisées pour le calcul. On pourrait sans doute économiser encore sur la section des conducteurs, car la puissance limite thermique est suffisamment élevée et la chute de tension est peu influencée par une réduction de section, en raison de la prépondérance de la réactance par rapport à la résistance. Avec les conducteurs en faisceau, la comparaison est encore plus avantageuse.

[2]) Voir 1re partie.

Au point de vue *mécanique,* le conducteur en faisceau s'est bien comporté au cours des essais effectués dans des régions au climat très défavorable. Les expériences suédoises l'ont confirmé de façon très convaincante.

Les figures 6, 7 et 8 représentent des exemples de *lignes réalisées:* une ligne à 220 kV en faisceaux à 2 câbles, traversant la *Forêt-Noire,* une ligne prévue pour 380 kV mais exploitée provisoirement à 220 et 300 kV et le pylône du tronçon d'essai à *Mannheim–Rheinau,* équipé de faisceaux à 4 câbles.

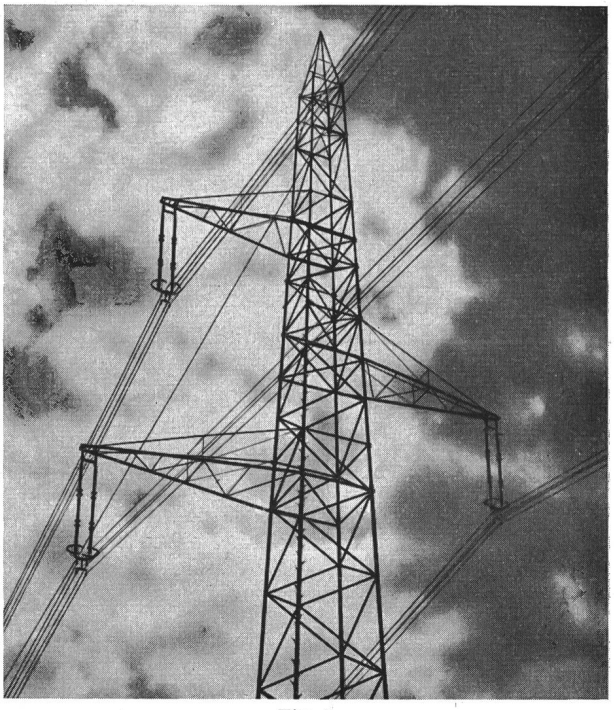


Fig. 8
Pylône d'une ligne simple à 380 kV avec faisceaux à 4 câbles

Au point de vue technique et économique, la construction de lignes pour 220 et 380 kV, avec conducteurs en faisceau et de longues portées, promet de satisfaire avec succès aux exigences que poseront durant ces prochaines années les transports d'énergie électrique.

Adresse de l'auteur:
Guntram Lesch, Dr ing., professeur à la «Technische Hochschule Fridericiana Karlsruhe», Karlsruhe.

Questions d'exploitation des réseaux et d'organisation de l'exploitation

Compte rendu de la 15e Assemblée de discussion de l'UCS du 14 juin 1956 à Zurich et du 21 juin 1956 à Lausanne, 4e partie [1])

Discussion

I. Discussion à l'assemblée du 14 juin 1956 à Zurich

A. Mesmer, chef de la division des travaux et de l'exploitation du Service de l'électricité de la Ville de Berne:

Dans sa conférence, M. *Strehler* a parlé, entre autres, du contrôle périodique des câbles. Voici *comment on contrôle régulièrement le réseau de câbles à 6 kV du Service de l'électricité de la Ville de Berne au moyen de courant continu à haute tension, et les expériences recueillies au cours de plus de 20 années avec cette méthode:*

De 1930 à 1933, la tension du réseau souterrain de distribution a passé de 3 à 6 kV. Comme une

[1]) 1e, 2e et 3e parties, voir Bull. ASE t. 47(1956), n° 16, p. 721...734, n° 17, p. 763...774, et n° 18, p. 805...811.

partie de ce réseau comprenait encore des câbles isolés pour 3 kV seulement, le changement de tension a dû être précédé d'un examen détaillé de l'état de l'isolation. En plus des mesures de pertes diélectriques et du relevé des courbes d'ionisation, c'est-à-dire de la détermination de tgδ, on a essayé les câbles sous *courant continu à haute tension.* C'est surtout sur la base de cette dernière épreuve qu'il fut possible de juger les câbles quant à leur

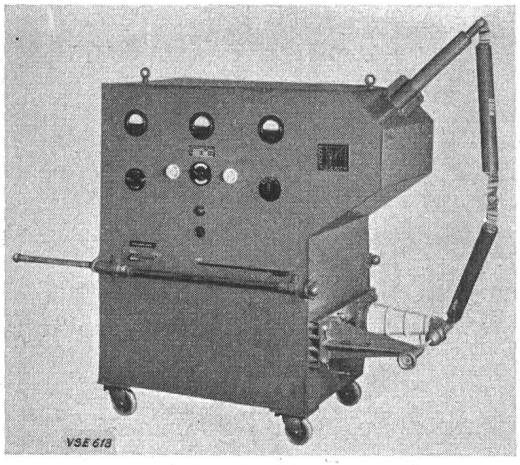


Fig. 1
Appareil pour l'essai des câbles utilisés par le Service de l'électricité de la ville de Berne

aptitude à supporter une tension plus élevée. Pour l'épreuve sous courant continu, nous avons utilisé le *dispositif représenté à la fig. 1* et qui comprend:

1 transformateur de réglage à haute tension pour élever la tension alternative de 220 V à la tension d'essai
1 tube-redresseur pour transformer le courant alternatif en courant continu
1 éclateur sphérique étalonné pour contrôler la tension d'essai
1 résistance de protection pour limiter le courant de dérivation
1 voltmètre et l'ampèremètre pour mesurer la tension d'épreuve et le courant dérivé.

La section de câble à examiner doit être mise *hors tension* avant de subir l'épreuve. Normalement, le transformateur de réglage est alimenté sous 220 V par le réseau à basse tension. L'épreuve de nos câbles à 6 kV a lieu sous 20 kV, selon les recommandations de l'ASE.

Tout câble à haute tension nouvellement posé est chez nous soumis à l'épreuve sous courant continu à haute tension *avant d'être mis en service;* il est ensuite *contrôlé périodiquement* par la même méthode. Les câbles d'alimentation principaux sont contrôlés tous les deux ans et les câbles de distribution tout les cinq ans.

Nous avons commencé ces contrôles en 1935; ils nous ont permis de déceler 30 défauts d'isolement au cours des 20 années qui se sont écoulées depuis. Les deux tiers de ces défauts affectaient les boîtes de jonction en fonte et les boîtes d'extrémité à masse de remplissage, tandis qu'un tiers affectaient les câbles eux-mêmes. En voici les causes principales:

aux boîtes de jonction et aux boîtes d'extrémité: pénétration d'humidité entraînant la décomposition de la masse, fissures d'isolateurs aux extrémités et défauts de montage;
aux câbles: détérioration mécanique de la gaine de plomb due à des coups de pioche ou à des affaissements de terrain, défauts de fabrication au manteau de plomb ou à l'isolant.

Tous ces défauts d'isolement révélés par l'épreuve sous courant continu auraient entraîné tôt ou tard des perturbations de service. Les épreuves périodiques ont permis de déceler et de supprimer ces défauts avant qu'ils se manifestent par un dérangement.

Pour finir, voici ce que je puis dire de nos *expériences avec les boîtes de jonction et les boîtes d'extrémité à bandages:*

Dans le réseau de câbles à 6 kV du Service de l'électricité de la Ville de Berne, qui a une longueur de 200 km environ, nous avons à peu près 1000 boîtes de jonction et 800 boîtes d'extrémité de ce type. En 20 ans, aucun dérangement ne s'est manifesté à ce matériel; c'est la raison pour laquelle nous n'utilisons aucune autre sorte de boîtes de jonction et d'extrémité.

J. Ringger, Entreprises électriques du canton de Zurich (EKZ), atelier de Dietikon:

Comme dans les autres entreprises électriques, on trouvait naguère aux EKZ les vêtements de protection les plus divers, tels que manteaux de pluie, pèlerines, habits américains de drap huilé, capotes militaires, vêtements en toile à voile, vestes et pantalons de cuir.

Depuis 1947, les EKZ ont constamment travaillé à l'amélioration des vêtements protecteurs. Bien entendu, il ne s'agit que de protection contre l'eau et l'humidité; contre le froid, le personnel doit se prémunir lui-même. On fit essayer aux monteurs de lignes aériennes divers habits, de matières et de confection différentes. Le choix tomba sur un produit anglais à base de caoutchouc indéchirable double. Nous avions cru protéger nos monteurs contre l'humidité en leur distribuant des manteaux Havelock, des chapeaux à larges bords, des jambières et des fausses manches. Mais on s'aperçut qu'à force d'être porté, le tissu perdait son étanchéité et absorbait par conséquent toujours plus d'eau. L'alourdissement du costume le rendait désagréable à porter. En outre, il fallait beaucoup trop de temps pour le sécher.

Entre temps, la fabrication du «*cuir artificiel*» s'est beaucoup développée en Suisse. A la recherche d'une protection meilleure, nous nous avons choisi le *stamoïde,* qui est fabriqué avec un tissu résistant, difficilement déchirable; ce cuir artificiel est très facile à nettoyer, ne s'altère pas avec l'âge et demande peu de soins. C'est ainsi qu'il est facile de détacher à la benzine les souillures provenant de masse à câbles.

Convaincus qu'il n'existe pas de vêtement protecteur qui convienne à la fois au monteur de lignes, au monteur de câbles et au monteur stationné, nous avons tenu compte des expériences acquises et avons renoncé à distribuer des jambières et des fausses manches. Au lieu de jambières, qui étaient réservées principalement aux contrôleurs de lignes, les monteurs préfèrent des bottes en caoutchouc,

pour l'achat desquelles ils reçoivent une indemnité annuelle. Les monteurs stationnés, leurs remplaçants et les monteurs de câbles reçoivent toujours le manteau Havelock. Pour les monteurs de lignes aériennes, une combinaison du manteau Havelock à manches et d'une petite pèlerine à épaulettes de cuir a été jugée indispensable. Ces épaulettes en cuir servent surtout de protection quand il s'agit de porter des poteaux.

H. Wüger, directeur des Entreprises électriques du canton de Zurich (EKZ):

A la suite des déclarations de MM. Greub et Suter concernant la *création d'un modèle uniforme de véhicule de service pour l'entretien des lignes,* j'attire votre attention sur les voitures très pratiques de ce genre qui ont été mises au point aux Etats-Unis. Il s'agit de camions légers, pouvant transporter 2,5 tonnes environ; sur les deux côtés du pont sont montées des armoires de 1,7 m de hauteur; celles-ci comprennent de nombreux compartiments, accessibles en partie du dehors et en partie du dedans, qui contiennent tous les outils et le matériel nécessaires (vis, bornes, isolateurs, etc.), clairement classés et à portée de la main. Nous devrions soit faire venir ensemble un tel véhicule des USA, soit en construire un chez nous, sur la base des indications données dans les revues techniques et les annonces; il conviendrait naturellement d'adopter un châssis adapté à nos terrains accidentés.

A propos de la question des *apprentis,* j'approuve M. Suter lorsqu'il propose que les entreprises engagent davantage d'apprentis. Les EKZ occupent actuellement 34 apprentis-installateurs et examinent la possibilité d'en former également dans d'autres branches. Par contre, je m'oppose à une réduction de la durée de l'apprentissage, parce que nous devons donner à nos jeunes une formation professionnelle aussi sérieuse que possible.

Quant aux *défauts de câbles,* diverses perturbations se sont produites aux EKZ à des câbles anciens à 8 kV, lors du passage à une tension de 16 kV. En général il s'agissait de tracés présentant de grandes différences de niveau, où les défauts sont intervenus à la partie supérieure, par suite de l'écoulement de la masse vers le bas.

Etant donné que l'achat d'un *équipement de mesure* proposé par M. *Mesmer* n'est possible que pour de grandes entreprises, les petites devraient se solidariser pour en faire l'acquisition en commun.

A. Strehler, directeur du Service de l'électricité de la Ville de St-Gall:

Dans ma conférence, j'ai dit que l'échauffement des câbles en cas de court-circuit peut être calculé d'après la formule suivante:

$$\text{Elévation de température en °C} = \frac{(\text{densité spécifique de courant en A})^2 \times \text{durée du court-circuit en s}}{173}$$

La densité spécifique de courant est le rapport de l'intensité permanente du courant de court-circuit, en A, à la section du conducteur, en mm^2.

La constante 173 résulte des caractéristiques du métal conducteur (poids spécifique, conductivité, chaleur spécifique) et de la transformation des calories en kWh, ainsi que des heures en secondes. Dans l'exemple que j'ai cité, on obtenait une élévation de température de plus de 300 °C. Or, j'ai lu dernièrement dans l'ETZ une communication, selon laquelle la BEWAG limite l'élévation admissible de température à 200 °C. Il est indiqué dans bien des cas d'examiner les projets de réseaux selon ce critère. On verra alors qu'il faudra, soit réduire la durée de déclenchement du court-circuit, soit augmenter la section du câble, mesure plus sûre encore.

W. Frei, chef d'exploitation des Services de l'électricité, du gaz et des eaux de la Commune d'Amriswil:

M. Strehler a signalé combien il est difficile aujourd'hui de choisir des *durées de déclenchement* permettant de protéger réellement un câble ou n'importe quel appareil. D'une part, une disjonction sélective (échelonnement) exige des temporisations assez longues, d'autre part nous savons qu'en cas de déclenchement différé des courts-circuits les dommages peuvent être beaucoup plus considérables qu'avec un déclenchement instantané. Je suggère de surmonter ces difficultés par le réenclenchement rapide (ou éventuellement par le réenclenchement différé). On pourrait régler les relais pour un déclenchement instantané et fixer le nombre de réenclenchements, par exemple, de telle sorte que le disjoncteur chargé d'interrompre la boucle («Spaltschalter») reste ouvert, tandis que le second réenclencherait une fois et le troisième deux fois. De cette façon il devrait être possible d'empêcher les avaries graves dues à la chaleur de l'arc et les autres dérangements consécutifs à des temps de déclenchement trop longs.

F. Seiler, assistant d'exploitation aux Forces Motrices Bernoises S. A. (FMB), Berne:

Nous avons examiné l'efficacité des *parafoudres à 16 kV* dans le réseau des FMB, en nous fondant sur le nombre de dérangements dus aux orages dans les postes de transformation. La statistique se borne à la région dépendant de la *Direction d'exploitation de Berne,* qui compte aujourd'hui 355 postes

	Nombre de postes					
	total		avec parafoudres		sans parafoudres	
		%		%		%
postes de transformation appartenant aux FMB	355	100	149	42,0	206	58,0
nombre de postes frappés	60	100	14	23,3	46	76,7
défauts primaires de coupe-circuit . . .	128	100	14	11,0	114	89,0
défauts aux transformateurs	6	100	2	33,4	4	66,6

de transformation, raccordés à un réseau à 16 kV comprenant 461 km de lignes aériennes et 22,4 km de canalisations souterraines.

Pendant l'année 1955, qui fut riche en orages, la répartition des dérangements entre les postes de transformation protégés et non protégés fut la suivante:

Si l'on réduit les chiffres ci-dessus à un nombre égal de postes de transformation protégés et non protégés, et si l'on fait le rapport des deux, on obtient le résultat suivant:

1 : 2,38 pour l'ensemble des postes frappés par la foudre
1 : 5,9 pour les défauts primaires de coupe-circuit
1 : 1,45 pour les défauts aux transformateurs.

On a fait la même statistique pour la période s'étendant de 1950 à 1955 (le nombre de postes et surtout celui des parafoudres a naturellement augmenté constamment de 1950 à 1955). Le tableau suivant en donne les résultats:

Année	Rapport des défauts primaires de coupe-circuit des stations protégées aux stations non protégées	Rapport des défauts aux transformateurs des stations protégées aux stations non protégées
1950	1 : 1,6	1 : 1,93
1951	1 : 8,77	0 : 1,93
1952	1 : 3,55	1 : 0,79
1953	0 : 4,6	0 : 0,46
1954	1 : 3,6	0,77 : 0
1955	1 : 5,9	1 : 1,45
1950/55	1 : 3,5	1 : 1,45

Ces chiffres donnent une idée de l'efficacité des parafoudres que nous avons installés peu à peu dans nos postes depuis une douzaine d'années. Bien que l'effet protecteur soit moindre que celui qu'on aurait pu escompter, il est néanmoins bien réel. Nous n'avons pas analysé le succès des parafoudres d'après son rendement «économique», et la question reste ouverte de savoir si les frais de l'équipement des postes avec ces appareils se justifient. En revanche, il est incontestable que les parafoudres ont réduit le nombre des perturbations.

E. Mürner, chef de division au Service de l'électricité de la Ville de Zurich (EWZ):

Dans le réseau de l'EWZ, nous avons observé des *explosions de boîtes d'extrémité de câbles à haute tension,* notamment dans le réseau à 11 kV et là où les câbles sont en pente.

Nous nous efforçons de réduire autant que possible le nombre de jonctions, ce qui nous conduisit au début à faire passer les brins de câbles à travers les isolateurs des boîtes d'extrémité. Ces brins étaient alors écartés, étamés puis introduits dans un petit tube de cuivre dans lequel on coulait de l'étain. Quelques-unes de ces boîtes d'extrémité ont fait explosion au bout de 3 à 5 ans de service. Le *rayonnement solaire* provoque un fort échauffement de la boîte d'extrémité et du câble, avec une surpression à l'intérieur de ceux-ci. Cette surpression favorise une migration de l'huile du câble vers le bas, où elle tend déjà par son propre poids, et par conséquent un *appauvrissement en huile au voisinage des boîtes d'extrémité.* Le refroidissement entraîne un vide qui n'aspire que partiellement l'huile du câble, mais d'autant plus l'eau et l'air humide en cas du moindre défaut d'étanchéité. Les traversées d'isolateurs en cuivre massif améliorèrent quelque peu la situation. Il est indiqué de vérifier périodiquement l'état et la baisse de niveau de la masse dans les boîtes d'extrémité. Si le tracé des câbles est en forte pente, on peut combattre l'appauvrissement en huile par des *vases d'expansion* placés au-dessus des boîtes d'extrémité.

A propos de l'*épreuve des câbles sous courant continu à haute tension,* signalé par M. Mesmer, voici les expériences de l'EWZ:

Lorsqu'il s'est agi de porter à 4 et même 6 kV la tension de service de câbles ayant fonctionné jusqu'alors sous 2 kV seulement, on les a tous soumis à une épreuve de tension sous courant continu à haute tension. Cette épreuve a permis de mettre en évidence toute une série de défauts, qui auraient provoqué des courts-circuits tôt ou tard après le changement de la tension de service. Quelques cas isolés de courts-circuits se produisirent au bout de six mois sur des câbles qui avaient passé l'épreuve avec succès. Ces courts-circuits furent amorcés par des défauts qui existaient déjà au moment de l'épreuve sans qu'ils aient influencé celle-ci, et qui s'aggravèrent considérablement par la suite.

Récemment, les mêmes épreuves ont été répétées avec succès à l'aide d'un petit appareil pour une tension d'essai de 0 à 7 kV et de 5 à 35 kV, capable de supporter des courants de dérivation de 0/0,1/1/10 mA. Ce dispositif ne nous a pas épargné non plus quelques déceptions, dont il faut rechercher l'origine non pas dans l'appareil lui-même, mais dans la structure des câbles.

C'est ainsi qu'en déterrant un câble de 11 kV, on a découvert dans la gaine de plomb une fissure ancienne de 3 cm de longueur. L'épreuve de tension sous 35 kV n'avait pas révélé le moindre défaut. L'examen montra qu'à la hauteur de la fissure l'isolant était spongieux et très humide jusqu'à la 13e couche. A 1 m de distance de la fissure, l'humidité était la même. Ce n'est donc là qu'une question du temps que met l'humidité à affaiblir le pouvoir isolant jusqu'à ce qu'un claquage puisse se produire. Si l'on a de la chance, l'épreuve de tension tombe dans la période où elle est capable de révéler la présence d'humidité, sans que la tension de service soit encore à même de provoquer le claquage. Dans de tels cas, pareille mesure est idéale, car elle nous renseigne clairement sur l'état de l'isolation au moment de l'épreuve. Elle ne nous dit rien cependant au sujet de l'avenir, ce qui doit nous inciter à ne lui accorder qu'un crédit limité dans cet ordre d'idées.

Peut-être pourra-t-on développer un jour de nouvelles méthodes capables d'«ausculter» la structure des câbles au point de pouvoir déceler à coup sûr la présence de défauts d'isolement à leur stade initial. Le procédé en discussion n'y parvient que dans une mesure très réduite, ce qu'il est utile de se rappeler lorsqu'il s'agit d'apprécier ses résultats.

W. Ryf, chef du service de revision des réseaux du Service de l'électricité de la Ville de Zurich (EWZ):

La maison *Brown, Boveri & Cie S. A. (BBC),* à Baden, fabrique actuellement des *relais primaires*

à maximum de courant dont la temporisation est non plus de 6, mais de 3 secondes seulement au maximum, ce qui permet des échelons de temporisation de 1/3 s. L'EWZ envoie actuellement ses anciens relais à BBC pour les faire transformer;

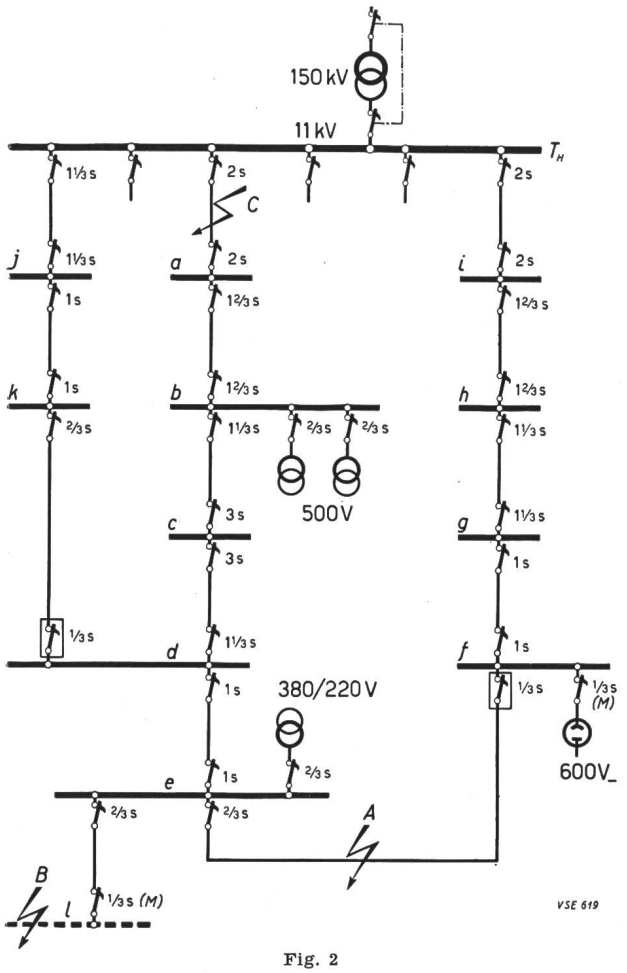


Fig. 2

Echelonnement des temporisations des relais en vue d'une disjonction sélective en cas de court-circuit dans les réseaux à moyenne tension du Service de l'électricité de la ville de Zurich

T_H poste de transformation principal
a...k postes de distribution
l abonné en haute tension

disjoncteur chargé d'interrompre la boucle («Spaltschalter»)

A, B, C courts-circuits
M déclenchement instantané pour un courant égal à trois fois le courant nominal du relais

Les chiffres indiqués près des symboles des disjoncteurs donnent les temporisations des relais en secondes
Une temporisation de 3 secondes correspond pratiquement à un blocage

En cas de court-circuit en *A*: disjonction sans dérangement des postes de distribution ni des abonnés qu'ils desservent

En cas de court-circuit en *B*: dérangement de l'abonné en haute tension uniquement

En cas de court-circuit en C: dérangement des postes de distribution *a...f* et des abonnés qu'ils desservent

dans ses réseaux bouclés et maillés à 6 et 11 kV, les échelons de temporisation pour les relais modifiés ne sont plus fixés à 2 s, mais à 1/3 s désormais. Dans le réseau à moyenne tension, le temps de fonctionnement maximum des relais primaires à maximum de courant est de 2 secondes (fig. 2). Grâce à la précision des relais et à la revision soignée des interrupteurs et des relais, les déclenchements en cas de court-circuit ont lieu pour ainsi dire sans exception selon le plan d'échelonnement des temporisations des relais, de sorte qu'une sélectivité suffisante est garantie en cas de court-circuit. Ceci permet entre autres de localiser les interrupteurs ouverts grâce aux appels téléphoniques des abonnés en se basant sur le plan d'échelonnement des temporisations. Comme les relais montés sur interrupteurs sont contrôlés périodiquement au moyen d'un dispositif d'essai portatif, on peut déceler les défauts aux relais, interrupteurs et tringles, qui sans cela — par exemple si l'on pressait seulement sur le bouton-poussoir du dispositif de déclenchement — ne seraient pas découverts, ou ne le seraient qu'à l'occasion d'un dérangement.

A une précédente assemblée de discussion de l'UCS, on m'avait prié de m'enquérir si un constructeur serait disposé de fabriquer un *appareil portatif d'essai* efficace. Surchargées de travail, les fabriques suisses n'ont pas montré grand intérêt à étudier un nouveau modèle, à côté des transformateurs d'essais pour relais primaires à maximum de courant actuellement sur le marché, qui ne repondent plus aux exigences. Entre temps est apparu le nouvel appareil de *Voigt & Haeffner*, que l'EWZ utilise quotidiennement depuis deux ans à son entière satisfaction. Le modèle précédent, datant de 1930 avait été amélioré par l'EWZ, qui s'en sert encore aujourd'hui; il était excellent. Le nouveau modèle présente des perfectionnements, issus principalement de la longue expérience de notre service de revision en matière d'essais de relais, et qui sont indispensables pour un essai complet des relais primaires. Monté dans son coffret, cet appareil mesure 60 × 40 × 24 cm. On peut le brancher à volonté sur réseaux à 120, 220, 380 et 500 V. La tension d'essai varie entre 0 et 500 V grâce à un commutateur rotatif, ce qui est utile pour l'essai des relais de tension.

Pour l'essai des relais primaires à maximum de courant, le réglage grossier et fin du courant se fait également au moyen de commutateurs rotatifs. Si l'essai a lieu dans la cellule, donc en intercalant le câble d'essai pour les relais à 600 A, on peut atteindre des courants allant jusqu'à 2800 A, et même momentanément jusqu'à 3800 A quand le relais est monté directement sur l'appareil. Celui-ci semble donc bien satisfaire au vœu exprimé à l'assemblée de discussion citée plus haut. Depuis cette date, c'est-à-dire depuis trois ans, trois de ces appareils seulement ont été vendus en Suisse.

L'EWZ essaie les relais au local d'essai avant de les mettre en magasin, une seconde fois avant de les mettre en service — sur place et en même temps que les disjoncteurs —, et enfin périodiquement tous les trois ans. Pour que le fonctionnement des relais soit sélectif, nous avons déjà dit qu'il est recommandé de contrôler le *réenclenchement de la minuterie*. Cela se fait de la manière suivante:

1. Régler la temporisation pour que le relais fonctionne au bout d'une seconde sous un courant égal à 1,2 fois l'intensité nominale.

2. Augmenter le courant d'essai jusqu'au fonctionnement du relais (ce faisant, le levier de déclenchement n'exécute au début qu'un très faible mouvement).

3. Réduire rapidement le courant jusqu'à 1,1 fois l'intensité nominale du relais avant que le relais fonctionne complètement, puis très lentement jusqu'à ce que le levier de déclenchement retombe (ceci n'est possible qu'avec un appareil d'essai à réglage très sensible).

4. Contrôler, en pressant sur le levier, si celui-ci est de nouveau encliqueté dans le mécanisme du relais.

Si ce n'est pas le cas, lors d'une augmentation ultérieure du courant (analogue à une montée de courant après déclenchement d'un défaut), la minuterie reste hors circuit et le relais déclenche prématurément, d'où perturbation de la disjonction sélective et interruptions de service intempestives.

En ce qui concerne les *armoires et coffrets de distribution humides,* je signale que l'EWZ possède dans son réseau de distribution 1500 installations de ce genre. Autrefois, ces armoires et coffrets étaient humides, voire franchement mouillés. Les raisons principales en étaient les suivantes:

Maçonnerie perméable à l'humidité.

Pénétration d'eau dans l'encadrement de la porte et par les joints des portes en tôle.

Eau de condensation, surtout en automne et au printemps, à cause de l'humidité du terrain, de l'échauffement par le soleil de la porte en fer et du refroidissement nocturne intense.

Trop petites ouvertures de ventilation.

Pour y remédier, le service de revision des réseaux a procédé comme suit:

A titre temporaire, on installa des corps de chauffe de 150 W, à 220 ou 500 V, analogues aux radiateurs paraboliques. On inspecta les parois et les plafonds, creusa parfois derrière la paroi postérieure, crépit et vernit les parois au «Sika» et à l'«Innertol», améliora enfin le lit de cailloux. On démonta les portes qui étaient rouillées avec leur cadre, pour les remplacer temporairement par deux lattes verticales sur lesquelles on vissa des planches; on zingua alors les pièces des portes et remonta ensuite celles-ci. Les panneaux en tôle furent remplacés par des plaques d'éternite de 15 mm d'épaisseur et les fentes aveuglées par du mastic «Baltox».

Pour combattre l'humidité du sol, on remplit l'intérieur des cabines de sable sec jusqu'à 5 cm au-dessous des manchons, bien damé et aplani; sur le sable on versa une couche de goudron de 1 cm d'épaisseur, après avoir réchauffé la surface par une flamme de gaz. Ce goudronnage s'est fait en série pour de nombreuses armoires, le goudron liquide étant amené par des rigoles en matériau isolant (presspan épais) dans la cellule sous tension. Lors de réparations ultérieures, la croûte de goudron est très facile à casser. On a considérablement agrandi les ouvertures de ventilation, en les disposant de telle sorte que le courant d'air soit peu entravé et que des bouts de fils métalliques, introduits éventuellement par les enfants, ne puissent pas entrer en contact avec des parties sous tension. A l'exception des manchons de câbles, toutes les pièces en fer furent zinguées au feu et les vis passées au bain de cadmium. Aujourd'hui, grâce à ces mesures, ce n'est qu'exceptionnellement qu'on rencontre dans le réseau de l'EWZ des postes de distribution humides; dans les installations nouvelles, on ne manque pas de tenir compte des expériences faites.

J. Wild, chef d'exploitation aux Entreprises électriques du canton de Zurich (EKZ):

Voici quelques remarques à propos de la *localisation des défauts lors de courts-circuits sur les lignes à moyenne tension:*

Le réseau à moyenne tension des EKZ consiste principalement en *lignes aériennes.* Ces lignes sont exploitées normalement sous la forme de réseaux ouverts, les différents secteurs desservis pouvant être branchés sur l'une ou l'autre au moyen de disjoncteurs.

Pour localiser rapidement de façon approximative la position d'un court-circuit, nous avons depuis quelques années, à titre d'essai, équipé trois cellules à 8 kV d'une sous-station de *clapets de court-circuit Gardy.* Ce sont des fers en U munis d'un clapet à charnière, qui peuvent être fixés aux barres conductrices verticales au moyen d'une vis de serrage. Les pièces en fer sont magnétisées par le courant de court-circuit et actionnent le clapet. Chaque phase comprend cinq clapets, réglés par échelons pour réagir sous un courant minimum de 300 à 1500 A. Plus le court-circuit est proche de la station, plus il y a de clapets ouverts par phase. Nous avons marqué en couleurs sur des cartes les domaines dans les limites desquels les divers clapets indiquent la localisation du défaut, ceci pour les cas de courts-circuits bi- et tripolaires. Ceci permet de limiter les recherches à des longueurs de ligne de quelques km. Les clapets sont remis en place après leur fonctionnement au moyen d'une baguette isolante. Ce dispositif simple et bon marché a fait ses preuves. Il nous a souvent permis de réduire sensiblement le temps consacré à la recherche d'un défaut.

Quant aux *dommages causés par la foudre à des transformateurs de distribution protégés par des parafoudres,* nous en avons observé aussi dans le réseau des EKZ. Je suis d'avis que la plupart de ces dérangements peuvent s'expliquer de la façon suivante:

Le plus grand nombre de nos *transformateurs* de distribution possèdent *trois enroulements,* dont l'un à haute tension et deux à basse tension pour 500 et 380 V. Dans tous les cas où l'un des enroulements à basse tension fonctionne *à vide,* c'est-à-dire où aucun réseau ne lui est raccordé, nous connections autrefois le neutre de cet enroulement à la *prise de terre de protection de la station.* Or, lorsque le parafoudre à haute tension de cette station entre en action, l'enroulement secondaire à vide est porté à un certain potentiel, dû à la chute de tension momentanée créée par le courant de la foudre s'écoulant par la prise de terre de protection. Et comme le neutre de l'enroulement secondaire en charge est relié à une terre séparée, il en résulte momentanément une grande différence de potentiel entre les deux enroulements à basse tension, qui peut conduire à des claquages. Depuis que nous nous en sommes rendu compte, nous avons donné

des instructions pour que le point neutre d'enroulements marchant à vide ne soit plus relié à la terre de protection, mais *au neutre de l'enroulement travaillant sur le réseau.* Depuis lors, je n'ai pas connaissance de dommages de cette nature. Il n'est toutefois pas exclu qu'une partie des dommages survenus à nos transformateurs soient dus à une cuisson insuffisante de l'huile, donc à un isolement défectueux.

Ch. Greub, chef d'exploitation des Forces Motrices Bernoises S. A. (FMB), Delémont:

Si les entreprises électriques désirent pouvoir renouveler leur personnel capable, il faut qu'elles vouent beaucoup de soin à la formation des jeunes. A cet égard, on peut donner en exemple le Service de l'électricité de la Ville d'Aarau; les FMB forment également des apprentis depuis de nombreuses années.

Ce qui paraît manquer surtout, ce sont de bons *monteurs de lignes aériennes.* Leur métier n'est pas reconnu légalement; il s'agirait donc ici de combler une lacune. Il est vrai qu'un apprentissage en règle dans cette branche rencontre d'assez grands difficultés, mais elles ne semblent pas insurmontables. Faute de mieux, les FMB engagent pour les former des ouvriers d'autres métiers, tels que ferblantiers, serruriers, etc. Mais leur formation théorique se révèle difficile, parce que les bases indispensables font très souvent défaut.

H. Wüger, directeur des Entreprises électriques du canton de Zurich (EKZ):

La *formation d'apprentis pour le montage de lignes aériennes* est un sujet délicat. Le monteur de ligne travaille tantôt ici, tantôt là; il doit manger au restaurant ou en plein air, loger à l'auberge ou en chambres louées pour peu de temps. Pareil train de vie n'est pas sans danger pour un adolescent de 15 ans. C'est aussi la raison pour laquelle l'*OFIT* et les *offices d'apprentissage* sont opposés à la création du métier de «monteur de lignes». Les entreprises d'électricité, de leur côté, préféreraient engager des monteurs de profession; cela leur épargnerait la formation d'adultes.

Mais il existe d'autres difficultés encore. Les mécaniciens, les horlogers, mais aussi les électriciens ont le privilège de faire *un bel apprentissage.* En général, ils n'ont pas seulement du plaisir à exercer leur métier, mais ils sont aussi fiers de leurs *outils.* Malheureusement, il n'en est pas encore ainsi pour les monteurs de lignes. Ce rude métier use rapidement l'outillage, ce qui empêche le monteur de lignes d'éprouver à son suujet la même fierté que ses collègues.

Les expériences faites ces dernières années par les EKZ ont montré que beaucoup de monteurs recrutés dans d'autres métiers ne donnent guère satisfaction. Par ailleurs, il a été possible de promouvoir des hommes sans apprentissage préalable, après formation appropriée, au rang de chefs d'équipe et même, dans un cas exceptionnel, de chef-monteur. Comment expliquer ces expériences décevantes? Sans doute par le fait que les éléments provenant d'autres métiers qui s'annoncent comme monteurs de lignes, sont précisément ceux qui sont mécontents de leur première profession, ou à qui la vie d'atelier ne convient pas, pour une raison ou pour une autre; en tout cas, ce ne sont pas les meilleurs. Le cas est tout différent pour ceux qui n'ont pas eu de formation professionnelle; on rencontre parmi eux des éléments assidus au travail, à qui des difficultés financières ont interdit d'apprendre un métier, et qui espèrent arriver quand même «à quelque chose».

M. Hilfiker, ingénieur en chef-adjoint au 3e arrondissement des CFF, m'a confié qu'il avait fait naguère les mêmes expériences au sujet du recrutement du personnel pour les lignes de contact. Mais les conditions auraient changé rapidement lorsque les CFF eurent introduit — il y a quelques années de cela — des *véhicules modernes* pour l'entretien de ces lignes. A l'heure qu'il est, de bons ouvriers spécialisés se présentent aussi parmi les candidats, parce qu'ils sont fiers de leur véhicule moderne.

En résumé, on peut donc dire ceci:

1. L'acquisition de véhicules modernes équipés d'un bon outillage est d'une nécessité absolue.
2. Pareils véhicules et un bon outillage auront une heureuse répercussion sur le recrutement du personnel de lignes.
3. Les entreprises interurbaines et celles de construction de lignes, dont les monteurs travaillent dans un rayon étendu — ce qui rend difficile le fréquentation de l'école —, doivent probablement renoncer à former des apprentis-monteurs.
4. Par contre, les grandes entreprises d'électricité urbaines, dont l'activité se limite à un territoire restreint, pourraient, semble-t-il, former des apprentis-monteurs.

La statistique communiquée par M. Seiler sur le *succès des parafoudres* montre qu'en dépit de ces appareils les transformateurs éprouvent encore passablement de dommages. Nous ne devrions pas nous contenter de pareilles statistiques, mais rechercher *pourquoi* les insuccès sont encore si fréquents. On comprend naturellement que les coups de foudre au voisinage des stations de transformateurs, par exemple, puissent provoquer des dégâts; il est certain que les transformateurs de petite puissance sont plus exposés que ceux de grande puissance (dimensions du fil); en outre, les enroulements en cuivre sont plus robustes que ceux en aluminium; enfin, la valeur de la résistance de terre joue sûrement aussi un rôle.

On s'est entretenu récemment dans différentes commissions du *danger d'incendie provenant des potelets de raccordement d'immeubles,* et des moyens capables de le supprimer. Il semble qu'on ne soit pas encore en mesure aujourd'hui de proposer des constructions et des matériaux offrant toute garantie pour un temps illimité. C'est pourquoi on s'est demandé s'il ne conviendrait pas de soumettre les potelets, tout comme les installations intérieures, à un contrôle périodique, au moins tous les 20 ans? Il serait intéressant d'apprendre si des contrôles de ce genre ont déjà été faits par l'une ou l'autre entreprise, ou bien ce que l'on en pense.

Production et distribution d'énergie électrique par les entreprises suisses d'électricité livrant de l'énergie à des tiers

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie électrique et l'Union des Centrales Suisses d'électricité

La présente statistique concerne uniquement les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers. Elle ne comprend donc pas la part de l'énergie produite par les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs) qui est consommée directement par ces entreprises.

Mois	Production et achat d'énergie											Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie	
	Production hydraulique		Production thermique		Energie achetée aux entreprises ferroviaires et industrielles		Energie importée		Energie fournie aux réseaux		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Différences constatées pendant le mois — vidange + remplissage			
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56	1954/55	1955/54	1954/55	1955/56
	en millions de kWh										%	en millions de kWh					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	940	966	3	20	51	28	62	101	1056	1115	+ 5,6	1533	1553	— 6	— 197	135	107
Novembre ..	829	865	14	26	26	21	120	197	989	1109	+12,1	1360	1206	—173	— 347	73	76
Décembre ..	901	812	8	32	19	20	131	243	1059	1107	+ 4,5	1210	970	—150	— 236	86	81
Janvier	924	801	3	14	25	22	99	249	1051	1086	+ 3,3	1049	793	—161	— 177	91	70
Février	949	857	1	30	20	20	55	216	1025	1123	+ 9,6	766	376	—283	— 417	124	62
Mars	1067	714	3	28	21	24	67	188	1158	954	—17,6	398	241	—368	— 135	144	45
Avril	1019	858	1	15	28	21	10	98	1058	992	— 6,2	294	171	—104	— 70	151	52
Mai	1141	1083	1	6	56	37	19	44	1217	1170	— 3,9	518	502	+224	+ 331	214	162
Juin	1172	1209	1	0	76	39	19	25	1268	1273	+ 0,4	1036	882	+518	+ 380	235	206
Juillet	1236	1272	1	1	78	40	18	21	1333	1334	+ 0,1	1539	1493	+503	+ 611	283	252
Août	1188		1		83		18		1290			1696		+157		263	
Septembre ..	1117		1		70		7		1195			1750[4]		+ 54		210	
Année	12483		38		553		625		13699							2009	
Oct.-mars ...	5610	5015	32	150	162	135	534	1194	6338	6494	+ 2,5			-1141	-1509	653	441
Avril-juillet .	4568	4422	4	22	238	137	66	188	4876	4769	— 2,2					883	672

Mois	Distribution d'énergie dans le pays																
	Usages domestiques et artisanat		Industrie		Electro-chimie, métallurgie, thermie		Chaudières électriques[1])		Traction		Pertes et énergie de pompage[2])		Consommation en Suisse et pertes				
													sans les chaudières et le pompage		Différence %[3])	avec les chaudières et le pompage	
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56
	en millions de kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	413	457	168	190	118	146	30	26	55	57	137	132	881	978	+11,0	921	1008
Novembre ..	431	487	178	199	111	137	9	9	59	68	128	133	903	1020	+13,0	916	1033
Décembre ..	459	500	174	189	119	116	9	5	75	75	137	141	958	1011	+ 5,5	973	1026
Janvier	465	492	170	186	114	115	12	5	69	72	130	146	944	997	+ 5,6	960	1016
Février	417	534	162	193	111	115	26	5	66	73	119	141	874	1052	+20,4	901	1061
Mars	456	445	181	160	143	113	34	3	67	66	133	122	978	896	— 8,4	1014	909
Avril	396	426	158	170	138	159	46	7	48	62	121	116	853	926	+ 8,6	907	940
Mai	399	433	162	172	149	159	105	42	44	57	144	145	880	939	+ 6,7	1003	1008
Juin	378	423	163	178	138	157	146	90	49	54	159	165	863	939	+ 8,8	1033	1067
Juillet	380	419	160	169	147	160	154	104	51	58	158 (25)	172 (38)	871	940	+ 7,9	1050	1082
Août	396		164		146		121		51		149		888			1027	
Septembre ..	411		175		144		68		52		135		907			985	
Année	5001		2015		1578		760		686		1650 (130)		10800			11690	
Oct.-mars ...	2641	2915	1033	1117	716	742	120	53	391	411	784 (27)	815 (46)	5538	5954	+ 7,5	5685	6053
Avril-juillet .	1553	1701	643	689	572	635	451	243	192	231	582 (75)	598 (110)	3467	3744	+ 8,0	3993	4097

[1]) Chaudières à électrodes.
[2]) Les chiffres entre paranthèses représentent l'énergie employée au remplissage des bassins d'accumulation par pompage.
[3]) Colonne 15 par rapport à la colonne 14.
[4]) Energie accumulée à bassins remplis: Sept. 1955 = 1931.10^6 kWh.

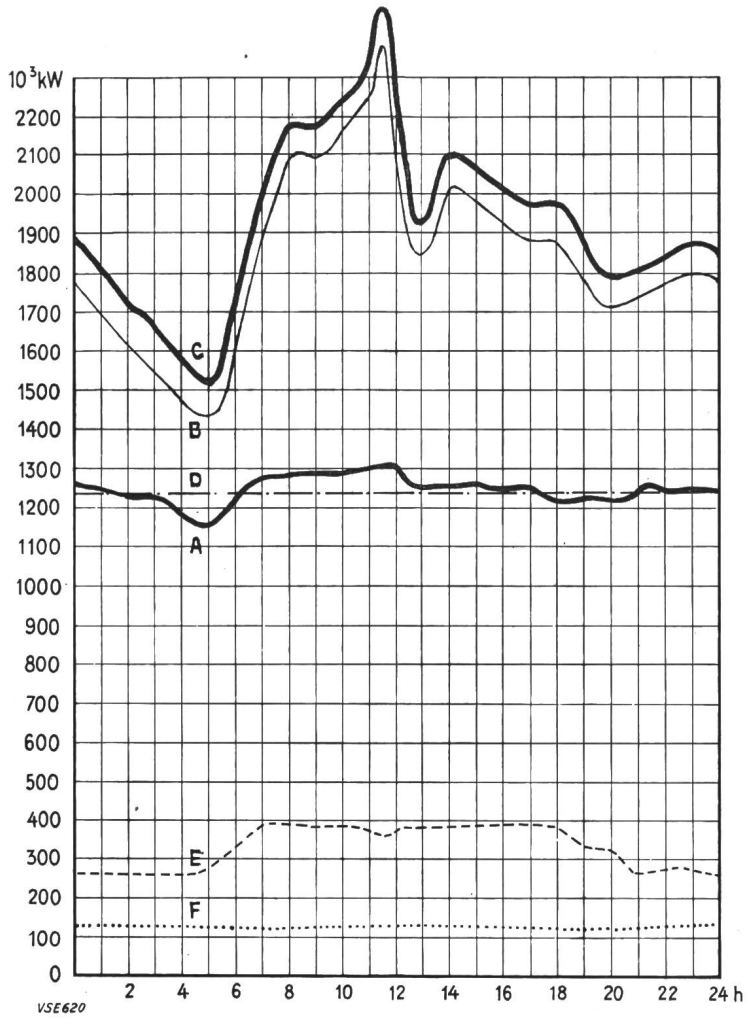


Diagramme de charge journalier du mercredi

(Entreprises livrant de l'énergie à des tiers)

Mercredi 18 juillet 1956

Légende:

1. Puissances disponibles: 10^3 kW

Usines au fil de l'eau, par débits naturels (0—D)	1236
Usines à accumulation saisonnière (à bassins remplis)	1541
Puissance totale des usines hydrauliques	2777
Réserve dans les usines thermiques	155

2. Puissances constatées:

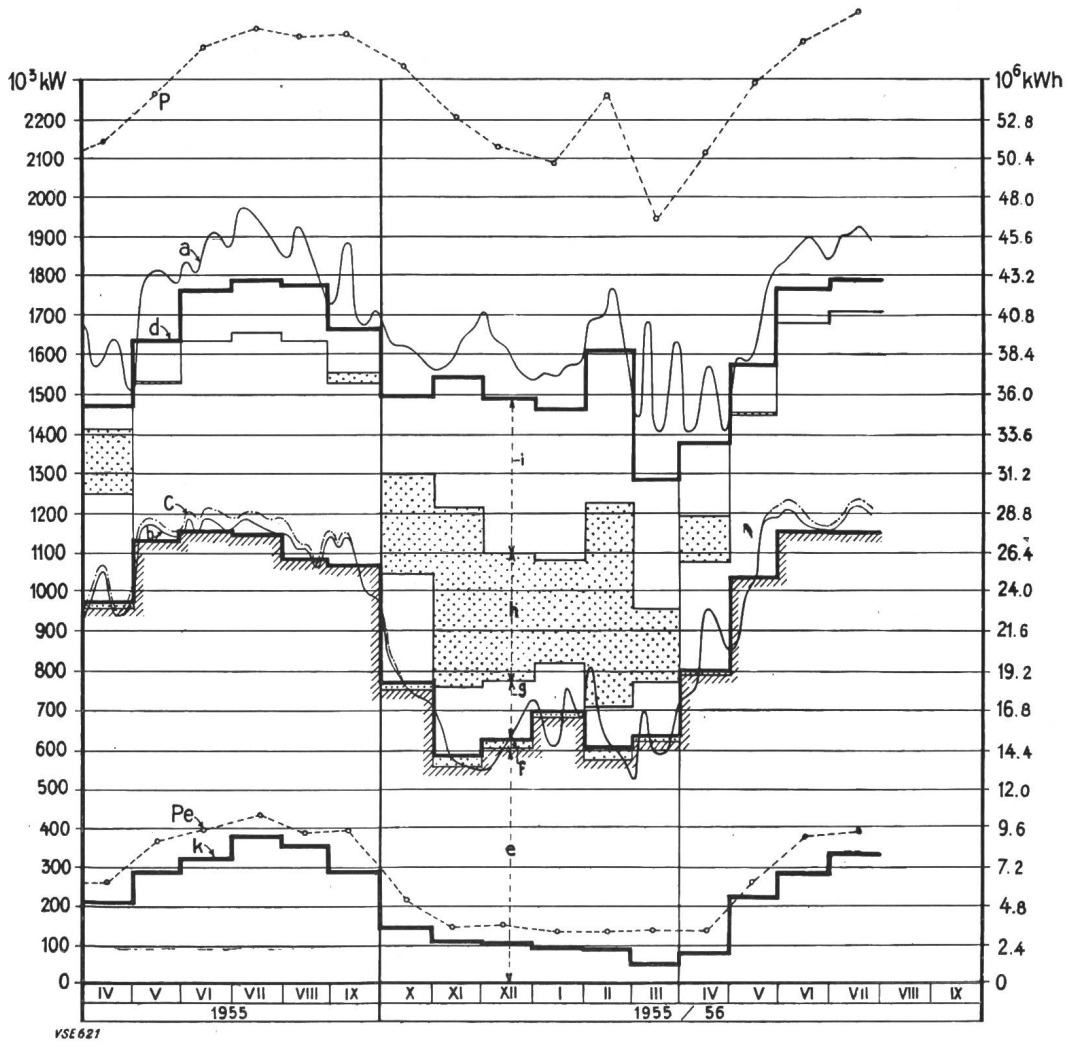
0—A Usines au fil de l'eau (y compris usines à accumulation journalière et hebdomadaire).
A—B Usines à accumulation saisonnière.
B—C Usines thermiques + livraisons des usines des CFF, de l'industrie et importation.
0—E Energie exportée.
0—F Energie importée.

3. Production d'énergie 10^6 kWh

Usines au fil de l'eau	29,2
Usines à accumulation saisonnière	15,0
Usines thermiques	0
Livraisons des usines des CFF et de l'industrie	1,3
Importation	0,7
Total du mercredi 18 juillet 1956	46,2
Total du samedi 21 juillet 1956	42,7
Total du dimanche 22 juillet 1956	33,2

4. Consommation d'énergie

Consommation dans le pays	38,2
Energie exportée	8,0



Production du mercredi et production mensuelle des entreprises livrant de l'énergie à des tiers

Légende:

1. Puissances maxima:
(chaque mercredi du milieu du mois)
P de la production totale;
P_e de l'exportation.

2. Production du mercredi
(puissance moyenne ou quantité d'énergie)
a totale;
b effective d. usines au fil de l'eau;
c possible d. usines au fil de l'eau.

3. Production mensuelle
(puissance moyenne mensuelle ou quantité journalière moyenne d'énergie)
d totale;
e des usines au fil de l'eau par les apports naturels;
f des usines au fil de l'eau par les apports provenant de bassins d'accumulation;
g des usines à accumulation par les apports naturels;
h des usines à accumulation par prélèvement s. les réserves accumul.;
i des usines thermiques, achats aux entreprises ferrov. et indust., import.;
k exportation;
d—*k* consommation dans le pays.

Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse

Communiqué par l'Office fédéral de l'économie électrique

Les chiffres ci-dessous concernent à la fois les entreprises d'électricité livrant de l'énergie à des tiers et les entreprises ferroviaires et industrielles (autoproducteurs).

Mois	Production et importation d'énergie									Accumulation d'énergie				Exportation d'énergie		Consommation totale du pays	
	Production hydraulique		Production thermique		Energie importée		Total production et importation		Différence par rapport à l'année précédente	Energie emmagasinée dans les bassins d'accumulation à la fin du mois		Différences constatées pendant le mois — vidange + remplissage					
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56		1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56
	en millions de kWh								%	en millions de kWh							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	1202	1188	5	25	62	101	1269	1314	+ 3,5	1726	1746	— 3	—225	135	107	1134	1207
Novembre ..	1018	1019	17	33	120	197	1155	1249	+ 8,1	1537	1368	—189	—378	73	76	1082	1173
Décembre ..	1062	949	12	41	131	244	1205	1234	+ 2,4	1368	1101	—169	—267	86	81	1119	1153
Janvier	1091	928	6	22	99	250	1196	1200	+ 0,3	1186	897	—182	—204	91	70	1105	1130
Février	1097	974	5	38	55	217	1157	1229	+ 6,2	874	437	—312	—460	124	62	1033	1167
Mars	1225	841	7	39	67	188	1299	1068	—17,7	465	268	—409	—169	144	45	1155	1023
Avril	1242	1014	3	20	10	98	1255	1132	— 9,8	341	177	—124	— 91	151	52	1104	1080
Mai	1441	1353	3	8	19	44	1463	1405	— 4,0	597	545	+256	+368	214	175	1249	1230
Juin	1494	1530	2	2	19	25	1515	1557	+ 2,8	1188	962	+591	+417	235	242	1280	1315
Juillet	1563	1605	2	2	18	21	1583	1628	+ 2,8	1746	1637	+558	+675	283	290	1300	1338
Août	1521		2		18		1541			1916		+170		263		1278	
Septembre ..	1425		3		7		1435			1971[2]		+ 55		210		1225	
Année	15381		67		625		16073							2009		14064	
Oct.-mars ...	6695	5899	52	198	534	1197	7281	7294	+ 0,2			-1264	-1703	653	441	6628	6853
Avril-juillet .	5740	5502	10	32	66	188	5816	5722	— 1,6					883	759	4933	4963

Mois	Répartition de la consommation totale du pays														Consommation du pays sans les chaudières et le pompage		Différence par rapport à l'année précédente
	Usages domestiques et artisanat		Industrie		Electrochimie, métallurgie, thermie		Chaudières électriques [1]		Traction		Pertes		Energie de pompage				
	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	1954/55	1955/56	
	en millions de kWh																%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Octobre	421	467	188	209	232	247	37	30	100	105	146	144	10	5	1087	1172	+ 7,8
Novembre ..	439	497	196	215	192	196	14	11	98	105	138	144	5	5	1063	1157	+ 8,8
Décembre ..	467	514	194	209	183	159	13	7	109	109	146	145	7	10	1099	1136	+ 3,4
Janvier	473	502	189	207	171	152	17	7	108	103	142	145	5	14	1083	1109	+ 2,4
Février	426	544	180	210	160	140	31	6	101	110	133	152	2	5	1000	1156	+15,6
Mars	465	454	200	181	194	143	38	5	108	103	147	127	3	10	1114	1008	— 9,5
Avril	404	434	176	191	235	213	55	11	96	100	130	123	8	8	1041	1061	+ 1,9
Mai	407	442	180	193	287	284	115	49	95	98	146	134	19	30	1115	1151	+ 3,2
Juin	386	432	182	200	279	300	156	98	97	100	154	145	26	40	1098	1177	+ 7,2
Juillet	388	429	178	190	290	306	163	112	101	107	153	154	27	40	1110	1186	+ 6,8
Août	405		181		288		131		102		151		20		1127		
Septembre ..	420		194		279		77		100		144		11		1137		
Année	5101		2238		2790		847		1215		1730		143		13074		
Oct.-mars ...	2691	2978	1147	1231	1132	1037	150	66	624	635	852	857	32	49	6446	6738	+ 4,5
Avril-juillet .	1585	1737	716	774	1091	1103	489	270	389	405	583	556	80	118	4364	4575	+ 4,8

[1]) Chaudières à électrodes.
[2]) Energie accumulée à bassins remplis: Sept. 1955 = $2\,174.10^6$ kWh

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Seefeldstrasse 301, Zurich 8, téléphone (051) 34 12 12; 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.