Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 47 (1956)

Heft: 20

Rubrik: Energie-Erzeugung und -Verteilung : die Seiten des VSE

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: 09.08.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Einige Bemerkungen über die Leistungsfähigkeit von Höchstspannungsleitungen und über ihre moderne Ausführung

von *G. Lesch*, Karlsruhe

Gastvorlesung, gehalten am 23. Februar 1956, an der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich

1. Teil

Die Leistungsfähigkeit von Höchstspannungsleitungen [1])

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.

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.

Für elektrische Maschinen und für Transformatoren ist der Begriff der Leistungsfähigkeit als Kennzeichnung der Typengrösse im allgemeinen eindeutig und anerkanntermassen definiert. Bei der Leitung ist dies nicht möglich. Vielmehr kommt man je nach Art und Zweck der Fernleitung und ihres Betriebes auf verschiedene charakteristische Leistungen.

Bestimmungsgrössen

Als einfachste Bestimmungsgrösse leitet man aus der Theorie der verlustfreien Leitung die *natürliche Leistung:*

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

her, wenn U die *verkettete Betriebsspannung* und $Z_w = \sqrt{\frac{L}{C}}$ der *Wellenwiderstand* der Leitung sind. Die so bestimmte Grösse ist die Wirkbelastung am Leitungsende, die ohne Änderung von Strom, Spannung und Phasenverschiebung längs der ganzen Leitungsstrecke übertragen werden kann. Bei den bestehenden Netzen wächst die natürliche Leistung

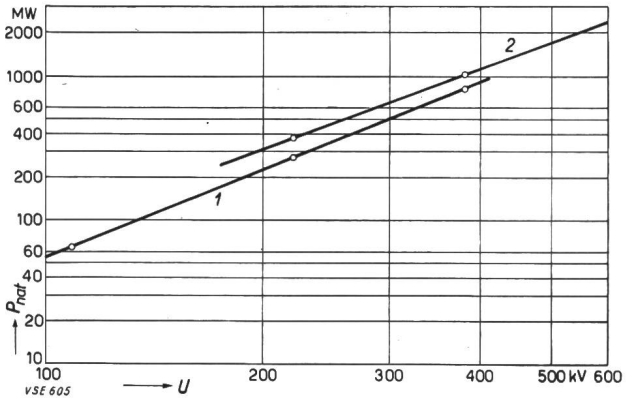


Fig. 1

Natürliche Leistung von Höchstspannungs-Doppelleitungen

P_{nat} natürliche Leistung
U verkettete Betriebsspannung
1 Einfachleiter
2 Bündelleiter

um ein Geringes mehr als quadratisch mit der Betriebsspannung, da der Wellenwiderstand bloss wenig zurückgeht (etwa 400...350 Ω). Nur durch den Übergang auf andere Leiterformen, z.B. vom Einfachseil zum Bündelleiter, wird sie darüber hinaus bemerkenswert gesteigert. ($Z_{w\,Bündel}$ =

[1]) Ich darf anknüpfen an die umfassenden und klaren Darlegungen, die Herr Prof. Dr. *Berger* in der Diskussionsversammlung des SEV 1954 [Bull. SEV Bd. 45(1954), Nr. 10] gegeben hat unter dem Thema: «*Kurze Theorie der Energieübertragung und ihrer Stabilität.*»

230...240 Ω, siehe Fig. 1.) Diese natürliche Leistung hat zweifellos für den Netzbetrieb Bedeutung, denn sie erfasst das Problem der *Spannungshaltung*. Bei hohen Betriebsspannungen müssen die Grenzen der Spannungsschwankung knapp gewählt werden, zwischen ± 10 % und ± 5 %, um die Isolationsbeanspruchungen zu beschränken und um den Aufwand für Einrichtungen zur Spannungseinstellung und auch den Spannungsbereich der Generatoren und Transformatoren niedrig genug zu halten. Dies wird durch die grossen Leitungslängen, durch hohe Reaktanzen, z. B. in den Transformatoren, und durch die beträchtliche Leitungskapazität bei Höchstspannungen erschwert. Die Möglichkeit der Steigerung der natürlichen Leistung durch Einschalten von Reihen-Kondensatoren sei nur erwähnt.

Über die Bemessung des Leiterquerschnitts kann die natürliche Leistung nichts aussagen. Unbefriedigend ist auch, dass der Einfluss der Übertragungslänge in ihr nicht erscheint.

Die *thermische Grenzleistung* ist durch das Gleichgewicht von Erwärmung und Abkühlung, also durch Querschnitt und Leiteroberfläche gegeben. Neben dem Material (Cu, Al, Legierungen) und dem Aufbau als Vollseil, als mechanisch verstärktes Stahl-Aluminiumseil, Hohlseil oder durch Isolierstoff aufgefüttertes Seil («expandet ACSR») kommt die Betriebsspannung herein:

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

Hier sind: g_{th} die aus Erwärmungsrücksichten noch zugelassene Stromdichte, d der äussere Leiterdurchmesser, der für die Abkühlung effektiv ist, und q der wirksam leitende Querschnitt.

Als *Erwärmungsgrenze* nimmt man allgemein die Übertemperatur von 40 °C. Tatsächlich erscheinen die für diese Temperaturgrenze genannten und üblichen Grenzstromdichten als zu niedrig; sie dürften ohne Gefahr beachtlich, vielleicht um 20...25 %, überschritten werden. Neuere Messungen, deren Ergebnisse noch nicht abgeschlossen sind, erweisen eine beachtliche Wärmeabstrahlung, die z. B. den unbelasteten Leiter nachts um 4...6 °C unter die Temperatur der Umgebung bringt. Bei stärkerer Belastung ist der natürliche Luftauftrieb auch in sonst «ruhender» Luft merklich. Die Betriebserfahrungen mit hochbelasteten Leitungen bestärken die Auffassung, dass man die Abkühlung bei der Festlegung der thermischen Grenzströme zu ungünstig eingesetzt hat.

Unter den zurzeit üblichen Voraussetzungen ist der Faktor ξ_{th} der Gleichung (2):

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

Damit gilt für die thermische Grenzstromdichte:

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

Dabei ist γ die Leitfähigkeit des Leitermaterials. Setzt man für einen gegebenen Leiter noch: $\sqrt{3} \cdot \sqrt{d \cdot q \cdot \xi_{th}} = 1000\, Z_{th}$ als Konstante, so kann die thermische Grenzleistung auf die natürliche Leistung bezogen werden (U in kV).

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

Während bei Spannungen von 100 und 200 kV die thermische Grenze noch beim 3...2fachen der natürlichen Leistung ist, nähert sie sich dieser bei 380 kV und mehr. Höhere Spannungen verlangen also grössere Querschnitte. Auch die thermische Grenzleistung ist unabhängig von der Leitungslänge.

Um die *Wirtschaftlichkeit der Fernübertragung* zu beurteilen, kann man den Leistungswert bestimmen, bei dem die *jährlichen Widerstandsverluste* der Leitung einen als *zulässig* erachteten Relativbetrag der übertragenen Energie nicht überschreiten, z. B.:

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

Diese charakteristische Leistung wird:

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

mit: l = Leitungslänge, z = Zahl der Leitungssysteme je Mast, r = Widerstandsbelag der Leitung je System und Phase und pro km, T = Jahresbenutzungsdauer der P_v, T_v = Jahresbenutzungsdauer der bei P_v auftretenden ohmschen Verluste. Für $\cos\varphi = 1$ gilt:

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

Diese Beziehung ist unabhängig von der Betriebspannung, nimmt mit zunehmender Leitungslänge einfach ab, bringt über r die Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt herein und enthält den Einfluss des Belastungs-Zeitverlaufes.

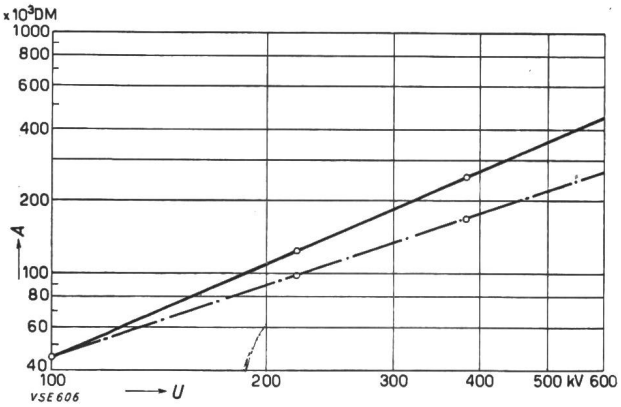


Fig. 2

Kosten von Höchstspannungs-Doppelleitungen

A Errichtungskosten pro km
U verkettete Betriebsspannung

$A = A' \left(\frac{U}{U'}\right)^n$ mit $\begin{cases} A' = 45\,000 \text{ DM/km} \\ U' = 100 \text{ kV} \end{cases}$

——— $n = 1{,}25$
—·—·— $n = 1$

Zur vollständigen wirtschaftlichen Bewertung der Fernleitung muss man auch die *Anlagekosten* berücksichtigen. Eine Überprüfung der *Errichtungs-*

kosten pro km A von Höchstspannungsleitungen ergibt, dass sie bei Erhöhung der Betriebsspannung stärker zunehmen als diese, bei gleichem Leiterquerschnitt:

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

Annähernd gilt für Doppelleitungen die in Fig. 2 dargestellte Zunahme mit $A' = 45000$ DM/km, bei $U' = 100$ kV, und $n = 1{,}25...1{,}28$.

Bedeuten: p den festen Jahreskostenfaktor für die Leitung, k die spezifischen Erzeugungskosten pro kWh am Leitungsanfang, T_{v0} die jährliche Benutzungsdauer der Stromwärmeverluste bei P_{opt}, so gilt für die *wirtschaftlich optimale Leistung:*

$$P_{opt} = U \cdot \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{v0} \cdot r}} \cdot \cos\varphi \qquad (5)$$

bzw. mit (4) und bei $\cos\varphi = 1{,}0$:

$$P_{opt} = U' \cdot \left(\frac{U}{U'}\right)^{1,63} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{v0} \cdot r}} \qquad (5a)$$

Bei dieser Übertragungsleistung werden die festen gleich hoch wie die beweglichen Kosten der Übertragung. Ihre relative Summe, bezogen auf den Wert der übertragenen Energie und je km, ist:

$$\frac{K_{opt}}{l} = \frac{2}{U \cdot \cos\varphi \cdot T} \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot T_{v0} \cdot r}{k \cdot z}} \qquad (6)$$

$$\frac{K_{opt}}{l} = \frac{2}{U' \cdot \cos\varphi \cdot T} \left(\frac{U}{U'}\right)^{-0,37} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p\, T_{v0} \cdot r}{k \cdot z}} \qquad (6a)$$

Setzt man z. B. folgende Werte ein:

$k = 0{,}04$ DM/kWh, $T_{v0} = 3000$ h/a, $T = 5000$ h/a, $r = 0{,}035\,\Omega$/km, $p = 0{,}1$, $A' = 45000$ DM/km bei $U' = 100$ kV, $z = 2$ und $\cos\varphi = 1{,}0$, so gilt:

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

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

Z. B. für eine 200-kV-Doppelleitung:

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

Bezogen auf die natürliche Leistung, wird das wirtschaftliche Optimum:

$$P_{opt}/P_{nat} = \frac{Z_w}{U} \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{\frac{A \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{v0} \cdot r}} = \qquad (5c)$$

$$= \frac{Z_w}{U'} \cdot \cos\varphi \cdot \left(\frac{U}{U'}\right)^{-0,37} \cdot \sqrt{\frac{A' \cdot p \cdot z}{k \cdot T_{v0} \cdot r}}$$

Hier interessiert besonders, dass die optimale Übertragungsleistung auch von der Leitungslänge unabhängig ist, ebenso von ihrer Benutzungsdauer, ausser indirekt über T_{v0}; mit zunehmender Spannung nimmt sie relativ zur natürlichen Leistung langsam ab.

In Fig. 3 sind die bisher besprochenen Leistungsdefinitionen zusammengestellt, so wie sie von der Betriebsspannung bzw. von der Übertragungslänge abhängen. Die errechneten Werte sind für annehmbar geltende Zahlenwerte ermittelt worden. Es ist zu bemerken, dass sich diese Leistungen einander bei höheren Spannungen nähern; das bedeutet, dass die wirtschaftlichen Bedingungen auf die natürliche Leistung, also auf den spannungstechnisch vorteilhaften Wert hinführen.

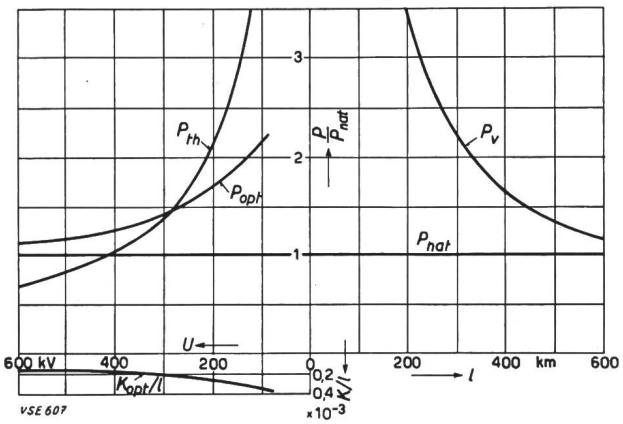


Fig. 3

Charakteristische Leistungen einer Höchstspannungs-Doppelleitung in Abhängigkeit der Betriebsspannung und der Leitungslänge

P_{nat}	natürliche Leistung
P_{th}	thermische Grenzleitung (Übertemperatur 40 °C)
P_v	Leistung bei 5 % Übertragungsverlusten
P_{opt}	wirtschaftliche optimale Leistung
K_{opt}	Kosten der Übertragung bei P_{opt}, bezogen auf den Wert der übertragenen Energie
U	verkettete Betriebsspannung
l	Leitungslänge

Annahmen:

Stahlaluminium-Seil 500 mm²

T = 5000 h/a	(Jahresbenutzungsdauer von P_v)
T_v = 3000 h/a	(Jahresbenutzungsdauer der bei P_v auftretenden Verluste)
k = 0,04 DM/kWh	(Erzeugungskosten der zu übertragenden Energie pro kWh)
$\cos\varphi = 1$	

Kontrolle der Spannungsverhältnisse und der Stabilität

Die bisherigen Überlegungen arbeiteten mit vereinfachenden Annahmen, die bei grosser Leitungslänge merkliche Fehler in die Ergebnisse bringen können. Deshalb muss das Verhalten der Leitung genauer nachgeprüft werden. Ausser den Besonderheiten der «langen» Leitung muss schliesslich auch der Einfluss einer *Phasenverschiebung der Last* am Leitungsende einbezogen werden.

Die Spannungsänderung zwischen Leerlauf und Vollast soll bei konstant angesetzter Endspannung U_e am Leitungsanfang z. B. zwischen $U_a \begin{smallmatrix} < 1{,}1 \\ > 0{,}9 \end{smallmatrix} \cdot U_e$ bleiben. Bei der Höchstspannungsleitung überwiegt der Reaktanzbelag x den Widerstandsbelag r weitaus; $x/r = 6...10$ und grösser. Darum ändert ein Belastungsblindstrom den Spannungsabfall besonders stark. Der relative Spannungsabfall ist:

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

wobei P_{we} die Wirklast am Leitungsende bedeutet. Auch der Phasendrehungswinkel θ zwischen Anfang- und Endspannung hängt von denselben Grössen ab. Er ist für die *Stabilität* des Übertragungsbetriebes ausschlaggebend, im Normalfall und besonders bei Störungen. Man wird ihn im allgemeinen

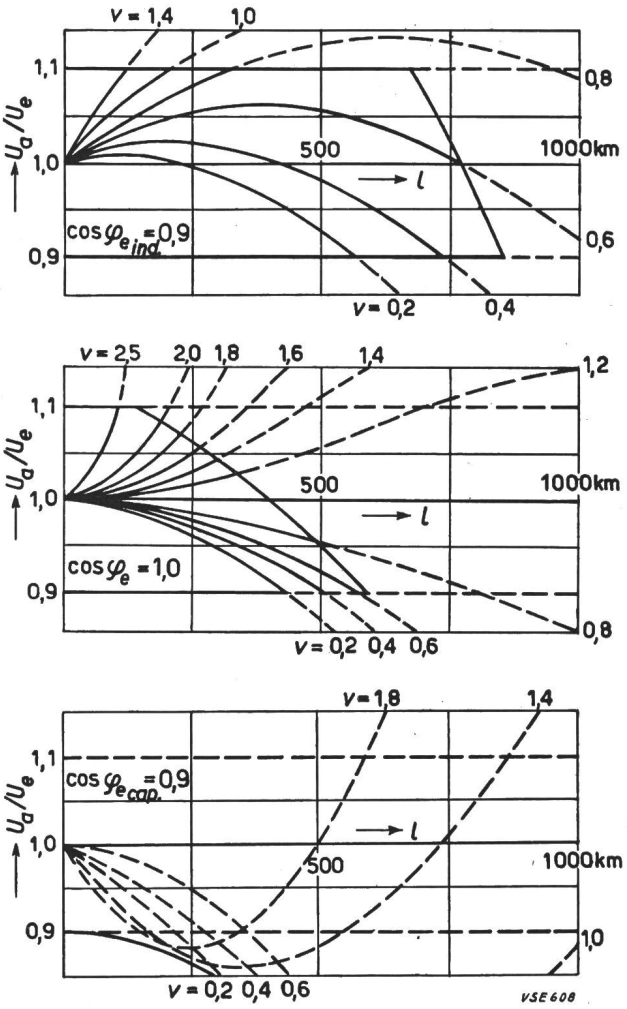


Fig. 4

Spannungsverlauf längs einer verlustlosen 220-kV-Doppelleitung

U_a Spannungam Anfang der Leitung
U_e Spannung am Ende der Leitung
l Leitungslänge
$v = P_{we}$ mit P_{we} = Wirkleistung am Leitungsende
P_{nat} P_{nat} = natürliche Leitung
φ_e Lastwinkel

Grenzen: $\left.\frac{U_a}{U_e}\right\} \geqq 0{,}9$, $\leqq 1{,}1$
$\theta \leqq 25°$ (θ Phasendrehungswinkel zwischen Anfangs- und Endspannung)

kleiner als etwa $\theta \leqq 25°$ halten müssen, wenn nicht besondere Vorkehrungen zur Stützung (Reihenkondensatoren, Zwischenkraftwerke) getroffen sind.

Eine 220-*kV-Doppelleitung* wurde genau nachgerechnet. Fig. 4 zeigt den ermittelten Spannungsverlauf bei verschiedenen Endbelastungen $v = P_{we}/P_{nat}$ und bei verschiedenen Lastwinkeln φ_e. Der Deutlichkeit halber ist hier noch eine verlustlose Leitung angenommen; die späteren Bilder verzichten auf diese Vereinfachung. Da die Leistungen auf die natürliche Leistung normiert sind, kann das Bild auch für andere Spannungen gelten, wenn x und r gleich bleiben.

Die Rechnung ergibt *Grenzlängen* und *Grenzleistungen*, die das Übertragungsvermögen der Leitung beachtlich einschränken. Bei $\cos \varphi_e = 1$ ist es die Gefahr des Instabilwerdens, die die Distanz auf 300...400 km begrenzt. Kapazitive Last ist nicht erlaubt; bei induktiver Last ($\cos \varphi_e = 0{,}9$) wird die zulässige Übertragungslänge interessanterweise etwa verdoppelt, wobei aber hier nun der Spannungsabfall die zulässige Leistung beengt.

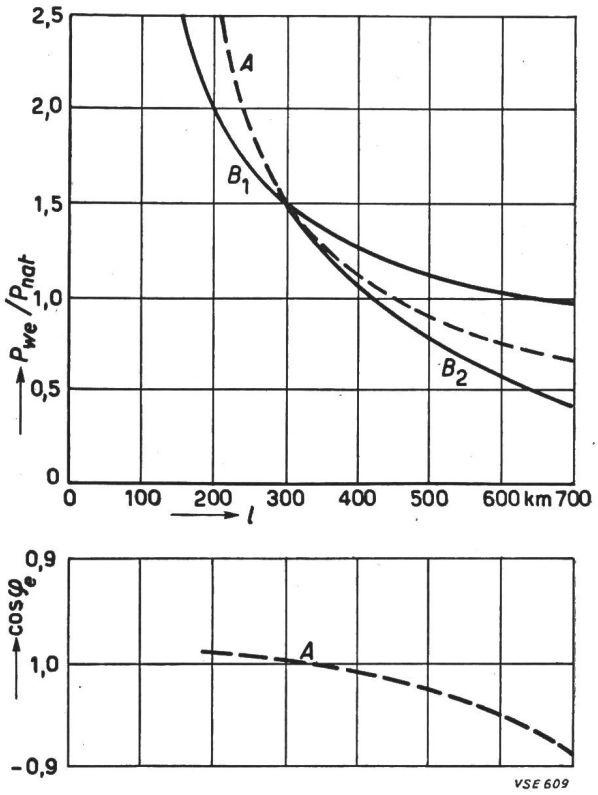


Fig. 5

Maximal übertragbare Leistung einer Höchstspannungsleitung

P_{we} Wirkleistung am Leitungsende
P_{nat} natürliche Leistung
l Leitungslänge
φ_e Lastwinkel
A maximal übertragbare Leistung beim zugehörigen optimalen $\cos \varphi_e$
B maximal übertragbare Leistung bei $\cos \varphi_e = 1{,}0$ und:
B_1 für $\left.\frac{U_a}{U_e}\right\} \leqq 1{,}1$, $\geqq 0{,}9$
B_2 für $\theta \leqq 25°$

In Fig. 5 sind die Grenzleistungen für $\cos \varphi_e = 1{,}0$, wie sie den Diagrammen der Fig. 4 entnommen werden können, angegeben, abhängig von der Leitungslänge. Der Kurvenast B_1 wird durch die Einhaltung von $\Delta U < \pm 0{,}1\, U_e$, der Ast B_2 durch die Stabilitätsforderung bedingt. Etwas freizügiger wird die Ausnützung, wenn am Ende der von 1,0 abweichende optimale Leistungsfaktor (Kurve A) eingehalten wird.

Wichtig ist, dass beim plötzlichen *Abwurf der Last* infolge einer Abschaltung die Spannungserhöhung in erträglichen Grenzen bleibt. Ohne Einrechnung der Steigerung im Generator, aber mit Begrenzung auf $U_a/U_e < 0{,}9$, liegt dadurch bei den gegebenen Daten die Grenze bei 450 km. Fig. 6 kennzeichnet nochmals den Einfluss der Last und des Lastwinkels auf die Grenzlänge.

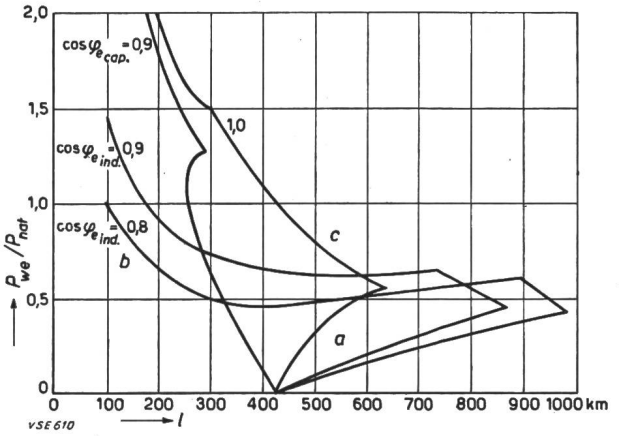


Fig. 6

Maximal übertragbare Leistung einer Höchstspannungsleitung bei verschiedenen Lastwinkeln

a Übertragungsgrenzen infolge $U_a/U_e \geqq 0{,}9$
b Übertragungsgrenzen infolge $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
c Übertragungsgrenzen infolge $\Theta \leqq 25°$

Bedeutung der Buchstabensymbole, siehe Legende der Fig. 5

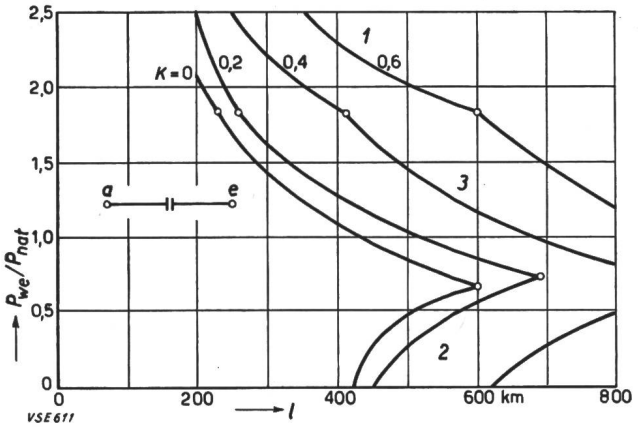


Fig. 7

Erhöhung der maximal übertragbaren Leistung einer Höchstspannungsleitung durch einen Reihenkondensator

$K = \frac{1/\omega C_r}{l \cdot x}$ (Kompensationsgrad) mit:

C_r Kapazität des Reihenkondensators
l Länge der Leitung
x Reaktanzbelag der Leitung pro km

Bedeutung der übrigen Buchstabensymbole, siehe Legende der Fig. 5

1 Übertragungsgrenzen infolge $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
2 Übertragungsgrenzen infolge $U_a/U_e \geqq 0{,}9$
3 Übertragungsgrenzen infolge $\Theta \leqq 25°$

Annahmen:

$\cos\varphi_e = 1{,}0$
$r = 0{,}03\ \Omega/\text{km}$ (Widerstandbelag)
$x = 0{,}3\ \Omega/\text{km}$ (Reaktanzbelag)
$Z_w = 280\ \Omega$ (Wellenwiderstand)

Mit Erfolg steigert man die Ausnutzbarkeit von Höchstspannungsleitungen durch die Einfügung von *Reihenkondensatoren*. Sie erweitern den zulässigen Bereich, und es besteht ein starker Anreiz, den Kompensationsgrad $\left(K = \frac{1/w\,c_r}{l \cdot x}\right)$ ziemlich hoch zu treiben (Fig. 7). Dies eröffnet die Möglichkeit, Übertragungen bis zu 800 km und mehr stabil zu betreiben.

Es ist interessant zu prüfen, wo die Kondensatorstation eingefügt werden soll. Bei niedrigem Kompensationsgrad ist der Unterschied, ob sie am Anfang, in der Mitte oder am Ende sitzt, gering

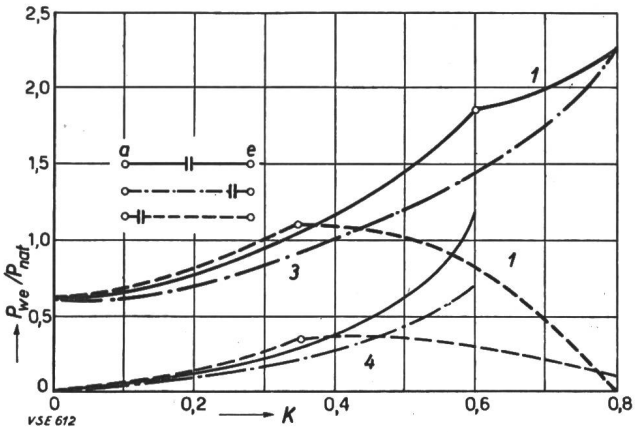


Fig. 8

Erhöhung der maximal übertragbaren Leistung einer Höchstspannungsleitung durch einen Reihenkondensator Einfluss der Stellung des Kondensators

Leitungslänge: 600 km

1 Übertragungsgrenze infolge $U_a/U_e \leqq 1{,}1$
3 Übertragungsgrenze infolge Θ 25°
4 P_{Cr}/P_{nat}

Bedeutung der Buchstabensymbole, siehe Legende der Fig. 5 und 7. Annahmen gleich wie bei Fig. 7

(Fig. 8). Bei starker Inanspruchnahme dieser Erweiterung durch Kondensatoren ist aber die Mitte am vorteilhaftesten. Sie erfordert dann aber auch, entsprechend der grossen Leistungssteigerung, den grössten Aufwand an Kondensatorleistung. Werden mehrere Kondensatorstationen vorgesehen, dann ist ihre Aufteilung symmetrisch zur Leitungsmitte gleichwertig mit der Zusammenfassung dort. Dies gilt bezüglich der Spannungen und Winkel an den Leitungsenden, nicht für deren Verlauf längs der Leitung.

Distanzschutz für lange Leitungen

Eine andere Frage der technischen Betriebsführung langer Leitungen ist, ob die für Höchstspannungsnetze übliche und bewährte Methode des *Kurzschlußschutzes durch Distanzrelais* beibehalten werden kann, also die Feststellung des Fehlers und die selektive Abschaltung durch Messung der *Impedanz* oder einer ihrer Komponenten. Dazu ist auch die *Energierichtung* im Störungsfall

zu kontrollieren, damit der richtige Schalter ausgewählt wird. Voraussetzung ist also, dass im normalen Belastungsbetrieb die am Leitungsanfang gemessene Eingangsimpedanz $Z_a = U_a/I_a$ grösser

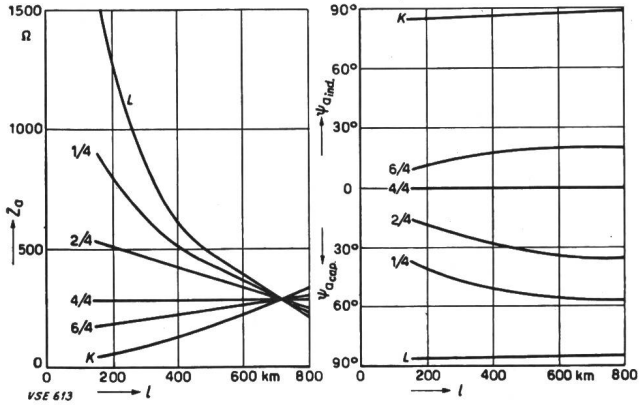


Fig. 9

Eingangsimpedanz und Eingangswinkel einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit der Leitungslänge und der Belastung

Z_a	Eingangsimpedanz
ψ_a	Eingangswinkel
l	Leitungslänge
L	Leerlauf
K	Kurzschluss

Die jeweilige Belastung P_{we}/P_{nat} der Leitung ist neben der entsprechenden Kurve angegeben

Annahmen:

380-kV-Bündelleitung

$\cos \varphi_e$	= 1,0	
r	= 0,532 Ω/km	(Widerstandsbelag)
x	= 0,3 Ω/km	(Reaktanzbelag)
Z_w	= 275 Ω	(Wellenwiderstand)

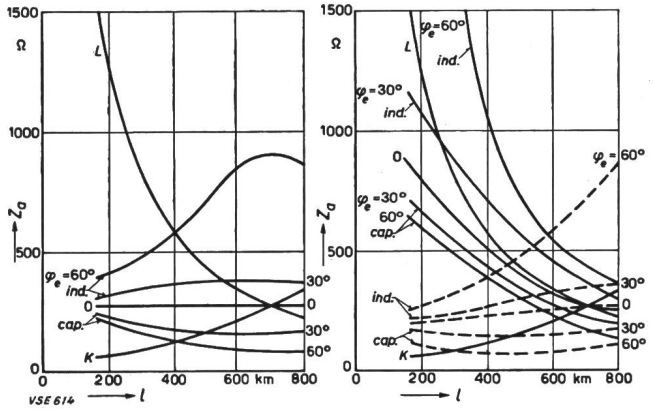


Fig. 10

Eingangsimpedanz einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit der Leitungslänge und des Lastwinkels, bei verschiedenen Belastungen

links: $P_e/P_{nat} = 1$
rechts: ——— $P_e/P_{nat} = 1/4$
— — — $P_e/P_{nat} = 6/4$

Bedeutung der Buchstabensymbole und Annahmen gleich wie bei Fig. 9

ist als die beim Kurzschluss, etwa am Leitungsende, auftretende. Fig. 9 zeigt, wie z. B. an einer 380-kV-Bündelleitung bei etwa 730 km Leerlauf- und Kurzschlussimpedanz gleich werden, eben infolge der stetigen Verteilung von Leitungsreaktanz und -kapa-

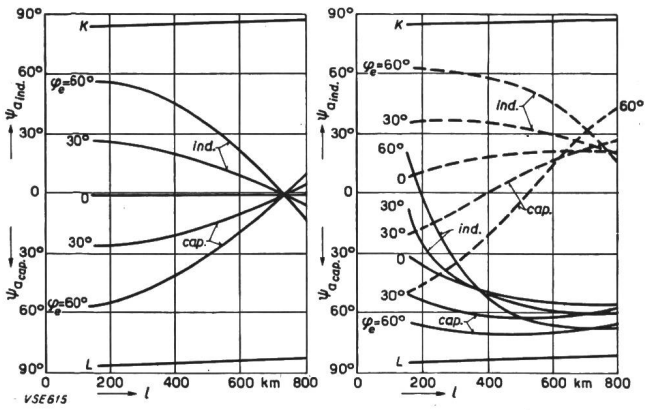


Fig. 11

Eingangsimpedanz einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit der Leitungslänge und des Lastwinkels, bei verschiedenen Belastungen

links: $P_e/P_{nat} = 1$
rechts: ——— $P_e/P_{nat} = 1/4$
— — — $P_e/P_{nat} = 6/4$

Bedeutung der Buchstabensymbole und Annahmen gleich wie bei Fig. 9

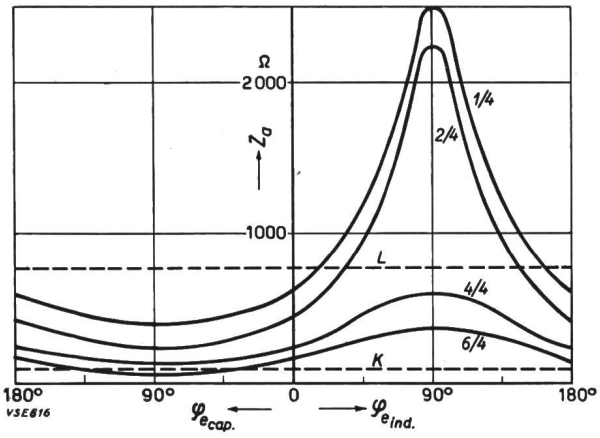


Fig. 12

Eingangsimpedanz einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit des Lastwinkels und der Belastung

l = 320 km (Leitungslänge)

Bedeutung der Buchstabensymbole und Annahme wie bei Fig. 9

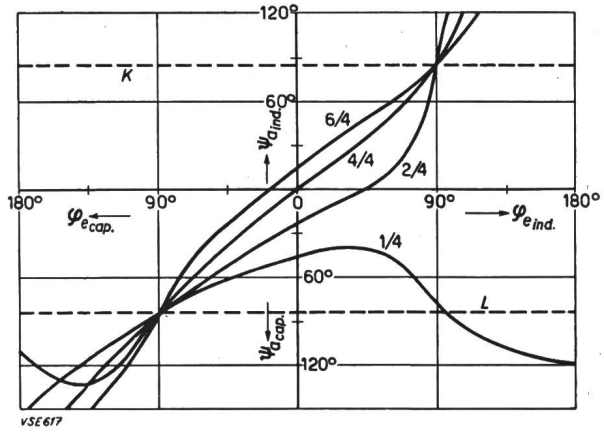


Fig. 13

Eingangsimpedanz einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit des Lastwinkels und der Belastung

l = 320 km (Leitungslänge)

Bedeutung der Buchstabensymbole und Annahme wie bei Fig. 9

zität. Da kann somit durch die Messung am Anfang über die Verhältnisse am Leitungsende keine Feststellung mehr gewonnen werden. Der *Eingangswinkel* (ψ_a) dagegen bleibt auch bei Überlast noch in sicherem Abstand von dem bei Kurzschluss.

Bei induktiver oder kapazitiver Endbelastung werden diese Umstände noch erschwert (Fig. 10 und 11). Deutlich wird erkennbar, dass für die Feststellung eines Kurzschlusses nicht mehr die Impedanz, sondern der Impedanzwinkel ein zuverlässiges Kriterium wird. Schon bei mässiger Länge von z.B. 320 km gilt dies, wie die in den Fig. 12 und 13 für unterschiedliche Belastungen und für den vollen Winkelbereich des Transports in beiden Richtungen aufgetragenen Veränderungen der beiden Grössen Z_a und ψ_a ausweisen.

Es bedarf auch noch der Prüfung, wie die anderen Störungsfälle, die nur eine oder zwei Phasen betreffen, sich auswirken; sie werden eher noch unbrauchbarere Messgrössen am Anfang der Leitung bringen.

Für Leitungslängen über etwa 400 km, ohne Zwischenstation, muss das Netzschutzsystem somit diesen Bedingungen angepasst werden, wenn es nicht allzusehr die Grösse und Phasenlage der Endbelastbarkeit einengen soll.

2. Teil

Die Aufgabe der Höchstspannungsleitungen und ihre neuzeitliche Ausführung

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.

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.

Allgemeines

Immer wieder hört man Hinweise, ja scharf betonte und ausführlich begründete Warnungen, dass der weitere Ausbau der Höchstspannungsnetze überflüssig, z. B. die Errichtung von *380-kV-Leitungen* falsch sei. Und gleichzeitig beobachtet man die fortschreitende Ausdehnung dieser Netze und die Fortentwicklung zu noch höheren Spannungen hin. Dieser Zwiespalt veranlasst, einleitend eine Klärung darüber zu versuchen, welche *Aufgaben* den Höchstspannungsleitungen im System der Elektrizitäts-Versorgungs-Netze zufallen und welche *Grössen der Leistungen* dafür in Frage kommen.

Der eigentliche *Ferntransport* elektrischer Energie, die ursprüngliche Domäne der Höchstspannungsleitung, ist nur dort gegeben, wo sehr grosse Leistung über lange Entfernung ohne bemerkenswerte Zwischenstützpunkte des Verbrauchs oder der Erzeugung geleitet werden muss. Das europäische Musterbeispiel dafür ist das staatliche *schwedische System*, das heute schon 500...700 MW über 1000 km transportiert und bis 1958 3000 km 400-kV-Leitungen in Betrieb haben wird, mit einer Transformatorenkapazität von 8000 MVA. Für die nahe Zukunft werden ähnliche Aufgaben projektiert bzw. verwirklicht in *Russland* zwischen Moskau und Wolga bzw. Don, zum Ural und zu neuen westsibirischen Wasserkräften. Die Auswertung *jugoslawischer Wasserkräfte* für Mittel- und Westeuropa kann noch mit hierher gerechnet werden. In den *Vereinigten Staaten* spricht man von Plänen, den Westen über 1000 km hinweg an Kraftquellen mit etwa 4000 MW anzuschliessen und dafür eine Spannung von 500...600 kV vorzusehen. Im ganzen werden wohl 10 bis 15 weitere solcher Grossprojekte in den verschiedenen Erdteilen zur Diskussion kommen. Wir wollen die hierbei in Konkurrenz tretende Anwendung hochgespannten Gleichstroms nicht in unsere Betrachtungen einbeziehen.

Eine zweite Aufgabengruppe fordert den Transport grosser Leistungen auf *schmalen und wenig Wegen*, ohne dass besonders grosse Entfernungen zu überbrücken wären. Beispiele solcher *Grossleistungsstrassen* sind fast überall gegeben, in der Schweiz, in Deutschland, Frankreich, England, im Osten und Mittelwesten der USA usw.

Ein anderes Problem stellt die Verbindung grosser Versorgungszentren und Verteilungssysteme dar, also die *sammelschienenartige* Überspannung zum Zweck des Energieaustausches, der Ausgleichs- und der Reservelieferung, z. B. in Deutschland zwischen der Ruhr und den Alpen, in Italien zwischen dem Alpenrand und der Mitte des Landes, in Frankreich zwischen den Kohlebecken und Paris, die Verbindungen zwischen Schweiz, Italien und Österreich einerseits und Deutschland anderseits, sowie etwa die Systeme in Holland und Belgien. Es kommen grosse Entfernungen in Frage, die aber durch spannungs- und frequenzhaltende Stützpunkte aufgeteilt sind; die grossen Leistungsflüsse wechseln häufig Richtung und Grösse.

Eine Kombination der beiden zuletzt genannten Aufgaben tritt bei der als *Staffelsystem* zu bezeichnenden Lage ein, dass über eine lange, im wesentlichen einseitig benützte Energietrasse je nach der wechselnden Leistungsverfügung an den Zwischenpunkten die Transportbedürfnisse streckenweise verschieden und wechselnd sind.

Während in den beiden erstgenannten Fällen die Grösse der Transportleistung durch die vorhandenen Energiequellen gegeben ist, also im allgemeinen bei 1000...2000 MW begrenzt sein wird, hängt sie im Austausch- und im Staffelbetrieb von

der Grösse der verbundenen Versorgungssysteme ab. Sie beträgt z. B. in Deutschland etwa 5...10 % der Gesamtleistung, wird auch bei fortschreitendem zechennahem und verbrauchsnahem Kraftwerksausbau diesen Prozentsatz behalten, also mit der allgemeinen Verbrauchssteigerung mit anwachsen. In Deutschland müssen schon heute 500...1000 MW auf diese Weise transportiert werden.

Dem Aufbau der *Seiloberfläche* sollte man mit Rücksicht auf die Hochfrequenz-Beeinflussung wieder besondere Aufmerksamkeit schenken. Die übliche Verseilung erhöht den Extremwert der Oberflächenfeldstärke doch um 20...40 % gegenüber der am glatten Zylinder. Für die Koronaverluste geht nur die Grösse des Oberflächenteils mit überhöhter Feldstärke ein, weshalb der Seilfaktor der

Koronaverluste und Hochfrequenzbeeinflussung bei verschiedenen 380-kV-Leitungen

Tabelle I

Mastbild	Anzahl Leiter im Bündel	Leiterdurchmesser bzw. Teilleiter-Abstand mm	Mittlere Feldstärke kVc/m	Koronaverluste 3 Phasen, 1 System Jahresmittel kW/km	extrem kW/km	Ohmsche Verluste bei P_{nat} kW/km	Hochfrequenzbeeinflussung 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

Wenn für die verschiedenen angeführten Aufgaben eine z. T. unterschiedliche Problematik besteht, dürften für die Leistungen und Entfernungen, wenigstens in Europa und für die nächsten 20 Jahre, etwa gleiche Voraussetzungen bestehen. Das sind Voraussetzungen, die in Bälde nicht mehr mit einer Spannung von 150 oder 220 kV beherrscht werden können und unabweisbar den Übergang auf noch *höhere Übertragungsspannungen* notwendig machen.

Ausführung der Höchstspannungsleitung; Isolierung, Leiter und Leiteranordnung

Die Ausführung der Höchstspannungsleitung stellt technisch insofern neue Bedingungen, als an den Leitern und an den Isolatoren eine *hohe Oberflächenfeldstärke vermieden* und zur Erzielung grosser Übertragungskapazität der *Wellenwiderstand reduziert werden soll.* Beide Ziele haben veranlasst, dass der *Bündelleiter* besonderen Anklang gefunden hat und in den Leitungsbau mit Erfolg und Vorteil eingeführt wurde. Es ist übrigens bemerkenswert, dass der Vorschlag, für höhere Spannung den Phasenleiter in ein Seilbündel aufzulösen, schon 1909 in den USA von *Ph. Thomas* gemacht und 1912 von *Whitehead* grundsätzlich untersucht wurde. Die knappe Zusammenstellung der Tabelle I (vgl. CIGRE 1956, Bericht 402) zeigt die Durchschnittsergebnisse aus mehrjährigen Dauermessungen der 400-kV-Forschungsgemeinschaft in *Mannheim-Rheinau.* Sowohl hinsichtlich der Koronaverluste als auch hinsichtlich der, für diese Höchstspannungsleitungen von 380 kV entscheidenderen, Störbeeinflussungen auf die Hochfrequenz-Nachrichtensysteme, Rundfunk, Fernsehen und TFH, sind die Bündelanordnungen merklich im Vorteil. Dies ist in noch stärkerem Masse der Fall, als ihre Oberflächenfeldstärke ermässigt werden konnte. Es gilt vor allem für die Koronaverluste, die vergleichsweise zu den Stromwärmeverlusten ganz unbedeutend werden.

Verluste niedriger ist als der der Feldstärke. Für die Hochfrequenz-Störungen kommt es aber darauf an, nirgends überhöhte Feldstärke zu haben. Vielleicht gewinnen deshalb *Aluminium-Rundrohr-Konstruktionen,* wie sie in letzter Zeit entwickelt wurden, Interesse.

Übrigens ist auch in diesem Zusammenhang die Bündelanordnung günstig, sobald der Leiter tropfenförmig benetzt wird. Im Bündel setzt sich die Tropfenreihe nicht an der Stelle des stärksten Feldes an (Zweierbündel horizontal!).

Das Spannungsverhalten der *Isolatoren* ist wesentlich gegeben durch die *Potentialverteilung.* Die für hohe Betriebsspannungen der Leitungen benützten Langstabisolatoren (z. B. 3 × L 75/14 in Reihe) lassen wegen ihrer sehr kleinen Eigenkapazität, zwischen den Kappen gemessen, eine ungünstige Feldform erwarten. Tatsächlich geben frühere Messresultate an, dass trotz der Anbringung von

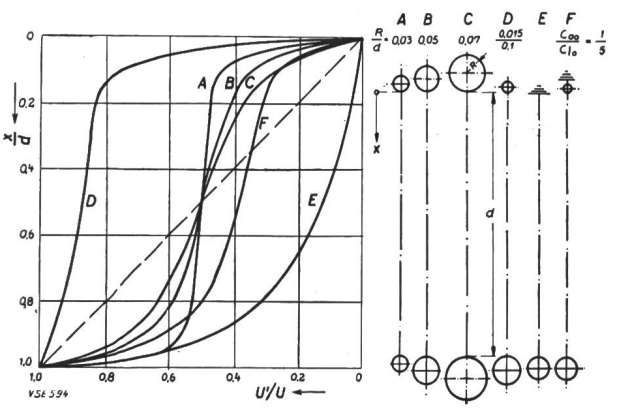


Fig. 1

Spannungsverteilung an Langstab-Isolatorketten
Freies Feld zwischen Kugel-Ersatzelektroden

Schirmringen der oberste Isolator allein über 70 % der Gesamtspannung tragen müsse. Das Feld kann nicht viel verschieden sein von dem zwischen zwei

z. B. kugeligen Ersatzelektroden in freier Luft (Fig. 1). Und doch musste die erwähnte Potentialverteilung ganz unwahrscheinlich erscheinen, da dabei doch schon längst unterhalb der gewöhnlichen Phasenbetriebsspannung der trockene Isolator lebhafte Entladungen aufweisen würde.

Sorgfältige Messungen klärten diesen Widerspruch auf. Wegen des durchschlagenden Einflusses der Hauptelektroden an der Masttraverse und am Leiter wurden die verschiedenartigsten Anordnungen im *elektrolytischen Trog* und unter Hochspannung messend verglichen. Fig. 2 stellt den grossen

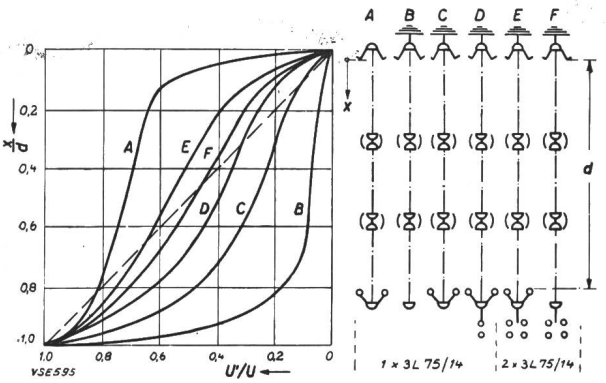


Fig. 2
Spannungsverteilung an Langstab-Isolatorketten mit verschiedenen Armaturen

Einfluss der Schirmarmaturen klar *(A* und *B)*. Aber schon die Nachbildung der Masttraverse beim Versuch *(A* und *C)* gibt eine wesentliche Vergleichmässigung; der leitungsseitige Isolator wird noch mehr entlastet, wenn beim Versuch die wirklichen Leiter angehängt werden *(D, E, F)*. Dass man dabei genügende Leiterlänge aufhängen muss, um dem tatsächlichen Feldbild am Mast nahe zu kommen, zeigt der Vergleich in Fig. 3. Das *Leiterbündel vergleichmässigt also das Isolatorfeld* in einer äusserst erwünschten Weise, so dass man wohl ernsthaft fragen muss, ob die besonderen Armaturen noch erforderlich sind. Denn auch die Hochfrequenzimpulse an den Kappen und Seilaufhängungen werden durch die abschirmende Wirkung des Bündels unterdrückt. Auf den Lichtbogenschutz kann bei Vorhandensein moderner Schalter mit niedriger Kurzschlußdauer vielleicht verzichtet werden.

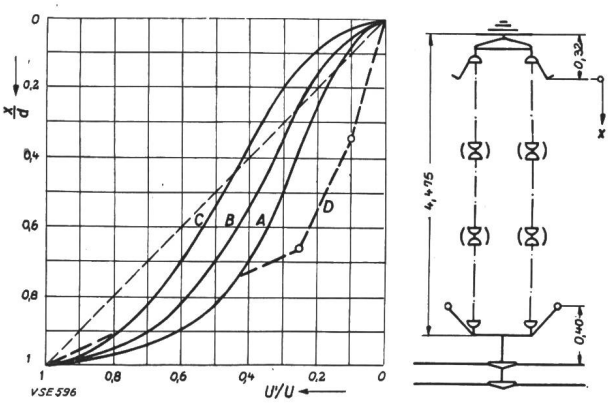


Fig. 3
Spannungsverteilung an 2 × 3 L 75/14-Langstabisolatorenketten mit Traverse, Viererbündel und Schutzarmaturen

Länge des Leiters l in Meter:

A l = 0
B l = 1,60
C l = 4,50
D l = 0, ohne Traverse

Beispiel für 220 kV

Dass auch für 220 kV die Bündelleitung berechtigt, ja im Vorteil sein kann, möge ein *Planungsvergleich zeigen,* der in allen Einzelheiten durchgerechnet ist [1]). Er stützt sich auf die Abrechnung eines durchgeführten Baues.

Verglichen werden Ausführungen mit Einzelseil und mit 2-, 3- und 4-Leiterbündel. Der Querschnitt ist, entsprechend der erhöhten Übertragungsfähigkeit beim Bündel, der Teilleiterzahl proportional vergrössert. In normalem hügeligem Gelände wurde mit durchschnittlich 350 m Spannweite gerechnet. Die Maste sind als weitgespreizte Profilstahl-Gittermaste mit aufgeteilten Betonfundamenten ausgelegt. Zweigliedrige Langstab-Isolatorketten an den Tragmasten, an den Abspannmasten 6gliedrige Vollkernketten mit Lichtbogenschutzarmaturen, tragen die Phasenseile der Doppelleitung. Diese sind aus Stahlaluminium und mit 7,5 kg/mm² Höchstspannung gespannt, die beiden Stahlerdseile mit 24 kg/mm². In den Kosten sind Zuschläge für Flur-, Kultur- und Waldentschädigungen, für den Umbau störender fremder Leitungen und für sonstige Nebenkosten mit eingeschätzt.

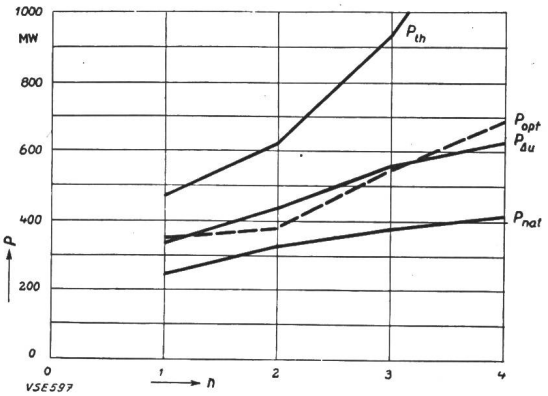


Fig. 4
Charakteristische Leistungen für eine 220-kV-Doppelleitung, Einfach- und Bündelleiter

P	Leistung
n	Anzahl Leiter im Bündel
P_{nat}	natürliche Leistung
P_{th}	thermische Grenzleistung
$P\Delta u$	Leistung für 5 % Spannungsabfall
P_{opt}	wirtschaftliche optimale Leistung

Zunächst zeigt Fig. 4 den wichtigen Vorsprung des Bündels, das in jeder Hinsicht mehr Möglichkeit für den Ausbau und für Entwicklungsreserve bietet. Hier interessieren besonders die *wirtschaftlichen Ergebnisse* [P_{opt} [2])].

[1]) Ich verdanke die Daten der Badenwerk A.-G., Karlsruhe.
[2]) siehe 1. Teil S. (227) 915.

Die Optimalleistung ergibt sich aus dem Vergleich der gesamten Jahreskosten für die Übertragung. Die Rechnung ist für ein besonderes Beispiel einer nur 45 km langen Strecke durchgeführt (Fig. 5). Die Kostenminima, die mit grösserer Teilleiterzahl bei höherer Leistung liegen, haben zunehmend niedrigere Werte. Selbst wenn man zunächst nicht an eine volle Anfangsauslastung denkt, *ist das Zweierbündel nicht teurer als das Einfachseil;* man kann also dem Belastungszuwachs von vornherein gut Rechnung tragen, ohne grosse finanzielle Vorleistungen geben zu müssen. Das zeigt im Einzelnen die Tabelle II. Sie weist die in Fig. 4 und 5 wiedergegebenen Werte nach. Die Errichtungskosten von Einfachseil- und Zweierbündel-Leitung sind kaum verschieden. Darum ist für 220 kV und für die bei dieser Spannung geltenden Verhältnisse gerade dieses Bündel recht interessant. Die Tabelle führt im

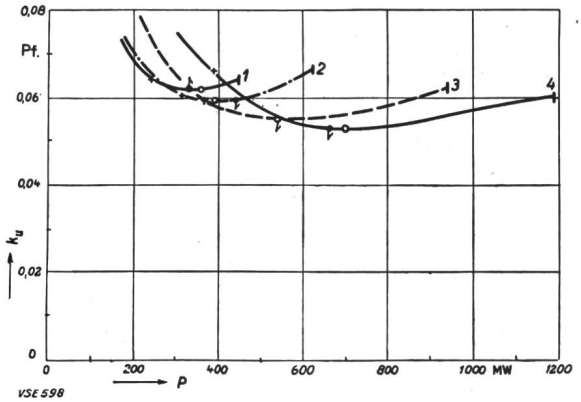


Fig. 5
Spezifische Jahreskosten der Übertragung für eine 220-kV-Doppelleitung, bei verschiedenen Seilen

k_u spezifische Jahreskosten der Übertragung pro kWh

natürliche Leistung
Leistung für 5 % ohmische Verluste
wirtschaftliche optimale Leistung
thermische Grenzleistung
} $\cos \varphi_{ind.} = 0{,}9$ bei

1 Stahl-Aluminium 340 mm² / 110 mm Einfachseil
2 Stahl-Aluminium 2 × 155 mm² / 32 mm Bündel
3 Stahl-Aluminium 3 × 185 mm² / 32 mm Bündel
4 Stahl-Aluminium 4 × 185 mm² / 32 mm Bnüdel
Leitungslänge 45 km
Jahresbenutzungsdauer 6000 h
$\cos \varphi_{ind.} = 0{,}9$
Energieerzeugungskosten pro kWh 2 Pf.

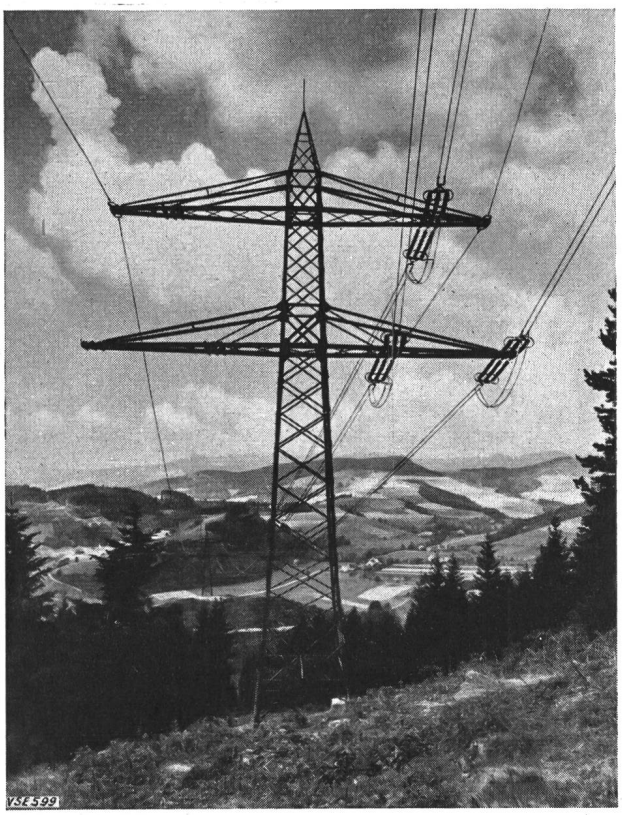


Fig. 6
220-kV-Leitung mit Zweierbündel (Badenwerk A.-G.)

Vergleich von 220-kV-Doppelleitern mit Einfach- und Bündelleiter Tabelle II

Nr.	Anzahl Leiter im Bündel	Leiterquerschnitt mm²	Leiterdurchmesser bzw. Abstand mm	Errichtungskosten 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

Nr.	Spezifische Errichtungskosten pro MW und km: je P_{nat} DM	%	je P_{th} [1][2] DM	%	Spezifische Übertragungskosten pro 100 kWh: je P_{th} [1][2] Pf.	%	je P_{opt} [1][3][5] Pf.	%
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]) Übertemperatur 40 °C
[3]) Leitungslänge 45 km
[4]) Spannungsabfall $\Delta U = 5$ %
[5]) Jahresbenutzungsdauer 6000 h
festen Jahreskostenfaktor 11 %

spezifische Energieerzeugungskosten 2 Pf./kWh
Verlustfaktor 0,52
Stahl-Aluminium-Leiter mit 7,5 kg/mm² Montagespannung
Stahl-Erdseile 2 × 70 mm² mit 24 kg/mm² Montagespannung
Spannweite 350 m

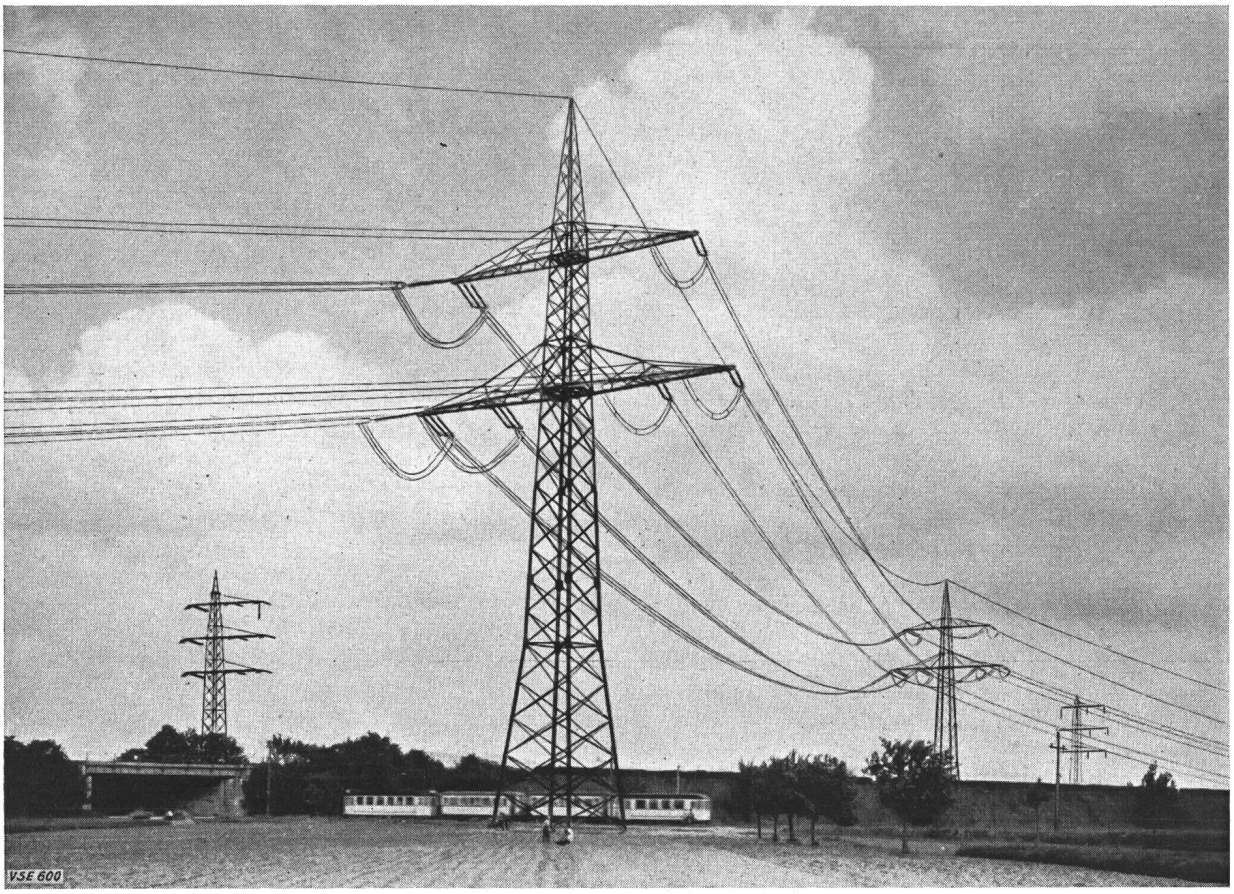


Fig. 7
Doppelleitungsmast mit Bündelleitungen für 380 kV und 220 kV (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk)

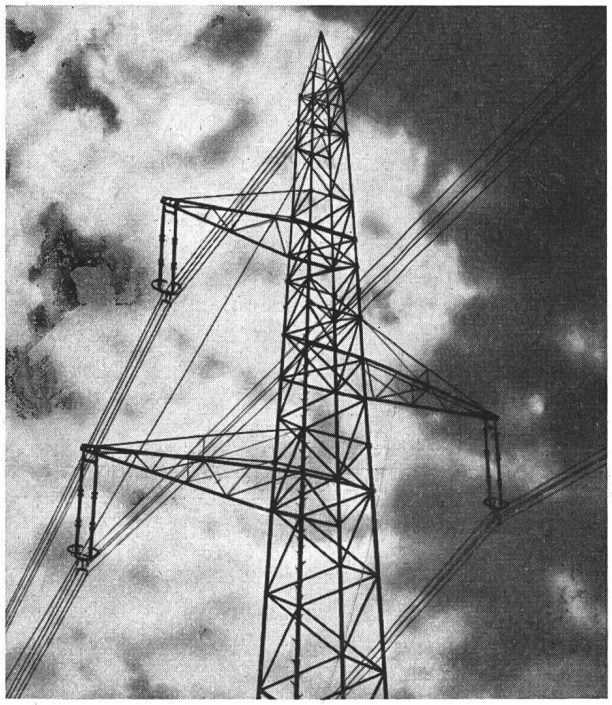


Fig. 8
Einfachleitungsmast mit 380-kV-Vierbündel

übrigen alle für die Berechnung der Werte angewandten Voraussetzungen auf. Man wird vielleicht, abweichend von den Vergleichsplanungen, mit dem Leiterquerschnitt eher noch sparen können, denn die thermische Belastungsgrenze ist hoch genug und der Spannungsabfall wird wegen des Überwiegens der Reaktanz gegenüber dem Widerstand durch die Querschnittsverminderung wenig berührt. Für das Bündel wird dann der Vergleich noch vorteilhafter.

Mechanisch hat sich der Bündelleiter bei den in klimatisch sehr ungünstigen Gegenden durchgeführten Versuchen wohl bewährt. Die schwedischen Erfahrungen geben eine überzeugende Betriebsbestätigung dafür.

Die Figuren 6, 7 und 8 stellen *ausgeführte Leitungen dar:* eine 220-kV-Leitung, die mit Zweierbündel über den *Schwarzwald* führt, eine zunächst mit 220 kV und 300 kV, später mit 380 kV betriebene Leitung und den mit Viererbündel belegten Mast der Versuchsleitung in *Mannheim-Rheinau.*

Technisch und wirtschaftlich verspricht die Leitungsausführung mit Bündelleitern mit Weitspannfeldern für 220 und 380 kV die in den nächsten Jahren auftretenden Transportanforderungen erfolgreich zu erfüllen.

Adresse des Autors:
Dr.-Ing. *Guntram Lesch,* Professor an der Technischen Hochschule Fridericiana Karlsruhe, Karlsruhe.

Fragen des Netzbetriebes und der Betriebsorganisation

Bericht über die 15. Diskussionsversammlung des VSE vom 14. Juni 1956 in Zürich und 21. Juni 1956 in Lausanne, 4. Teil[1])

Diskussion

I. Diskussion anlässlich der Versammlung vom 14. Juni 1956 in Zürich

A. Mesmer, Chef der Bau- und Betriebsabteilung des Elektrizitätswerkes der Stadt Bern:

Herr Dir. *Strehler* hat sich in seinem Vortrag unter anderem auch mit der Durchführung von periodischen Kabelprüfungen befasst. Nachfolgend soll kurz darüber orientiert werden, *wie das 6-kV-Kabelnetz des Elektrizitätswerks der Stadt Bern regelmässig mit hochgespanntem Gleichstrom kontrolliert wird und was für Erfahrungen mit dieser Prüfmethode im Verlaufe von über 20 Jahren gemacht wurden.*

In den Jahren 1930...1933 ist die Spannung des Kabel-Verteilnetzes in der Stadt Bern von 3 kV auf 6 kV erhöht worden. Da ein Teil dieses Netzes noch Kabel mit einer 3-kV-Isolation aufwies, mussten vor der Spannungserhöhung eingehende Untersuchungen über den Isolationszustand vorgenommen werden. Ausser den Messungen der dielektrischen Verluste und der Aufnahme der Ionisationskurven, d. h. der Bestimmung des tgδ wurden die Kabel auch mit *hochgespanntem Gleichstrom* geprüft. Hauptsächlich auf Grund dieser Gleichstromprüfungen konnte die Tauglichkeit der Kabel für den Betrieb mit einer höheren Spannung beurteilt werden.

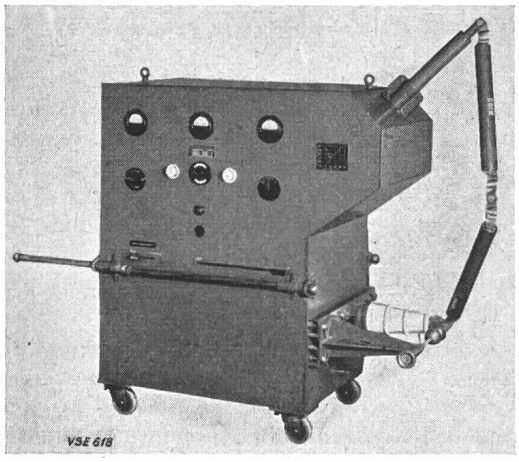


Fig. 1
Kabelprüfgerät des Elektrizitätswerkes der Stadt Bern

Für die Gleichstromprüfung benützen wir die aus Fig. 1 ersichtliche *Kabelprüfeinrichtung,* bestehend aus:

1 Hochspannungsreguliertransformator zur Transformierung der Wechselspannung von 220 V auf die Prüfspannung
1 Gleichrichterröhre zur Umformung der Wechselspannung auf Gleichspannung
1 geeichte Kugelfunkenstrecke zur Kontrolle der Prüfspannung
1 Schutzwiderstand zur Begrenzung des Ableitstromes
je 1 Volt- und Ampèremeter zur Messung der Prüfspannung und des Ableitstromes.

Für die Durchführung der Kabelprüfung muss die zu prüfende Kabelstrecke *spannungslos* gemacht werden. Die Speisung des Reguliertransformators erfolgt normalerweise vom Niederspannungsnetz her mit 220 V. Im übrigen wird die Prüfung unserer 6-kV-Kabel mit einer Spannung von 20 kV nach den Leitsätzen des SEV durchgeführt.

Bei uns wird jedes neu verlegte Hochspannungskabel *vor der Inbetriebsetzung* mit hochgespanntem Gleichstrom geprüft, nachher erfolgt die *periodische Kontrolle,* und zwar in einem zweijährigen Turnus alle Hauptspeisekabel und in einem fünfjährigen Turnus alle Verteilkabel.

Wir führen diese Kabelprüfungen seit 1935 durch und haben in diesen mehr als 20 Jahren 30 Isolationsfehler aufgedeckt. Zwei Drittel dieser Fehler entfallen auf Gussverbindungsmuffen und Masseendverschlüsse, ein Drittel auf das Kabel selbst. Als Ursache sind zu bezeichnen:

Bei den Verbindungsmuffen und Endverschlüssen: Feuchtigkeitseintritte und dadurch Zersetzung der Isoliermasse, ferner Isolatorenrisse an den Endverschlüssen und Montagefehler.

Bei den Kabeln: mechanische Beschädigungen des Bleimantels, herrührend von Pickelhieben oder Terrainsenkungen, ferner Fabrikationsfehler am Bleimantel und an der Isolierung.

Alle diese mit der Gleichstromprüfung aufgedeckten Isolationsfehler hätten früher oder später bestimmt zu Betriebsstörungen geführt. Durch die periodischen Prüfungen wurden die Isolationsfehler festgestellt und behoben, bevor es zur Betriebsstörung kam.

Abschliessend möchte ich über *Erfahrungen mit Wickelmuffen und Wickelendverschlüssen* wie folgt berichten:

Im 6-kV-Kabelnetz des Elektrizitätswerks der Stadt Bern, das eine Ausdehnung von rund 200 km aufweist, haben wir ca. 1000 Wickelmuffen und gegen 800 Wickelendverschlüsse. Während einer Zeitspanne von 20 Jahren ist an diesen Kabelarmaturen noch nie eine Betriebsstörung aufgetreten. Aus diesem Grunde werden in unserem Werk ausschliesslich Wickelmuffen und -Endverschlüsse verwendet.

J. Ringger, Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Werkstätte Dietikon:

Wie bei den anderen Elektrizitätswerken waren bei den EKZ früher so ziemlich alle auf dem Markt erhältlichen *Schutzkleider* vorhanden, wie Regenmäntel, Pelerinen, amerikanische Öltuchkleider, Militärkapute, Segeltuchbekleidung, Lederjacken und -hosen.

Seit 1947 haben die EKZ ständig an der Verbesserung der Schutzkleider gearbeitet. Es ist selbstverständlich, dass es sich nur um den *Schutz gegen die Nässe handelt;* gegen die Kälte hat sich das Personal selbst zu schützen. Man liess hauptsächlich Freileitungsmonteure verschiedene Schutzkleider aus unterschiedlichen Stoffen und Mach-

[1]) 1., 2. und 3. Teil, siehe Bull. SEV Bd. 47(1956), Nr. 16, S. 721...734, Nr. 17, S. 764...774 bzw. Nr. 18, S. 805...811.

arten ausprobieren. Die Wahl fiel auf einen sehr reissfesten englischen Gummi-Doppelstoff. Mit der Abgabe von Havelock-Mantel, Südwesterhut, Beinröhren und Armstulpen glaubten wir den Monteur vor der Nässe geschützt. Es zeigte sich aber, dass durch das ständige Tragen das Gewebe undicht wurde und daher immer mehr Wasser aufnahm. Die dadurch bedingte Gewichtszunahme machte das Schutzkleid beim Personal unbeliebt. Ausserdem war die Trocknungszeit viel zu lang.

Inzwischen hat die schweizerische Industrie die Herstellung von sogenanntem *Kunstleder* stark entwickelt. Auf der Suche nach einem besseren Schutzkleid in strapazierfähiger Qualität entschieden wir uns für eine starke und reissfeste Gewebebasis, das sogenannte *Stamoid.* Dieses Kunstleder ist sehr leicht zu reinigen, ist alterungsbeständig und in der Pflege anspruchslos. Beschmutzung durch Kabelmasse kann z. B. mühelos mit Benzin beseitigt werden.

Im Bewusstsein, dass es keine Schutzkleidung gibt, die in gleicher Weise für den Freileiter, Kabel- oder Ortsmonteur geeignet ist, haben wir uns von den bisherigen Erfahrungen leiten lassen und von der Abgabe der Beinröhren und Armstulpen Umgang genommen. An Stelle der Beinröhren, die hauptsächlich für die Leitungskontrolle gedacht waren, bevorzugen die Monteure Gummistiefel, für die sie eine jährliche Entschädigung erhalten. Für die *Ortsmonteure,* deren Stellvertreter und die Kabelmonteure wird das bisherige Modell Havelock abgegeben. Für die *Freileitungsmonteure* ist eine Kombination, bestehend aus einem Havelock-Mantel mit Ärmeln und kleinem Achselüberwurf mit Lederbesatz als notwendig erachtet worden. Dieser Lederbesatz dient speziell als Schutz beim Tragen von Leitungsmasten.

H. Wüger, Direktor der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ):

Im Anschluss an die Ausführungen der Herren *Greub* und *Suter* betreffend die *Schaffung eines einheitlichen Modelles für ein Dienstfahrzeug für den Leitungsunterhalt* mache ich darauf aufmerksam, dass in den USA sehr zweckmässige Wagen dieser Art entwickelt worden sind. Es handelt sich dabei um leichte Lastwagen mit etwa 2,5 Tonnen Tragfähigkeit, bei denen auf beiden Längsseiten Wandschränke von etwa 1,7 m Höhe aufgebaut sind. Diese Schränke enthalten viele Fächer, die teils von aussen, teils von innen bedient werden können. Sie enthalten sehr übersichtlich und griffbereit angeordnet alle nötigen Werkzeuge sowie Material (z. B. Schrauben, Klemmen, Isolatoren usw.). Wir sollten entweder gemeinsam ein solches Fahrzeug aus den USA kommen lassen oder aber auf Grund der aus der Literatur und den Inseraten ersichtlichen Unterlagen ein solches Fahrzeug bei uns entwickeln, wobei es für schweizerische Verhältnisse wohl unumgänglich wäre, dass hiezu ein geländegängiges Chassis verwendet würde.

Bezüglich das *Lehrlingswesen* möchte ich den Vorschlag Suters unterstützen, die Werke möchten mehr Lehrlinge einstellen. Die EKZ beschäftigen 34 Installationslehrlinge und prüfen gegenwärtig, ob nicht auch in anderen Sparten Lehrlinge eingestellt werden können. Dagegen bin ich gegen die vorgeschlagene Verkürzung der Lehrzeit, weil wir allen jungen Leuten eine gründliche Schulung angedeihen lassen müssen.

Über *Kabelschäden* kann ich mitteilen, dass bei den EKZ verschiedene Störungen an alten 8-kV-Kabeln, die mit 16 kV in Betrieb genommen wurden, aufgetreten sind. In der Regel handelte es sich um Kabelstrecken mit grösseren Höhenunterschieden, wobei die Schäden am oberen Ende wegen abfliessender Kabelmasse auftraten.

Da sich die Anschaffung der von Herrn *Mesmer* vorgeschlagenen *Messapparatur* nur für grössere Werke lohnt, sollten kleinere Werke gemeinsam solche Anschaffungen machen.

A. Strehler, Direktor des Elektrizitätswerks der Stadt St. Gallen:

In meinem Referat habe ich für die thermische Belastung von Kabeln im Kurzschlussfall eine Formel erwähnt, die für ein bestimmtes Beispiel eine Temperaturerhöhung von 315 °C ergab. Kürzlich las ich in der ETZ eine diesbezügliche Mitteilung mit einem Hinweis, dass die BEWAG eine *maximale Temperaturerhöhung von 200 °C* zulassen. Es dürfte in vielen Fällen notwendig werden, Netzprojekte auch nach dieser Richtung zu prüfen. Es wird sich dann zeigen, dass entweder die Kurzschluss-Abschaltzeit reduziert, oder, mit noch grösserem Erfolg, der Kabelquerschnitt erhöht werden muss.

W. Frei, Betriebsleiter der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgung Amriswil:

Herr Dir. *Strehler* hat gesagt, wie schwierig es heute ist, *Abschaltzeiten* einzustellen, die gestatten, ein Kabel oder irgend einen Apparat wirklich zu schützen. Auf der einen Seite wird, um eine selektive Abschaltung zu erhalten (Staffelung), eine längere Abschaltzeit der Relais verlangt, auf der anderen Seite wissen wir, dass bei längeren Abschaltzeiten in Kurzschlussfällen die Schäden viel grösser werden können, als bei kurzen Abschaltzeiten. Ich möchte hier die Anregung machen, auf dem Wege der Schnellwiedereinschaltung (oder eventuell der langsamen Wiedereinschaltung) diesen Schwierigkeiten zu begegnen. Die Relais könnten auf Momentauslösung eingestellt werden und die Zahl der Wiedereinschaltungen wäre z. B. so zu stellen, dass der Spaltschalter nach dem Ansprechen offen bleibt, der nächste Schalter mit einer Wiedereinschaltung, der weiter zurückliegende mit zwei Wiedereinschaltungen arbeitet. Auf diesem Wege dürfte es möglich sein, schwere Schäden durch Flammenbogen und Wanderung des Flammenbogens sowie weitere Schäden durch zu lange Abschaltzeiten zu verhüten.

F. Seiler, Betriebsassistent, Bernische Kraftwerke A.-G. (BKW), Bern:

Die *Wirksamkeit der 16-kV-Überspannungsableiter* im Gebiet der BKW ist auf Grund von Gewitterschäden an Transformatorenstationen untersucht worden. Die statistische Auswertung umfasst nur das Gebiet der *Betriebsleitung Bern,* mit zur Zeit 355 eigenen Transformatorenstationen, angeschlossen an einem 16-kV-Netz von 461 km Freileitungen und 22,4 km Kabelleitungen.

Im gewitterreichen Jahr 1955 zeigten die Blitzschäden an geschützten und ungeschützten Transformatorenstationen folgendes Bild:

	Anzahl Stationen					
	Total		mit Ableiter		ohne Ableiter	
		%		%		%
BKW-eigene Transformatorenstationen	355	100	149	42,0	206	58,0
Anzahl betroffene Stationen	60	100	14	23,3	46	76,7
Primär-Sicherungsdefekte	128	100	14	11,0	114	89,0
Transformatorendefekte	6	100	2	33,4	4	66,6

Rechnet man obige Zahlen auf gleichviel geschützte und ungeschützte Transformatorenstationen um, und bildet man das Verhältnis derselben, so ergeben sich folgende Vergleichszahlen:

1:2,38 für die Anzahl betroffener Stationen
1:5,9 für die Primär-Sicherungsdefekte
1:1,45 für die Transformatorendefekte

Auch für die längere Zeitspanne von 1950...1955 ist mit der jeweiligen geringeren Anzahl Stationen und der noch geringeren Anzahl Ableitersätzen dieselbe statistische Auswertung erfolgt. In der nachfolgenden Tabelle sind nur deren Resultate aufgeführt:

Jahr	Verhältnis der *Primärsicherungsdefekte* der geschützten zu den ungeschützten Stationen	Verhältnis der *Transformatorendefekte* der geschützten zu den ungeschützten Stationen
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
Durchschnitt 1950 ...1955	1:3,5	1:1,45

Diese Zahlen vermögen ungefähr ein Bild von der Schutzwirkung aller seit ca. 12 Jahren sukzessive eingebauten Ableiter zu vermitteln. Wenn auch die Schutzwirkung geringer ist, als man annehmen könnte, so ist sie doch eindeutig erkenntlich. Rein «kaufmännisch» sind die Erfolge der Ableiter nicht ausgewertet worden, und es fragt sich, ob unter diesem Gesichtspunkt der Kostenaufwand gerechtfertigt wäre. Zwecks Reduktion der Betriebsstörungen ist dagegen die Wirkung der Ableiter unbestritten gut.

E. Mürner, Abteilungsleiter, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ):

Beim EWZ haben wir *Explosionen von Mastendverschlüssen bei Hochspannungskabelleitungen* beobachtet. Diese Erfahrungen machten wir besonders im 11-kV-Netz, und dort, wo die Kabel im Gefälle liegen.

Wir trachten darnach, Verbindungen möglichst zu vermeiden, was uns anfänglich veranlasste, mit den Kabeladern durch die Isolatoren der Endverschlüsse zu fahren. Die Kabelader wurde bei der Durchführungsstelle gespreizt, verzinnt und hierauf in einem Kupferröhrchen mit Zinn vergossen. Vereinzelte, so erstellte Endverschlüsse explodierten nach 3...5 Jahren Betriebszeit. Durch *Sonnenbestrahlung* erfolgen starke Erwärmungen von Endverschluss und Kabel mit entsprechendem Überdruck in demselben. Dieser begünstigt das sich schon aus dem Schwergewicht ergebende Abwandern des Kabelöles nach unten und damit eine *Ölverarmung im Bereiche des Endverschlusses.* Abkühlung führt zu einem Vakuum, das nur beschränkt Kabelöl zurückzieht, aber bei der geringsten Undichtheit feuchte Luft und Wasser in die Muffe zieht. Solche Undichtheiten waren in vorgenannter Muffenmontage verborgen. Isolatorendurchführungen mit Massivkupfer brachten hier eine Verbesserung. Periodische Kontrollen über Zustand und Absenkung der Ausgussmasse in den Endverschlüssen sind angezeigt. Liegen Kabel in starken Gefällen, so kann der Ölverarmung durch *Expansionsgefässe* über den Endverschlüssen und entsprechendem *Ölüberdruck* im Muffenhals entgegengesteuert werden.

Bezüglich der von Herrn *Mesmer* erwähnten *Kabelprüfung mit hochgespanntem Gleichstrom* erwähne ich folgende Erfahrungen des EWZ:

Anlässlich der Spannungserhöhung an im Betrieb stehenden Kabeln von 2 kV auf 4 kV, sogar 6 kV Betriebsspannung, wurden alle diese Kabel der Spannungsprobe mit hochgespanntem Gleichstrom unterzogen. Dabei kamen eine ganze Reihe Fehler zum Vorschein, die, wenn auch nicht mit der Umschaltung, so doch kurz nach derselben, Kurzschlüsse eingeleitet hätten. In der Folge entstanden nach einwandfreiem Prüfbefund und ca. halbjähriger Betriebsdauer mit der erhöhten Spannung vereinzelt doch Kurzschlüsse in gut befundenen Kabeln. Schadhafte Stellen, die zur Zeit der Prüfung schon bestunden, diese aber nicht beeinflussten, sich erst nachträglich zu genügend grossen Fehlern entwickelten, leiteten diese Kurzschlüsse ein.

In neuerer Zeit wurden mit einem kleinen Prüfgerät, umschaltbar für 0...7 kV und 5...35 kV Prüfspannung und für Ableitströme in den Bereichen 0/0,1/1/10 mA, die gleichen Prüfungen mit Erfolg durchgeführt. Auch dessen Anwendung ersparte vereinzelte Enttäuschungen nicht, deren Ursprung nicht im Gerät, sondern in der Struktur der Kabel liegt.

So wurde anlässlich Grabarbeiten im Bleimantel eines im Betrieb stehenden 11-kV-Kabels ein alter, 3 cm langer Riss festgestellt. Die Spannungsproben mit 35 kV verwiesen eindeutig auf einwandfreien Kabelzustand. Die anschliessende Untersuchung zeigte bei der Rißstelle die Gürtelisolation schwammig und ganz feucht bis zur 13. Lage. Die gleiche Feuchtigkeit bestand in 1 m Abstand von der Rißstelle. Es ist also lediglich eine Frage der Zeit, welche die Feuchtigkeit braucht, um den Isolationswiderstand so zu reduzieren, dass ein Durchschlag erfolgt. Hat man Glück, so fällt die Spannungsprobe in jenen Zeitabschnitt, wo die Feuchtigkeit mit ihr feststellbar ist, einem Durchschlag mit der Betriebsspannung aber noch nicht genügt. Für alle diese Fälle ist eine solche Messung ideal. Sie gibt uns klare Angaben über den Isolationszustand anlässlich der Prüfung, kann dessen Verlauf für die Zu-

kunft jedoch nicht festlegen, weshalb wir uns in dieser Richtung nur sehr beschränkt auf sie stützen können.

Ob neu zu entwickelnde Prüfarten je die Struktur der Kabel so durchsetzen, dass sie die in Entstehung begriffenen Isolationsdefekte restlos anzeigen, wird die Zeit lehren. Mit der besprochenen Messart erfolgt dies nur in ganz beschränktem Ausmass, was bei der Beurteilung solcher Messresultate nicht unberücksichtigt bleiben darf.

W. Ryf, Chef des Netzrevisionsdienstes des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ):

Die Firma *Brown, Boveri & Cie. A.-G. (BBC),* Baden, liefert heute *Hauptstromrelais,* deren höchster Skalawert nicht mehr 6, sondern nur noch 3 s beträgt. Dadurch kann die Zeiteinstellung in 1/3 s unterteilt werden. Das EWZ gibt die HB-Relaiswerke serienweise zum Ändern an BBC; mit den geänderten Relais staffelt das EWZ die Relaiszeiten der im Ring und vermascht geschalteten 6- und 11-kV-Netze nicht mehr wie früher mit 2, sondern mit 1/3 s. Die höchste Hauptstromrelais-Auslösezeit beträgt im EWZ-Mittelspannungsnetz 2 Sekunden (Fig. 2). Die Kurzschluss-Auslösungen erfolgen dank der präzisen Relais und der gründlichen Schalter- und Relaisrevision sozusagen ausnahmslos nach Relais-Schaltplan, so dass genügende Selektivität bei Kurzschluss erreicht wird. Dadurch werden auch die ausgefallenen Schalter auf Grund der telephonischen Meldungen der durch Störung betroffenen Abonnenten und an Hand der Relais-Schaltpläne rasch festgestellt. Da die aufgebauten Relais im Zusammenhang mit den Schaltern periodisch mit einem zweckmässigen Prüfkoffer elektrisch geprüft werden, können Fehler an Relais, Schaltern und Gestängeeinstellung erfasst werden, die ohne Stromprüfung, z. B. nur durch Drücken auf das Auslösegestänge, nicht oder erst nach ihrem Versagen entdeckt würden.

An der 12. Diskussionsversammlung des VSE bin ich seinerzeit ersucht worden, Umschau zu halten, welche Firma bereit wäre, einen leistungsfähigeren, tragbaren *Relaisprüfkoffer* anzufertigen. Die mit Arbeit überhäuften Schweizerfirmen zeigten wegen der geringen Absatzaussichten kein Interesse, nebst den von ihnen gebauten (für die heutigen Ansprüche weniger geeigneten) Prüftransformatoren für Hauptstromrelais eine neue Konstruktion zu schaffen. Als besonders zweckmässig hat sich seither der neue Prüfapparat von *Voigt-Haeffner,* der seit zwei Jahren im EWZ täglich und mit bestem Erfolg benutzt wird, erwiesen. Schon das frühere Modell vom Jahre 1930, das vom EWZ verbessert wurde und ihm heute noch dient, war vorzüglich. Das neue Modell enthält Verbesserungen, die besonders aus den langjährigen Relaisprüfungen und Betriebserfahrungen des EWZ-Revisiondienstes hervorgingen und die für die genaue Prüfung der aufgebauten Relais im Zusammenbau mit den Leistungsschaltern unerlässlich sind. Die Masse dieses Prüfkoffers betragen 60 × 40 × 24 cm. Die Netzspannung kann mit Drehschalter von 0 auf 120, 220, 380 oder 500 V geschaltet werden. Die Prüfspannung kann z. B. zum Prüfen von Spannungsrelais mit Drehschalter von 0 bis 500 V geschaltet werden.

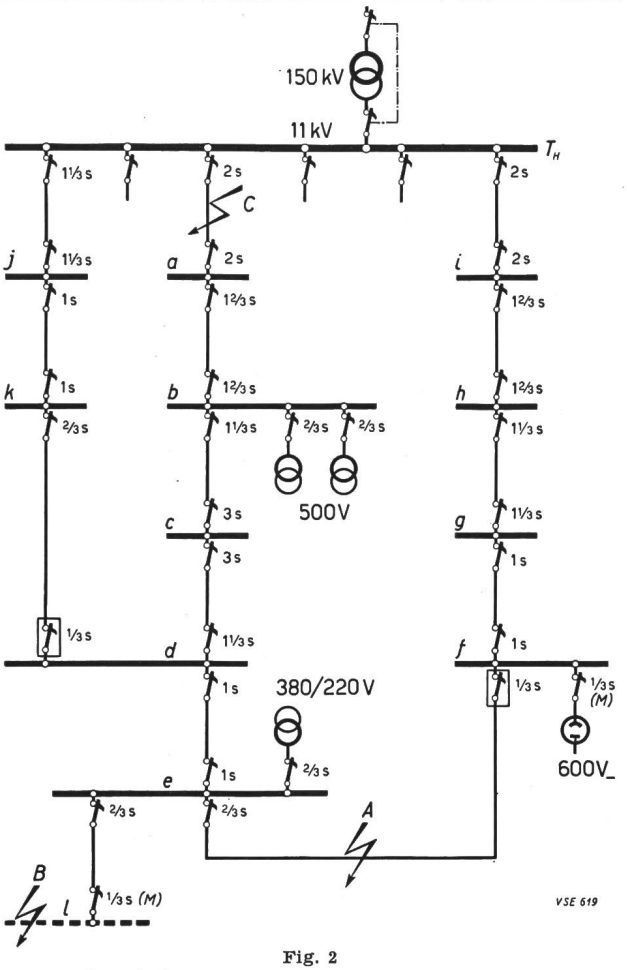


Fig. 2
Relais-Zeiteinstellung für selektive Ausschaltung bei Kurzschluss in den Mittelspannungsnetzen des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich

T_H Haupttransformatorenstation
a...k Netzstationen *l* Hochspannungbezüger

Spaltschalter

A, B, C Kurzschlußstellen
M Momentauslösung bei dreifachem Relais-Nennstrom
Die Zahlen neben der Schaltersymbolen bedeuten die Relais-Auslösezeiten in Sekunden; die Zeiteinstellung auf 3 Sekunden ist einer Blockierung ähnlich
Bei Kurzschluss in *A*: Abschaltung ohne Störung der Stationen und Abonnentenanlagen
Bei Kurzschluss in *B*: Störung der Hochspannungsbezüger-Anlage allein
Bei Kurzschluss in *C*: Störung der Netzstationen *a...f* mit ihren Abonnentenanlagen

Zum Prüfen von Hauptstromrelais erfolgt die Grob- und Feinregulierung des Stromes ebenfalls mit Drehschaltern, wobei z. B. beim Prüfen in der Zelle, also mit Zwischenschaltung der Prüfkabelleitung bei 600-A-Relais, Ströme bis 2800 A und bei direktem Relaisaufbau auf das Prüfgerät, kurzzeitig bis 3800 A erreicht werden. Mit diesem Apparat dürfte dem an der erwähnten Diskussionsversammlung geäusserten Wunsch entsprochen worden sein. Innert den drei Jahren seien allerdings erst drei Apparate in der Schweiz gekauft worden.

Das EWZ prüft die Relais vor dem Einlagern im Prüflokal und nochmals vor dem Inbetriebsetzen im Zusammenhang mit den Leistungsschaltern am Einbauort, zudem periodisch alle drei Jahre. Damit die Relais selektiv auslösen, ist wie schon erwähnt, zu empfehlen, dass sie nebst anderem auf einwand-

freies *Wiedereinklinken des Zeitwerkes nach Ansprechen* geprüft werden. Dies geschieht wie folgt:

1. Relais auf 1 s Auslösezeit und 1,2fachen Relais-Nennstrom einstellen.
2. Mit dem Prüfstrom bis zum Ansprechen des Relais hochfahren (dabei macht der Auslösehebel zuerst nur eine ganz kleine Bewegung).
3. Prüfstrom rasch bis etwa 1,1fachem Relais-Nennstrom absenken bevor die Auslösung ganz erfolgt, dann sehr langsam Strom weiter absenken bis der Auslösehebel wieder zurückfällt (nur mit sehr leicht regulierbarem Prüfberät möglich).
4. Kontrolle durch Druck auf den Auslösehebel, ob dieser wieder im Relaiswerk verklinkt ist.

Das Nichtmehreinklinken verursacht bei nachfolgender Stromerhöhung (analog einer Stromerhöhung nach vorausgegangener Störungsauslösung), dass die Zeiteinstellung ausgeschaltet wird und das Relais vorzeitig auslöst, wodurch nicht nur die selektive Abschaltung gestört wird, sondern unbegründete Betriebsunterbrüche eintreten.

Was die Frage der *feuchten Verteilnischen und -kabinen* betrifft, möchte ich erwähnen, dass das EWZ in seinem Verteilnetz rund 1500 Niederspannungs-Verteilanlagen in Mauernischen oder freistehenden Kabinen besitzt. Diese Verteiler waren früher «muffig» und zum Teil nass. Die Hauptursachen waren folgende:

Wasserdurchlässiges Mauerwerk.

Wasserdurchlass zwischen Türrahmen, Mauerwerk und zwischen den Fugen der Blechtüren.

Kondenswasserbildung besonders im Herbst und Frühjahr wegen der Bodenfeuchtigkeit, der warmen Sonnenbestrahlung auf die Blechtüre und der starken Abkühlung in der Nacht.

Zu kleine Ventilationsöffnungen.

Zur Abhilfe ging der Netzrevisionsdienst folgendermassen vor:

Vorübergehend wurden *Heizkörper* von 150 W, 220 oder 500 V, ähnlich wie solche in Strahlern verwendet werden, untergebracht. Wände und Dekken wurden untersucht, allenfalls hinter der Rückwand aufgegraben, mit Glattverputz, SIKA, Inertol-Anstrich und Steinbett verbessert. Nur gestrichene, rostige Türen wurden samt dem eingemauerten Rahmen ausgebaut und vorübergehend ersetzt durch Einspriessen zweier senkrechter Doppellatten, auf welche Bretter geschraubt wurden. Die Türen wurden dann zerlegt, feuerverzinkt und wieder montiert. Die Blechfüllungen wurden dabei durch 15-mm-Eternit ersetzt und in den Rahmen mit Fugen-Baltox gedichtet.

Gegen die *Bodenfeuchtigkeit* wurde folgendes vorgekehrt:

Das Innere der Kabine wurde bis etwa 5 cm unter die Muffen mit trockenem Sand gefüllt, festgestossen und planiert, worauf nach Erwärmen mit der Gasflamme eine etwa 1 cm dicke Teerschicht gegossen wurde. Dieses Übergiessen geschah serienmässig, indem den vorbereiteten Kabinen und Nischen nachgefahren und der heisse Teer mit einem Kennel aus Isoliermaterial (dickes Preßspan) in die unter Spannung stehende Kabine gegossen wurde. Beim späteren Auspacken lässt sich der Teerüberguss sehr leicht brechen. Die Ventilationsöffnungen wurden wesentlich vergrössert und so angeordnet, dass der Luftzug wenig behindert und allenfalls durch spielende Kinder hineingesteckte Drahtstücke nicht direkt an Spannung gelangen. Eisenteile, mit Ausnahme der Kabelmuffen, wurden feuerverzinkt, die Schrauben ausgebaut und kadmiert. Heute sind beim EWZ nur noch selten feuchte Verteiler vorhanden; in neuen Anlagen werden diese Erfahrungen berücksichtigt.

J. Wild, Oberbetriebsleiter der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ):

Zur Frage *der Feststellung von Fehlerorten bei Kurzschlüssen auf Mittelspannungsleitungen* möchte ich einige Bemerkungen anbringen.

Das Mittelspannungsnetz der EKZ besteht vorwiegend aus *Freileitungen.* Im Normalzustand werden die Leitungen als offene Strahlennetze betrieben, wobei die einzelnen Leitungsgebiete über Streckenschalter zusammenschaltbar sind.

Zur raschen, ungefähren Feststellung der Lage der Kurzschluss-Fehlerstelle haben wir seit einigen Jahren versuchsweise drei 8-kV-Schaltfelder in den Unterwerken mit sogenannten *Gardy-Kurzschlussklappen* ausgerüstet. Es sind dies U-förmige, mit einer Fallklappe versehene Eisenkörper, die mittelst einer Stellschraube am vertikalen Leiter festgeklemmt werden können. Durch den Kurzschlussstrom werden die Eisenkörper magnetisiert und betätigen die Fallklappe. Pro Phase sind fünf, im minimalen Ansprechstrom von 300 bis 1500 A gestaffelte Klappen montiert. Je näher der Kurzschluss am Unterwerk ist, desto mehr Klappen pro Phase sprechen an. In *Kartenausschnitten* haben wir für den zwei- bzw. dreipoligen Kurzschluss die Fehlerortsbereiche der einzelnen Klappen farbig eingezeichnet, so dass die Lokalisation der Fehlerstelle auf wenige km gut möglich ist. Die Klappen werden nach dem Ansprechen mit einem Isolierstab zurückgestellt. Diese einfache und billige Einrichtung bewährt sich sehr gut. Wir konnten schon öferts die Zeit für das Aufsuchen einer Fehlerstelle erheblich reduzieren.

Zur Frage *der Blitzschäden an Verteiltransformatoren, die mit Überspannungsableitern geschützt sind,* ist zu sagen, dass auch bei den EKZ solche Fälle vorkommen. Ich bin der Ansicht, dass die meisten dieser Schäden wie folgt erklärt werden können:

Die grösste Zahl unserer Verteiltransformatoren sind *Dreiwicklungstransformatoren* mit einer Hochspannungs- und zwei Niederspannungswicklungen von 500 und 380 V. In all jenen Fällen, wo eine der Niederspannungswicklungen *leer* betrieben wird, d. h. kein Netz daran angeschlossen ist, haben wir früher den Nullpunkt dieser Wicklung mit der *Schutzerdung der Transformatorenstation* verbunden. Spricht nun der Hochspannungsableiter der Station an, so wird infolge des momentanen Spannungsgefälles an der Schutzerdung durch den Blitzstrom die im Leerlauf stehende Wicklung auf ein hohes Potential gehoben. Da der Nullpunkt der unter Last stehenden Niederspannungswicklung mit einer Sondererdung verbunden ist, tritt zwischen den beiden Niederspannungs-Wicklungen momentan eine grosse Spannungsdifferenz auf.

Diese Spannungsdifferenzen können zu Durchschlägen zwischen den zwei Niederspannungswicklungen führen. Seit dieser Erkenntnis haben wir angeordnet, dass Nullpunkte von leer betriebenen Transformatorwicklungen nicht mehr mit der Schutzerdung, sondern mit *dem Nullpunkt der ein Netz speisenden Wicklung* verbunden wird. Seither sind mir keine solchen Schäden mehr bekannt. Möglich ist es allerdings, dass ein Teil der bei uns aufgetretenen Transformatorschäden infolge ungenügenden Auskochens der Transformatoren und damit mangelhafter Isolationsfestigkeit entstanden ist.

Ch. Greub, Betriebsleiter der Bernischen Kraftwerke A.-G. (BKW), Delsberg:

Wenn die Elektrizitätswerke Nachwuchs haben wollen, so müssen sie sich um dessen Ausbildung sehr eingehend bemühen. Das Elektrizitätswerk der Stadt Aarau geht in der Ausbildung der Lehrlinge vorbildlich vor. Die BKW bilden seit Jahren ebenfalls Lehrlinge aus.

Was allgemein zu fehlen scheint, das sind gute *Freileitungsmonteure.* Deren Beruf ist als solcher nicht gesetzlich anerkannt. Es gilt hier, gelegentlich eine Lücke zu schliessen. Es bieten sich allerdings für eine geregelte Lehrzeit grosse Schwierigkeiten, die aber nicht unüberwindlich sind. Als Notbehelf werden bei den BKW Berufsleute wie Spengler, Schlosser usw. umgeschult. Die theoretische Ausbildung ist aber mühsam, da die notwendigen Grundlagen sehr oft nicht mehr vorhanden sind.

H. Wüger, Direktor der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ):

Das Thema *Lehrlingsausbildung für Freileiter* ist heikel. Der Freileiter arbeitet einmal hier, einmal dort; er muss sich in Wirtschaften oder im Freien verpflegen und logiert in Gasthöfen oder in für kurze Zeit gemieteten Zimmern. Ein solches Leben stellt für einen 15jährigen Jugendlichen eine grosse Gefahr dar. Das ist auch der Grund, warum das *BIGA* und die *Lehrlingsämter* gegen die Schaffung des «Freileiterberufes» sind. Wir Werkleute wären dagegen froh, wenn wir gelernte Freileiter hätten; wir könnten uns dann die Ausbildung der Erwachsenen ersparen.

Es bestehen aber noch andere Schwierigkeiten. Mechaniker, Feinmechaniker, Uhrmacher, aber auch Elektriker machen eine *schöne Lehre* durch. Sie haben in der Regel nicht nur Freude an ihrem Berufe, sondern sie sind auch stolz auf ihr schönes und gepflegtes *Werkzeug.* Im Freileiterberuf sieht es leider noch nicht so aus. Der rauhe Betrieb führt zu einer raschen und starken Abnützung der Werkzeuge. Darum kann der Freileiter an seinem Werkzeug nicht in gleichem Masse Freude haben wie seine Kollegen von anderen Berufen.

Bei den EKZ zeigten die Erfahrungen der letzten Jahre, dass sich von den aus gelernten Berufen kommenden Leuten viele nicht besonders gut bewährten. Demgegenüber konnten von den *ungelernten Leuten* nach der Anlernzeit solche zu Obermonteuren und in einem Ausnahmefall sogar zum Chefmonteur befördert werden. Wieso diese den Erwartungen widersprechenden Erfahrungen? Offenbar darum, weil sich von den Berufsleuten diejenigen Elemente zum Freileiterberuf melden, die im gelernten Beruf nicht zufrieden sind, oder denen es in den Werkstätten aus irgend einem Grunde nicht passt. Jedenfalls sind es nicht die Besten. Anders dagegen bei den Ungelernten. Hier sind es die strebsamen Elemente, solche die vielleicht aus finanziellen Gründen keine Lehre machen konnten, die nun hoffen, doch noch etwas werden zu können.

Herr *Hilfiker,* Oberingenieur-Stellvertreter des Kreises 3 der SBB, hat mir verraten, dass er früher bei der Rekrutierung des Fahrleitungspersonals die gleichen Erfahrungen machte. Als die SBB aber vor einigen Jahren *moderne Fahrzeuge* für den Fahrleitungsunterhalt einsetzten, hätten sich die Verhältnisse rasch geändert. Es melden sich jetzt auch gute Berufsleute, die stolz sind auf ihr modern ausgerüstetes Pikettfahrzeug.

Zusammenfassend ergibt sich also folgendes Bild:

1. Die Schaffung moderner Zweckfahrzeuge und deren Ausrüstung mit gutem Werkzeug ist eine absolute Notwendigkeit.

2. Solche Fahrzeuge und gutes Werkzeug werden sich bei der Rekrutierung des Freileitungspersonals günstig auswirken.

3. Überlandwerke und Unternehmungen des Leitungsbaues, bei denen die Freileiter in einem grösseren Rayon arbeiten und bei denen daher auch der Besuch der Gewerbeschule Schwierigkeiten bereitet, können wahrscheinlich kaum Freileiter-Lehrlinge heranziehen.

4. Dagegen ist es denkbar, dass grössere Gemeindewerke, bei denen das Arbeitsgebiet räumlich beschränkt ist, Freileitungslehrlinge ausbilden könnten.

Die von Herrn *Seiler* gezeigte Statistik über den *Erfolg der Überspannungsableiter* lässt erkennen, dass trotz der Ableiter noch relativ viele Schäden an Transformatoren vorkommen. Wir sollten uns mit solchen Statistiken nicht zufrieden geben, sondern untersuchen, *warum* es zu solchen Misserfolgen kommt. Verständlich sind die Schäden z. B. wenn Blitzeinschläge in der Nähe von Transformatorenstationen erfolgen. Sicher sind Transformatoren kleinerer Leistung gefährdeter als solche mit grösserer Leistung (Dicke des Drahtes). Ferner sind Kupferwicklungen robuster als diejenigen aus Aluminium und schliesslich spielt sicher auch die Grösse des Erdungswiderstandes eine Rolle.

In verschiedenen Kommissionen ist neulich über die *Brandgefährlichkeit der Dachständer* und über Mittel und Wege zu deren Behebung gesprochen worden. Es scheint, als ob heute noch nicht mit Sicherheit Konstruktionen und Materialien angegeben werden können, die auf unbeschränkte Zeit befriedigen. Es wurde daher die Frage zur Diskussion gestellt, ob nicht auch die Dachständer wie die Hausinstallationen periodisch, mindestens etwa alle 20 Jahre, kontrolliert werden sollten. Es wäre interessant zu erfahren, ob solche Kontrollen schon von einem Werk durchgeführt werden, oder was darüber gedacht wird.

Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie durch die schweizerischen Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung

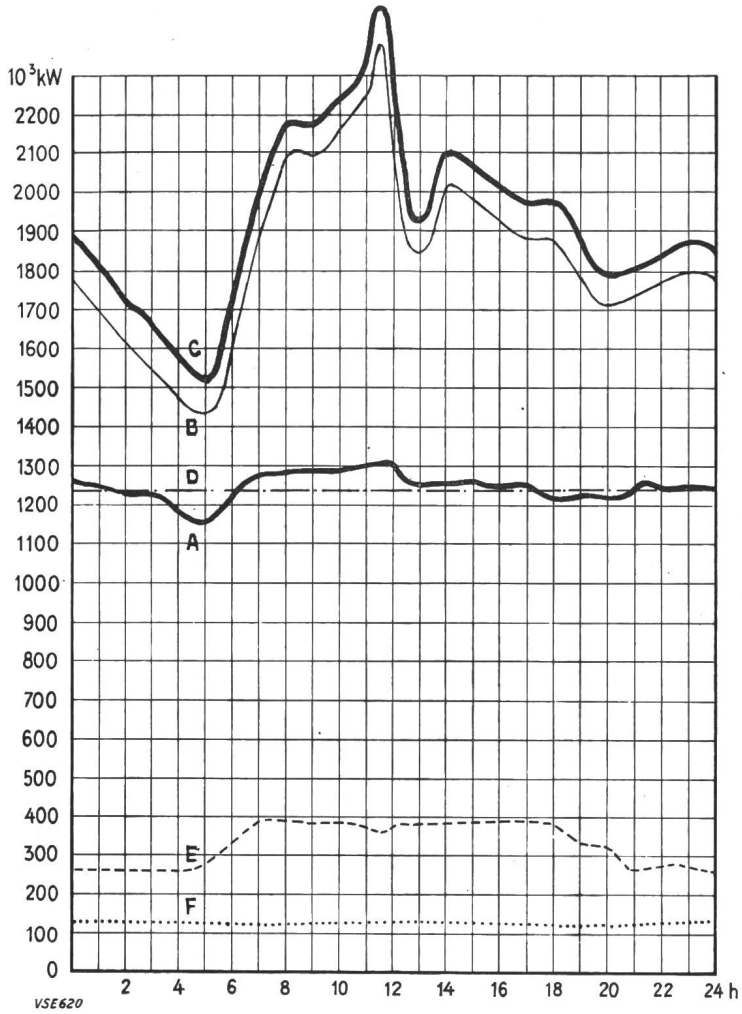
Mitgeteilt vom Eidgenössischen Amt für Elektrizitätswirtschaft und vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Die Statistik umfasst die Erzeugung der Elektrizitätswerke für Stromabgabe an Dritte. Nicht inbegriffen ist also die Erzeugung der bahn- und industrieeigenen Kraftwerke für den eigenen Bedarf.

Monat	Energieerzeugung und Bezug											Speicherung				Energieausfuhr	
	Hydraulische Erzeugung		Thermische Erzeugung		Bezug aus Bahn- und Industrie-Kraftwerken		Energie-Einfuhr		Total Erzeugung und Bezug		Veränderung gegen Vorjahr	Energieinhalt der Speicher am Monatsende		Änderung im Berichtsmonat — Entnahme + Auffüllung			
	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
	in Millionen kWh										%	in Millionen kWh					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober ...	940	966	3	20	51	28	62	101	1056	1115	+ 5,6	1533	1553	— 6	— 197	135	107
November ..	829	865	14	26	26	21	120	197	989	1109	+12,1	1360	1206	—173	— 347	73	76
Dezember ..	901	812	8	32	19	20	131	243	1059	1107	+ 4,5	1210	970	—150	— 236	86	81
Januar	924	801	3	14	25	22	99	249	1051	1086	+ 3,3	1049	793	—161	— 177	91	70
Februar ...	949	857	1	30	20	20	55	216	1025	1123	+ 9,6	766	376	—283	— 417	124	62
März	1067	714	3	28	21	24	67	188	1158	954	—17,6	398	241	—368	— 135	144	45
April	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
Juni	1172	1209	1	0	76	39	19	25	1268	1273	+ 0,4	1036	882	+518	+ 380	235	206
Juli	1236	1272	1	1	78	40	18	21	1333	1334	+ 0,1	1539	1493	+503	+ 611	283	252
August	1188		1		83		18		1290			1696		+157		263	
September ..	1117		1		70		7		1195			1750[4]		+ 54		210	
Jahr	12483		38		553		625		13699							2009	
Oktober-März	5610	5015	32	150	162	135	534	1194	6338	6494	+ 2,5			-1141	-1509	653	441
April-Juli ..	4568	4422	4	22	238	137	66	188	4876	4769	— 2,2					883	672

Monat	Verwendung der Energie im Inland																
	Haushalt und Gewerbe		Industrie		Chemische, metallurg. u. thermische Anwendungen		Elektrokessel [1])		Bahnen		Verluste und Verbrauch der Speicherpumpen[2])		Inlandverbrauch inkl. Verluste				
													ohne Elektrokessel und Speicherpump.		Veränderung gegen Vorjahr[3]) %	mit Elektrokessel und Speicherpump.	
	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
	in Millionen kWh																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober ...	413	457	168	190	118	146	30	26	55	57	137	132	881	978	+11,0	921	1008
November ..	431	487	178	199	111	137	9	9	59	68	128	133	903	1020	+13,0	916	1033
Dezember ..	459	500	174	189	119	116	9	5	75	75	137	141	958	1011	+ 5,5	973	1026
Januar	465	492	170	186	114	115	12	5	69	72	130	146	944	997	+ 5,6	960	1016
Februar ...	417	53 4	162	193	111	115	26	5	66	73	119	141	874	1052	+20,4	901	1061
März	456	445	181	160	143	113	34	3	67	66	133	122	978	896	— 8,4	1014	909
April	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
Juni	378	423	163	178	138	157	146	90	49	54	159	165	863	939	+ 8,8	1033	1067
Juli	380	419	160	169	147	160	154	104	51	58	158 (25)	172 (38)	871	940	+ 7,9	1050	1082
August	396		164		146		121		51		149		888			1027	
September ..	411		175		144		68		52		135		907			985	
Jahr	5001		2015		1578		760		686		1650 (130)		10800			11690	
Oktober-März	2641	2915	1033	1117	716	742	120	53	391	411	784 (27)	815 (46)	5538	5954	+ 7,5	5685	6053
April-Juli ..	1553	1701	643	689	572	635	451	243	192	231	582 (75)	598 (110)	3467	3744	+ 8,0	3993	4097

[1]) D. h. Kessel mit Elektrodenheizung.
[2]) Die in Klammern gesetzten Zahlen geben den Verbrauch für den Antrieb von Speicherpumpen an.
[3]) Kolonne 15 gegenüber Kolonne 14.
[4]) Energieinhalt bei vollem Speicherbecken. Sept. 1955 = 1931.10[6] kWh.



Tagesdiagramme der beanspruchten Leistungen

(Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung)

Mittwoch, den 18. Juli 1956

Legende:

1. Mögliche Leistungen: 10^3 kW

Laufwerke auf Grund der Zuflüsse (0—D) . .	1236
Saisonspeicherwerke bei voller Leistungsabgabe (bei maximaler Seehöhe)	1541
Total mögliche hydraulische Leistungen . . .	2777
Reserve in thermischen Anlagen	155

2. Wirklich aufgetretene Leistungen

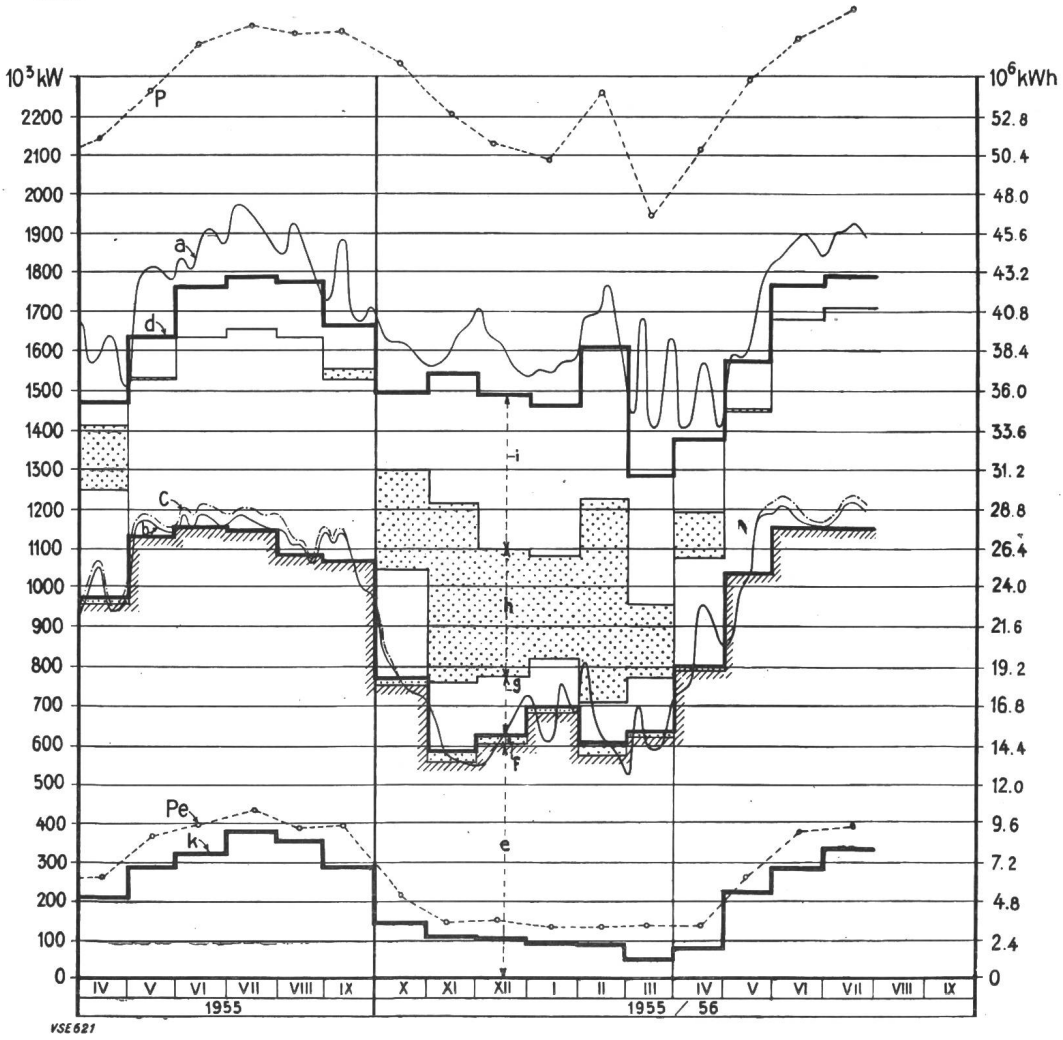
0—A Laufwerke (inkl. Werke mit Tages- und Wochenspeicher).
A—B Saisonspeicherwerke.
B—C Thermische Werke, Bezug aus Bahn- und Industrie-Kraftwerken und Einfuhr.
0—E Energieausfuhr.
0—F Energieeinfuhr.

3. Energieerzeugung 10^6 kWh

Laufwerke	29,2
Saisonspeicherwerke	15,0
Thermische Werke	0
Bezug aus Bahn- und Industrie-Kraftwerken	1,3
Einfuhr	0,7
Total, Mittwoch, 18. Juli 1956	46,2
Total, Samstag, 21. Juli 1956	42,7
Total, Sonntag, 22. Juli 1956	33,2

4. Energieabgabe

Inlandverbrauch	38,2
Energieausfuhr	8,0



Mittwoch- und Monatserzeugung der Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung

Legende:

1. Höchstleistungen:
(je am mittleren Mittwoch jedes Monates)
P des Gesamtbetriebes
Pe der Energieausfuhr.

2. Mittwocherzeugung:
(Durchschnittl. Leistung bzw. Energiemenge)
a insgesamt;
b in Laufwerken wirklich;
c in Laufwerken möglich gewesen.

3. Monatserzeugung:
(Durchschnittl. Monatsleistung bzw. durchschnittl. tägliche Energiemenge)
d insgesamt;
e in Laufwerken aus natürl. Zuflüssen;
f in Laufwerken aus Speicherwasser;
g in Speicherwerken aus Zuflüssen;
h in Speicherwerken aus Speicherwasser;
i in thermischen Kraftwerken und Bezug aus Bahn- und Industriewerken und Einfuhr;
k Energieausfuhr;
d-k Inlandverbrauch

Gesamte Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz

Mitgeteilt vom Eidgenössischen Amt für Elektrizitätswirtschaft

Die nachstehenden Angaben beziehen sich sowohl auf die Erzeugung der Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung wie der bahn- und industrieeigenen Kraftwerke.

Monat	Energieerzeugung und Einfuhr									Speicherung				Energie-Ausfuhr		Gesamter Landesverbrauch	
	Hydraulische Erzeugung		Thermische Erzeugung		Energie-Einfuhr		Total Erzeugung und Einfuhr		Veränderung gegen Vorjahr	Energieinhalt der Speicher am Monatsende		Änderung im Berichtsmonat — Entnahme + Auffüllung					
	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
	in Millionen kWh								%	in Millionen kWh							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober ...	1202	1188	5	25	62	101	1269	1314	+ 3,5	1726	1746	— 3	—225	135	107	1134	1207
November ..	1018	1019	17	33	120	197	1155	1249	+ 8,1	1537	1368	—189	—378	73	76	1082	1173
Dezember ..	1062	949	12	41	131	244	1205	1234	+ 2,4	1368	1101	—169	—267	86	81	1119	1153
Januar	1091	928	6	22	99	250	1196	1200	+ 0,3	1186	897	—182	—204	91	70	1105	1130
Februar ...	1097	974	5	38	55	217	1157	1229	+ 6,2	874	437	—312	—460	124	62	1033	1167
März	1225	841	7	39	67	188	1299	1068	—17,7	465	268	—409	—169	144	45	1155	1023
April	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
Juni	1494	1530	2	2	19	25	1515	1557	+ 2,8	1188	962	+591	+417	235	242	1280	1315
Juli	1563	1605	2	2	18	21	1583	1628	+ 2,8	1746	1637	+558	+675	283	290	1300	1338
August	1521		2		18		1541			1916		+170		263		1278	
September ..	1425		3		7		1435			1971[2])		+ 55		210		1225	
Jahr	15381		67		625		16073							2009		14064	
Oktober-März	6695	5899	52	198	534	1197	7281	7294	+ 0,2			-1264	-1703	653	441	6628	6853
April-Juli ..	5740	5502	10	32	66	188	5816	5722	— 1,6					883	759	4933	4963

Monat	Verteilung des gesamten Landesverbrauches														Landesverbrauch ohne Elektrokessel und Speicherpumpen		Veränderung gegen Vorjahr
	Haushalt und Gewerbe		Industrie		Chemische, metallurg. u. thermische Anwendungen		Elektrokessel [1])		Bahnen		Verluste		Verbrauch der Speicherpumpen				
	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	
	in Millionen kWh																%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Oktober ...	421	467	188	209	232	247	37	30	100	105	146	144	10	5	1087	1172	+ 7,8
November ..	439	497	196	215	192	196	14	11	98	105	138	144	5	5	1063	1157	+ 8,8
Dezember ..	467	514	194	209	183	159	13	7	109	109	146	145	7	10	1099	1136	+ 3,4
Januar	473	502	189	207	171	152	17	7	108	103	142	145	5	14	1083	1109	+ 2,4
Februar ...	426	544	180	210	160	140	31	6	101	110	133	152	2	5	1000	1156	+15,6
März	465	454	200	181	194	143	38	5	108	103	147	127	3	10	1114	1008	— 9,5
April	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
Juni	386	432	182	200	279	300	156	98	97	100	154	145	26	40	1098	1177	+ 7,2
Juli	388	429	178	190	290	306	163	112	101	107	153	154	27	40	1110	1186	+ 6,8
August	405		181		288		131		102		151		20		1127		
September ..	420		194		279		77		100		144		11		1137		
Jahr	5101		2238		2790		847		1215		1730		143		13074		
Oktober-März	2691	2978	1147	1231	1132	1037	150	66	624	635	852	857	32	49	6446	6738	+ 4,5
April-Juli ..	1585	1737	716	774	1091	1103	489	270	389	405	583	556	80	118	4364	4575	+ 4,8

[1]) d. h. Kessel mit Elektrodenheizung.
[2]) Energieinhalt bei vollen Speicherbecken: Sept. 1955 = 2 174.10⁶ kWh

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, Telephon (051) 34 12 12, Postcheckkonto VIII 4355, Telegrammadresse: Electrounion, Zürich.
Redaktor: *Ch. Morel*, Ingenieur.
Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE bezogen werden.