Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 47 (1956)

Heft: 17

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: 16.12.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

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, 2. Teil

621.316.1

3. Referat

von *A. Strehler*, St. Gallen

Belastungsüberwachung in Hoch- und Niederspannungsanlagen

Ein Unter-Kontrolle-Halten der Belastung in *Unterwerken, Transformatorenstationen* und *Leitungen* drängt sich vor allem aus der Notwendigkeit auf, die teuren wärmeempfindlichen Anlageteile, wie Transformatoren, Stromwandler, Kabel vor übermässiger Erwärmung und damit einer Gefährdung des Betriebes zu schützen. Man weiss, dass die *Lebensdauer* von Apparaten und Kabeln, die mit organischem Isoliermaterial umhüllt sind, z. B. mit ölimprägniertem Papier oder auch Kunstharzen, bei Überschreiten der Grenzerwärmung abnimmt. Mit andern Worten ausgedrückt: Die Lebensdauer einer Isolation ist nicht allein eine Funktion der Temperatur, sondern gleichzeitig auch eine solche der Zeit. Der Betriebsleiter kann jede Maschine und jeden Transformator überlasten, aber er muss sich bewusst sein, dass jede Überlastung die Lebensdauer in einem unbestimmten Mass in Funktion der Höhe der Belastung und der Belastungsdauer herabsetzt. Periodische Belastungsüberwachungen dienen daher, neben der Vermeidung von unangenehmen Störungen durch Schalterauslösungen oder Schmelzen von Sicherungen, vor allem dem Schutz der kostspieligen Apparate vor einer Verkürzung der Lebensdauer. Wir müssen uns bewusst sein, dass neue Apparate im Gegensatz zu früheren Lieferungen äusserst knapp berechnet und dimensioniert sind und daher bei einer übermässigen Belastung einer raschen Alterung viel eher ausgesetzt sind als ältere Konstruktionen. Nach einem Gesetz von *Montsinger* altern die in den Transformatoren verwendeten Isolierstoffe etwa doppelt so schnell, wenn ihre Betriebstemperatur um 8 °C höher und nur halb so schnell, wenn die Temperatur um 8 °C niedriger liegt. Fraglich ist allerdings, wie hoch die Lebensdauer eines Transformators ist, der dauernd auf seiner Grenztemperatur gehalten wird.

Es stehen uns für solche Messungen die verschiedensten Instrumente zur Verfügung. In Unterwerken, oft aber auch in Transformatorenstationen, sind in den Transformatorenfeldern und in den abgehenden Leitungen *direkt zeigende Ampèremeter* in einer oder mehreren Phasen eingebaut; sie geben allerdings nur den Momentanwert an. Transformatorenstationen werden nie und Unterwerke immer seltener dauernd überwacht; vielfach werden sie über Fernsteuerung und Fernmessung von einem entfernt liegenden Ort aus unter Kontrolle gehalten. Es ist wichtig, dass die Betriebsorgane über die auftretenden, maximalen Strombelastungen ihrer Transformatoren und Leitungen orientiert sind und dass sie wissen, an welchen Tagen und zu welcher Stunde diese Belastungen auftreten.

Die meisten grösseren Elektrizitätswerke besitzen *transportable Registrierinstrumente, Linien-* oder *Punktschreiber,* die periodisch in Anlagen, die nicht oder nur sporadisch überwacht werden, eingesetzt werden. Hochspannungsseitige Messungen erfolgen zweckmässig über festmontierte Stromwandlerprüfklemmen, während Messungen in Niederspannungsanlagen häufig mit Zangenstromwandlern durchgeführt werden. Bei der Projektierung der Anlagen sollte daher bereits auf solche Messungen Rücksicht genommen werden. Für Hochspannungsnetze genügen einphasige Instrumente, da die Phasenbelastungen nicht wesentlich voneinander verschieden sind. In Niederspannungsnetzen hingegen bewähren sich besonders dreiphasig anschliessbare Instrumente, aus deren Registrierung allfällige Verschiedenheiten in den Phasenbelastungen jederzeit erkennbar sind. Um Transformatoren und Leitungen möglichst rationell auszunützen, aber auch im Interesse einer gleichmässigen Spannung an den Verbrauchern, ist eine gleichmässige Verteilung der Phasenbelastung in Niederspannungsnetzen sehr erwünscht und anzustreben. Die Registrierung mit schreibenden Instrumenten wird zweckmässigerweise in grössern Intervallen nach Massgabe der mutmasslichen Belastungszunahme durchgeführt und sollte auch ausserordentliche Belastungen, z. B. mit viel Raumheizung, enthalten. Ein Vergleich der Registrierung mit den früheren Belastungsmessungen gibt wertvolle Aufschlüsse über die Art des Belastungszuwachses, z. B. durch Heisswasserspeicher in der Nacht, Waschautomaten, Industriebelastung, Kochherde am Tag usw.

Aus Unterwerken abgehende *Mittelspannungsleitungen* werden in der Regel nur mit einem Kurz-

schlußschutz ausgerüstet. Zur Kontrolle ihrer Belastungen genügt es, wenn einmal im Sommer und einmal im Winter während ungefähr einer Woche Registriermessungen durchgeführt werden. Es dürfte in vielen Fällen interessant sein, die Wirk- und Blindleistungen kennen zu lernen.

In *Transformatorenstationen* wird es kaum notwendig sein, ausser den Transformatorenbelastungen auch die Belastungen aller abgehenden Niederspannungsleitungen periodisch mit Registrierinstrumenten zu messen. Man wird sich damit begnügen, in den Zeiten der Spitzenbelastung, die ja anhand der Registrierstreifen festgestellt werden kann, mit dem Zangenanleger die einzelnen Strangbelastungen in jeder Phase festzustellen und aufzuschreiben.

Zur Belastungsüberwachung stehen noch weitere Mittel zur Verfügung. Neben *Zählern mit Maximumzeigern* oder *Maxigraphen*, die häufig auch in Unterwerken oder Transformatorenstationen dauernd eingebaut werden, sind es vor allem die *thermischen Relais* für sekundären oder primären Anschluss, die ein wertvolles Hilfsmittel für die Belastungskontrolle darstellen. Grössere Transformatoren oder Gruppen von solchen werden zweckmässigerweise mit 2 Maximalstromrelais und einem Thermorelais geschützt, wobei erstere den Kurzschlußschutz, das letztere hingegen den Überlastschutz übernehmen. Die Erfahrung zeigt auch, dass der Überlastschutz in nur einer Phase auch bei 380/220-V-Transformatoren ausreicht, wenn der Belastungsverteilung auf die 3 Phasen einigermassen Aufmerksamkeit geschenkt wird. Wichtig ist natürlich die richtige Abstimmung der thermischen Relais auf den Nennstrom des zu schützenden Objektes und die richtige Wahl der Zeitkonstante. Wichtig ist auch, dass die Relais wieder neu eingestellt oder ausgewechselt werden, wenn die zu schützenden Transformatoren gegen solche anderer Leistung ausgetauscht werden. Sehr zu empfehlen ist die periodische Kontrolle des *Schleppzeigers* auf den Thermorelais und ein Vergleich mit der eingestellten *Auslösetemperatur*. Die Auslösetemperatur entsprechend 60 °C Übertemperatur in den Wicklungen ist diejenige, die von den *schweizerischen Regeln für Transformatoren* und den *schweizerischen Regeln für elektrische Maschinen* für Dauerbelastung und eine Umgebungstemperatur von 40 ° bzw. 35 °C als zulässig angenommen worden ist. Es gibt aber Elektrizitätswerke, die besonders im Februar 1956 mit einer Temperaturerhöhung von 60 °C in den Wicklungen nicht mehr auskommen konnten und — um unliebsame Auslösungen zu vermeiden — gezwungenermassen eine wesentlich höhere Auslösetemperatur einstellen mussten. Mit Rücksicht auf die in der Regel nur kurzzeitige Überlastung der Transformatoren in den Spitzenzeiten und die gute Abkühlung in der Spätnacht, kann man es verantworten, auch einmal eine höhere Wicklungstemperatur zuzulassen. Immerhin ist eine gute Dotierung der Transformatorenstationen mit installierter Leistung mit Rücksicht auf einen allenfalls vermaschten Betrieb mit andern Stationen bei Reparaturen, Reinigung oder Störungen sehr zu empfehlen.

Bei dieser Gelegenheit möchte ich kurz auf den revidierten Art. 64 der *Starkstromverordnung* vom 7. 7. 1933 gemäss Bundesratsbeschluss vom 26. 10. 1954 hinweisen. Die abgeänderten Erläuterungen zu diesem Artikel lauten u. a.:

«Auf der Hochspannungsseite eingebaute Relais sollen so ausgerüstet sein, dass sie die Transformatoren auch thermisch gegen schädliche Überlastung schützen, sofern nicht niederspannungsseitige Schalter mit Relais einen genügenden Überlastschutz gewährleisten. Für den thermischen Schutz kommen in Betracht: Dem Transformatorennennstrom und seiner Zeitkonstante angepasste Thermo-Zeitrelais, dem Nennstrom entsprechend eingestellte Maximalstrom-Zeitrelais, Thermostate oder andere gleichwertige Schutzeinrichtungen. Ausnahmsweise, z. B. bei Platzmangel, dürfen für 2 Transformatoren auf der Hochspannungsseite gemeinsame Sicherungen oder ein gemeinsamer Schalter mit Relais vorgesehen werden, wenn die Transformatoren hoch- und niederspannungsseitig dauernd parallel arbeiten.»

Diesem Satz möchte ich im Zusammenhang mit der Belastungskontrolle in Transformatorenstationen noch beifügen, dass einem *guten Parallelbetrieb* zweier solcher Transformatoren bei Vollast ein besonderes Augenmerk zu schenken ist; d. h. dass die beiden Einheiten bei Vollast ihrem Nennstrom entsprechend belastet sein müssen. Gleiche Leerlauf-Übersetzungsverhältnisse und gleiche Kurzschlußspannungen erfüllen diese Bedingung auf jeden Fall.

Eine ausländische Firma liefert seit einigen Jahren Ampèremeter für Sammelschienenaufbau, deren Zeigerausschlag einem *thermischen Mittelwert* entspricht. Diese Instrumente sind mit einem rückstellbaren Schleppzeiger versehen; sie bilden in Transformatorenstationen eine wertvolle Hilfe für die Belastungskontrolle.

Neben der direkten, stromabhängigen Belastungskontrolle mit Thermorelais ergibt auch die *Messung der Öltemperatur* mit Tauchthermometer und Schleppzeiger bei langsam sich änderndem Belastungsverlauf in vielen Fällen brauchbare Resultate. Es ist zu berücksichtigen, dass bei dieser Messmethode eine Ungenauigkeit und Unsicherheit darin besteht, dass bei rasch ansteigender Belastung der Anstieg der Öltemperatur nachhinkt, so dass die zulässige Wicklungstemperatur längst überschritten sein kann, wenn die Öltemperatur das zulässige Mass noch nicht erreicht hat. Die Öltemperatur darf nach den bereits erwähnten Regeln eine Erhöhung von 50 °C gegenüber der Umgebungsluft erreichen, wobei letztere 40 °C nicht überschreiten darf.

Beurteilung und Prüfung von Isolierölen

In Transformatoren hat das Isolieröl zwei Funktionen zu erfüllen:

1. die Isolierfestigkeit der Wicklungen zu erhöhen;
2. die Abführung der Verlustwärme zu übernehmen.

In *Ölschaltern* oder *ölarmen Schaltern* dient das Isolieröl weitgehend der Lichtbogenlöschung, während die Isolierfähigkeit nur von untergeordneter Bedeutung ist. Die technischen Bedingungen, die an Isolieröle gestellt werden, sowie ihre Eigenschaften sind in der *Publikation Nr. 124 des SEV*

(Jahr 1936) niedergelegt, während Erläuterungen dazu aus dem Jahre 1950 speziell die Bedeutung der Spannungsprüfungen für die Beurteilung von Isolierölen sowie die Beurteilung gebrauchter Transformatorenöle behandeln. Aus diesen Regeln geht hervor, dass die Durchschlagsspannung von Mineralölproben, die frei sind von ungelösten Verunreinigungen, in der Grössenordnung von 300 kV/cm liegt. Diese Zahl wird aber wesentlich erniedrigt, wenn kleinste Fremdkörper, z. B. Fasern, suspendierte Wassertröpfchen, Ölschlamm usw., im Öl enthalten sind. Die Regeln für Isolieröl sehen eine *Dauerspannungsprüfung* vor. Das Öl wird dabei in einer genormten Anordnung bei einer Elektrodendistanz von 5 mm mit einer Spannung von 30 kV entsprechend einer Feldstärke von 60 kV/cm beansprucht. Dabei gilt die Prüfung als bestanden, wenn während 30 Minuten kein vollständiger Durchbruch stattfindet und wenn während der letzten 5 Minuten keine Teilentladungen festgestellt werden.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass diese Prüfungen den Anforderungen der Praxis so gut wie möglich nachkommen. Sie reagieren speziell auf sehr feine, in grösserer Zahl vorhandene Schwebstoffe. Wenn das Öl Spuren von Wasser enthält, treten oft bei der Spannungsprüfung schon bei verhältnismässig niedrigen Spannungen knallende Funkenentladungen auf, ohne dass dadurch ein dauernder Lichtbogen eingeleitet wird. Ist die Feuchtigkeitsmenge nur unbedeutend, so wird sie im elektrischen Lichtbogen verdampft; das Öl hält dann die nachfolgende Prüfung ohne weitere Durchschläge aus. Ist aber der Feuchtigkeitsgehalt des Öles zu gross oder sind darin Verunreinigungen enthalten, so treten auch nach einer längeren Spannungsprüfung weitere Durchschläge auf.

Die genannten Regeln weisen darauf hin, dass Spannungsprüfungen keine eindeutigen Rückschlüsse auf den *Alterungszustand* des Öles gestatten. Es sind auch Hinweise darüber enthalten, welche Anzeichen für eine zunehmende Alterung des Öles anzusprechen sind. Ein zunehmendes Dunkelwerden und die Trübung des Öles können als visuelles Kriterium für die Alterung gelten. Die sogenannte *Säurezahl* steigt während der Alterung an und bietet, da ihre Bestimmung mit geringem Aufwand und zuverlässig auszuführen ist, ein geeignetes Mittel, die Alterung periodisch zu kontrollieren. Ein rasches Ansteigen der Säurezahl und gleichzeitige *Schlammbildung* deuten darauf hin, dass das Öl zur Bildung von chemischen Verbindungen neigt, die ihrerseits Zellstoffe zerstören können. Allgemein steigt mit steigender Säurezahl der Schlammgehalt des Öles. Es wird in den Regeln auch darauf hingewiesen, dass das Mischen von gebrauchten Ölen im allgemeinen möglich ist, wenn beide Öle den in der Publikation Nr. 124 gestellten Anforderungen entsprechen. Es ist auch zu beachten, dass ein altes Öl durch Zugabe von neuem nicht verbessert werden kann.

Das Mischen von Isolieröl mit sogenannten zusammengesetzten Ölen, wie sie von der Schmiermittelindustrie fabriziert werden, z. B. Schneideöl, Gleitöl, Getriebeöl etc., ist nicht zu empfehlen. Auch ist es nicht angängig, pflanzliche oder tierische Öle, wie Leinöl, Rüböl, Rizinusöl oder Klauenöl mit Mineralölen zu mischen.

Die langjährigen Betriebserfahrungen mit Mineralölen, die den Normalien des SEV entsprechen, sind denkbar gut. Von einer Verschlammung der Transformatoren oder einem chemischen Angriff ihrer Isolation, die namentlich während des ersten Weltkrieges und in den ersten Nachkriegsjahren zu Betriebsstörungen und grösseren Schäden führten, hört man heute im allgemeinen nichts mehr.

Die sogenannten *Spindelöle*, wie sie für Transformatorenfüllungen während des 2. Weltkrieges häufig herangezogen werden mussten, neigen unter bestimmten Bedingungen zu Schlammbildung, nämlich dann, wenn das Öl durch starken Luftzutritt einer Oxydation unterworfen ist.

Ölkäufern wird nach einer seinerzeitigen Mitteilung der Technischen Prüfanstalten des SEV der gute Rat erteilt, bei ihren Bestellungen die Erfüllung der «*Technischen Bedingungen für Isolieröl vom Januar 1936*» zu verlangen. Öle, die diese Bedingungen erfüllen, haben sich, wie erwähnt, in jahrzehntelangem Betrieb bestens bewährt.

Im praktischen Betrieb zeigt es sich, dass im Mittelspannungsbereich die Transformatorenöle nur eine *sehr geringe Wartung und Kontrolle* verlangen. An Transformatoren, die grossen Temperaturschwankungen unterworfen sind und gleichzeitig in feuchten Räumen stehen, sollte gelegentlich eine Ölprobe vorgenommen werden. Es genügt die sogenannte «*Spratz*»-Probe im Reagenzglas. Ein Knistern oder Knallen bei Erwärmung auf ca. 110 °C zeigt das Vorhandensein von Feuchtigkeit an; die Probe auf elektrische Durchschlagsfestigkeit wird denn auch frühzeitig zum Durchschlag führen. Solches Öl kann mit der *Filterpresse* wiederum auf den normalen Zustand zurückgeführt werden. Aus Transformatoren, die zeitweise *stark überlastet* werden, sollten ebenfalls gelegentlich Ölproben entnommen werden, da anzunehmen ist, dass solches Öl einer raschen Alterung ausgesetzt ist. Es wäre dann auch zu prüfen, ob sich bei den Wicklungen evtl. Schlamm abgesetzt hat, der mit der Zeit die Kühlwirkung erheblich beeinträchtigen kann. Zu Schlammbildung neigendes Öl sollte auf alle Fälle ersetzt werden, wobei selbstverständlich vorher der Schlamm aus den Wicklungen herauszuspülen ist. *Unterwerks-Transformatoren* mit Oberspannungen von 50 oder mehr kV werden von vielen Elektrizitätswerken gelegentlich auf den Säuregehalt des Öles geprüft. Es lohnt sich in diesen Fällen, Ölproben den Technischen Prüfanstalten des SEV zur Untersuchung einzusenden.

Das Öl in *Ölschaltern* und *ölarmen Schaltern* braucht keine besondere Wartung, es sei denn, dass dieses durch häufige Kurzschlussabschaltungen sehr viele kohleartige Rückstände aufweist. Öl, das in Schaltern oder Transformatoren unter dem Einfluss von Glimmerscheinungen oder Schmorkontakten stark gelitten hat, soll geprüft und mindestens in der Filterpresse gereinigt werden. Es

dürfte als Schalteröl weiterhin seinen Zweck erfüllen.

Bei Transformatoren ist es wichtig, dass gelegentlich auch der *Ölstand* kontrolliert wird, da ein solcher zur Aufrechterhaltung einer richtigen Ölzirkulation wesentlich ist, besonders in Kästen mit Röhrenkühlern.

Leistungsschalter mit aufgebauten Relais

In früheren Versammlungen ist schon über dieses Problem gesprochen worden; ich möchte mich daher zu dieser Frage nur kurz äussern. Die zunehmenden Kurzschlussleistungen und das dichter werdende Netz mit den Transformatorenstationen, sei es in Ringnetzen oder Strahlennetzen, führt zwangsläufig zu einer *Verkürzung der Relaiszeiten* schon ab den Unterwerken und damit notgedrungen zu einer Verkleinerung der Staffelzeiten. Viele Elektrizitätswerke sind gezwungen, Staffelzeiten von 0,3 s einzuhalten; mit neuzeitlichen Relais und Schaltern haben sie damit bestimmt keine schlechten Erfahrungen gemacht. Bei kurzen Staffelzeiten ist es von Bedeutung, dass allfällig ungleiche Schalter-Eigenzeiten bei der Staffelung mitberücksichtigt werden. Druckluftschalter weisen dank der geringen bewegten Masse die kleinsten, Ölschalter dagegen die grössten Schalter-Eigenzeiten auf. Die verkürzten Staffelzeiten verlangen eine vermehrte Kontrolle der Relais in bezug auf ihr mechanisches Verhalten und den Reinigungszustand. Je nach dem Grad der Verstaubung der Anlagen dürften Relaisprüfungen in Intervallen von 1...3 Jahren mit zuverlässigen Prüfgeräten notwendig werden.

Für Kabel- und Freileitungen ist in der Regel ein Überlastschutz nicht notwendig; es genügt in solchen Fällen ein *Kurzschlußschutz in 2 Phasen.* Der Nennstrom soll nicht zu knapp bemessen sein, damit die Hauptstromrelais nicht höher als auf das 1,5...1,6fache des Nennstroms eingestellt werden müssen. Es besteht sonst die Gefahr, dass durch mechanische Vibration eine frühzeitige Abnützung der feinen Uhrwerksgetriebe eintritt, und eine zunehmende Ungenauigkeit oder Störanfälligkeit die Folge sein wird. Es kommt gelegentlich vor, dass Relais, nachdem sie dank einer eingestellten Zeitverzögerung nicht zum Auslösen kommen, bei einem zweiten Kurzschluss fälschlicherweise momentan auslösen. Dieser Zustand kann eintreten, wenn nach dem ersten Kurzschlussvorgang der Anker wegen geringer Verharzung nicht mehr in seine Ruhelage zurückfällt und in diesem Zustand das Zeitelement überbrückt ist.

Ein weiteres, meist zu wenig beachtetes Problem, das die Zeiteinstellung der Relais begrenzt, stellt sich bei der Überprüfung der *thermischen Belastung der Kabel und Freileitungen im Kurzschlußfall.* Man kann die geringe Wärmeableitung von der Kabelader zum Bleimantel bei kurzschlussartiger Belastung unberücksichtigt lassen; es gilt dann die Beziehung, dass die im Leiter aufgespeicherte Wärmemenge gleich ist der durch den Kurzschlußstrom darin erzeugten Wärmemenge. Unter Berücksichtigung aller Materialkonstanten und bei gleichen Masseinheiten ergibt sich die einfache Formel

$$\text{Temperaturzunahme} = \frac{(\textit{Kurzschlußstromdichte})^2 \times \textit{Kurzschlusszeit}}{173}$$

Ein einfaches Beispiel aus dem Betrieb mit einer Dauerkurzschlußleistung von 200 MVA, einer Netzspannung von 10 kV, einem Kabelquerschnitt von 70 mm² Cu und einer Kurzschlussdauer von 2 s ergibt nach der genannten Formel eine Temperaturerhöhung von 315 °C. Diese Temperatur dürfte für Kabel bereits die Grenze des Zulässigen überschritten haben, da eine Verkohlung der innersten Papierlagen eintreten wird. Auch bei Freileitungskupfer wird bei dieser Temperatur ein Weichwerden des Drahtes feststellbar sein.

Periodische Kabelprüfungen

Die meisten Elektrizitätswerke unternehmen in dieser Sache nichts oder dann nur sehr wenig. Es wird heute viel mehr Gewicht darauf gelegt, durch Anlegen von Ringleitungen oder Vermaschung in Hoch- und Niederspannungsnetzen eine erhöhte Sicherheit anzustreben, wodurch allenfalls der Ausfall einer Leitung eher in Kauf genommen werden kann. Grosse ausländische Elektrizitätswerke besitzen besondere *Kabelprüfwagen,* mit denen mit hochgespanntem Gleichstrom periodisch die Hochspannungskabel auf Ableitung geprüft werden.

Meistens bilden die *Muffenstellen* Störungsherde. Es ist daher zweckmässig, wenn vor Belagserneuerungen oder Strassenkorrektionen etc. die kritischen Hochspannungsmuffen systematisch abgedeckt und kontrolliert werden. Auch sind viele Elektrizitätswerke heute mit Erfolg dazu übergegangen, die Kabelleiter zu *schweissen* und mit gewickeltem Ölpapier zu isolieren; auch werden Gussmuffen in diesem Falle durch Bleimuffen ersetzt. Das Schweissen der Leiter dürfte mit zunehmenden Kurzschlußströmen vermehrt notwendig werden. Kabelprüfungen sollen wenn irgend möglich mit genügend leistungsfähigen *Gleichstrom-Isolationsmessern* durchgeführt werden, deren Meßspannung mindestens 2000 V betragen soll. Mit solchen Geräten ist es möglich, auch hochohmige Veränderungen des Isolationswiderstandes zuverlässig festzustellen. Hochohmige Isolationsfehler verursachen besondere Schwierigkeiten bei der Fehlerortsbestimmung. Es bleibt dann oft nichts anderes übrig, als die Fehler mit einer leistungsfähigen Stromquelle auszubrennen, um einen niederohmigen Fehlerwiderstand zu erhalten.

Bekämpfung von Feuchtigkeit in Kabelkabinen

Kabelkabinen, wie auch Kabelnischen in Stützmauern, Hausfassaden und dgl. neigen je nach Beschaffenheit des Bodens oder der Mauern zu einer mehr oder weniger starken Bildung von *aufsteigender Feuchtigkeit* im Innern der Kästen. Damit verbunden ist eine *Rostbildung* und ein Unansehnlichwerden der ganzen Einrichtung. Auch wird dadurch die Bildung von *Kriechwegen* erleichtert. Erste Bedingung ist bei all diesen Objekten eine gute Luftzirkulation von unten nach oben, mög-

lichst auch diagonal. Austretende Bodenfeuchtigkeit kann wenigstens teilweise verhindert werden durch Einsanden des Unterteiles. Verschiedene Elektrizitätswerke giessen über die Sandschicht eine Lage von Gaswerkteer oder andern plastischen Dichtungsmitteln in einer Schicht von 2—3 cm; sie haben damit nur gute Erfahrungen gemacht.

In Stützmauern eingebaute Nischen sind oft einem gewissen Bergdruck ausgesetzt. Es kann dann eine richtige Entwässerung, d. h. ein äusseres Abfangen des eindringenden Wassers notwendig werden. Solche Arbeiten können dann allerdings mit erheblichen Kosten verbunden sein. Einzelne Elektrizitätswerke verwenden noch *unterirdische Abtrennkästen;* eine schweizerische Firma hat ein verbessertes Modell entwickelt. Für Gegenden mit viel Schnee und Frost dürfte deren Verwendung problematisch sein und bei Störungen würde viel Zeit verstreichen, bis ein solcher Kasten geöffnet ist. Ich könnte mir auch vorstellen, dass ein unterirdischer Kasten mehr Wartung braucht, da die Verschraubungen dem Verrosten ausgesetzt sind, die Dichtungen verhärten und kleben. Auch ist das Arbeiten am Boden beim Einbau von Sicherungen oder Trennern oder Reparieren von Endverschlüssen meines Erachtens zeitraubender.

Adresse des Autors:

A. Strehler, dipl. Elektroing., Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt St. Gallen, St. Gallen.

4. Referat

von *J. Wild*, Zürich

Automatische Schnellwiedereinschaltung in Mittelspannungsnetzen

Seit etwa 12 Jahren werden in einigen Überlandnetzen der Schweiz die *Hochspannungslinienschalter* in den Kraftwerken und Unterwerken mit der *automatischen Schnellwiedereinschaltung* ausgerüstet. Ist ein Schaltfeld mit dieser Einrichtung versehen, so löst bei einem Kurzschluss der betreffende Linienschalter praktisch ohne Zeitverzögerung aus und schaltet automatisch nach einer einstellbaren, spannungslosen Zeit von 0,2...0,3 Sekunden wieder ein. Diese kurze Ausschaltzeit reicht in den meisten Fällen bei vorübergehendem Kurzschluss aus, um die Stelle des Kurzschlusslichtbogens zu entionisieren und die Zündung des Lichtbogens nach dem automatischen Einschalten zu verhüten. In diesem Fall spricht man von einer *erfolgreichen* Schnellwiedereinschaltung. Tritt dagegen nach dem automatischen Wiedereinschalten der Kurzschluss wieder auf, so löst der betreffende Schalter nach Ablauf der am normalen Überstromrelais eingestellten Auslösezeit definitiv aus und bleibt ausgeschaltet, bis der Schaltwärter den Schalter von Hand erneut einschaltet, wie dies auch in Schaltfeldern ohne diese Zusatzeinrichtung notwendig ist. Eine solche Abschaltung nennt man *erfolglose* Schnellwiedereinschaltung.

Die automatische Schnellwiedereinschaltung eignet sich speziell für *Freileitungsnetze.* Aus Fig. 1 ist zu ersehen, wie verbreitet die automatische Schnellwiedereinschaltung in den als offene Strahlennetze betriebenen 8- und 16-kV-Hochspannungsnetzen der *Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ)* ist. Etwa $^2/_3$ aller Schaltfelder sind heute bereits mit dieser Einrichtung versehen. Die *Erfahrungen mit der automatischen Schnellwiedereinschaltung* sind sehr gute, wie Fig. 2 zeigt. Die Zahl der Linienauslösungen pro Schaltfeld und Jahr im 8/16-kV-Netz verläuft für die Schaltfelder ohne Schnellwiedereinschaltung nach der Kurve 1. Die Zahl erfolgloser Auslösungen der Felder mit automatischer Wiedereinschaltung zeigt die Kurve 2.

In einem gewitterreichen Jahr, wie z. B. 1954/55, zeichnet sich der Nutzen der automatischen Schnellwiedereinschaltung am deutlichsten ab. Im genannten Jahr sind in den Schaltfeldern ohne Wiedereinschaltung 3,2 Auslösungen pro Schaltfeld eingetreten, wogegen es im selben Zeitraum in den

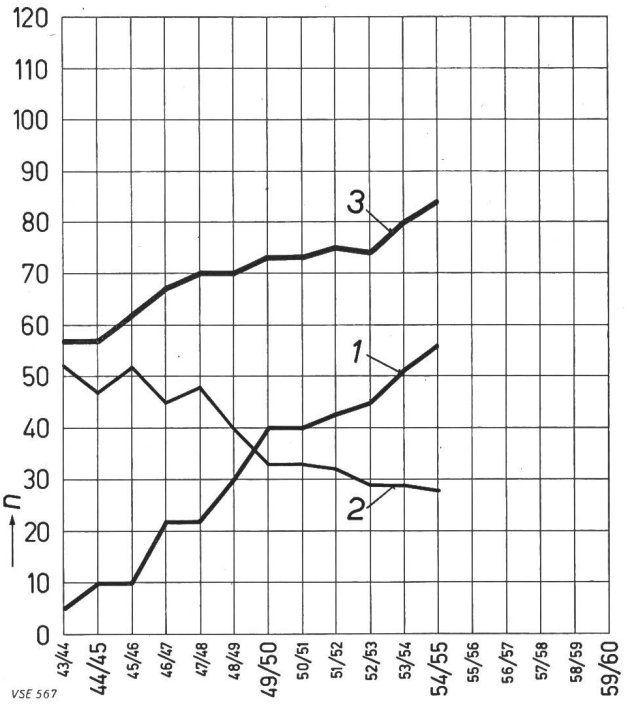


Fig. 1

Die Entwicklung der automatischen Schnellwiedereinschaltung in den Unterwerken der EKZ

n Anzahl der 8- und 16-kV-Schaltfelder:
Kurve 1 mit Schnellwiedereinschaltung
Kurve 2 ohne Schnellwiedereinschaltung
Kurve 3 Total

Schaltfeldern mit automatischer Schnellwiedereinschaltung nur etwa $^1/_4$ dieser Zahl, das heisst 0,8 Auslösungen waren. Die erfolgreichen Schnellwiedereinschaltungen sind gestrichelt eingezeichnet (Kurve 3). Diese können nicht als Stromunterbrüche für die Abonnenten bezeichnet werden, da sie sich lediglich ähnlich wie starke Spannungsschwankungen auswirken. Der Erfolg der Schnellwiedereinschaltung, d. h. der *Prozentsatz der er-*

folgreichen Schnellwiedereinschaltungen von der Totalzahl der Auslösungen in den Feldern mit automatischer Schnellwiedereinschaltung ist aus Kurve 4 ersichtlich. Dieser Wert variiert etwa zwischen 60 und 80 %. In allen Fällen, wo keine im

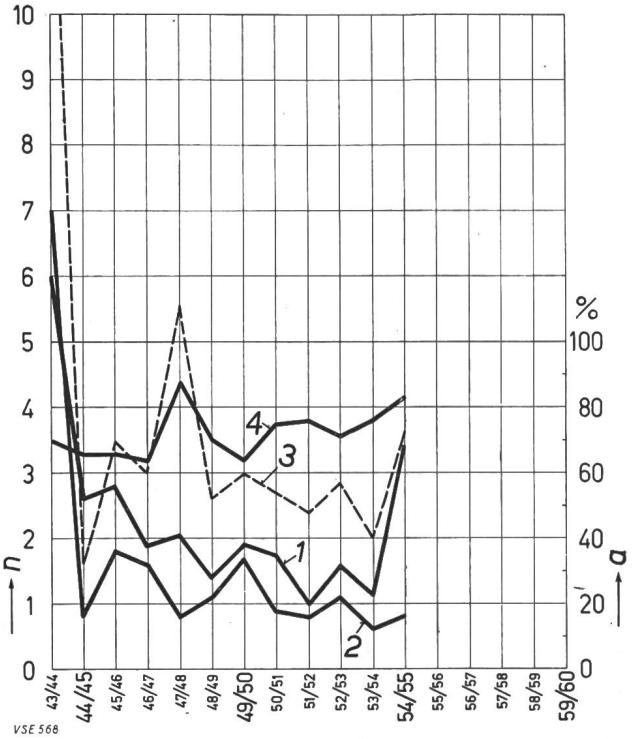


Fig. 2
Erfolg der automatischen Schnellwiedereinschaltung bei den EKZ

n Anzahl der Auslösungen pro Schaltfeld und Jahr im 8- und 16-kV-Netz:
Kurve 1 Schalter ohne Schnellwiedereinschaltung
Kurve 2 Schalter mit Schnellwiedereinschaltung, erfolglose Auslösungen
Kurve 3 Schalter mit Schnellwiedereinschaltung, erfolgreiche Auslösungen
a Prozentsatz der erfolgreichen Schnellwiedereinschaltungen (*Kurve 4*)

Parallelbetrieb arbeitende Eigenanlagen an die Leitung angeschlossen sind, ist der Erfolg in der Regel grösser als bei Leitungen, an die namhafte Parallelbetriebe angeschlossen sind. Damit auch hier sich der gleiche Erfolg einstellt, müssen die Hauptschalter dieser Parallelbetriebe ebenfalls mit der automatischen Schnellwiedereinschaltung ausgerüstet werden. Diese wirkt sich ebenfalls sehr günstig aus, wenn z. B. im Netz ein Trenner versehentlich unter Last geöffnet wird oder beim Betätigen eines Freileitungsschalters dessen Abschaltvermögen zu klein ist. Solche Fälle verlaufen viel harmloser in Netzen mit automatischer Schnellwiedereinschaltung, weil der Kurzschlusslichtbogen sofort gelöscht wird.

Die Schnellwiedereinschaltung dient aber noch für einen ganz andern Zweck, nämlich das *Lokalisieren eines Erdschlusses im Hochspannungsnetz.* Tritt in einem Unterwerk auf irgendeiner Leitung ein bleibender Erdschluss auf, so ist es möglich, ohne Erdschlussrichtungsrelais oder komplizierte Umschaltungen in der Anlage in wenigen Minuten eindeutig festzustellen, welche Leitung erdschlussbehaftet ist. Durch Druck auf eine Prüftaste leitet der Schaltwärter nacheinander auf den einzelnen Leitungen künstlich eine Schnellwiedereinschaltung ein. Dabei werden gleichzeitig die Erdschlussvoltmeter der Sammelschiene beobachtet. Die erdschlussbehaftete Leitung erkennt man dadurch, dass beim Betätigen der Schnellwiedereinschaltung dieses Feldes in der spannungslosen Pause von 0,2 bis 0,3 Sekunden die Erdschlussvoltmeter symmetrische Spannung gegen Erde anzeigen.

Überspannungsschutz in 8/16-kV-Hochspannungsnetzen

Die Erfahrung zeigt, dass *Überspannungsableiter* am wirksamsten sind, wenn bei deren Einbau besonders folgende Punkte beachtet werden:

1. Zwischen Ableiter und Elektrode ist der kürzeste Weg einzuhalten. Es ist dies wichtiger als eine lange Erdleitung zu einer idealen, d. h. niederohmigen Erdung zu verlegen.
2. Eine niederohmige Ableitererde von nur wenigen Ohm Erdwiderstand ist günstig, nicht aber unbedingt notwendig, sofern das zu schützende Objekt mit der gleichen Erdelektrode verbunden ist.
3. Im Prinzip, d. h. wo es zulässig ist, empfiehlt es sich, verschiedene Erdungssysteme einer Anlage miteinander zu verbinden, damit keine Zwischenentladungen und momentanen, hohen Spannungsdifferenzen entstehen können.
4. Die Überspannungsabsenkung in der Umgebung eines Ableiters hat trichterförmigen Charakter mit tiefsten Werten unmittelbar beim Ableiter.
5. Der Schutzbereich eines Ableiters kann nicht in Meter allgemein festgelegt werden. Der Mehrfachschutz, d. h. der Ableitereinbau vor und in einer Anlage rechtfertigt sich nur für besonders wichtige Objekte oder Anlagen; immerhin sind Aufwand und wahrscheinlicher Erfolg stets abzuwägen.
6. Bei kurzen Kabeleinführungen (bis etwa 200 m) dürfte ein im Innenraum aufgestellter Ableitersatz sowohl für die Innenanlage als auch für den Aussenendverschluss genügen.
7. Vor längern Kabelstrecken empfiehlt es sich, den Ableitersatz auf der Freileitungsseite ca. 1...2 Mastabstände vor dem Endverschluss anzubringen.

Was die *Erfahrungen mit Überspannungsableitern* anbelangt, kann festgestellt werden, dass ältere Ableiter nicht feuchtigkeitsgeschützt waren. Das Eindringen von Feuchtigkeit führte zu korrosiven Schäden und inneren Überschlägen. Die Folge davon war, dass die Ansprechspannung sich in vielen Fällen derart verminderte, dass die Ableiter den Beanspruchungen im Erdschlussfall nicht mehr standhielten und nicht selten explosionsartig zerstört wurden. Moderne Ableiter weisen aber durchwegs einen luft- und feuchtigkeitsdichten Abschluss auf, was zu gleichmässigerem Ansprechverhalten und störungsfreierem Betrieb führt. *Ein vermehrter Einbau von Überspannungsableitern in Freileitungsnetzen lohnt sich;* das Zutrauen ist heute berechtigt.

Die Fig. 3 sowie die Tabelle I orientieren über den *Stand des Ableitereinbaues in den Anlagen der EKZ* und über die damit erzielten Erfolge. Im Jahre 1935 wurde mit dem Einbau von Ableitern begonnen. Wie aus den Kurven 1 und 2 ersichtlich ist, sind heute im 8/16-kV-Netz 487 Ableitersätze, im 50-kV-Netz 24 Ableitersätze ein-

gebaut. Etwas weniger als die Hälfte der 8/16-kV-Sätze sind, wie die Kurve 3 zeigt, mit Ansprechzählern ausgerüstet.

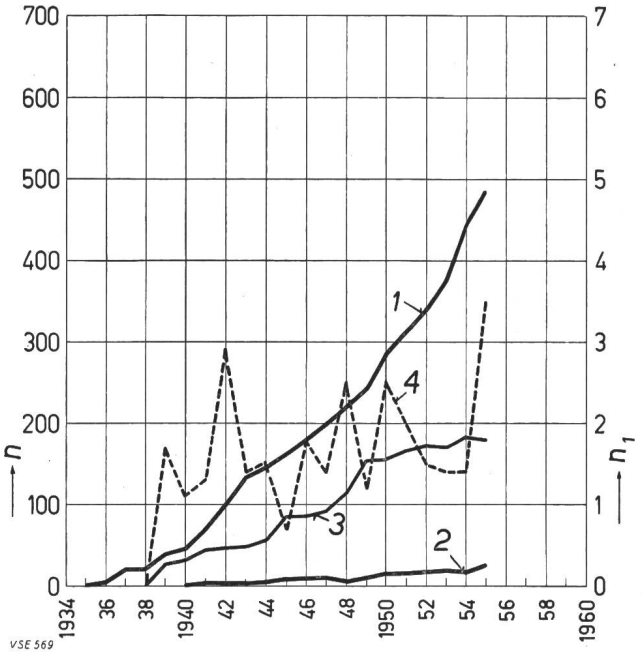


Fig. 3
Die Entwicklung des Überspannungsschutzes in den Anlagen der EKZ

n Anzahl Ableitersätze, bzw. Ansprechzähler:
Kurve 1 8/16-kV-Ableitersätze
Kurve 2 50-kV-Ableitersätze
Kurve 3 8/16-kV-Ansprechzähler
n_1 Anzahl Vorschübe pro 8/16-kV-Ableiter und Jahr (*Kurve 4*)

Grundsätzlich werden in jeder neuen oder im Umbau befindlichen Transformatorenstation mit Freileitungsanschluss Ableiter eingebaut. Von total 728 eigenen Transformatorenstationen des 8/16-kV-Netzes mit Freileitungsanschluss sind gegenwärtig deren 404 oder 56 % mit dem Überspannungsschutz versehen. Die durchschnittliche Zahl der Vorschübe pro 8/16-kV-Ableiter und Jahr ist aus der gestrichelten, Kurve 4 zu erkennen. Im Mittel sind es etwa 2 Vorschübe pro Ableiter und Jahr.

Ansprechhäufigkeit von 178 mit Ansprechzähler ausgerüstete 8- und 16-kV-Ableitersätze der EKZ

Tabelle I

Anzahl Vorschübe (im Jahre 1955)	Anzahl Ableitersätze absolut	%
0	44	24,7
1... 5	95	53,4
6...10	25	14,1
11...15	8	4,4
16...20	6	3,4
> 20	0	0
	178	100,0

Eine Untersuchung über die *Häufigkeit des Ansprechens der Ableiter im gewitterreichen Jahr 1955* zeigt Tabelle I. Von den 178 mit Ansprechzählern ausgerüsteten Ableitersätzen zeigten 44 oder 24,7 % keine Vorschübe. 95 Ableiter oder 53,4 % wiesen 1 bis 5 Vorschübe auf, 25 Ableiter oder 14,1 % 6 bis 10 Vorschübe, 8 Ableiter oder 4,4 % 11 bis 15 Vorschübe, 6 Ableiter oder 3,4 % 16 bis 20 Vorschübe. Über 20 Vorschübe pro Ableiter wurden nicht festgestellt.

Dass tatsächlich durch den Einbau des Überspannungsschutzes wie aber auch durch die Anwendung der automatischen Schnellwiedereinschaltung die Zahl der definitiven Abschaltungen von Zwischenspannungsleitungen reduziert werden konnte, erhellt aus Fig. 4. Die Zahl der Auslösungen pro Schalterfeld und Jahr, die nur auf Gewitter zurückzuführen sind, ist je nach der Gewitterhäufigkeit sehr verschieden. Es geht aber aus der Darstellung eindeutig hervor, dass vor dem Einbau des Überspannungsschutzes und der automatischen Schnellwiedereinschaltung im Mittel durchschnittlich 2 Auslösungen pro Schalterfeld und Jahr eintraten, wogegen diese Zahl heute auf ca. 0,5 zurückgegangen ist.

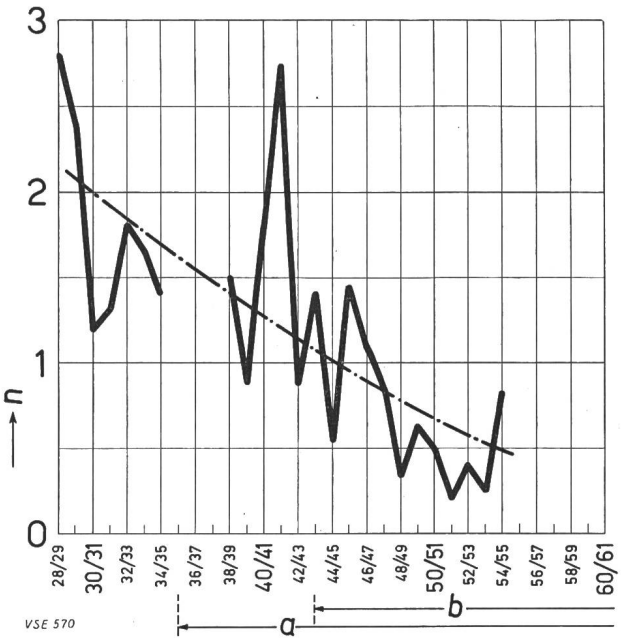


Fig. 4
Reduktion der Anzahl definitiver Abschaltungen von Mittelspannungs-Leitungen bei Gewitter infolge vermehrter Anwendung der Schnellwiedereinschaltung und des Überspannungsschutzes

n Anzahl definitiver Auslösungen pro Schaltfeld und Jahr
a Ausrüstung des Netzes mit automatischer Wiedereinschaltung
b Einbau von Überspannungsableitern

Erdungsmessungen in Transformatorenstationen

In der *Starkstromverordnung* sind die verschiedenen Arten von Erdelektroden, deren minimale Abmessungen sowie die an den geerdeten Anlageteilen maximal zulässigen Spannungen vorgeschrieben. Ebenso sind darin Angaben über die periodischen Kontrollen der verschiedenen Erdungsanlagen enthalten. Am Beispiel der *Erdungsanlagen in einer gemauerten Transformatorenstation* soll gezeigt werden, wie bei den EKZ die *Kontrolle der Erdungen* organisiert ist. Fig. 5 und Tab. II und III zeigen die Vorderseite, die Figuren 6 und 7 sowie die Tabellen IV und V die Rückseite unserer Erdungskontrollblätter.

Aus der Grundrißskizze (Fig. 5) geht die *Anordnung* und die *Dimension* der verschiedenen Erdungen der Transformatorenstation hervor. Durch Messung des spezifischen Widerstandes des Erdbodens bestimmt unsere Bauabteilung die notwendige Bandlänge und Verlegungsart der verschiedenen Elektroden. Im vorliegenden Fall ist die *Schutzerdung* als Bandelektrode in ca. 80 cm Distanz von der Aussenwand der Station in mässiger Tiefe vergraben. Bei der Berührung leitender Teile der Station von aussen steht der Berührende somit praktisch von jedem Standort aus direkt über der Elektrode, was nebst der mässigen Eingrabtiefe die Berührungsspannung auf einen minimalen Wert reduziert.

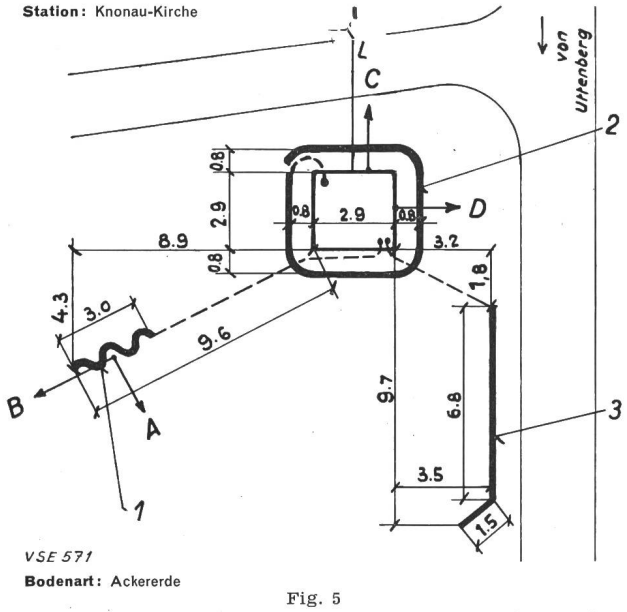


Fig. 5

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Skizze über die Anordnung und die Dimensionen der Elektroden

1 Nullpunkterdung des 500-V-Netzes
2 Schutzerdung
3 Nullpunkterdung des 380-V-Netzes
A, B Messrichtungen für die Bestimmung der Schrittspannung bei der 500-V-Nullpunkterdung
C, D Messrichtungen für die Bestimmung der Berührungsspannung bei der Schutzerdung
L Speiseleitung
Abmessungen in Metern

Die *Sondererde des 380-Volt-Transformatornullpunktes* ist als gestrecktes Band verlegt. An diese Erdung müssen keine hohen Anforderungen gestellt werden, da im genullten Einheitsnetz diese Erdung mit den Netznulleitererdungen parallel geschaltet ist und wir in unsern genullten Netzen dafür sorgen, dass bei einem Phasen/Nulleiterkurzschluss im Netz die Strangsicherungen innert 5 Sekunden schmelzen.

Die *Sondererdung des geerdeten 500-V-Netzes* erheischt besondere Vorsichtsmassnahmen. Weil wir das 500-V-Netz während eines Erdschlusses nicht ausschalten, muss dafür gesorgt werden, dass die Berührungsspannung am fehlerhaften Objekt möglichst klein und ungefährlich ist. Somit tritt an der 500-V-Nullpunktserdung beinahe die volle Phasenspannung des 500-V-Netzes, d. h. 290 Volt auf. Da ein Erdschluss mehrere Stunden bestehen kann, darf die Schrittspannung auf dem Erdboden, die speziell für Tiere gefährlich werden kann, 20 Volt pro Meter nicht übersteigen. Dies wird durch eine Verlegung der Elektrode in einer Tiefe von 2 Metern erreicht. Damit der grösste Teil der Phasenspannung im Erdschlussfall gewollt an die Nullpunktserdung zu liegen kommt, trachten wir darnach, dass der Erdwiderstand dieser Erdung ca. 20 Ohm nicht unterschreitet. Aus der Darstellung ist zu ersehen, dass wir im vorliegenden Fall das nach den Vorschriften verlangte Band mit minimaler Oberfläche von 0,5 m² in Zickzackform verlegt haben, um den Erdwiderstand bei dem relativ guten Erdboden künstlich hoch zu halten. Mit Rücksicht auf die Schrittspannung in der Umgebung der 500-V-Nullpunktserdung muss darnach getrachtet werden, dass diese Elektrode nicht in unmittelbarer Nähe von Strassen verlegt wird, wie die Figur 5 zeigt. Anderseits sollen die verschiedenen Erdelektroden nicht zu nahe beieinander liegen, um die *gegenseitige Beeinflussung* klein zu halten.

Aus all diesen Überlegungen geht hervor, dass es nicht genügt, bei grössern Erdungsanlagen sich nur auf die Messung der *Erdwiderstände* zu beschränken. Der Messung der *Schrittspannung*, der *Berührungsspannung* und der *gegenseitigen Beeinflussung* kommt grosse Bedeutung zu.

Es ist noch zu beachten, dass in der Stationsskizze bei der 500-Volt-Nullpunktserdung die *Messrichtungen A* und *B* für die Bestimmung der Schrittspannung und bei der Schutzerdung die Messrichtungen *C* und *D* für die Messung der Berührungsspannung eingetragen sind. Diese Messrichtungen sind stets so zu legen, dass die höchsten Spannungswerte gemessen werden.

Einige Wochen nach der Verlegung der Erdelektroden werden mittelst einer *Erdungsmessbrücke* die *Erdwiderstände* der Schutzerdung, des 500-V-Nullpunktes und des 380-V-Nullpunktes gemessen. Bei der 380-V-Erdung wird vorteilhaft der Widerstand der Nullpunktserdung allein sowie der resultierende Erdwiderstand mit angeschlossenen Netznulleitererdungen gemessen.

Die Messung der 500-V-Nullpunktserdung erfordert besondere Vorsicht, da diese Elektrode unter Umständen wegen eines bestehenden Erdschlusses unter 290 V Spannung stehen kann. Es empfiehlt sich, den 500-V-Nullpunkt vor dem Abtrennen der 500-V-Elektrode für Messzwecke mit einer etwas abseits der verlegten Erdelektrode eingesteckten Hilfselektrode zu verbinden.

Wie bekannt, schwankt der Erdwiderstand einer bestimmten Erdelektrode, über ein Jahr betrachtet, um ca. ± 30 % um einen Mittelwert. Die tiefsten Werte treten im Sommer, die höchsten im Winter auf. In einem Kalender haben wir für jeden Tag des Jahres die Vergleichsprozente der Erdungen festgehalten und rechnen die Messwerte des Messtages auf den *im Winter maximal zu erwartenden Wert von 130 % um* (siehe Tab. II).

Die Erdwiderstände einer Station messen wir in den vorgeschriebenen Zeitabständen wieder nach, wogegen alle folgenden Messungen, wie z. B. die *gegenseitige Beeinflussung der Erdungen*, die Berührungs- und Schrittspannungen nur bei der Er-

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Messung der Erdwiderstände Tabelle II

Datum	7.6.46		13.6.50		23.3.55	
Vergleichserde %	*91*	*130*	*88*	*130*	*125*	*130*
Widerstand R_1 der Schutzerde Ω	7,0	10,0	7,8	11,5	8,9	9,3
Widerstand R_2 der 500-V-Nullpunkterdung Ω	18,0	25,7	16,0	23,7	18,5	19,1
Widerstand R_3 der 380-V-Nullpunkterdung, *ohne* Netzerdung Ω	11,5	16,5	11,5	17,0	16,0	16,6
Widerstand R_4 der 380-V-Nullpunkterdung, *mit* Netzerdung Ω	0,8	1,15	1,2	1,8	1,8	1,9

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: gegenseitige Beeinflussung der Erdungen Tabelle III

beeinflussende Erdung	beeinflusste Erdung	Beeinflussungswiderstand Bezeichnung	Beeinflussungswiderstand Wert Ω	Berechnungsformeln (6 A Erdschlußstrom)	Spannung an beeinflusster Elektrode gegen Erde gemessen V	Spannung an beeinflusster Elektrode gegen Erde zulässig V
R_2	R_1	R_{2-1}	16,2	$U_1 = 290\left(1 - \frac{R_{2-1}}{R_2}\right)$	29	50
R_2	R_3	R_{2-3}	17,0	$U_2 = 290\left(1 - \frac{R_{2-3}}{R_2}\right)$	16	
R_2	R_4	R_{2-4}	17,5	$U_3 = 290\left(1 - \frac{R_{2-4}}{R_2}\right)$	8,1	20
R_1	R_3	R_{1-3}	5,35	$U_5 = 6R_1^*\left(1 - \frac{R_{1-3}}{R_1}\right)$	14	
R_1	R_4	R_{1-4}	6,65	$U_6 = 6R_1^*\left(1 - \frac{R_{1-4}}{R_1}\right)$	3	20

* R_1 auf 130% bezogen

stellung oder bei Änderungen an den Erdungsanlagen wiederholt werden. Mittels eines *Erdungsmessers mit Nullmethode,* wo die Sonden- und Hilfserdungswiderstände auf das Messergebnis nicht von Einfluss sind, lassen sich auch die gegenseitigen Beeinflussungen zwischen den Elektroden sehr einfach bestimmen.

Von besonderer Bedeutung ist dabei die Beeinflussung der 500-V-Elektrode auf die Schutzerdung bzw. auf den Nulleiter des genullten 380-V-Netzes sowie die Beeinflussung der Schutzerdung auf den Nulleiter, was z. B. bei einem Hochspannungserdschluss in der Transformatorenstation eintreten kann. Die Spannung an der beeinflussten Elektrode lässt sich sehr leicht berechnen. Die im Störungsfall an der beeinflussten Elektrode auftretende Spannung sowie die maximal zulässigen Werte sind aus den beiden äussersten Kolonnen rechts in der untern Aufstellung ersichtlich (Tab. III).

Die *Widerstandsverteilung* an der 500-V-Nullpunkterdung messen wir ebenfalls mit dem *Erdungsmesser* und zeichnen die Widerstandsverteilung in Prozenten des Gesamtwiderstandes, was auch der prozentualen Spannungsverteilung entspricht, in Funktion der Distanz auf (Fig. 6 und Tab. IV). Je nach der örtlichen Ausdehnung der Elektrode empfiehlt es sich, die Spannungsverteilung in 2 Messrichtungen aufzunehmen. Die grösste Schrittspannung pro 1 m Schrittlänge wird dem steilsten Kurvenstück entnommen. In unserem Fall treten 6% der Gesamtspannung von 290 Volt, d. h. 17,4 Volt auf.

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Kontrolle der Schrittspannung bei der 500-V-Nullpunkterdung

Tabelle IV

Distanz m	Richtung *A* Widerstand Ω	Richtung *A* Widerstand % von R_2	Richtung *B* Widerstand Ω	Richtung *B* Widerstand % von R_2
0	10,5	58,5	10,5	58,5
0,5	10,5	58,5	10,8	60,0
1	10,8	60,0	11,2	62,0
2	11,9	66,0	12,0	66,5
4	13,8	77,0	13,6	75,5
6			15,0	83,5
8			15,5	86,0
5,5	15,0	83,5		
∞	18,0	100,0	18,0	100,0

Maximale Schrittspannung (1 m), aus Fig. 6: 6% von 290 V, d. h. 17,4 V (20 V zulässig)

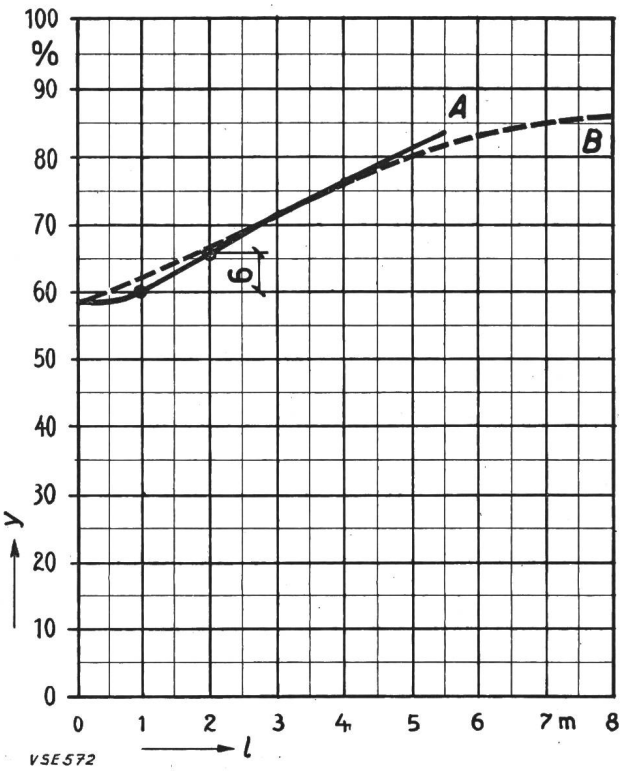


Fig. 6

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Kontrolle der Schrittspannung bei der 500-V-Nullpunkterdung

A, B Messrichtungen (siehe Fig. 5)
l Distanz von der Elektrode
y Widerstand in Prozenten des Gesamtwiderstandes R_2 (siehe Tabelle IV)

Schlussendlich messen wir noch in verschiedenen typischen Messeinrichtungen die Spannungsverteilung an der Schutzerdung in der nächsten Umgebung der Transformatorenstation (Fig. 7 und Tab V) und entnehmen der Kurve *D* in 80 cm Distanz von der Station die auftretende *Berührungsspannung.* Diese berechnet sich aus der prozentualen Spannungsverteilungskurve und der Gesamtspannung an der Schutzerdung, die sich aus dem Produkt: max. Hochspannungserdschlußstrom mal Erdwiderstand bei 130% Vergleichserdung ergibt.

Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Kontrolle der Berührungsspannung bei der Schutzerdung

Tabelle V

Distanz	Richtung *C* Widerstand		Richtung *D* Widerstand	
m	Ω	% von R_1	Ω	% von R_1
0			1,3	18,5
0,5	0,8	11,5	1,3	18,5
1	1,2	17,0	1,4	20,0
2	2,25	32,0	2,05	29,5
4			4,5	64,5
6	4,56	65,0		
8	5,2	74,5		
3	2,7	38,5	2,8	40,0
∞	7,0	100,0	7,0	100,0

Berührungsspannung in einem Abstand von 80 cm (aus Fig. 7):
19% von ($6.R_1$), d. h. 11 V (50 V zulässig) bezogen auf die ungünstigsten Verhältnisse (Vergleichserde 130%)

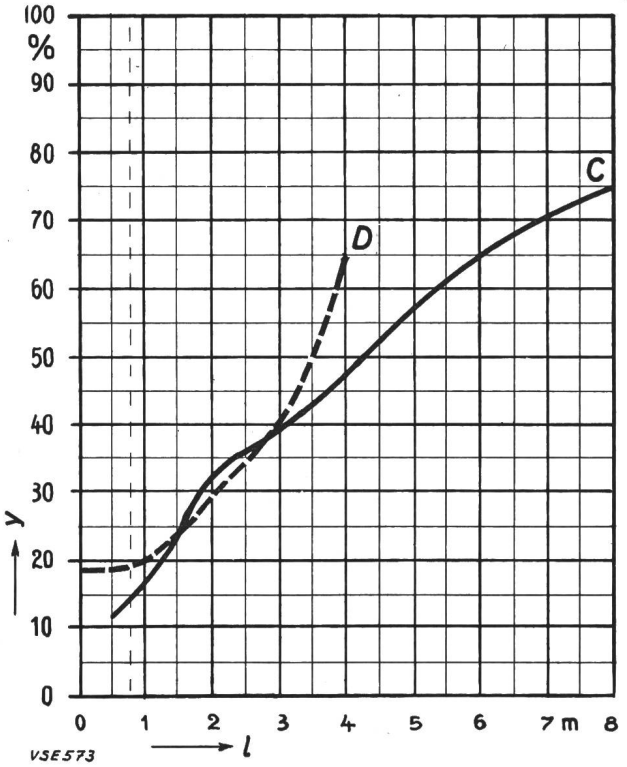


Fig. 7
Erdungsmessungen bei einer Transformatorenstation: Kontrolle der Berührungsspannung bei der Schutzerdung

C, D Messrichtungen (siehe Fig. 5)
l Distanz von der Transformatorenstation
y Widerstand in Prozenten des Gesamtwiderstandes R_1 (siehe Tabelle V)

Über die Vorausberechnung von Erdungsanlagen ist im Bull. SEV Bd. 42 (1951), Nr. 2, eine Arbeit von *M. Wettstein* erschienen, auf welche noch speziell hingewiesen sei.

Kurzschlußspannung von Verteiltransformatoren

Es ist allgemein üblich, die Kurzschlußspannung von Verteiltransformatoren zwischen etwa 3,5 und 4,5 % zu wählen. Grosse Kurzschlußspannung erhöht die *Kurzschlußsicherheit* des Transformators, bedingt aber naturgemäss einen grössern, *innern Spannungsabfall* im Transformator, so dass die sekundäre Leerlaufspannung entsprechend höher gewählt werden muss. Die Leerlaufspannung der Transformatoren im Einheitsnetz der EKZ haben wir z. B. auf 227 Volt festgelegt. Die Kurzschlußspannung der kleinern Einheiten wurde zu 4,5 %, diejenige der grössern Einheiten zu 3,6 % gewählt.

Für einen einwandfreien *Parallellauf* mehrerer Transformatoren spielt neben der übereinstimmenden Schaltung und dem Übersetzungsverhältnis auch die Kurzschlußspannung eine wesentliche Rolle. Wegen der nach den Vorschriften für Transformatoren zulässigen Toleranz von ± 10 % der Kurzschlußspannung kann es beim Parallellauf von Transformatoren bei gleichem Sollwert der Kurzschlußspannung schon zu wesentlichen Abweichungen von der gewollten Lastverteilung kommen. Wir wollen uns dies an einem Beispiel vergegenwärtigen. Zwei Transformatoren von 100 und 400 kVA Leistung sollen parallelgeschaltet werden. Beide Einheiten seien mit derselben Kurzschlußspannung von 4 % bestellt worden. Unglücklicherweise sei aber beim kleinen Transformator die effektive Kurzschlußspannung gegenüber dem Sollwert um 10 % zu klein, beim grossen um 10 % zu gross. Dies hat zur Folge, dass bei 500 kVA Gesamtlast der kleine Transformator mit ca. 117 kVA belastet, d. h. mit 17 % überlastet ist, wogegen der grosse eine Last von nur ca. 383 kVA oder ca. 96 % der Nennlast aufnimmt. Aus diesem Grunde sollen grössere Transformatoren eher mit einer etwas kleinern Kurzschlußspannung bestellt werden als kleinere, dies umso eher, als moderne Hochleistungssicherungen und Steckautomaten heute für grössere Kurzschlußleistungen erhältlich sind als früher. Ferner empfiehlt es sich, Transformatoren nur parallel laufen zu lassen, wenn deren Nennleistungen nicht allzu sehr voneinander verschieden sind.

Zulässige Spannungsschwankungen in Niederspannungsnetzen

Wir müssen zwischen der *stetigen Spannungsabweichung* über einen ganzen Tag und den *momentan auftretenden Spannungsschwankungen* unterscheiden. Vorerst wollen wir uns mit der ersten Art Spannungsabweichung befassen.

In den 380-Volt-Einheitsnetzen und 500-Volt-Kraftnetzen der EKZ werden in grössern Ortschaften im allgemeinen höchstens 5 % Spannungsabfall im Niederspannungsnetz zugelassen. Dieser Wert erhöht sich im 500-Volt-Netz in ländlichen Verhältnissen auf ca. 10 %. Unsere Ortstransformatoren besitzen im 8-kV-Netz drei, im 16-kV-Netz vier Anzapfungen auf der Oberspannungsseite. Eine Regulierung der Zwischenverteilspannung findet nur in den speisenden Unterwerken statt, und zwar derart, dass an den Unterspannungsklemmen der Verteiltransformatoren mindestens die Nennspannung, höchstens eine Überspannung von 5 % vorhanden ist. Daraus resultieren bei den Abonnenten eines Ortsnetzes folgende maximalen Spannungsabweichungen.

im 380-Volt-Netz	± 5 %	der Nennspannung
im 500-Volt-Netz ebenfalls	± 5 %	der Nennspannung im Normalfall
	+ 5 % — 10 %	bei abgelegenen Höfen

Mit der Zunahme der Übertragungsleistungen vergrössern sich in bestehenden Netzen die Minusabweichungen im Laufe der Zeit, so dass *Massnahmen zur Verminderung der Spannungsabfälle* auf die angegebenen Werte ergriffen werden müssen. Als solche kommen in Frage:

1. Querschnittverstärkungen der betreffenden Niederspannungsleitung.
2. Vorübergehender Einbau eines Netzreglers.
3. Einbau von Phasenschieberkondensatoren am Ende einer Leitung. Da dieselben je nach der Kondensatorgrösse eine mehr oder weniger konstante Spannungserhöhung bewirken, sind grössere Einheiten während der Niederbelastungszeit vorteilhaft automatisch auszuschalten.
4. Wir sind bei längern 500-V-Strängen in ländlichen Gegenden mit gutem Erfolg auf Zwischenstrecken auf die Übertragungsspannung von 1000 V übergegangen.
5. Wo es sich lohnt, an einem entfernten Ort eines Niederspannungsnetzes eine neue Hochspannungstransformatorenstation zu erstellen, können die Verhältnisse am besten saniert werden.
6. Gegenwärtig sind in unserer Unternehmung Versuche im Gang, die uns Aufschluss darüber geben sollen, ob durch die Anwendung von Serie-Kondensatoren auch in Niederspannungsnetzen gewisse Netzteile mit zu schlechter Spannung verbessert werden können.

Serie-Kondensatoren haben den Vorteil, dass die Spannungserhöhung eine Funktion der Leitungsbelastung, d. h. des Kondensatorstromes ist. Je grösser die Netzlast wird, desto mehr wird die Spannung erhöht, was als ideal zu bezeichnen ist. Theoretische Überlegungen haben allerdings gezeigt, dass bei der Anwendung von Serie-Kondensatoren die Spannungserhöhung nicht nur vom Belastungsstrom, sondern leider sehr stark auch vom Leistungsfaktor der Belastung abhängig ist, was deren Anwendung in Niederspannungsnetzen in Frage stellen kann. Die ersten Versuche haben ferner auch gezeigt, dass bei Serie-Kondensatoren die Möglichkeit von Resonanzvorgängen zwischen den Serie-Kapazitäten und induktiven Verbrauchern besteht, so dass es heute noch verfrüht ist, ein abschliessendes Urteil über die Anwendbarkeit von Serie-Kondensatoren in Niederspannungsnetzen zu geben.

Nun wenden wir uns der Frage der zulässigen, *kurzzeitigen Spannungsschwankungen* zu. Anschlussapparate mit stark schwankender Belastung, wie z. B. *Schmelzöfen, Punkt- und Nahtschweissmaschinen,* verursachen im Netz stark störende Zuckungen, die sich ganz besonders auf die elektrische Beleuchtung nachteilig auswirken. In diesem Zusammenhang ist darauf aufmerksam zu machen, dass Schweissmaschinen in der Mehrzahl einphasig angeschlossen werden und somit ihre Rückwirkung auf die 3 Phasen ungleich ist. Es muss in erster Linie darauf geachtet werden, dass grössere Objekte dieser Art über separate Transformatoren und Niederspannungsleitungen gespiessen werden oder zum mindesten an eigentliche Kraftnetze angeschlossen werden. In allen Fällen muss bei solchen Objekten *vor* der Anschlussbewilligung untersucht werden, was für eine Leistung des Apparates an einem bestimmten Netzpunkt zugelassen werden kann, damit die Zuckungen nicht zu gross werden. Als vorteilhaft hat sich dabei erwiesen, sich nicht auf die Leistungsangaben auf dem Leistungsschild von Schweissmaschinen zu verlassen, sondern die maximale Schweissleistung direkt zu messen.

Aus Versuchen, die seinerzeit die Herren Dir. *Werdenberg* und *Altherr* ausgeführt haben, sind etwa die in Tabelle VI angegebenen *zulässigen Spannungsschwankungen* hervorgegangen. Die betreffenden Arbeiten sind im Bull. SEV Bd. 26 (1935) Nr. 22 und Bd. 36 (1945), Nr. 12, veröffentlicht. Die Werte der Tabelle VI sind lediglich als Richtwerte zu betrachten, da ein für alle Anschlussobjekte allgemein gültiger Wert nicht angegeben werden kann. Die zulässige Spannungsschwankung hängt nämlich stark von der Charakteristik und der Betriebsweise des Anschlussobjektes ab. Wie aus Tabelle VI ersichtlich, ist bei der

Zulässige Spannungsschwankungen beim Abonnent für verschiedene Anschlussobjekte

Tabelle VI

Anschlussobjekte	380/220-V-Einheitsnetz während der Beleuchtungszeit	380/220-V-Einheitsnetz ausserhalb der Beleuchtungszeit	500-V-Kraftnetz
	%	%	%
Lichtbogenschweissmaschinen, Schweissumformer, Vollgatter usw.	3,0	5 ...10	7...15
Punktschweissmaschinen	1,5	5 ...10	7...15
Nahtschweissmaschinen	0,3	0,5... 1	5...10
	bezogen auf Phasenspannung		

Anschlussbewilligung von Punkt- und speziell von Nahtschweissmaschinen grosse Vorsicht am Platze.

Die *Flimmerfrequenz* ist ebenfalls auf die zulässige Spannungsschwankung von Einfluss, wie Fig. 8 zeigt. Man erkennt, dass das menschliche

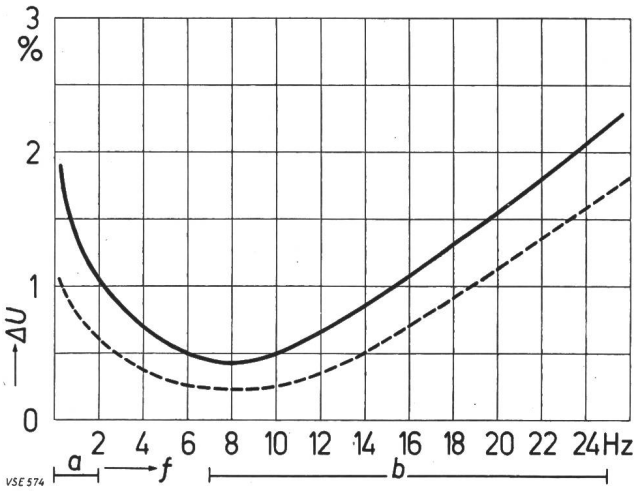


Fig. 8
Empfindlichkeit des menschlichen Auges auf Lichtschwankungen

— störend
..... bemerkbar
f Frequenz der Schwankungen
ΔU Prozentuale Spannungsschwankung
a Hauptfrequenzbereich bei Punktschweissmaschinen
b Hauptfrequenzbereich bei Nahtschweissmaschinen

Auge bei der zum Nahtschweissen häufig verwendeten Frequenz von etwa 8 Hertz am empfindlichsten ist.

Sind Dreiwicklungstransformatoren mit zwei Unterspannungen vorhanden, so muss sogar beim

Anschluss unruhiger Objekte an die 500-V-Seite mit einer wenn auch kleinern Rückwirkung auf die 380/220-V-Seite gerechnet werden.

Was für Massnahmen können ergriffen werden, damit die Spannungsschwankungen in erträglichen Grenzen bleiben? Vorerst wollen wir die Massnahmen auf der Anschlußseite dieser Objekte selbst betrachten. Nach Möglichkeit ist anzustreben, solche Objekte an eigentliche *Kraftnetze*, in Fällen mit grossen Leistungen sogar an eigene *Hochspannungsleitungen* anzuschliessen. Wo der Betrieb von Schweissmaschinen sich störend auf das Lichtnetz auswirkt, kann unter Umständen auch eine Beschränkung der Betriebszeit der Schweissmaschinen auf die Zeiten ausserhalb der Beleuchtungszeit in Frage kommen. Bei Punktschweissmaschinen hat sich der *Einbau von Kondensatoren* als sehr wirksam erwiesen, sofern dieselben mit jedem Schweisspunkt ein- und ausgeschaltet werden, da bei der dauernden Einschaltung des Kondensators während der ganzen Schweisszeit wohl das Spannungsniveau gehoben wird, aber die Spannungsschwankungen gleich gross wie ohne Kondensator ausfallen. Bei grössern Punkt- und Nahtschweissmaschinen haben sich Zusatzapparate zur Verteilung der Last auf alle 3 Phasen und Apparaturen, die die Frequenz im Schweisskreis reduzieren, sehr bewährt.

Bei vereinzelten Abonnenten, die auf Lichtzuckungen besonders empfindlich sind, kommt die Anwendung von *magnetischen oder elektronischen Spannungsstabilisatoren* in Frage. Durch die Vorschaltung solcher trägheitslos arbeitender Apparate können Rückwirkungen von Objekten mit stark wechselnder Last auf empfindliche Netzteile ganz vermieden werden. Leider sind diese Stabilisatoren verhältnismässig teuer, so dass sie sich im allgemeinen lediglich für eine Durchgangsleistung von einigen hundert Watt eignen. Dem Schutz dieser Einrichtungen gegen Überlastungen ist besondere Aufmerksamkeit zu schenken.

Arbeiten unter Spannung

Da bei Arbeiten an unter Spannung stehenden Niederspannungsnetzen die *Unfallgefahr* auch bei Einhaltung der üblichen Vorsichtsmassnahmen gross ist, sollten solche Arbeiten nach Möglichkeit vermieden werden. Es gibt Ausnahmefälle, wo bei einer beabsichtigten Abschaltung eines Leitungsstranges Schwierigkeiten auftreten. Bei etwas gutem Willen (Verlegung der Arbeitszeit, Rücksprache mit empfindlichen Abonnenten) lässt sich aber viel erreichen. Art. 7 der *Starkstromverordnung* bestimmt, dass an unter Spannung stehenden Anlageteilen nur dann gearbeitet werden darf, wenn sie gegen Erde keine höhern Spannungen als 250 Volt + 20 % aufweisen. Ferner ist Bedingung, dass die Arbeiten von mindestens 2 geeigneten, speziell instruierten Personen unter Beobachtung zuverlässiger Sicherungsmassnahmen ausgeführt werden. In der *Publikation Nr. 146* hat der SEV Leitsätze für das Arbeiten an Niederspannungsverteilanlagen unter Spannung herausgegeben, in welchen die Schutzmassnahmen und die geeigneten Werkzeuge angegeben sind.

Der Entscheid, ob eine Notwendigkeit besteht, unter Spannung zu arbeiten, sollte unter keinen Umständen einem Monteur oder Platzmonteur überlassen werden, da sonst mit der Zeit eine gewisse Routinearbeit entsteht und im Befolgen der Vorsichtsmassnahmen die Aufmerksamkeit nachlässt. Die *Bernische Kraftwerke A.-G. (BKW)* lassen deshalb grundsätzlich nur in ganz speziellen Fällen an unter Niederspannung stehenden Netzteilen arbeiten, wobei der Entscheid und die Aufsicht einem Techniker überbunden sind. Jedes Detail wird schriftlich geregelt, damit der Spezialfall gut zum Ausdruck kommt.

Bei den EKZ haben wir seit 8 Jahren das Arbeiten an Niederspannungsanlagen ohne das vorherige Ausschalten grundsätzlich untersagt. Aus der alljährlich vom *Eidgenössischen Starkstrominspektorat* herausgegebenen *Unfallstatistik* geht eindeutig hervor, dass ein grosser Teil der elektrischen Unfälle an Niederspannungsfreileitungen vorkommt, weil angenommen wird, die Leitungen seien ausgeschaltet, wogegen dies aber aus Versehen oder ungenauer Verständigung wegen nicht der Fall ist. Es kann aber auch vorkommen, dass parallel arbeitende Eigenerzeugungsanlagen Rückspannung geben. Aus all diesen Gründen verlangen die EKZ zusätzlich zur Ausschaltung das Erden und Kurzschliessen der Arbeitsstellen auch in Niederspannungsanlagen.

Noch ein kurzes Wort über die bei den EKZ gebräuchlichen *Erdungsvorrichtungen*.

In Hochspannungsanlagen und Transformatorenstationen bauen wir einpolige Schutzerdungstrenner ein, wie Fig. 9 zeigt. Bei eingeschaltetem Erdungstrenner sind an demselben gelbrote Streifen sichtbar, damit der Arbeiter das Enterden nicht vergisst. In Niederspannungsfreileitungsnetzen wenden wir neuerdings die Kurzschluss- und Erdungsgarnituren System *Peyer* an. In Niederspannungskabelnetzen dagegen wird bei uns vorderhand in Ermangelung einer geeigneten Einrichtung noch behelfsmässig geerdet.

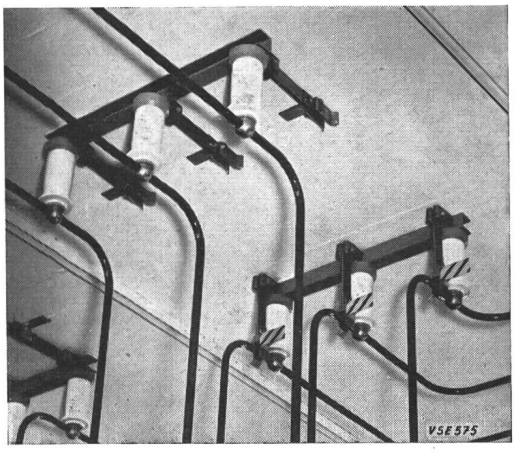


Fig. 9
Einpolige Schutzerdungstrenner in einer Hochspannungsanlage
Beachte die gelb-rot gestreiften Platten

Adresse des Autors:
J. Wild, Oberbetriebsleiter des Elektrizitätswerkes des Kantons Zürich, Zürich.

Aus den Geschäftsberichten schweizerischer Elektrizitätswerke

(Diese Zusammenstellungen erfolgen zwanglos in Gruppen zu vieren und sollen nicht zu Vergleichen dienen)

Man kann auf Separatabzüge dieser Seite abonnieren

	Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität Olten		Elektra Fraubrunnen Jegenstorf		Elektrizitätswerke des Kantons Zürich Zürich		Aargauisches Elektrizitätswerk Aarau	
	1954/55	1953/54	1955	1954	1954/55	1953/54	1954/55	1953/54
1. Energieproduktion . . kWh	—	—	—	—	**35 467 200**	28 412 400	**15 516 740**	16 255 360
2. Energiebezug . . . . kWh	—	—	**?**	?	**726 723 328**	676 830 431	**639 468 332**	568 845 053
3. Energieabgabe . . . kWh	**2 050 548 600**	1 961 795 400	**15 712 500**	14 028 500	**718 353 000**[3])	662 559 000[4])	**636 430 118**	566 288 828
4. Gegenüber Vorjahr . . %	**+ 4,52**	+ 7,12	**+ 12,0**	+ 4,0	**+ 8,42**	+ 8,24	**+ 12,4**	+ 11,0
5. Davon Energie zu Abfallpreisen . . . . . kWh			—	—	**18 169 785**	9 064 455	**61 527 252**	41 571 167
11. Maximalbelastung . . kW	**345 000**	330 000	**?**	?	**164 500**	148 200	**127 000**	119 000
12. Gesamtanschlusswert . kW	[1])	[1])	**36 386**	33 935	**724 650**	669 910	**263 000**	241 800
13. Lampen . . . . . Zahl			**53 153**	51 800	**913 170**	881 020	**258 000**	246 900
13. Lampen . . . . . kW			**1 825**	1 752	**51 640**	49 550	**13 400**	12 330
14. Kochherde . . . . . kW			**3 072**	2 916	**38 466**	35 785	**13 250**	12 600
14. Kochherde . . . . . Zahl			**18 036**	16 851	**240 876**	222 405	**66 100**	64 000
15. Heisswasserspeicher . Zahl			**1 605**	1 478	**34 923**	32 150	**6 370**	5 860
15. Heisswasserspeicher . kW			**1 606**	1 455	**94 292**	80 056	**8 320**	7 600
16. Motoren . . . . . Zahl			**5 641**	5 204	**87 560**	80 800	**22 600**	21 160
16. Motoren . . . . . kW			**7 030**	6 670	**176 680**	169 680	**81 000**	79 500
21. Zahl der Abonnemente . . .	—	—	**4 343**	4 333	**60 300**[5])	58 000[5])	**37 100**	35 600
22. Mittl. Erlös p. kWh Rp./kWh	—	—	**7,54**	7,80	**4,93**	4,97	**3,934**	3,956
Aus der Bilanz:								
31. Aktienkapital . . . . . Fr.	**70 000 000**	70 000 000	—	—	—	—	—	—
32. Obligationenkapital . . »	**113 433 000**	114 230 000	—	—	—	—	—	—
33. Genossenschaftsvermögen »	—	—	**52 600**	52 600	—	—	—	—
34. Dotationskapital . . . . »	—	—	—	—	**9 000 000**	9 000 000	**5 000 000**	5 000 000
35. Buchwert Anlagen, Leitg. »	**284 815 905**	175 290 880	**30 000**	26 000	**14 760 026**	10 105 026	**1 549 586**	804 166
36. Wertschriften, Beteiligung »	**17 143 250**	16 425 650	**375 620**	389 620	**11 166 000**	11 167 000	**16 471 927**	16 559 766
37. Erneuerungsfonds . . . »	—	—	**278 500**	277 500	**18 970 000**[6])	18 330 000[6])	—	—
Aus Gewinn- und Verlustrechnung:								
41. Betriebseinnahmen . . . Fr.	**31 509 116**[2])	29 249 391[2])	**385 557**	355 143	**36 950 710**	34 542 342	**25 753 425**	23 601 194
42. Ertrag Wertschriften, Beteiligungen . . . . . »	**782 923**	723 487	**15 391**	14 579	**516 166**	516 166	**1 127 031**	980 364
43. Sonstige Einnahmen . . »	**363 364**	434 580	**8 834**	12 852	**27 564**	44 187	**248 308**	232 294
44. Passivzinsen . . . . . »	**3 927 129**	3 954 788	—	—	**927 746**	855 058	**225 685**	414 412
45. Fiskalische Lasten . . . »	**3 588 340**	3 433 347	**14 452**	12 831	**18 034**	19 054	**38 437**	36 311
46. Verwaltungsspesen . . . »	**3 908 193**	3 736 405	**124 061**	113 720	**3 668 752**	3 330 785	**800 314**	793 046
47. Betriebsspesen . . . . »	**5 111 480**	4 740 432	**132 013**	131 799	**7 195 515**	6 613 129	**1 269 705**	1 339 256
48. Energieankauf . . . . . »	—	—	**782 018**	721 663	**22 060 989**	20 799 705	**19 844 146**	18 647 039
49. Abschreibg., Rückstell'gen »	**8 903 502**	8 334 798	**117 282**	92 049	**2 652 956**	2 586 865	**3 544 968**	2 528 030
50. Dividende . . . . . »	**4 900 000**	4 900 000	**3 156**	3 130	—	—	—	—
51. In %	**7**	7	**6**	6	—	—	—	—
52. Abgabe an öffentliche Kassen . . . . . »	—	—	**20 000**	20 000	**968 477**	910 494	**650 000**	600 000
Übersicht über Baukosten und Amortisationen								
61. Baukosten bis Ende Berichtsjahr . . . . . Fr.	**284 815 905**	276 989 759	**1 019 000**	964 000	—	—	—	—
62. Amortisationen Ende Berichtsjahr . . . . . »	**109 388 282**	101 698 879	**989 000**	938 000	—	—	—	—
63. Buchwert . . . . . »	**175 427 623**	175 290 880	**30 000**	26 000	**14 760 026**	10 105 026	**1 549 586**	804 166
64. Buchwert in % der Baukosten	**61,59**	63,28	**2,95**	2,77	—	—	—	—

[1]) Geringer Detailverkauf.

[2]) Ergebnisse des Energiegeschäftes nach Abzug des Energieankaufs und der Transitkosten auf fremden Leitungen.

[3]) davon Transit 2 292 000 kWh.

[4]) davon Transit 2 192 000 kWh.

[5]) Zahl der Bezüger.

[6]) inkl. Reservefonds.

Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie durch die schweizerischen Elektrizitätswerke der Allgemeinversorgung

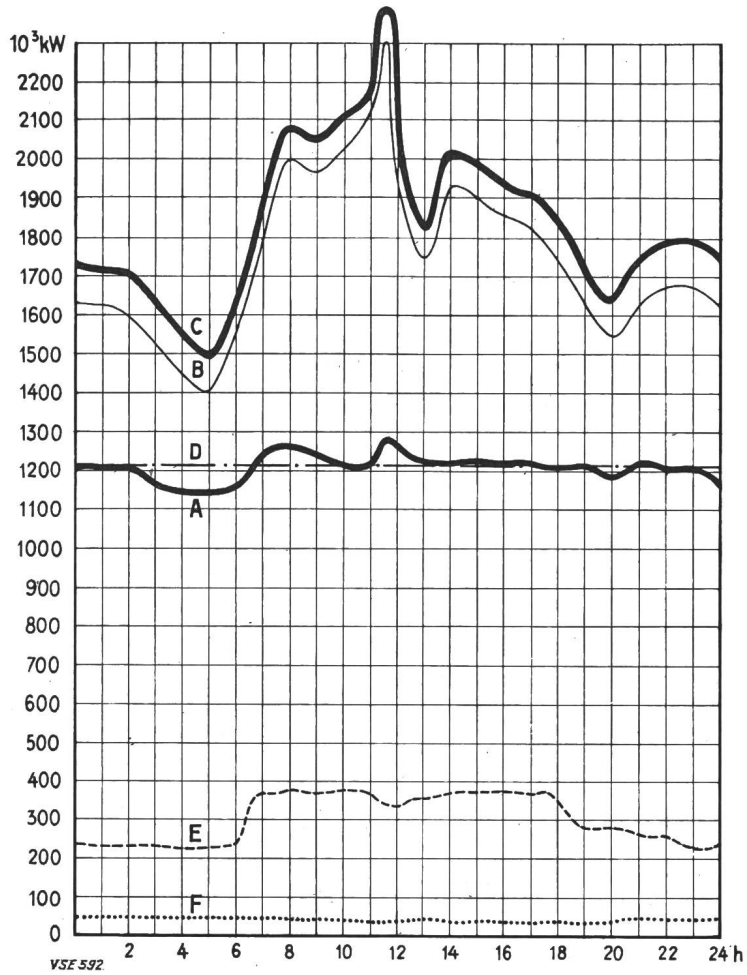
Mitgeteilt vom Eidgenössischen Amt für Elektrizitätswirtschaft und vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

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		1		78		18		1333			1539		+503		283	
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-Juni ..	3332	3150	3	21	160	97	48	167	3543	3435	— 3,0					600	420

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	534	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 (24)	165 (38)	863	939	+ 8,8	1033	1067
Juli	380		160		147		154		51		158		871			1050	
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-Juni ..	1173	1282	483	520	425	475	297	139	141	173	424 (50)	426 (72)	2596	2804	+ 8,0	2943	3015

[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 13. Juni 1956

Legende:

1. Mögliche Leistungen: 10^3 kW

Laufwerke auf Grund der Zuflüsse (0—D) . .	1213
Saisonspeicherwerke bei voller Leistungsabgabe (bei maximaler Seehöhe)	1541
Total mögliche hydraulische Leistungen . . .	2754
Reserve in thermischen Anlagen	155

2. Wirklich aufgetretene Leistungen

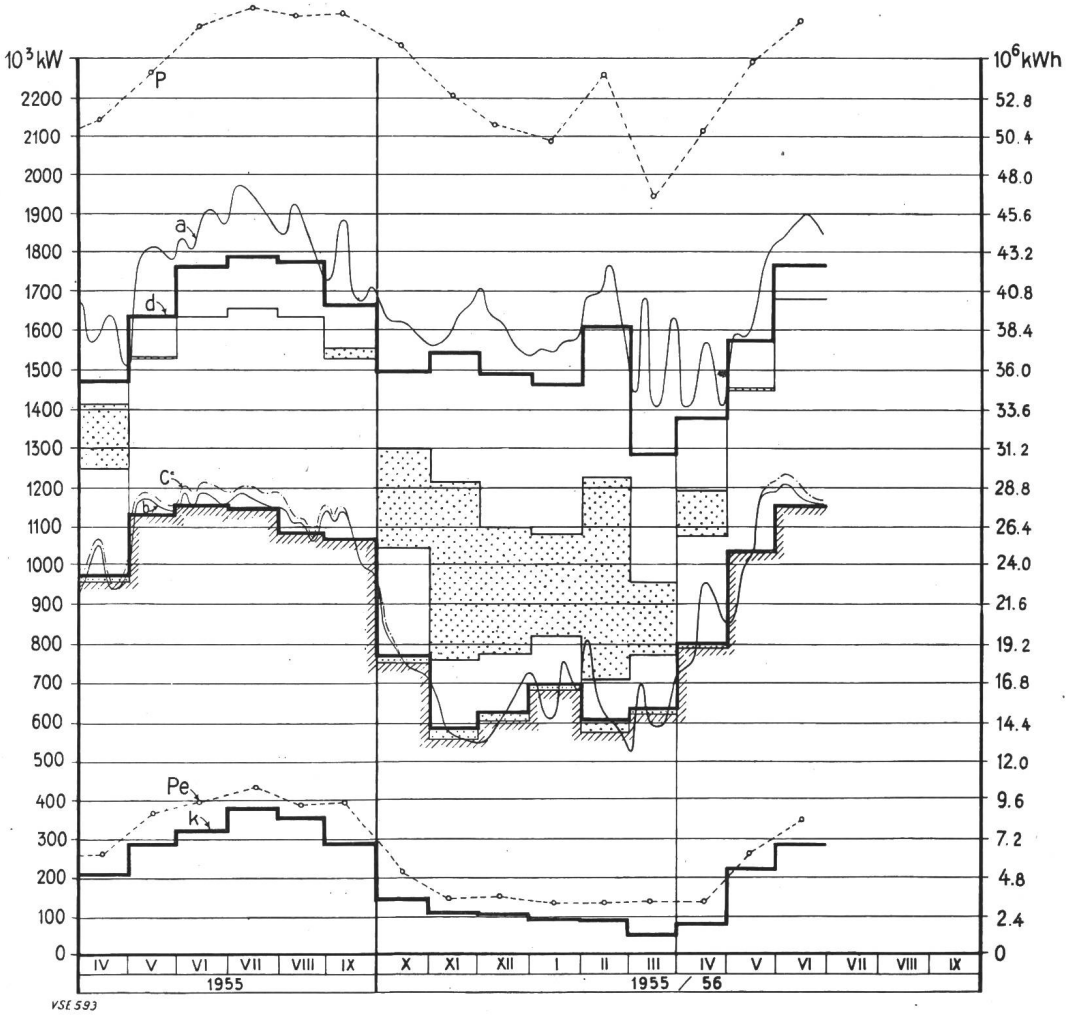
0—A Laufwerke (inkl. Werke mit Tages- und Wochenspeicher).
A—B Saisonspeicherwerke.
B—C Thermische Werke, Bezug aus Bahn- und Industrie-Kraftwerken und Einfuhr.
0—E Energieausfuhr.
0—F Energieeinfuhr.

3. Energieerzeugung 10^6 kWh

Laufwerke	28,8
Saisonspeicherwerke	13,6
Thermische Werke	0
Bezug aus Bahn- und Industrie-Kraftwerken	1,3
Einfuhr	1,0
Total, Mittwoch, 13. Juni 1956	44,7
Total, Samstag, 16. Juni 1956	41,0
Total, Sonntag, 17. Juni 1956	32,3

4. Energieabgabe

Inlandverbrauch	37,4
Energieausfuhr	7,3



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		2		18		1583			1746		+558		283		1300	
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-Juni ..	4177	3897	8	30	48	167	4233	4094	— 3,3					600	469	3633	3625

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		178		290		163		101		153		27		1110		
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-Juni ..	1197	1308	538	584	801	797	326	158	288	298	430	402	53	78	3254	3389	+ 4,2

[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.